



REGIONE MOLISE
COMUNE DI CAMPOMARINO
COMUNE DI TERMOLI
COMUNE DI PETACCIATO
COMUNE DI MONTENERO DI BISACCIA
(PROVINCIA DI CAMPOBASSO)



SOCIETA' PROPONENTE: MAVERICK SRL Via dei Bossi n° 6, cap. 20121 MILANO
P.IVA 12565360968 PEC: maverick@gigapec.it

NOME IMPIANTO: "EOLICO OFFSHORE MOLISE"

PROGETTO: PROGETTO PRELIMINARE PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO NEL MARE ADRIATICO SULLA COSTA DELLA REGIONE MOLISE DI POTENZA ELETTRICA LORDA 1800 MWE DEDICATO AD ALIMENTARE UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI IDROGENO DI POTENZA 800 MWE SITO IN ZONA INDUSTRIALE DEL COMUNE DI CAMPOMARINO (CB) E CON LA RESTANTE POTENZA MASSIMA DI 1000 MWE IMMESSA IN RETE ELETTRICA NAZIONALE SU ALLACCIO ESISTENTE IN ZONA INDUSTRIALE DEL COMUNE DI TERMOLI (CB)

ALLEGATO	TAVOLA A0bis	FOGLIO	MAPPAL	SCALA
----------	-----------------	--------	--------	-------

OGGETTO

RELAZIONE TECNICA GENERALE

REDAZIONE PROGETTO:

TIMBRI E VISTI D'APPROVAZIONE

ING. CONTE ANGELO

Cervaro lì 30-11-2022



PROGETTISTA E DIRETTORE DEI LAVORI

ING. CONTE ANGELO



Studio Tecnico Ing. Angelo Conte

Via Campolungo n° 8, cap. 03044 Cervaro (FR)
tel./fax. 0776344451 cell. 3494709135 P.IVA: 02422120606
e-mail: conte.angelo@libero.it pec: angelo.conte@ingpec.eu

INDICE

1	PREMESSA.....	3
2	CONTESTO GENERALE DEL PROGETTO	5
	2.1 LA SFIDA ENERGETICA E LE STRATEGIE EUROPEE.....	5
	2.2 LE POLITICHE NAZIONALI E REGIONALI.....	6
	2.3 IL PROGETTO POWERED.....	7
	2.4 CONSIDERAZIONI FINALI.....	10
3	CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO	11
	3.1 PRINCIPALI NORME NAZIONALI.....	11
	3.2 LEGISLAZIONE REGIONALE E NORMATIVA TECNICA, PRINCIPALI RIFERIMENTI.....	12
	3.3 DESCRIZIONE DELL'ITER AUTORIZZATIVO.....	14
4	DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	15
	4.1 FINALITÀ DELL'INTERVENTO.....	15
	4.2 DESCRIZIONE E LIVELLO QUALITATIVO DELL'OPERA.....	17
	4.3 GLI AEROGENERATORI.....	19
	4.4 LE FONDAZIONI GALLEGGIANTI.....	20
	4.4.1 indicazioni metodologiche preliminari.....	20
	4.4.2 Panoramica delle strutture di supporto utilizzate per turbine eoliche galleggianti.....	20
	4.4.3 Selezione preliminare del tipo di sottostruttura per la turbina eolica offshore galleggiante.....	26
	4.4.4 Conclusioni.....	29
	4.5 STAZIONE ELETTRICA DI TRASFORMAZIONE SU PIATTAFORMA.....	30
	4.6 CAVI DI COLLEGAMENTO E TRASPORTO DELL'ENERGIA.....	32
	4.6.1 Cavi marini a 66 kV in CA.....	33
	4.6.2 Cavo marino a 400 kV in CA.....	33
	4.6.3 Cavo terrestre a 400 kV in CA.....	35
	4.7 IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE.....	36
5	PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO - LE OPERE A MARE.....	39
	5.1 L'AREA DI PROGETTO.....	39

5.1.1. Coordinate Aerogeneratori	41
5.2 CARATTERIZZAZIONE DEL SITO A MARE	47
5.2.1 aspetti climatici	47
5.2.2 Il suolo - Analisi geomorfologica	53
5.2.3 Paesaggio	54
5.2.4 Flora, Fauna ed Ecosistemi	56
5.2.5 Archeologia	63
5.2.6 Aspetti socio-economici	63
5.2.7 Titoli di ricerca idrocarburi	63
5.2.8 Vincoli rotte aeree	64
5.2.9 La pesca	65
6 PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO - LE OPERE A TERRA	67
7 MODALITÀ DI INSTALLAZIONE E MANUTENZIONE DEL PARCO OFFSHORE	74
7.1 DESCRIZIONE DELLE MODALITÀ DI ESECUZIONE DEI LAVORI - AEROGENERATORI	74
7.2 DESCRIZIONE DELLE MODALITÀ DI ESECUZIONE DEI LAVORI – CAVI ELETTRICI	75
8 LA MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO	77
9 PIANO DI DISMISSIONE	78
10 CRONOPROGRAMMA	79
11 RICADUTE OCCUPAZIONALI	80
12 CONCLUSIONI	82

1 PREMESSA

Il progetto di un impianto eolico offshore nasce da alcune considerazioni fondamentali:

- il nord Europa è leader mondiale nel settore dell'eolico offshore, al contrario, questa specifica tipologia di impianti, ha avuto scarso sviluppo nei paesi dell'area mediterranea. Questo a causa di numerosi fattori a carattere infrastrutturale, ambientale e paesaggistico che spesso hanno comportato una scarsa accettazione sociale di tale tipologia di impianti
- Le tecnologie per la realizzazione di impianti eolici offshore sono ormai consolidate ed il costante progresso consente oggi di installare impianti in acque profonde con fondazioni flottanti e turbine sempre più performanti. Ciò determina la possibilità di realizzare impianti molto distanti dalla costa superando le principali criticità ambientali e paesaggistiche senza interferire con le ordinarie attività antropiche presenti sul territorio (turismo, pesca, navigazione, ecc)
- Lo sviluppo di impianti eolici offshore è fondamentale per poter raggiungere gli obiettivi della attuale programmazione strategica italiana ed europea in materia di generazione di energia da fonti rinnovabili e riduzione delle emissioni. Solo investendo su impianti eolici offshore con fondazioni galleggianti si potrà aumentare considerevolmente la potenza installata di impianti di generazione di energia da fonte rinnovabile superando tutte le problematiche che finora hanno ostacolato l'installazione di aerogeneratori nel Mar Mediterraneo.
- Oltre a considerare gli effetti positivi generali derivanti dalla produzione di energia da fonti rinnovabili in termini di decarbonizzazione è ampiamente dimostrato che la realizzazione di un impianto eolico in mare ha effetti importanti in termini di ripopolamento della fauna marina, d'altra parte la presenza di tali impianti rende impossibili altre forme di utilizzo o sfruttamento dell'area creando un'area marina protetta "di fatto". La realizzazione e la successiva fase di esercizio e manutenzione rappresentano inoltre una opportunità strategica per le aree limitrofe con effetti rilevanti per l'economia locale e l'occupazione.

Queste considerazioni attraversano tutte le principali scelte progettuali fatte, sia in termini tecnologici che di individuazione del sito, ed hanno portato alla definizione della proposta progettuale di un impianto offshore per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile eolica della potenza nominale di 1800 MW costituito da 120 aerogeneratori e da due stazioni elettriche di trasformazione 66/400 kV installati su fondazioni flottanti nel Mare Adriatico e di un elettrodotto di connessione a 400 KV localizzato in parte a mare in parte a terra.

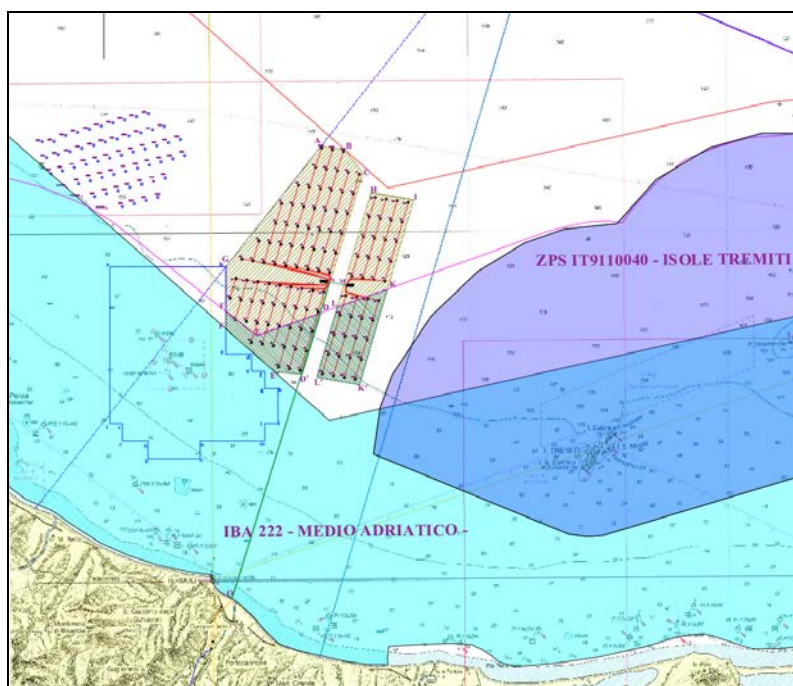


figura 1.1: Inquadramento dell'area interessata dall'impianto eolico proposto

Si prevede inoltre la possibilità di convogliare l'energia prodotta ad un impianto per la produzione di idrogeno green da 800 MW. L'idrogeno è infatti un vettore energetico fondamentale per accompagnare la transizione energetica e consentire lo stoccaggio dell'energia prodotta da fonti rinnovabili non programmabili come l'eolico. La produzione di idrogeno consente infatti l'accumulo dell'energia elettrica, il suo trasporto ed il suo successivo utilizzo all'interno di celle a combustibili sia per la trazione di veicoli elettrici che per qualsiasi altro uso civile e industriale.

Nei successivi capitoli della presente relazione verranno descritti il contesto generale in cui si inserisce la proposta progettuale, gli scenari di sviluppo e le scelte strategiche intraprese dall'Italia e dall'Unione Europea; gli aspetti legislativi e l'iter autorizzativo da espletare; verranno dettagliate le principali scelte tecnico progettuali e le caratteristiche dell'impianto proposto; particolare rilievo sarà data alla caratterizzazione del sito proposto da un punto di vista ambientale, paesaggistico, e socio-economico.

Verranno quindi descritte in maniera sommaria le fasi di costruzione ed esercizio dell'impianto.

2 CONTESTO GENERALE DEL PROGETTO

2.1 LA SFIDA ENERGETICA E LE STRATEGIE EUROPEE

Negli ultimi anni l'aumento della domanda di energia elettrica e l'implementazione di politiche di contrasto al cambiamento climatico hanno reso necessario ripensare completamente il sistema energetico a livello globale, europeo e nazionale. In questo contesto si sono susseguiti negli anni provvedimenti volti a fissare obiettivi sempre più ambiziosi in termini di riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra, di miglioramento dell'efficienza energetica e di produzione di energia da fonti rinnovabili.

La Commissione Europea il 22 gennaio 2014 ha presentato il quadro per le politiche dell'energia e del clima all'orizzonte 2030 contenente gli obiettivi e le misure per rendere l'economia e il sistema energetico dell'UE più competitivi, sicuri e sostenibili. Tra questi si segnalano l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra del 40% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990 e l'obiettivo per le energie rinnovabili di almeno il 27% del consumo energetico.

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

A fine 2019 viene presentato il Green Deal Europeo con una nuova roadmap e obiettivi sempre più ambiziosi. Nell'ambito del Green Deal europeo, nel settembre 2020 la Commissione ha proposto di elevare l'obiettivo della riduzione delle emissioni di gas serra per il 2030, compresi emissioni e assorbimenti, ad almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 quale prima tappa verso l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050. Contestualmente si stanno definendo nuove proposte legislative per raggiungere tal obiettivo che comporteranno un ulteriore potenziamento delle politiche in materia di efficienza energetica e di energie rinnovabili.

Per contribuire a raggiungere l'obiettivo europeo della neutralità climatica entro il 2050, la Commissione europea ha presentato il 19/11/2020 la strategia dell'UE per le energie rinnovabili offshore. La strategia propone **di aumentare la capacità eolica offshore dell'Europa: dagli attuali 12 GW passare ad almeno 60 GW entro il 2030, e a 300 GW entro il 2050.**

Parallelamente la Commissione Europea ha presentato a luglio 2020 la “Strategia Europea sull'idrogeno per la neutralità climatica” definendo gli obiettivi a breve, medio e lungo termine per lo sviluppo dell'idrogeno in Europa ritenuto essenziale per il raggiungimento della “carbon neutrality” entro il 2050. Con questo importante documento si prevede l'implementazione della **European Clean Hydrogen Alliance**, una collaborazione tra autorità pubbliche, industria e società civile per la promozione di una agenda di investimenti ed una pipeline di progetti concreti.

La road map prevista definisce i seguenti traguardi:

- 1. nella prima fase, dal 2020 al 2024, l'installazione di almeno 6 GW di elettrolizzatori per la produzione di idrogeno da fonte rinnovabile in EU e la produzione fino ad un milione di tonnellate di idrogeno da fonti rinnovabili;**
- 2. Nella seconda fase, dal 2025 al 2030, si prevede che l'idrogeno diventerà parte integrante del sistema energetico raggiungendo l'obiettivo strategico di almeno 40 GW di potenza installata in elettrolizzatori per la produzione di idrogeno da fonte rinnovabile entro il 2030 e la produzione fino a 10 milione di tonnellate di idrogeno da fonti rinnovabili.** In questa fase la produzione di idrogeno comincia a svolgere un ruolo importante nel bilanciamento del sistema energetico basato su fonti rinnovabili trasformando l'energia in idrogeno quando la produzione di energia rinnovabile è abbondante ed economica. L'idrogeno sarà inoltre utilizzato per accumulare energia equilibrando i picchi di produzione giornaliera e stagionale, funzionando

da potenza di backup e garantendo la sicurezza dell'approvvigionamento energetico a medio termine.

3. **Nella terza ed ultima fase, dal 2030 fino ed oltre il 2050, le tecnologie per l'idrogeno rinnovabile raggiungeranno piena maturità e saranno impiegate su larga scala anche nei settori più difficili da decarbonizzare.** In questa fase la produzione di energia da fonti rinnovabili sarà massima e l'apporto delle tecnologie per la produzione di idrogeno dovrà assorbire almeno un quarto dell'energia così prodotta entro il 2050.

2.2 LE POLITICHE NAZIONALI E REGIONALI

La Strategia Elettrica Nazionale (SEN)

Il 10 novembre 2017 l'Italia ha adottato la Strategia Energetica Nazionale (SEN) e cioè il piano per rendere il sistema energetico italiano sempre più sostenibile sotto il profilo ambientale, aumentare la competitività del Paese allineando i prezzi energetici a quelli europei, migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento e delle forniture, decarbonizzare il sistema energetico in linea con gli obiettivi dell'accordo di Parigi.

Si segnalano, in particolare, alcuni target fondamentali: la riduzione dei consumi di 10 Mtep al 2030 rispetto al tendenziale, il raggiungimento di una quota del 28% dei consumi al 2030 coperti da fonti rinnovabili e del 55% dei consumi elettrici al 2030 coperti da fonti rinnovabili; l'abbandono del carbone per la produzione elettrica entro il 2025.

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

A gennaio 2020 il PNIEC è stato pubblicato dal MISE ed inviato alla Commissione Europea. Il Piano stabilisce, coerentemente con la pianificazione europea, gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO₂, nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile. Per il comparto FER vengono fissati obiettivi molto ambiziosi sintetizzati nella seguente tabella. Si evidenzia che il documento prevede la realizzazione di almeno di 900 MW di impianti eolici offshore nelle acque mediterranee entro il 2030.

Tabella 2.1 - Obiettivi di crescita della potenza (MW) da fonte rinnovabile al 2030 (PNIEC)

Fonte	2016	2017	2025	2030
Idrica	18.641	18.863	19.140	19.200
Geotermica	815	813	920	950
Eolica	9.410	9.766	15.950	19.300
di cui offshore	0	0	300	900
Bioenergie	4.124	4.135	3.570	3.760
Solare	19.269	19.682	28.550	52.000
di cui CSP	0	0	250	880
Totale	52.258	53.259	68.130	95.210

La strategia nazionale per l'idrogeno

L'Italia si sta dotando di una propria strategia nazionale sull'idrogeno a partire dalle **Linee Guida preliminari del Ministero dello Sviluppo Economico** su cui è già svolta una fase di consultazione pubblica. Le Linee Guida implementano e dettagliano le politiche per la promozione dell'idrogeno già presentate nel PNIEC e fissano alcuni obiettivi fondamentali, tra cui si segnala:

- Il raggiungimento di circa il 2% di penetrazione dell'idrogeno nel consumo energetico finale entro il 2030 per arrivare al 20% entro il 2050
- l'installazione di circa 5GW di capacità di elettrolisi entro il 2030



Il Piano Energetico Ambientale della Regione Puglia PEAR

Nel 2007 la Regione Puglia si è dotata di uno strumento programmatico, il Piano Energetico Ambientale Regionale (P.E.A.R.), che contiene indirizzi e obiettivi strategici in campo energetico in un orizzonte temporale di dieci anni. Il piano è attualmente in fase di aggiornamento. Con DGR n. 1424/2018 la Giunta Regionale ha approvato il Documento Preliminare Programmatico (DPP) e Rapporto Preliminare Ambientale (RPA) per l'aggiornamento del PEAR.

All'interno di tale documento, nel capitolo sulla "Declinazione degli obiettivi B-D-E" e precisamente con riferimento all' "obiettivo B – Sostegno alle FER (Fonti di Energia Rinnovabili)" si forniscono delle indicazioni che fanno ben comprendere quali siano gli indirizzi della programmazione regionale individuando come obiettivo per l'eolico offshore il *"passaggio a soluzioni tecnologiche innovative capaci di sfruttare i soli spazi residuali che risultano dall'analisi incrociata tra vincoli e fattori di limitanti di natura socio-economica, nonché in relazione alla disponibilità di vento."*

2.3 IL PROGETTO POWERED

Nell'ambito del programma di cooperazione transfrontaliero IPA-Adriatic dell'Unione Europea, è stato sviluppato il progetto POWERED (Project of Offshore Wind Energy: Research, Experimentation, Development) con l'obiettivo di valutare la potenzialità del mare Adriatico in rapporto all'installazione di centrali eoliche offshore.

Il progetto POWERED, conclusi nel 2016, era "finalizzato alla definizione di strategie e metodi condivisi per lo sviluppo dell'energia eolica offshore in tutti i paesi che si affacciano sul mare Adriatico" e ha visto coinvolte la Regione Abruzzo (Lead Partner), la Regione Molise, la Regione Marche, la Regione Puglia, la Provincia di Ravenna, Veneto Agricoltura, il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare italiano, il Ministero dell'Economia del Montenegro, il Ministero dell'Economia del Commercio e dell'Energia albanese, e la Croazia, l'Università Politecnica delle Marche, il consorzio CETMA, la Micoperi Marine Contractors srl, il Comune di Komiza (Croazia) e numerosi sponsor privati.

Il progetto Powered ha inteso pertanto verificare se nel bacino adriatico esistessero le condizioni anemologiche, ambientali e tecnico amministrative per investire sulla produzione di energia eolica offshore e definito un complesso di linee guida condivise da tutti i Paesi dell'area adriatica, volte ad indirizzare il futuro sfruttamento energetico delle risorse anemometriche del Mare Adriatico in maniera sostenibile e vantaggiosa per le popolazioni dell'area

Il progetto è strutturato in sei Work Package che comprendono oltre alle necessarie attività di coordinamento (WP1) e comunicazione e disseminazione (WP2), la ricognizione approfondita dello stato dell'arte tecnologico, normativo e delle politiche energetiche e ambientali (WP3), la valutazione sperimentale e numerica della risorsa del vento nel bacino Adriatico (WP4), l'analisi e la valutazione sperimentale delle problematiche ambientali, infrastrutturali, energetiche e tecnologiche (WP5) ed infine la redazione delle linee guida per la realizzazione di parchi eolici off-shore nel mare Adriatico (WP6).

Di particolare interesse sono le risultanze dei Work Package 4 e 5 coordinati dall'Università Politecnica delle Marche, che pertanto meritano uno specifico approfondimento.

Nell'ambito del WP4 il gruppo di studiosi costituito dall'Università Politecnica delle Marche, utilizzando un opportuno modello matematico climatico ed un database di dati forniti dalle stazioni meteorologiche sparse in tutto il mondo, ha prodotto le mappe del vento estese a tutto il mare adriatico riferite al quinquennio 2008 – 2012. Tali mappe sono state georeferenziate e pubblicate sul sito internet del progetto POWERED. Di seguito si riporta un'immagine di sintesi di tali mappe che mostra la ventosità media nel quinquennio 2008-2012 dalla quale risulta che l'area oggetto di progettazione possiede il potenziale anemometrico idoneo allo sviluppo di una centrale off-shore.

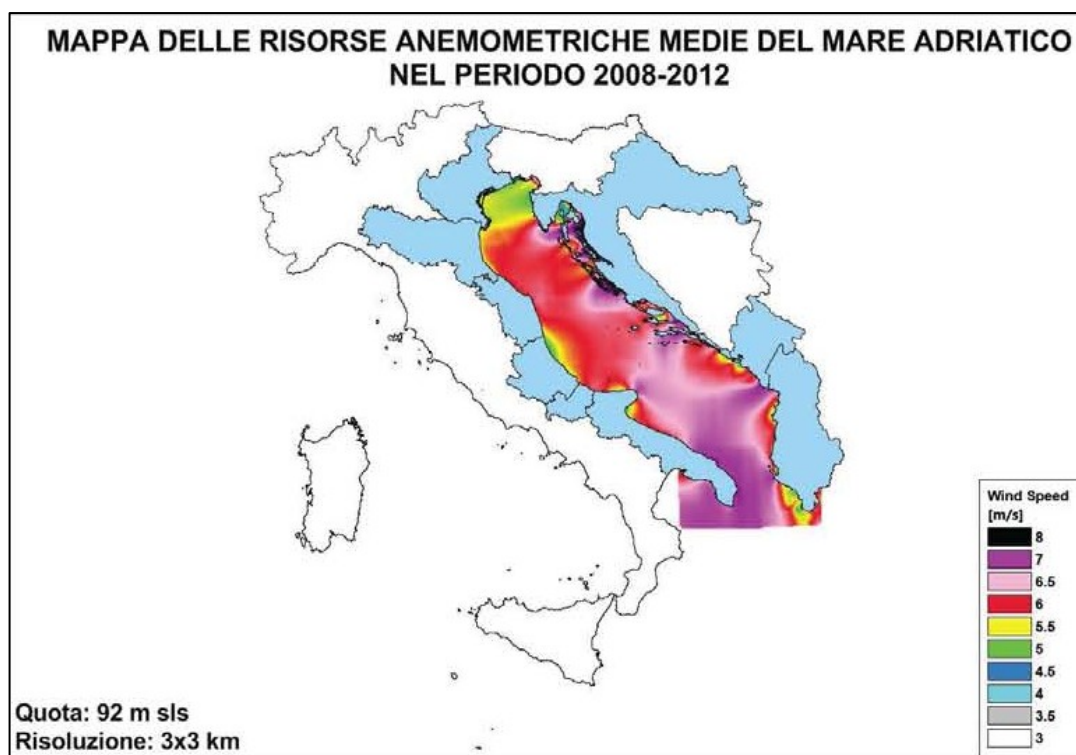


figura 2.1: Mappa del Vento nel Mare Adriatico – Powered

L'obiettivo finale del WP5 era di elaborare un'analisi semiquantitativa e qualitativa dei vincoli ambientali ed infrastrutturali presenti nel Mare Adriatico: a tale scopo è stata quindi esaminata la distribuzione spaziale dei vincoli e, assegnando un peso a ciascun vincolo presente in ciascun tratto di mare, è stata realizzata un'analisi spaziale ponderata degli stress ambientali associati alle aree prese in esame.

L'attività del gruppo di lavoro costituito dall'Università Politecnica delle Marche, da Veneto Agricoltura e dal CETMA è molto articolata e gli esiti finali sono contenuti in un Report pubblico pubblicato sul sito del progetto POWERED. Il lavoro svolto può essere sintetizzato nelle seguenti fasi:

1. È stata realizzata un'accurata **analisi degli impatti generati dalle centrali eoliche offshore** durante il loro intero ciclo di vita (progettazione e preinstallazione, costruzione, funzionamento, smantellamento), valutando gli effetti su tutte le componenti ambientali (flora, fauna, correnti, ecc) attraverso la **stima del grado di cambiamento nei comportamenti di ciascuna componente nelle**

diverse fasi. Per ciascuna componente bio-ecologica potenzialmente influenzata da ciascuna delle fasi del ciclo di vita della centrale è stata svolta una valutazione qualitativa degli impatti in ragione della parte dell'aerogeneratore coinvolta (pale, fondazioni, superficie dell'acqua, ecc). A ciascun valore qualitativo è stato attribuito poi un valore numerico in modo da costruire un'analisi quantitativa dei potenziali effetti di una centrale eolica off-shore. Sommando i valori assegnati si è quindi potuto calcolare il **valore dell'impatto cumulativo per ciascuna fase e su ciascuna componente.** Dall'analisi ottenuta emerge come la fase di costruzione della centrale è senza dubbio la più impattante.

2. Una particolare attenzione è stata assegnata allo **studio del rumore emesso dalle centrali eoliche offshore nelle diverse fasi e all'analisi degli effetti e degli impatti generati.** Nel report finale si evidenzia come la fase più impattante è quella di costruzione ed in particolare l'attività di posa delle fondazioni a causa del rumore particolarmente intenso nella fase di infissaggio di pali nel fondale marino. Il livello di rumore dipende dal tipo di fondazioni scelte e che le fondazioni a gravità poggiate sul fondale marino risultano meno impattanti rispetto a quelle con monopalo o tripode infissi nel fondale. Lo studio cita anche le fondazioni flottanti, a tal proposito si evidenzia che, anche in assenza di dati e studi specifici dato il non utilizzo di tali fondazioni all'epoca dello studio, le fondazioni flottanti sono assimilabili alle fondazioni a gravità per emissioni sonore emesse esclusivamente in fase di trasporto.

3. Sono stati raccolti e analizzati tutti i dati e i materiali presenti nella letteratura scientifica, forniti dai partner del progetto dislocati su tutto il territorio interessato, estratti dagli studi già conclusi collegati a progetti europei di varia natura e a procedimenti autorizzativi in corso o già conclusi. In questo modo è stata realizzata una dettagliata **caratterizzazione ambientale del Mare Adriatico e quindi l'analisi dei vincoli presenti nell'area.** Questo ampio lavoro di ricerca è sintetizzato in un insieme di mappe tematiche.

4. Completata l'analisi dei vincoli ambientali ed infrastrutturali presenti nel mar Adriatico, il gruppo di tecnici e scienziati coinvolti ha cercato di produrre uno **strumento utile ad analizzare in termini cumulativi i potenziali conflitti (ambientali e non) tra l'eventuale centrale eolica offshore e l'area circostante** (cap. 5 del WP5).

Integrando quindi il lavoro svolto nei WP4 e WP5 e considerando lo stato della tecnologia all'epoca disponibile emerge che solo in poche zone costiere il vento possiede le caratteristiche anemologiche (costanza e forza) richieste. Vengono prese in considerazione solo le aree con batimetria inferiore a 40 m compatibili con le tipologie di fondazioni all'epoca utilizzate, lo studio esclude le batimetrie maggiori compatibili invece con le fondazioni flottanti considerate all'epoca una tecnologia allo stato sperimentale non matura per applicazioni concrete. Tenendo conto di tali premesse, **nel mare Adriatico le aree caratterizzate dal miglior potenziale corrispondono alla costa salentina, la costa molisana e all'area a sud del promontorio del Gargano.**

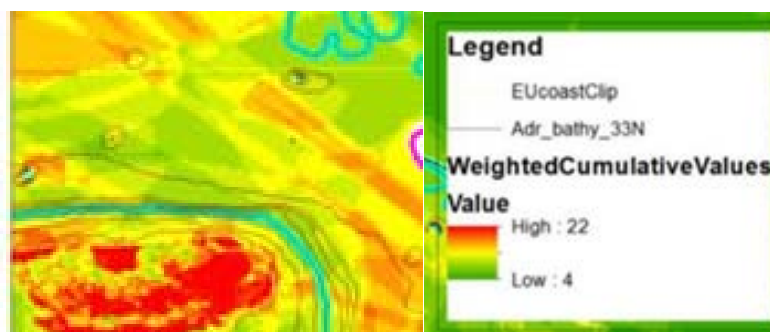


Figura 2.2: Mappa del Mare Adriatico Meridionale con analisi cumulativa dei potenziali conflitti (ambientali e non) per l'eventuale centrale eolica offshore. Mappa estratta dal Report Finale del WP5 progetto Powered – IPA. In celeste sono evidenziate le curve batimetriche a 40 m e 200 m.

2.4 CONSIDERAZIONI FINALI

Da quanto finora rappresentato si evince come **la realizzazione di un impianto eolico offshore associato alla possibilità di produzione di idrogeno si inserisce perfettamente nel contesto delle politiche europee e nazionali** tese a contrastare il cambiamento climatico e a promuovere la produzione di energia da fonti rinnovabili.

Sebbene il progetto Powered si sia concentrato sulle le aree con batimetria inferiore a 40 m le mappe prodotte risultano utili per una valutazione preliminare degli impatti e dei conflitti tra usi diversi delle aree marine che un impianto eolico offshore potrebbe generare anche oltre tale limite. Ovviamente le diverse tecnologie di fondazioni comportano una sicura riduzione degli impatti ambientali sia in fase di cantiere che di esercizio. In tali premesse e rimarcando che si tratta di valutazioni preliminari meritevoli di approfondimenti in loco e studi di dettaglio, si può comunque affermare che le aree individuate nella presente proposta progettuale sono aree a bassa criticità con un numero limitato e gestibile di conflitti.

Si evidenzia infatti come **gli studi effettuati dal progetto Powered promuovono l'area presa in considerazione sotto il profilo anemologico e infrastrutturale**. Allo stesso modo **l'utilizzo delle migliori tecnologie attualmente presenti nel settore delle fondazioni flottanti consente di localizzare la centrale eolica in acque profonde lontane dalla costa e quindi al di fuori delle aree caratterizzate dalla presenza di un numero maggiore di potenziali conflitti**. L'area di progetto si posiziona nell'area gialla della citata mappa dei conflitti e quindi a bassa criticità come si può facilmente vedere osservando la figura 2.2 che precede con l'area impegnata dal parco eolico racchiusa nell'ovale azzurro.

3 CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

3.1 PRINCIPALI NORME NAZIONALI

In ambito nazionale, i principali provvedimenti che riguardano la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili o che la incentivano sono:

- D.P.R.12 aprile 1996. Atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art. 40, comma 1, della legge n. 146/1994, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale.
- D.lgs. 112/98.Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli Enti Locali, in attuazione del Capo I della Legge 15 marzo 1997, n. 59.
- D.lgs. 16marzo1999 n. 79. Recepisce la direttiva 96/92/CE e riguarda la liberalizzazione del mercato elettrico nella sua intera filiera: produzione, trasmissione, dispacciamento, distribuzione e vendita dell'energia elettrica, allo scopo di migliorarne l'efficienza.
- D.lgs. 29 dicembre 2003 n. 387. Recepisce la direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità. Prevede fra l'altro misure di razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative per impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.
- D.lgs 152/2006 e s.m.i. Norme in materia ambientale
- D.lgs. 115/2008 Attuazione della Direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della Direttiva 93/76/CE.
- Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (direttiva 2009/28/CE) approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 11 giugno 2010.
- D.M. 10 settembre 2010 Ministero dello Sviluppo Economico. Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Definisce le regole per la trasparenza amministrativa dell'iter di autorizzazione nell'accesso al mercato dell'energia; regola l'autorizzazione delle infrastrutture connesse e, in particolare, delle reti elettriche; determina i criteri e le modalità di inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio, con particolare riguardo agli impianti eolici (Allegato 4 Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento degli impianti nel paesaggio).
- D.lgs. 3 marzo 2011 n. 28. Definisce strumenti, meccanismi, incentivi e quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di energia da fonti rinnovabili, in attuazione della direttiva 2009/28/CE e nel rispetto dei criteri stabiliti dalla legge 4 giugno 2010 n. 96.
- SEN Novembre 2017. Strategia Energetica Nazionale – documento per consultazione. Il documento è stato approvato con Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e Ministro dell'Ambiente del 10 novembre 2017.
- PNIEC Gennaio 2020 Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima – il PNIEC è stato pubblicato dal MISE ed inviato alla commissione Europea. il Piano stabilisce gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO2, nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile. Il documento prevede la realizzazione di almeno di 900 MW di impianti eolici offshore nelle acque mediterranee entro il 2030.

3.2 LEGISLAZIONE REGIONALE E NORMATIVA TECNICA,PRINCIPALI RIFERIMENTI

I principali riferimenti normativi seguiti nella redazione del progetto e della presente relazione sono:

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO TIPO OFFSHORE GALLEGGIANTE NEL MARE ADRIATICO COSTA MOLISE DEDICATO AD ALIMENTARE PRINCIPALMENTE UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE

RELAZIONE TECNICA ILLUSTRATIVA

- o L.R. 7 AGOSTO 2009, N.22 - “Nuova disciplina degli insediamenti di produzione di energia da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Molise”
- o L.R. 23 DICEMBRE 2010, N.23 -“Modifiche ed integrazioni alla legge Regionale 7 agosto 2009 n. 22”
- o L.R. 16 DICEMBRE 2014, N.23 - Misure urgenti in materia di energie rinnovabili”
- o L.R. 4 MAGGIO 2016, N.4 -“Disposizioni collegate alla manovra di bilancio 2016-2018 in materia di entrate e spese. Modificazioni e integrazioni di leggi regionali”- art. 26
- o D.G.R. N. 621 DEL 4 AGOSTO 2011- “Linee guida per lo svolgimento del procedimento unico di cui all'art. 12 del D.Lgs. n. 387/2003 per l'autorizzazione alla costruzione e dall'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sul territorio del Molise”
- o D.C.R. N. 133 DEL 11 LUGLIO 2017- “Piano energetico ambientale della regione Molise. Approvazione;
- o D.G.R. N. 187 DEL 22 GIUGNO 2022- “Individuazione delle aree e dei siti non idonei all'installazione e all'esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, ai sensi del paragrafo 17.3 delle linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili emanate con il Decreto Ministeriale del 10 settembre 2010”.

La Regione Molise prevede l'attribuzione in modo esclusivo all'amministrazione regionale stessa delle funzioni amministrative per il procedimento autorizzativo (D.G.R. n.621 del 4/8/2011) e per le procedure di valutazione ambientale degli impianti con fonti di energia rinnovabili.

La disciplina per gli insediamenti di impianti di produzione di energia elettrica da FER nel territorio della regione Molise è individuata nella L.R. n.22 del 7/8/2009 e s.m.i. (L.R. n.23 23/12/2010) e dalla D.G.R. n. 621.

Nella tabella che segue è riportata la comparazione tra il D.M. 10/09/2010 e la D.G.R. n. 621 del 2011 in cui si evidenziano i limiti più restrittivi imposti dalla Regione Molise.

Linee Guida Nazionali		Linee Guida regione Molise		Note
n.	Aree non idonee istituibili dalle Regioni (allegato 3 - par. 17)	Area di rispetto	Area vincolata - All. A - parte 4 - punto 16.1 - lettera a) f) g)	
1	Siti inseriti nella lista del patrimonio mondiale dell'UNESCO, le aree ed i beni di notevole interesse culturale di cui alla Parte Seconda del D.Lgs. n. 42 del 2004, nonché gli immobili e le aree dichiarati di notevole interesse pubblico ai sensi dell'art. 136 dello stesso decreto legislativo	Ambito	I siti inseriti nella lista del patrimonio mondiale dell'UNESCO Gli immobili e le aree dichiarati di notevole interesse pubblico ai sensi dell'art. 136 del D.Lgs. 42/2004	2 km per l'eolico 2 km per l'eolico Vincoli più restrittivi (1)
2	Zone all'interno di con visuali la cui immagine è storizzata e identifica i luoghi anche in termini di notorietà internazionale di attrattiva turistica	Ambito con visuali		Ambito con visuali
3	Zone situate in prossimità di parchi archeologici e nelle aree contermini ad emergenze di particolare interesse culturale, storico e/o religioso	Zone situate in prossimità ed aree contermini	Parchi archeologici (così come definiti al comma 2 dell'art. 101 del D.Lgs. 42/2004) attrezzati come museo all'aperto, così come individuati dalla Soprintendenza per i Beni archeologici del Molise Aree archeologiche (come definiti al comma 2 dell'art. 101 del D.Lgs. 42/2004 e tutelate ai sensi dell'art. 142, comma 1, lettera m dello stesso decreto	1 km per l'eolico 0,5 km per l'eolico Vincoli più restrittivi (1)
4	Aree naturali protette ai diversi livelli (nazionale, regionale, locale) istituite ai sensi della Legge n. 394/1991 ed inserite nell'Elenco Ufficiale delle Aree Naturali Protette, con particolare riferimento alle aree di riserva integrale e di riserva generale orientata di cui all'articolo 12, comma 2, lettere a) e b) della legge n. 394/1991 ed equivalenti a livello regionale	Ambito	Aree naturali protette ai diversi livelli (nazionale, regionale, locale) istituite ai sensi della Legge n. 394/1991 ed inserite nell'Elenco Ufficiale delle Aree Naturali Protette, con particolare riferimento alle aree di riserva integrale e di riserva generale orientata di cui all'articolo 12, comma 2, lettere a) e b) della legge n. 394/1991 ed equivalenti a livello regionale	Vincolo non indicato
5	Zone umide di importanza internazionale designate ai sensi della convenzione di Ramsar	Ambito	Le zone umide di importanza internazionale designate ai sensi della convenzione di Ramsar	200 m per l'eolico Vincolo per l'eolico più restrittivo Vincoli e fasce di rispetto indicati nel D. Lgs n. 42 2004
6	Aree incluse nella Rete Natura 2000 designate in base alla direttiva 92/43/CEE (Siti di importanza Comunitaria) ed alla direttiva 79/409/CEE (Zone di Protezione Speciale)	Ambito	Le aree incluse nella Rete Natura 2000 designate in base alla direttiva 79/409/CEE (Zone di Protezione Speciale) Le aree incluse nella Rete Natura 2000 designate in base alla direttiva 92/43/CEE (Siti di importanza Comunitaria)	Vincolo non indicato Vincolo non indicato
7	Important Bird Areas (I.B.A.)	Ambito	Important Bird Areas (I.B.A.)	Vincolo non indicato
8	Aree non comprese in quelle di cui ai punti precedenti ma che svolgono funzioni determinanti per la conservazione della biodiversità (fasce di rispetto o aree contigue delle aree naturali protette); istituendo aree naturali protette oggetto di proposta del Governo ovvero di disegno di legge regionale approvato dalla Giunta; aree di connessione e continuità ecologico-funzionale tra i vari sistemi naturali e seminaturali; aree di riproduzione, alimentazione	Ambito	non presente	

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO TIPO OFFSHORE GALLEGGIANTE NEL MARE ADRIATICO COSTA MOLISE DEDICATO AD ALIMENTARE PRINCIPALMENTE UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE

RELAZIONE TECNICA ILLUSTRATIVA

	e transito di specie faunistiche protette; aree in cui è accertata la presenza di specie animali e vegetali soggette a tutela dalle Convenzioni internazionali (Berna, Bonn, Parigi, Washington, Barcellona) e dalle Direttive comunitarie (79/409/CEE e 92/43/CEE), specie rare, endemiche, vulnerabili, a rischio di estinzione				
9	Aree agricole interessate da produzioni agro-alimentari di qualità (produzioni biologiche, produzioni D.O.P., I.G.P., S.T.G., D.O.C., D.O.C.G., produzioni tradizionali) e/o di particolare pregio rispetto al contesto paesaggistico-culturale, in coerenza e per le finalità di cui all' art. 12, comma 7, del decreto legislativo n. 387 del 2003 anche con riferimento alle aree, se previste dalla programmazione regionale, caratterizzate da un'elevata capacità d'uso del suolo	Ambito	non presente		
10	Aree caratterizzate da situazioni di dissesto e/o rischio idrogeologico perimetrate nei Piani di Assetto Idrogeologico (P.A.I.) adottati dalle competenti Autorità di Bacino ai sensi del D.L. n. 180/1998 e s.m.i.	Ambito	le aree caratterizzate da situazioni di dissesto e/o rischio idrogeologico perimetrate nei Piani di Assetto Idrogeologico (P.A.I.) adottati dalle competenti Autorità di Bacino ai sensi del D.L. n. 180/1998 e s.m.i.		Vincolo non indicato
11	Zone individuate ai sensi dell'art. 142 del D.Lgs. n. 42 del 2004 valutando la sussistenza di particolari caratteristiche che le rendano incompatibili con la realizzazione degli impianti	In funzione della tipologia del territorio da tutelare (area o fascia di rispetto)	Linea di costa	3000 m per l'eolico - 1500 m per FV	Vincoli più restrittivi. Si sottolinea che le coste sono già tutelate dal D.Lgs. 42/2004, art. 142, comma 1, lettera a), dove il buffer di rispetto è pari a 300m dalla linea di battigia; all'interno di queste aree di rispetto, è necessario presentare una Relazione Paesaggistica.
			Zone individuate ai sensi dell'art. 142 del D.Lgs. n. 42 del 2004	200 m per l'eolico	Vincolo più restrittivo per l'eolico. Si sottolinea che esiste una tutela da parte del D.Lgs. 42/2004, art. 142, comma 1, lettera c), di fiumi, torrenti, corsi d'acqua "iscritti negli elenchi previsti dal testo unico delle disposizioni di legge sulle acque ed impianti elettrici, approvato con regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, e le relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna." Il buffer risulta inferiore, e i corsi d'acqua devono essere inseriti ufficialmente nell'elenco. All'interno di queste aree di rispetto, è necessario presentare una Relazione Paesaggistica.
Misure di mitigazione (punto 3.2 n delle Linee Guida)		Fascia di rispetto	Misure di mitigazione All. 3 - punto 3.2 - lettera n	Fascia di rispetto	Note
Distanza minima tra le macchine		5-7 diametri sulla direzione prevalente del vento e di 3-5 diametri sulla direzione perpendicolare a quella prevalente del vento	-	5-7 diametri sulla direzione prevalente del vento e di 3-5 diametri sulla direzione perpendicolare a quella prevalente del vento	Vincoli uguali

Misure di mitigazione (punto 5.3 a, b delle Linee Guida)	Fascia di rispetto	Misure di mitigazione All. A - parte 4 - punto 16.1 lettera a) e b)	Fascia di rispetto	
Unità abitative munite di abitabilità, regolarmente censite e stabilmente abitate	≥ 200 m	Unità abitative munite di abitabilità, regolarmente censite e stabilmente abitate	400 m + rispetto normativa acustica	Vincoli più restrittivi rispetto alle Linee Guida Nazionali
Centri abitati individuati dagli strumenti urbanistici vigenti	≥ 6 volte l'altezza massima dell'aerogeneratore	Centri abitati come individuati dallo strumento urbanistico comunale vigente	300 m + 6 volte l'altezza massima dell'aerogeneratore	Vincoli più restrittivi rispetto alle Linee Guida Nazionali
Misure di mitigazione (punto 7.2 delle Linee Guida)	Fascia di rispetto	Misure di mitigazione All. A - parte 4 - punto 16.1 lettera e)	Fascia di rispetto	Note
Strade provinciali o nazionali	Superiore all'altezza massima dell'elica comprensiva del	Autostrade (come definite dal "Nuovo codice della strada")	200 m	Vincoli più restrittivi rispetto alle Linee Guida Nazionali (2)
		Strade nazionali e provinciali (come	150 m	Vincoli uguali (2)

Tabella aree non idonee Fonte: Piano energetico Regionale 2017

3.3 DESCRIZIONE DELL'ITER AUTORIZZATIVO

Per individuare l'iter autorizzativo previsto per gli impianti eolici offshore occorre fare riferimento al D.lgs. 29 dicembre 2003 n. 387 che al comma 3 art. 12 del Dlgs n. 387/2003 *"la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, (...) nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, (...) sono soggetti ad una autorizzazione unica. (...) Per gli impianti offshore l'autorizzazione è rilasciata dal Ministero dei trasporti, sentiti il Ministero dello sviluppo economico e il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, con le modalità di cui al comma 4 e previa concessione d'uso del demanio marittimo da parte della competente autorità marittima."*

In base alle previsioni del decreto n. 152/2006 (Testo Unico Ambiente) e s.m.i. gli impianti eolici per la produzione di energia elettrica ubicati in mare sono soggetti a procedura di valutazione d'impatto ambientale di competenza statale poiché fanno parte dell'elenco all'allegato II alla parte seconda.

Per quanto concerne la concessione d'uso del demanio marittimo tale procedura è normata da Codice della Navigazione e dal relativo Regolamento per l'esecuzione. Nel dettaglio il primo indica come soggetto competente al rilascio della concessione per durata superiore a 15 anni il Ministro dei trasporti e della navigazione mentre il secondo chiarisce che la domanda va inoltrata al capo del compartimento competente per territorio che corrisponde alla Capitaneria di Porto di Bari ed indica la documentazione da allegare all'istanza.

Con la Circolare del 05/01/2012 nr 0073 la Direzione Generale Porti del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti ha fornito delle linee guida operative per lo svolgimento del procedimento amministrativo connesso al rilascio della concessione demaniale con indicazioni di dettaglio per il calcolo della superficie demaniale da richiedere in concessione.

Alla luce della normativa vigente, il progetto sarà sottoposto alla procedura di:

- richiesta di Concessione d'uso del demanio marittimo alla competente autorità marittima.
- Autorizzazione unica alla costruzione e all'esercizio dell'impianto, al Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti di concerto con il Ministero dello Sviluppo Economico;
- Valutazione di Impatto ambientale, al Ministero dell'Ambiente di concerto con il Ministero dei Beni Culturali;

4 DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

4.1 FINALITÀ DELL'INTERVENTO

Scopo del progetto è la realizzazione di un “Parco Eolico” per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile eolica e l'immissione dell'energia prodotta, attraverso un'opportuna costruzione delle infrastrutture di rete, sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

MAVERICK Srl, società di progetto del gruppo Green Bridge srl, ha depositato istanza di concessione demaniale marittima per la realizzazione di un parco eolico offshore con tecnologia flottante in data 03-10-2022 prot. 36749. L'area individuata si trova nel mare Adriatico, nello specchio d'acqua antistante alla costa molisana, a una distanza minima di 25 km dalla costa.

L'impianto è composto da 120 aerogeneratori, di potenza unitaria pari a 15 MW, e suddiviso in due sezioni (sezione A di 80 aerogeneratori) e (sezione B di 40 aerogeneratori), con cavi marini a 66 kV collegati a due stazioni elettriche offshore, per una potenza complessiva di 1800 MW. Le due stazioni elettriche saranno collegate alla costa molisana mediante elettrodotto in cavo sottomarino che proseguirà sulla terraferma per circa 20 Km fino a collegarsi nella stazione elettrica di Larino.

Prima dell'immissione nella rete nazionale l'energia elettrica alimenterà un impianto di produzione di idrogeno di potenza 800 MW.

In funzione delle caratteristiche anemologiche, del numero e della tipologia di generatori eolici, si stima una produzione annua pari a circa 5.400.000 MWh, corrispondenti a 3.000 ore equivalenti annue a potenza nominale.

Il progetto ha l'obiettivo di coniugare la produzione di energia elettrica da fonte eolica offshore con la produzione di idrogeno verde nella Zona Industriale di Termoli, perimetrata ZES - Zone Economiche Speciali – Adriatica.

Il progetto MAVERICK ha quindi lo scopo di ridurre la dipendenza dalle fonti fossili di un'ampia area geografica, creando un sistema virtuoso basato sull'energia rinnovabile eolica disponibile a basso impatto ambientale per la produzione di un vettore energetico disponibile per le industrie presenti nell'area industriale di Termoli. La produzione di idrogeno verde comporterà un indotto tecnologico mediante la cessione dell'idrogeno a tutta la zona industriale ed ai Comuni della zona per l'alimentazione dei mezzi di trasporto pubblico.

L'impianto eolico offshore è stato posizionato in un punto della costa in cui è già presente un'area oggetto di sfruttamento minerario.

L'impianto eolico offshore Molise, oltre a contribuire per il raggiungimento degli obiettivi del nuovo Piano Regionale Energetico, genererà una ricaduta occupazionale molto significativa sia nella fase di investimento sia nella fase di esercizio e manutenzione.

La realizzazione dell'opera contribuirà al raggiungimento degli obiettivi previsti dal PNIEC e avrà un ruolo importante nel contesto della politica energetica e ambientale del nostro Paese verso la decarbonizzazione.

MAVERICK è un esempio di come sia possibile garantire un impatto minimo sulle matrici ambientali caratterizzanti un territorio, utilizzando la risorsa eolica senza alterare gli equilibri ecologici e riducendo significativamente la dipendenza dei servizi e della produzione industriale dalle fonti fossili.

La presente relazione integrativa e sostitutiva a quella già presentata per il rilascio della concessione, rispetto alla precedente descrive e quantifica, distinguendole, le opere ricadenti all'interno e all'esterno delle acque territoriali.

Con l'introduzione della linea delle 12 miglia, è possibile distinguere:

- **Nella sezione A dell'impianto, rientrano all'interno delle acque territoriali numero 13 aerogeneratori, mentre numero 67 aerogeneratori ricadono all'esterno delle acque territoriali.**
- **Nella sezione B dell'impianto, rientrano all'interno delle acque territoriali numero 18 aerogeneratori, mentre numero 22 aerogeneratori ricadono all'esterno delle acque territoriali.**

RELAZIONE TECNICA ILLUSTRATIVA

Di seguito si riportano la quantificazione della superficie di area occupata all'interno e all'esterno delle acque territoriali suddivisa per sezione d'impianto e per il cavidotto marino fino ad arrivare sulla terraferma:

<u>COORDINARTE VERTICI IMPIANTO: SEZIONE A - OLTRE 12 MIGLIA</u>		
<u>descrizione</u>	<u>lunghezza</u>	<u>superficie</u>
Area tra i punti A÷G (m2)		168.094.151,80

<u>COORDINARTE VERTICI IMPIANTO: SEZIONE A - PRIMA DELLE 12 MIGLIA</u>		
<u>descrizione</u>	<u>lunghezza</u>	<u>superficie</u>
Area tra i punti D÷D' (m2)		33.854.924,47

<u>COORDINARTE VERTICI IMPIANTO: SEZIONE B - OLTRE 12 MIGLIA</u>		
<u>descrizione</u>	<u>lunghezza</u>	<u>superficie</u>
Area tra i punti H÷K (m2)		51.375.558,20

<u>COORDINARTE VERTICI IMPIANTO: SEZIONE B - PRIMA DELLE 12 MIGLIA</u>		
<u>descrizione</u>	<u>lunghezza</u>	<u>superficie</u>
Area tra i punti L÷K' (m2)		41.971.639,74

<u>CAVIDOTTO MARINO A TENSIONE 380 KV DA SPECCHIO D'ACQUA A TERRAFERMA</u>		
<u>descrizione</u>	<u>lunghezza</u>	<u>superficie</u>
da Stazione D' fino ad arrivo punto O	24931	149.586,00
<u>SUPERFICIE OCCUPATA</u>	24.931,00	149.586,00

In sintesi, riassumendo si distinguono le seguenti superfici:

	<u>superficie</u>
<u>TOTALE SUPERFICIE DEMANIALE ASSERVITA IN CONCESSIONE ALL'INTERNO DELLE 12 MIGLIA</u>	75.976.150,21

	<u>superficie</u>
<u>TOTALE SUPERFICIE DEMANIALE ASSERVITA IN CONCESSIONE OLTRE LE 12 MIGLIA</u>	219.469.710,00

RELAZIONE TECNICA ILLUSTRATIVA

4.2 DESCRIZIONE E LIVELLO QUALITATIVO DELL'OPERA

I principali componenti dell'impianto sono:

- 120 generatori eolici installati su torri tubolari in acciaio e le relative fondazioni flottanti suddivisi in 15 sottocampi;
- linee elettriche in cavo sottomarino di collegamento tra gli aerogeneratori e la stazione elettrica di raccolta e di trasformazione off-shore, con tutti i dispositivi di trasformazione di tensione e sezionamento necessari;
- Due Stazioni Elettriche Off-Shore (66/400 kV) (SE), ovvero tutte le apparecchiature elettriche (interruttori, sezionatori, TA, TV, ecc.) necessari a raccogliere l'energia prodotta nei sottocampi eolici elevandone la tensione da 66 kV a 400 kV.
- Un elettrodotto di connessione in HVAC caratterizzato da un primo tratto in cavo marino a 400 kV e da un secondo tratto di cavidotto interrato a 400 kV posato a partire dal punto d'approdo e dopo la transizione da marino a terrestre. Servirà per collegare l'impianto eolico alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Si precisa che parte dell'energia prodotta potrà essere trasformata in idrogeno verde utilizzando un impianto per la produzione di idrogeno da 800 MW, mentre la restante potenza elettrica non assorbita in via principale dall'impianto di produzione di idrogeno pari ad un massimo di 1000 MWe, verrà immessa in rete elettrica nazionale utilizzando il punto di connessione esistente della centrale elettrica di Terna SpA sita nel Comune di Larino (CB), avente una potenza di immissione di 1000 MWe.

La potenza elettrica in surplus restante dal mancato assorbimento della centrale di produzione di idrogeno verde, avente come potenza massima pari a 1000 MWe, viene convogliata attraverso un cavidotto interrato alloggiato su strade pubbliche fino ad arrivare al punto di connessione alla RTN, previsto sulla cabina elettrica da 380 KV di proprietà di Terna SpA sita nel Comune di Larino (CB).

La scelta del punto di connessione sulla stazione elettrica di Larino (CB), corrisponde alla soluzione a minimo tecnico, essendo distante la stessa in linea d'aria a circa 13,5 Km dal centro di produzione di idrogeno verde rispetto all'altra stazione elettrica sita nel Comune di Gissi (CH) distante a circa 38,5 Km.

La scelta di collegare la centrale di raccolta sita nel comune di Termoli (CB) alla centrale di Larino (CB) attraverso un cavidotto interrato, è scaturita per evitare problematiche di attraversamento di vincoli paesaggistici ed ambientali che non permetterebbero la realizzazione di una nuova linea aerea, parallela a quella esistente che collega la centrale termoelettrica di Sorgheria SpA sita in Z.I. di Termoli (CB) con la stazione elettrica a 380 KV di Larino (CB).

La presente richiesta di STMG è identificata con il codice pratica MyTerna 202203141.

Essendo il sito dell'impianto di produzione di idrogeno ricadente in area ZES "Zona Economica Speciale", si prevede un iter autorizzativo unico semplificato, gestito dal commissario straordinario che attraverso una conferenza dei servizi acquisisce tutti i pareri necessari per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto e delle opere connesse.

Lo schema di allacciamento alla RTN proposto prevede che l'impianto di produzione eolico offshore con annesso impianto di produzione di idrogeno verde, venga collegato in antenna a 380 kV con la stazione elettrica esistente di smistamento 380/150 kV della RTN di Larino (CB), situata sulla dorsale elettrica principale di collegamento tra le Regioni settentrionali rispetto a quelle meridionali.

Lo stallo di arrivo produttore a 380 kV della medesima stazione elettrica di Larino (CB) costituirà l'impianto di rete per la connessione.

Il collegamento tra la stazione di raccolta a 380 KV posta nella Z.I. di Termoli (CB) ed il punto di connessione alla RTN previsto con soluzione a minimo tecnico sito nella Stazione elettrica di Larino (CB), avverrà mediante cavidotto interrato alla tensione di 380 kV, lungo circa 15 Km su strade comunali, consortili e statali.

RELAZIONE TECNICA ILLUSTRATIVA

Avendo verificato che nel punto di connessione prescelto è presente una disponibilità di potenza di immissione massima pari a 1.000 MW, è stata di conseguenza ipotizzata la realizzazione di un impianto per la produzione di idrogeno da 800 MWe in modo da utilizzare completamente l'energia elettrica prodotta dall'impianto eolico, anche nei momenti di maggior produzione.

Il valore aggiunto della produzione di idrogeno verde nella zona industriale di Termoli (CB), permetterà di creare un indotto tecnologico prevedendo la cessione dell'idrogeno verde a tutta la zona industriale ed ai comuni per l'alimentazione delle proprie flotte di automezzi di trasporto pubblico.

L'idrogeno in surplus verrà venduto come combustibile alla vicina Centrale termoelettrica o in alternativa immesso nella rete del metanodotto presente sempre nella zona industriale.

Gli 120 aerogeneratori, di potenza unitaria pari a 15 MW, sono contraddistinti da due sezioni di impianto (sezione A = 80 aerogeneratori) e (sezione B = 40 aerogeneratori), i quali saranno collegati in entra-esce e raccolti in gruppi da massimo 5-7 macchine ciascuno. Dall'ultimo aerogeneratore di ogni gruppo partono le linee di raccolta a tensione di 66 kV che, dopo aver collegato gli aerogeneratori del gruppo, si attesteranno sul quadro a 66 kV nella Stazione Elettrica (SE) Off-Shore. Dalla sezione a 66 kV della Stazione, la potenza viene innalzata attraverso un trasformatore elevatore 66/400 KV e quindi convogliata a terra verso l'impianto di produzione di idrogeno dotato di propria stazione di trasformazione e quindi al punto di connessione della RTN.

Considerata la potenza dell'impianto, la possibilità di collegarsi all'impianto di produzione di idrogeno in zona industriale di Termoli e le strutture di rete presenti nel territorio, si prevede la richiesta della connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale con allaccio in antenna sul punto di connessione esistente della Centrale termoelettrica di Sorgenia SpA, presente sempre nella zona industriale di Termoli (CB) e collegata attraverso una linea dedicata a 380 kV alla stazione elettrica di Terna di Larino (CB).

Saranno pertanto realizzate due Stazioni Elettriche Utente (SE) di trasformazione a mare all'interno dell'impianto eolico, ognuna dedicata ad una sezione di impianto.

Dalla SE dedicata alla sezione di impianto B, partirà un elettrodotto in cavo sottomarino ad altissima tensione (400 kV), che insieme ai due elettrodotti uscenti dalla SE dedicata alla sezione di impianto A, si dirigono con approdo sulla costa situato nei pressi dell'abitato del Comune di Termoli (CB), vicino il canale di bonifica del consorzio posto a circa 200 metri dalla foce del fiume Biferno. Nelle vicinanze del punto di sbarco verrà realizzato un pozzetto interrato di giunzione per la transizione da cavo marino a cavo terrestre e da lì in poi il cavo proseguirà con posa interrata su strada per circa 7 Km.

L'energia prodotta verrà quindi convogliata nella RTN dopo aver in primis alimentato l'impianto di produzione di idrogeno.

In relazione alle caratteristiche anemologiche, al numero ed alla tipologia di torri e generatori eolici da installare (120 aerogeneratori della potenza unitaria di 15.0 MW, per una potenza complessiva di 1800 MW), si stima una produzione totale pari a circa 5.400.000 MWh/anno (5.400 GWh/anno), corrispondenti a 3.000 ore equivalenti annue a potenza nominale.

4.3 GLI AEROGENERATORI

Il progetto prevede al momento l'utilizzo di 80 aerogeneratori di ultima generazione tipo VESTAS V236-15.0 MW o turbine equivalenti di altri produttori. Gli aerogeneratori hanno le seguenti caratteristiche:

Technical specifications

Power regulation operational data

Pitch regulated with variable speed

Rated power	15,000kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed	30m/s
Wind class	IEC S or S,T

Standard operating temperature range	from -10°C* to +25°C* with a de-rating interval from +25°C to +45°C
--------------------------------------	---

*high ambient temperature variant available

SOUND POWER

Maximum	118dB(A)
---------	----------

**Sound Optimised Modes dependent on site and country

ROTOR

Rotor diameter	236m
Swept area	43,742m ²
Aerodynamic brake	Three blades full feathering

ELECTRICAL

Frequency	50/60 Hz
Converter	full scale

GEARBOX

Type	medium speed
------	--------------

TOWER

Hub heights	Site-specific
-------------	---------------

Tabella 4.1 caratteristiche della Vestas V236-15.0 MW



Figura 4.2 Vestas V236-15.0 MW

Si tratta di uno dei modelli di turbina eolica per installazioni offshore più avanzato al mondo. La turbina prevista ha pale da 115,5 m e un rotore di complessivi 236 m che corrisponde ad un'area spazzata di 43742 m². Con tali caratteristiche si stima un aumento dell'Energia Annualmente Prodotta (AEP) del 25% rispetto ai precedenti modelli di aerogeneratori compensando, in questo modo, i maggiori costi dovuti all'utilizzo di fondazioni flottanti e riducendo contemporaneamente il numero complessivo di turbine e la superficie occupata dall'impianto eolico.

Le turbine in progetto saranno montate su torri tubolari di altezza (base-mozzo) pari a 150 m, con rotori a 3 pale ed aventi diametro massimo di 236 m. La colorazione della torre tubolare e delle pale del rotore sarà bianca e non riflettente. Le pale degli aerogeneratori, inoltre, saranno colorate a bande orizzontali bianche e rosse, allo scopo di facilitarne la visione diurna e tutti gli aerogeneratori saranno dotati di luce rossa fissa di media intensità per la segnalazione notturna, omologate ICAO, e comunque con le caratteristiche che saranno indicate dall'Ente Nazionale per l'Aviazione Civile (ENAC).

Allo stesso saranno applicati agli aerogeneratori dei segnali luminosi o elettromagnetici, le fondazioni saranno dipinte di giallo, fino a 15 metri sopra il livello delle più alte maree astronomiche ed infine ogni turbina eolica sarà inoltre dotata di un tag AIS (Automatic identification System) in modo che le navi con i ricevitori AIS possano vederle e localizzarle con precisione. Il tutto da predisporre secondo un piano di segnalamento marittimo coerente con le raccomandazioni dell'Associazione Internazionale delle Autorità per i Fari (IALA) da sottoporre al parere del Comando MARIFARI competente per la zona.

4.4 LE FONDAZIONI GALLEGGIANTI

4.4.1 indicazioni metodologiche preliminari

Per la progettazione delle fondazioni galleggianti è stata avviata una collaborazione con l'University of Strathclyde, università britannica con sede a Glasgow in Scozia all'avanguardia negli studi sulle fonti rinnovabili marine. L'Università di Strathclyde ha una vasta esperienza e competenza nell'eolico, nell'architettura navale, nella sicurezza marina e nell'ingegneria offshore ed è considerata la principale università del Regno Unito per ricerca e formazione nel settore dell'eolico offshore.

L'attività di studio e progettazione svolta consiste in un'analisi preliminare comparata delle differenti tipologie di fondazioni galleggianti esistenti e si è conclusa con una prima selezione effettuata in base al grado di maturità tecnologica e al grado di compatibilità con le profondità dell'acqua nel sito scelto. Questo lavoro preliminare ha tenuto conto solo parzialmente delle caratteristiche dimensionali dell'aerogeneratore che sono invece alla base del lavoro tuttora in corso di predimensionamento della sottostruttura, scelta della configurazione da utilizzare e progettazione definitiva delle fondazioni.

Di seguito si riportano gli esiti della prima fase di studi effettuati dall'Università di Strathclyde per la definizione della configurazione della turbina eolica da utilizzare.

4.4.2 Panoramica delle strutture di supporto utilizzate per turbine eoliche galleggianti

4.4.2.1 Introduzione

Se si considerano solo i parchi eolici offshore galleggianti di larga scala (almeno 1 MW), al momento operativi o in costruzione (Tabella 4-5) secondo il database "Quest Floating Wind Energy (Quest-FWE)", ci sono:

- 30 parchi eolici che saranno potenzialmente sviluppati,
- 14 parchi eolici già pianificati,
- 21 parchi eolici attualmente in fase di costruzione,
- 9 parchi eolici operativi (cioè che producono energia).

Nella Tabella 4-1 sono riportati i parchi eolici galleggianti già operativi (9) o in fase di sviluppo (21). A questi va aggiunta la turbina eolica "WindFloat Atlantic Phase 1", installata e operativa dal 2011 al 2016, data nella quale è stata dismessa. Questa unità era costituita da una piattaforma semisommersibile con una turbina eolica da 2MW.

Definendo con "sottostruttura" la parte della turbina eolica galleggiante al di sotto della torre della turbina eolica, i tipi di configurazione delle sottostrutture utilizzate sono riportati nella stessa tabella (5a colonna da

sinistra). Si evidenzia pertanto l'esistenza di un numero elevato di tipi di piattaforme galleggianti proposte. Nella prossima sezione si andrà ad illustrare il criterio adottato per classificare queste piattaforme.

Tabella 4-2: Turbine eoliche/parchi eolici galleggianti operativi e in costruzione

Nazione	Nome	MW (tot)	Azienda	Tipo di configurazione	Classificazione	Stato	Profondità (media) acqua	Num. di turbine	MW (singola)	Data operativa
Giappone	FRegno Unitoushima Ph1	2	Marubeni	Compact Semisub	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommersibile)	Operativa	121	1	2	2013
Giappone	Toda Sakiyama Demo	2	Toda Corporation	Toda Spar	Stabilizzata da zavorra (Spar)	Operativa	97	1	2	2016
Francia	Floatgen	2	Floatgen	Ideol Damping Pool	Stabilizzata da figura di galleggiamento (chiatta con specchio d'acqua smorzante)	Operativa	33	1	2	2018
Regno Unito	Kincardine Tranche 1	2	KOWL	WindFloat	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommersibile)	Operativa	70	1	2	2018
Cina	Yangxi West Shapa	5.5	Cina Three Gorges	TBD		In costruzione	29	1	5.5	2021
Regno Unito	Kincardine Tranche 2	47.5	KOWL	WindFloat	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommersibile)	In costruzione	70	5	9.5	2021
Norvegia	TetraSpar Demo	3.6	Shell/RWE/Stiesdal	TetraSpar	Stabilizzata da zavorra ("Pendolo")	In costruzione	200	1	3.6	2021
Francia	EolMed (Gruissan)	30	Total Quadran	Ideol Damping Pool	Stabilizzata da figura di galleggiamento (chiatta con specchio d'acqua smorzante)	In costruzione	62	3	10	2022
Francia	EFGL Leucate	30	Ocean Winds	WindFloat	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommersibile)	In costruzione	72	3	10	2022
Irlanda	AFLOWT Hexafloat	6	EMEC	Saipem Hexafloat	Stabilizzata da zavorra ("Pendolo")	In costruzione	87	1	6	2022
Corea del Sud	Donghae TwinWind	200	Shell /CoensHexicon	Hexicon	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommersibile)	In costruzione	160	20	10	2025
Norvegia	SeaTwirl S2	1	SeaTwirl	SeaTwirl 2		In costruzione	100	1	1	2022
Norvegia	Hywind Tampen	88	Equinor/SSC	Hywind III	Stabilizzata da zavorra (Spar)	In costruzione	280	11	8	2022
Regno Unito	Dounreay Tri II	100	Hexicon	Hexicon	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommersibile)	In costruzione	85	5	20	2024
USA	Cademo (VAB)	60	Cierco	TBD		In costruzione	130	4		2023

4.4.2.2 Classificazione delle configurazioni e caratteristiche principali

Solitamente, le turbine eoliche offshore galleggianti sono classificate in base al meccanismo di base utilizzato per generare il momento raddrizzante che contrasta il momento inclinante dovuto alla spinta aerodinamica che agisce sull'aerogeneratore.

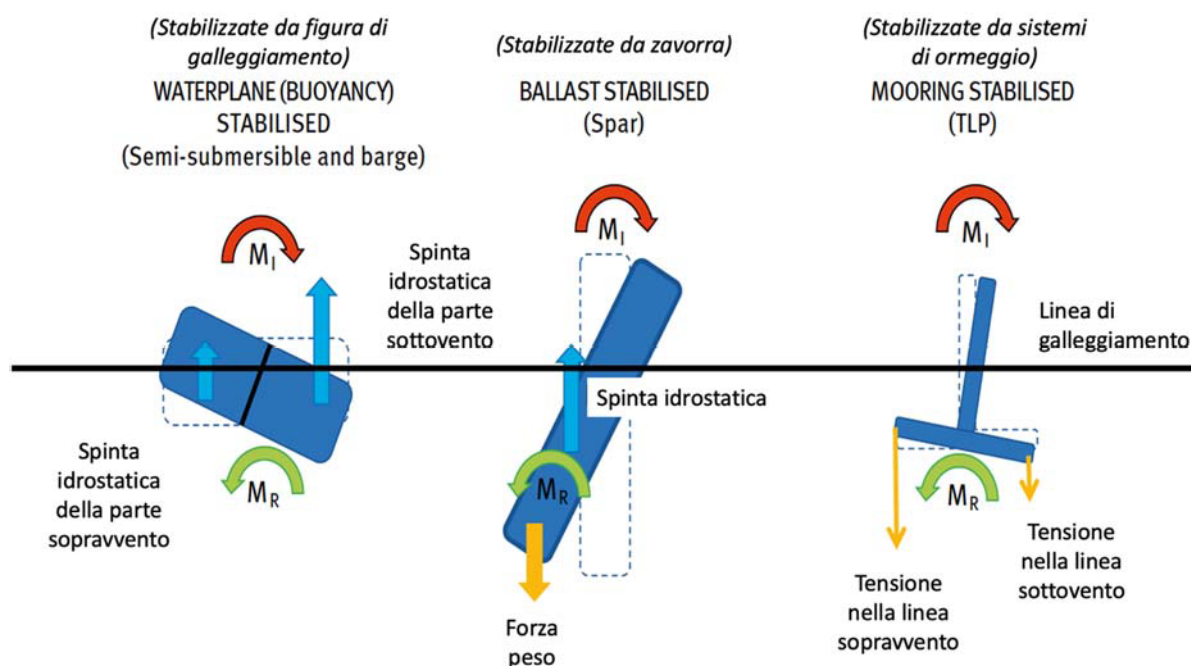


Figura 4.3: illustrazione dei tre principali meccanismi di stabilità idrostatica adottati dalle turbine eoliche galleggianti. M_R = Momento raddrizzante, M_I = Momento inclinante [Hannon, M., Topham, E., Dixon, J., McMillan, D. and Collu, M., 2019. Offshore wind, ready to float? Global and UK trends in the floating offshore wind market.]

Considerando questo criterio, si possono evidenziare tre tipi principali di turbine eoliche offshore galleggianti¹. Facendo riferimento alla Figura 4.3:

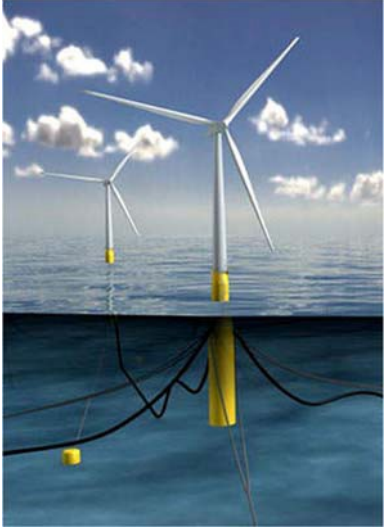
- piattaforme stabilizzate (principalmente) da figura di galleggiamento (*waterplane area stabilised*): il momento raddrizzante è generato principalmente dal momento di inerzia della figura di galleggiamento. Quando la piattaforma è inclinata, la forza di galleggiamento della parte della piattaforma sottovento aumenta, mentre diminuisce per la parte sopravvento, creando il momento raddrizzante (M_R) che equilibra il momento inclinante (M_I).
- piattaforme stabilizzate (principalmente) da zavorra (*ballast-stabilised*): il momento raddrizzante viene generato principalmente attraverso l'abbassamento del baricentro dell'intera piattaforma, utilizzando materiale ad alta densità nella parte inferiore della piattaforma. Ciò garantisce che la forza del peso e la forza di galleggiamento creino il momento raddrizzante (M_R) necessario per contrastare il momento inclinante (M_I), aumentando la distanza verticale tra il centro di massa e il centro di galleggiamento.
- piattaforme stabilizzate (principalmente) da sistemi di ormeggio: la struttura è fissata al fondale tramite una serie di linee (spesso tubi) pretensionati dalla forza di galleggiamento superiore alla forza peso. Quando la piattaforma è inclinata, la/e linea/e sopravvento si estende/estendono, mentre la linea/e sottovento si contrae/contraggono, imponendo quindi alla piattaforma una tensione maggiore nella linea sopravvento che nella linea sottovento, creando il momento raddrizzante.

Le configurazioni elencate in Tabella 4-3. possono essere ulteriormente classificate come mostrato nella Tabella 4-4, definendo il requisito di profondità minima dell'acqua (in base alle dimensioni delle turbine eoliche installate finora), insieme ai principali vantaggi e svantaggi di ognuna.

¹ Le spiegazioni fornite nella Figura 4.3 e nei punti seguenti sono semplificate. Per una spiegazione più approfondita, accompagnata dal modello matematico, si rimanda il lettore a consultare il seguente articolo: Borg, M. e Collu, M., 2015. Un confronto tra la dinamica delle turbine eoliche galleggianti offshore ad asse orizzontale e verticale. *Transazioni filosofiche della Royal Society A: Scienze matematiche, fisiche e ingegneristiche*, 373 (2035), p. 20140076. Sezioni 1 e 2 (b).

Tabella 4-4: Principali configurazioni di turbine eoliche offshore galleggianti, con caratteristiche principali (* la profondità minima dell'acqua richiesta è per le dimensioni delle turbine eoliche installate al momento - per le turbine eoliche più grandi (future), il limite minimo potrebbe aumentare)

Classificazione	Esempio	Profondità minima [in metri]	Breve descrizione della piattaforma, con principali vantaggi e svantaggi
Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommersibile)	WindFloat by Principle Power  https://www.principlepowerinc.com/en/windfloat	>40	Una struttura composta da 3 o 4 colonne circolari (di elevato diametro), che forniscono il volume di spinta, collegate tra loro da tubi circolari (di diametro inferiore). L'aerogeneratore si trova su una delle colonne esterne (e.g. WindFloat) o su una colonna centrale dedicata. VANTAGGI - La turbina può essere installata sulla sottostruttura in banchina, o in acque riparate, permettendo il trasporto della turbina nel sito designato con semplici rimorchiatori - Può essere installato in acque relativamente poco profonde SVANTAGGI - Tende ad essere più costoso rispetto agli altri concetti (a causa della complessità strutturale) - Tendono ad avere una risposta più ampia ai carichi d'onda (maggiori accelerazioni per la turbina)
Stabilizzata da figura di galleggiamento (tipo chiatte)	Saitech by SAITEC  https://saitec-offshore.com/sath/	> 30	Una struttura con un solo corpo/due corpi che provvedono il volume di spinta, con una figura di galleggiamento larga VANTAGGI: Simili a semisommersibile SVANTAGGI: Simili a semisommersibile, ma con una risposta ancor peggiore ai carichi d'onda, a causa della figura di galleggiamento solitamente ancora più ampia, che porta anche a costi più alti in termini strutturali

Classificazione	Esempio	Profondità minima [in metri]	Breve descrizione della piattaforma, con principali vantaggi e svantaggi
Stabilizzata da figura di galleggiamento (tipo chiatta con specchio d'acqua interno di smorzamento)	Ideol damping pool by Ideol  https://www.ideol-offshore.com/en/technology	> 30	Una struttura con ampia figura di galleggiamento, ma dotata di uno specchio d'acqua interno con effetto smorzante sui moti della struttura VANTAGGI: - Simili a semisommergibile, ma con risposta a carichi d'onda più limitata, grazie allo specchio d'acqua smorzante - È stata realizzata sia in cemento che in acciaio SVANTAGGI: - Tende ad essere più larga che gli altri tipi - Pochi risultati pubblicati nel dominio pubblico riguardo all'efficacia dello specchio d'acqua di smorzamento
Stabilizzata da zavorra (Spar)	Hywind by Equinor  https://www.equinor.com/en/what-we-do/floating-wind.html	>100	Tipicamente una struttura cilindrica di elevato diametro, con un pescaggio elevato e zavorra ad alta densità, posizionata alla base della struttura per abbassare il centro di gravità. VANTAGGI: - Struttura semplice, più facile da progettare e produrre - La risposta ai carichi d'onda è più limitata rispetto alle piattaforme stabilizzate da figura di galleggiamento, grazie alla figura di galleggiamento molto più limitata SVANTAGGI: - Può essere installata solo in acque relativamente profonde - Richiede delle navi-gru di elevate prestazioni (generalmente molto costose e difficilmente reperibili) per installare la turbina sulla sottostruttura (dato che la turbina non può essere installata sulla sottostruttura in cantiere)

Classificazione	Esempio	Profondità minima [in metri]	Breve descrizione della piattaforma, con principali vantaggi e svantaggi
Stabilizzata da zavorra (tipo "Pendolo")	Tetraspar by Stiesdal  https://www.stiesdal.com/offshore-windpower/	>80	Il baricentro è abbassato da una struttura dedicata (in rosso nella figura a sinistra), collegata alla struttura principale tramite cavi in tensione, anziché avere un'unica struttura con materiale di zavorra nella parte inferiore (come per lo Spar) VANTAGGI: - Simili allo Spar, ma con una struttura modulare più adatta alla produzione di massa, e che richiede meno materiale SVANTAGGI: - Come per lo Spar, richiede generalmente una profondità dell'acqua maggiore rispetto alle configurazioni stabilizzate da figura di galleggiamento o da sistemi di ormeggio
Stabilizzata da sistemi di ormeggio (Tension-leg platform, i.e. piattaforma a gambe in tensione)	SBM TLP by SBM  https://www.sbmoffshore.com/what-we-do/our-products/renewables/	>45	Struttura fissata al fondale tramite una serie di linee (dette anche "gambe", spesso costituite in realtà da tubi in metallo) pretensionati dalla forza di galleggiamento superiore alla forza peso. VANTAGGI - Non avendo bisogno del contributo della figura di galleggiamento per la stabilità, la figura di galleggiamento può essere molto ridotta, riducendo al minimo i moti dovuti ai carichi d'onda (in teoria i più piccoli tra tutti i tipi di configurazioni) SVANTAGGI: - È difficile il trasporto della struttura, dato che la stabilità è ottenuta solo quando ancorata. Questo può anche comportare che a turbina e la piattaforma vengano installate in due fasi separate, richiedendo dei mezzi specializzati più costosi dei comuni rimorchiatori - A causa delle alte tensioni nelle linee di ormeggio, di solito richiede dei sistemi di ancoraggio più costosi

4.4.3 Selezione preliminare del tipo di sottostruttura per la turbina eolica offshore galleggiante

4.4.3.1 Principali criteri di scelta

Tabella 4-5: Criteri di selezione della sottostruttura

	Criterio	Descrizione
A	Livello di maturità tecnologica	Solo i tipi di sottostrutture per le quali è operativo / è stato operativo un prototipo con una turbina eolica di potenza nominale di almeno 1 MW
B	Compatibilità con profondità dell'acqua nel sito scelto	Solo i tipi di sottostrutture con pescaggi compatibili con profondità dell'acqua tra i 180 m and 290 m. (È importante considerare il fatto che la taglia di turbina scelta, 15 MW, ha una altezza della navicella maggiore e una spinta aerodinamica maggiore, 2.75MN rispetto alle turbine utilizzate dai parchi eolici galleggianti finora realizzati, e che quindi porterà a un momento inclinante maggiore.)

In questa fase della progettazione, i principali criteri presi in considerazione per selezionare i tipi di sottostruttura sono il livello di maturità tecnologica, e la compatibilità con le profondità dell'acqua nel sito scelto. Nel presente lavoro si è scelto di considerare solo le configurazioni che hanno soddisfatto il seguente criterio: avere almeno un dimostratore installato e operativo, con una turbina eolica di almeno 1 MW di potenza nominale. Ciò garantisce che almeno un dimostratore su scala industriale abbia attraversato l'intero ciclo di vita (escluso lo smantellamento), raggiungendo un livello di maturità tecnologica (TRL) più elevato.

La profondità dell'acqua disponibile è fondamentale per la scelta della sottostruttura della turbina eolica, poiché ogni tipo di configurazione è caratterizzato da una profondità minima dell'acqua in cui può essere installato (terza colonna nella

Tabella 4-4). L'intervallo di profondità dell'acqua nel sito scelto va da circa 180 a 290 m e pertanto, sono stati considerati solo le configurazioni compatibili con queste profondità.

Il momento inclinante operativo massimo, legato al tipo e alla dimensione dell'aerogeneratore, può essere utilizzato come parametro da cui è possibile ricavare una dimensione approssimativa della piattaforma, poiché la piattaforma deve generare un momento raddrizzante tale da limitare l'angolo di inclinazione, solitamente limitato a max. 5 gradi. Il momento inclinante operativo massimo è linearmente proporzionale all'altezza della navicella dell'aerogeneratore (150 m per la turbina scelta), e alla forza di spinta aerodinamica massima (2,75 MN *alla rated wind speed*). Questa considerazione è importante perché finora sono state installate turbine con una potenza nominale massima di 8 MW, mentre la turbina qui considerata è di 15 MW, per cui le dimensioni delle sottostrutture cambiano, e in particolare per le strutture stabilizzate (principalmente) da zavorra, il pescaggio aumenterà.

4.4.3.2 Configurazioni selezionate

Nella Tabella 4-6, i tipi di configurazione illustrati nella

Tabella 4-4 vengono valutati in base ai criteri di selezione definiti nella Tabella 4-5.

Le configurazioni stabilizzate da figura di galleggiamento non hanno un elevato pescaggio e quindi sono compatibili con le profondità del sito scelto. Inoltre, per 2 (su 3) di queste configurazioni è stato installato e operato almeno un prototipo di turbina eolica galleggiante di 2 MW.

La configurazione stabilizzata da zavorra è, dal punto di vista tecnologico, la più matura sul mercato, ma considerando le profondità dell'acqua del sito scelto, e considerando il fatto che la turbina eolica scelta (15 MW) è molto più grande delle turbine eoliche finora installate con questa configurazione (6MW), questa configurazione non è considerata adatta al presente progetto: il pescaggio richiesto sarebbe troppo grande per questo sito.

Se si considerano le piattaforme stabilizzate dai sistemi di ormeggio, ed in particolare le *Tension Leg Platforms* (TLP), esse potrebbero essere compatibili con le profondità d'acqua del sito selezionato, anche considerando le maggiori dimensioni e la spinta aerodinamica più grande della turbina selezionata (15 MW). Tuttavia, al momento nessun dimostratore con questa configurazione è stato installato e provato.

Pertanto, per concludere, le tipologie di configurazione che verranno portate alla fase successiva di analisi sono:

- Sottostruttura stabilizzata da figura di galleggiamento, tipo semisommersibile
- Sottostruttura stabilizzata da figura di galleggiamento, tipo chiatta con specchio d'acqua interno di smorzamento

Tabella 4-6: Configurazioni valutate secondo i criteri di selezione

Classificazione	Criteri di selezione	
	Maturità tecnologica	Profondità dell'acqua
Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommersibile) 	 Esempi di strutture operative sia a livello di dimostratore (2MW) che a livello di parco eolico galleggiante (3 turbine di 8.4MW)	 Anche considerando che la turbina scelta (15MW) ha una altezza di navicella maggiore, e una maggiore spinta aerodinamica sul rotore rispetto alle turbine adottate finora, questo tipo di piattaforma aumenta la sua stabilità principalmente aumentando il diametro, non il pescaggio
Stabilizzata da figura di galleggiamento (tipo chiatta) 	 Al momento non ci sono dimostratori con potenza nominale di almeno 1 MW	 Anche considerando che la turbina scelta (15MW) ha una altezza di navicella maggiore, e una maggiore spinta aerodinamica sul rotore rispetto alle turbine adottate finora, questo tipo di piattaforma aumenta la sua stabilità aumentando la larghezza/lunghezza della figura di galleggiamento, non il pescaggio

Stabilizzata da figura di galleggiamento (tipo chiatta con specchio d'acqua interno di smorzamento) 	✓ Un dimostratore di 2MW è stato installato ed è, al momento, operativo; alcuni parchi eolici sono in costruzione	✓ Anche considerando che la turbina scelta (15MW) ha una altezza di navicella maggiore, e una maggiore spinta aerodinamica sul rotore rispetto alle turbine adottate finora, questo tipo di piattaforma aumenta la sua stabilità aumentando la larghezza/lunghezza della figura di galleggiamento, non il pescaggio
Stabilizzata da zavorra (Spar) 	✓ È il concetto più maturo dal punto tecnologico, essendo stato il primo dimostratore (2MW) e la configurazione scelta per il primo parco eolico offshore galleggiante al mondo (30MW)	✗ Gli Spar adottati per le turbine eoliche da 6MW del parco eolico offshore galleggiante "Hywind Scotland Pilot Park" (Scozia) sono state installate in un sito con profondità d'acqua che vanno dai 95 ai 120 m, ma si sono incontrate delle serie difficoltà nel progettare i sistemi di ormeggio dato il pescaggio elevato di questa configurazione. Se si considera il fatto che, per il presente progetto, si adotta una turbina da 15MW, con quindi un maggior momento inclinante, il pescaggio richiesto sarà ancora maggiore, e quindi non compatibile con il sito scelto
Stabilizzata da zavorra (tipo "Pendolo") 	✗ Un dimostratore con turbina di potenza nominale pari a 3.6MW è, al momento, in costruzione, ma non ancora installata	✗ In maniera simile alle altre configurazioni stabilizzate da zavorra, con una turbina da 15MW è probabile che il pescaggio di questa configurazione non sia compatibile con le profondità dell'acqua nel sito scelto. Tuttavia, questo concetto è disponibile anche come semisommersibile, che potrebbe essere compatibile col sito.

Stabilizzata da sistemi di ormeggio (<i>Tension-leg platform</i>, i.e. piattaforma a gambe in tensione) 	 Un parco eolico offshore, con 3 turbine da 8 MW, che adotterà questa configurazione, è al momento in fase di costruzione (data prevista di connessione alla rete 2022), ma non ci sono stati dimostratori	 Sebbene non ci siano stati dei dimostratori, considerando le configurazioni TLP adottate nel mondo dell'industria petrolifera offshore, è probabile che una configurazione di questo genere sia compatibile con le profondità dell'acqua nel sito prescelto.
---	---	--

4.4.4 Conclusioni

Informazioni per la scelta della configurazione

Turbina eolica: le principali caratteristiche dell'aerogeneratore da considerare per il parco eolico offshore galleggiante sono state presentate. L'agenzia internazionale per l'energia (www.iea.org) ha definito un modello di turbina eolica offshore di riferimento, open access, come obiettivo del progetto "*IEA Wind TCP Task 37: the IEA Wind 15MW Offshore Reference Wind Turbine*". Questo modello è adottato come turbina eolica di riferimento per il dimensionamento delle fondazioni del presente progetto, in quanto rappresenta un modello verosimile dal punto di vista industriale, e allo stesso tempo fornisce una serie di dettagli tecnici normalmente non forniti dai produttori di aerogeneratori, e consente quindi un'analisi più avanzata, che porta a risultati più accurati.

Condizioni ambientali: batimetria. i dati batimetrici che sono stati utilizzati per la selezione del tipo di turbina eolica offshore galleggiante sono gli stessi forniti dalla società GRUPPO HOPE. La profondità dell'acqua è uno dei principali criteri di selezione utilizzati nella selezione.

Panoramica delle strutture di supporto utilizzate per turbine eoliche galleggianti

Sono state presentate le configurazioni adottate dalle turbine eoliche offshore galleggianti che sono già installate e operative, o che sono in costruzione, illustrandone le principali caratteristiche.

Queste configurazioni sono poi classificate nelle tre classi principali (stabilizzato con figura di galleggiamento, stabilizzato con zavorra e stabilizzato in ormeggio), spiegando il criterio di classificazione e fornendo i principali vantaggi e svantaggi per ciascuna configurazione.

Selezione preliminare del tipo di sottostruttura per la turbina eolica offshore galleggiante

Sono stati adottati due principali criteri di selezione per scegliere le configurazioni più adatte al sito prescelto (in particolare, la batimetria) e l'aerogeneratore selezionato (aerogeneratore IEA 15MW).

La compatibilità con la batimetria del sito è considerata un parametro fondamentale nella scelta delle configurazioni. L'altro criterio chiave è il livello di maturità tecnologica della tecnologia, preferendo quelle configurazioni che sono state già dimostrate almeno con una turbina eolica di potenza nominale di almeno 1MW.

Sulla base di questi criteri di selezione, sono state selezionate due configurazioni per la fase successiva dell'analisi:

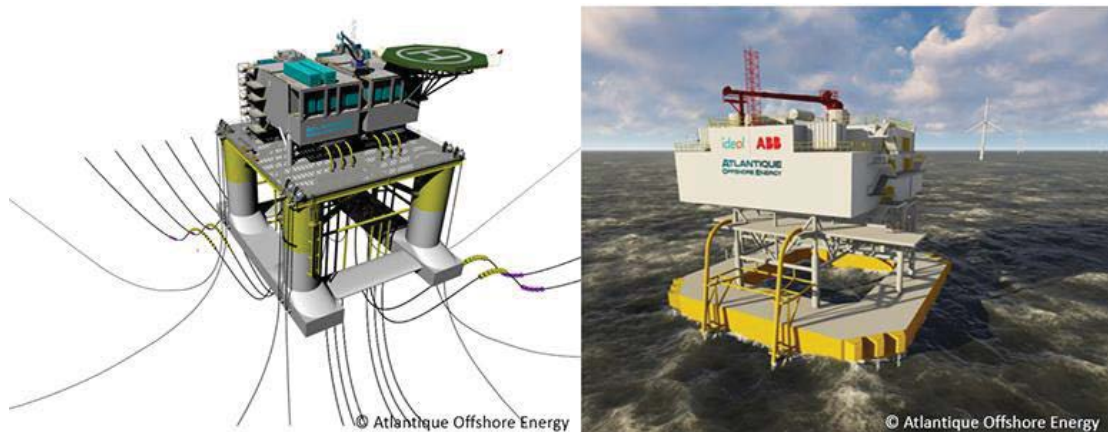
1. Sottostruttura stabilizzata da figura di galleggiamento, tipo semisommersibile
2. Sottostruttura stabilizzata da figura di galleggiamento, tipo chiatte con specchio d'acqua interno di smorzamento

Pertanto, queste sono le due configurazioni che verranno prese in considerazione nella prossima fase di questo progetto.

4.5 STAZIONE ELETTRICA DI TRASFORMAZIONE SU PIATTAFORMA

Si prevede la realizzazione di una Stazioni Elettriche Offshore che fungerà da nodo di interconnessione comune per tutti gli aerogeneratori dell'impianto trasformando la tensione da 66 kV a 400 kV e sarà del tipo compatta in GIS per ridurre al minimo gli ingombri e i pesi. La Stazione sarà collocata su di una piattaforma di tipo fisso su pali analoga a quelle utilizzate nel settore dell'oil and gas.

Per la Stazione Elettrica off-shore è stata ipotizzata una pianta quadrata con due piani (Top sides) realizzati sopra una sottostruttura portante intelaiata in acciaio (Jacket) ancorata al fondale con pali. La piattaforma avrà dimensioni ca. 50x50 m. È previsto un eliporto posto sulla copertura.



Ipotesi di stazione di trasformazione off-shore galleggiante

La SE off-shore alloggerà, al piano superiore, le quattro semisbarre a 66 kV, dove si attesteranno i cavidotti marini provenienti dai 16 sottocampi eolici, il congiuntore delle semisbarre, e le quattro partenze verso i quattro trasformatori elevatori a 66/400 kV posizionati al piano inferiore.

Al piano inferiore oltre ai quattro trasformatori elevatori 66/400 kV da 350 MVA cadauno, è posizionato il quadro a 400 kV in esecuzione compatta GIS utile al collegamento in parallelo dei trasformatori e la partenza linea a 400 kV di connessione con la RTN.

Riepilogando, la SE off-shore dovrà ospitare:

- Quadro a 66 kV di parallelo arrivo linee dal parco e partenza trafo;
- N. 4 trasformatori elevatori 66/400 kV da 350 MVA;
- Quadro a 400 kV in esecuzione compatta GIS di parallelo trafo e partenza linea di connessione a 400 kV;
- Vari Locali che conterranno:
 - o Quadri per azionamento e comandi
 - o Quadri BT per i servizi di Stazione
 - o Gruppo Elettrogeno Diesel per sistema di emergenza assenza rete formato;
 - o Sistema di backup con gruppo accumulatori a litio;
 - o Unità di trattamento aria e ventilazione
 - o SCADA di Stazione
 - o SCADA Aerogeneratori
 - o Gruppi di MisuraSala
 - o Supervisione/Meeting e Spogliatoi



Figura 4.4 pianta elettromeccanica della Stazione Elettrica galleggiante

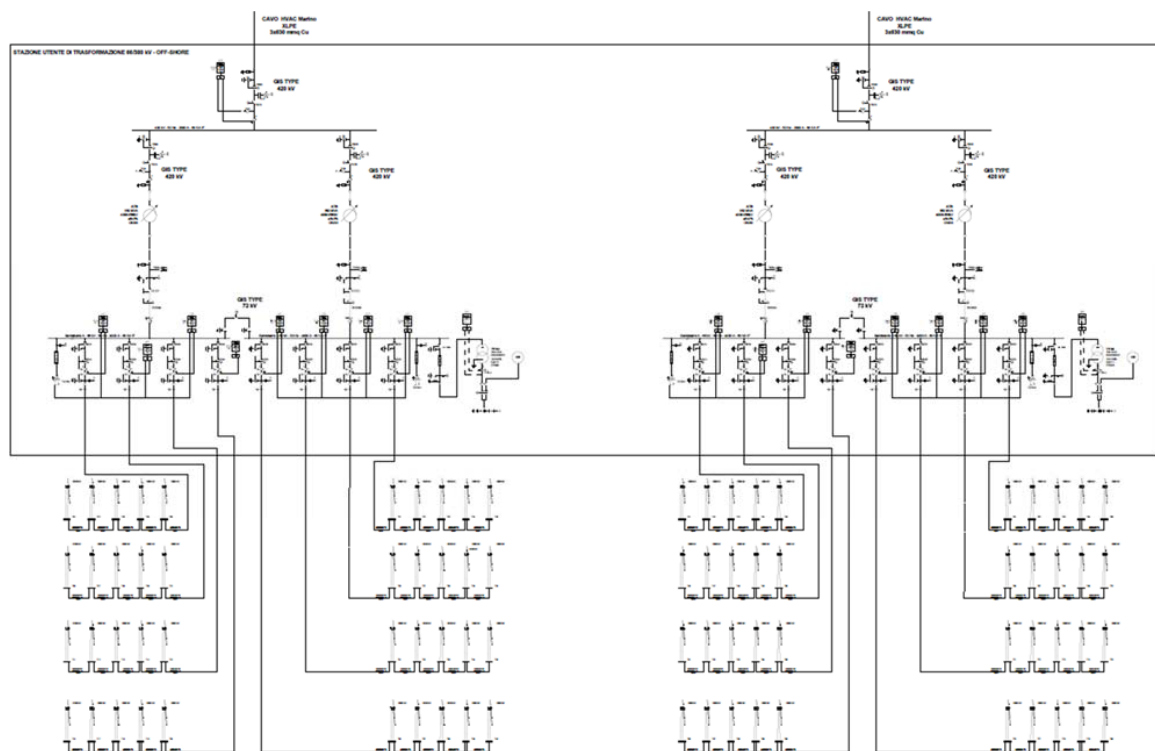


Figura 4.5: schema elettrico unifilare del parco eolico galleggiante

La struttura è del tipo a impalcati su travi e presenta 4 piani per l'allocazione di impianti e servizi mentre l'impalcato di copertura è utilizzato come piattaforma di atterraggio dell'elicottero. Oltre alle apparecchiature elettriche, la stazione offshore includerà le protezioni antincendio, i generatori di emergenza e altri sistemi ausiliari, quali: sistemi di ventilazione; sistemi di sicurezza; sistemi di comunicazione; gli alloggi temporanei per il personale e relativi servizi. Gli alloggi sono da intendersi per condizioni di emergenza e per ridotti periodi in cui gli equipaggi staranno a bordo.

La manutenzione, ed in generale l'accesso ad essa, sarà normalmente effettuata tramite un'imbarcazione di servizio che potrà attraccare alla struttura in una zona apposita servita da scale per permettere al personale di raggiungere la sede di lavoro. La FOS sarà assemblata a terra, trasportata presso l'area di installazione a mare mediante rimorchiatori e vincolata ai sistemi di ormeggio.

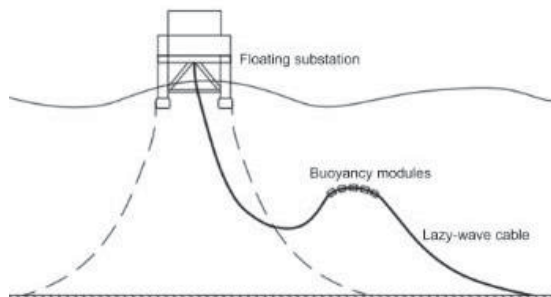
4.6 CAVI DI COLLEGAMENTO E TRASPORTO DELL'ENERGIA

I cavi di collegamento e trasporto dell'energia previsti dal progetto, possono essere raggruppati per tipologia come di seguito elencato:

- cavi marini dinamici 66 kV in CA di collegamento tra le turbine;
- cavo marino a 400 kV AC di collegamento tra ciascuna Stazione Elettrica off-shore e il punto di giunzione a terra;
- cavo terrestre a 400 kV tra il punto di giunzione a terra e il punto di inserimento su stallo AAT a 400 kV di Stazione RTN.

Ciascun cavo è costituito da tre conduttori posizionati a "trifoglio" ed elicordati, in cui le correnti elettriche sono sfasate di 120° l'una rispetto all'altra. Ogni conduttore è costituito da un'anima in rame, rivestita da materiale altamente isolante che consente l'utilizzo fino a un livello di tensione di 66 kV.

L'assieme (nucleo + isolatore) è circondato da uno schermo metallico conduttivo e una guaina protettiva. Una doppia armatura metallica composta in particolare da trecce in acciaio zincato serve a proteggere il cavo dalle sollecitazioni meccaniche esterne. La guaina esterna di protezione impedisce l'abrasione e limita la corrosione. Ogni collegamento di tipo dinamico sarà costituito dal cavo elettrico dinamico e vari accessori subacquei per garantire la sua integrità e formare la curva ad "S".



Schema del cavo di collegamento dinamico tra le turbine

Gli accessori principali sono:

- ✓ il limitatore di piegatura in poliuretano "bend stiffener" che limita il raggio di curvatura del cavo in corrispondenza della sua connessione alla piattaforma galleggiante;
- ✓ le boe in poliuretano che forniscono la forma del cavo "Lazy-Wave";
- ✓ i gusci in poliuretano che proteggono localmente il cavo dall'abrasione al suo contatto sul fondo del mare ("touchdown point").

Il percorso non interferisce con aree protette o naturalistiche e con aree militari, aree riservate alla pesca, aree archeologiche (atteso il fatto che il percorso sarà oggetto di specifiche indagini subacquee per dettagliare l'area di interesse).

Sulla base di considerazioni in ordine alla continuità nel trasporto di energia dalla stazione offshore al punto di connessione con RTN-TERNA si assume di realizzare due linee distinte alla tensione di 380kV. Ulteriori considerazioni in riferimento alle perdite di energia su tutto il percorso dei cavi, si assume di utilizzare cavi in rame con sezione da 1000 mmq. In tale configurazione, si conseguono entrambi gli obiettivi:

- ✓ Riserva 100% nella capacità di trasporto dell'energia producibile;
- ✓ Riduzione delle perdite di energia in ragione della tripla sezione in rame (3x630 mmq)

Ognuna delle tre linee è quindi prevista da cavo marino in rame con isolamento EPR o XLPE di sezione 630 mm2, schermati longitudinalmente e radialmente a tenuta stagna con un diametro variabile da 15 a 30 cm e comprende diversi componenti:

- ✓ Guaina protettiva e armatura metallica per proteggere il cavo e tenere i 3 conduttori in un unico pezzo;
- ✓ Tre cavi conduttivi in rame avvolti in materiale altamente isolante;
- ✓ Cavi di telecomunicazione in fibra ottica.

4.6.1 Cavi marini a 66 kV in CA

La tensione nominale di esercizio di ciascuna delle 8 linee sarà 66 kV in corrente alternata, per una corrente nominale totale di circa 650 A.

Il cavo scelto sarà del tipo tripolare con isolamento in XLPE e armatura in acciaio, con le seguenti caratteristiche:

Tensione nominale:	66 kV
Frequenza nominale:	50 Hz
Formazione:	da 3x300 a 3x630
Tipo di conduttore:	Rame
Isolamento:	XLPE
Tensione massima permanente di esercizio:	72 kV
Diametro esterno massimo:	160 mm

All'interno della riunione del cavo, protetto da idoneo setto separatore, sarà presente un cavo in fibra ottica, a 24 fibre utile per il sistema di supervisione e controllo degli aerogeneratori.

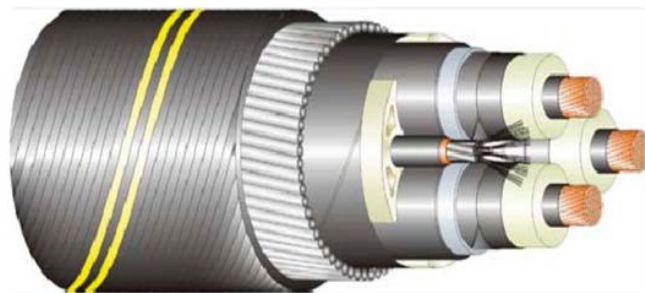


Figura 4.6: particolare di un cavo marino tripolare con isolamento in XLPE e armatura in acciaio

4.6.2 Cavo marino a 400 kV in CA

La tensione nominale di esercizio del cavo di connessione sarà a 400 kV in corrente alternata, per una corrente nominale totale di circa 870 A.

Il cavo scelto sarà del tipo tripolare con isolamento in XLPE e armatura in acciaio, con le seguenti caratteristiche:

Tensione nominale:	400 kV
Frequenza nominale:	50 Hz
Formazione:	3x630
Tipo di conduttore:	Rame
Isolamento:	XLPE
Tensione massima permanente di esercizio:	420 kV
Diametro esterno massimo:	250 mm

All'interno della riunione del cavo, protetto da idoneo setto separatore, sarà presente un cavo in fibra ottica, a 24 fibre utile per il sistema di supervisione e controllo.



Figura 4.7: sezione di un cavo marino tripolare con isolamento in XLPE e armatura in acciaio

La protezione dei cavi sottomarini, per le sezioni di cavo che attraversano aree che presentano scarse criticità a livello di fondale ma che possono presentarle al di sotto, potrà essere effettuata mediante posa di ogni linea mediante sistema trenchless (senza scavi di trincee) con protezione esterna, con successiva posa di una protezione fatta da massi naturali o materassi prefabbricati di materiale idoneo (cubicoli in cemento/calcestruzzo).

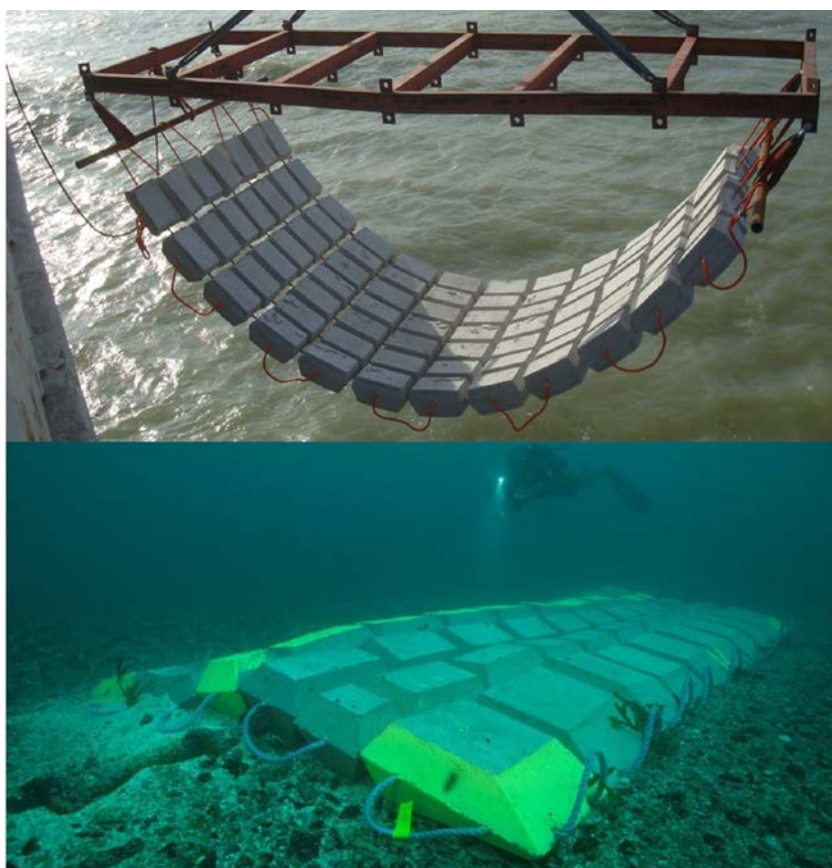


Figura 4.8: Esempio di protezione di un cavo sottomarino con cubicoli

Ove possibile, dove il fondale non presenta elevate criticità di posa o necessità di preservazione dell'ambiente esistente, dovrebbe essere utilizzata la posa del cavo in scavo mediante la tecnica del co-trenching. Tale sistema riduce il rischio di interferenza di agenti esterni, come per esempio ancore o reti da pesca, che potrebbero danneggiarlo o trascinarlo via.

4.6.3 Cavo terrestre a 400 kV in CA

La tensione nominale di esercizio del cavo di connessione sarà a 400 kV in corrente alternata, per una corrente nominale totale di circa 870 A.

Il cavo scelto per il tratto su terra ferma sarà del tipo unipolare con isolamento in XLPE e armatura in acciaio, con le seguenti caratteristiche:

Tensione nominale:	400 kV
Frequenza nominale:	50 Hz
Formazione:	3x1x1200
Tipo di conduttore:	Alluminio
Isolamento:	XLPE
Tensione massima permanente di esercizio:	420 kV
Diametro esterno massimo singolo cavo:	120 mm

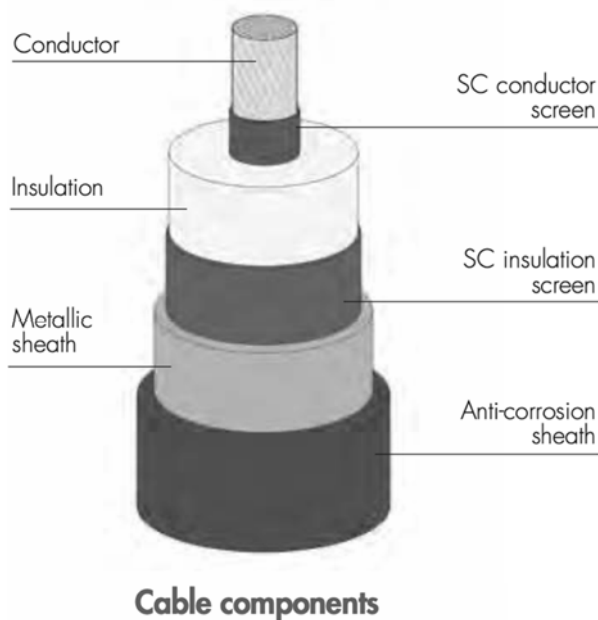


Figura 4.9: struttura di un cavo terrestre unipolare con isolamento in XLPE e armatura in acciaio

4.7 IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE

L'impianto di produzione di idrogeno verde è principalmente composto dai seguenti elementi riportati nella Tavola A18:

- Elettrolizzatori
- Sistema di raffreddamento
- Sistema di compressione idrogeno
- Sistema di accumulo idrogeno
- Sottostazione di alta tensione
- Apparecchiature elettriche di alta, media e bassa tensione
- Ausiliari d'impianto (impianto di produzione acqua, sistema antincendio, sistema aria compressa, etc..)

Elettrolizzatori:

L'idrogeno verde sarà prodotto attraverso elettrolizzatori presumibilmente del tipo PEM (con membrane polimeriche elettrolitiche) per un consumo totale di circa 800MW alla fine della vita utile dell'impianto.

In questa fase preliminare del progetto si sono considerati gli elettrolizzatori PEM di Siemens, tra i maggiori produttori mondiali di elettrolizzatori, in particolare il modello Silyzer 300 che è quello di taglia maggiore. Sono state quindi considerate 40 linee di questi elettrolizzatori di Siemens ciascuno dei quali con 24 celle di produzione di idrogeno come rappresentato nella figura seguente.

Questo tipo di sistema è altamente flessibile e ha un livello minimo di produzione molto basso con un range di lavoro tra il 5% e il 100%, che si traduce nel rendere profittevoli anche le ore a bassa produzione eolica senza necessità di dover spegnere l'impianto, che con altre tecnologie, potrebbe essere causata dall'impossibilità di sostenere il minimo carico degli elettrolizzatori.

Tali elettrolizzatori producono idrogeno e ossigeno a partire da acqua deionizzata (proveniente dall'acqua di acquedotto che è trattata con un impianto di filtrazione, demineralizzazione ed elettrodeionizzazione (EDI), e sono dotati di un sistema di raffreddamento ad acqua in un circuito chiuso. Il dimensionamento del circuito chiuso di raffreddamento deve tenere in conto del degrado delle performance degli elettrolizzatori nel corso del tempo. Infatti, alla fine della vita utile degli elettrolizzatori, il raffreddamento può rappresentare fino al 40% dell'energia totale consumata dagli elettrolizzatori.

L'idrogeno è prodotto a pressione atmosferica con un alto grado di purezza, tale per cui è già possibile utilizzare l'idrogeno senza ulteriori trattamenti per immetterlo in rete e per alcuni processi industriali.

Sulla struttura degli elettrolizzatori sono presenti alcune connessioni per il collegamento con un serbatoio di azoto, utilizzato per inertizzare quando il sistema è spento o in standby. La necessità di riempire di idrogeno il sistema quando il sistema è spento è un altro motivo per cui è importante utilizzare una tecnologia che permetta di lavorare anche a bassi carichi.

A seconda dell'applicazione desiderata, l'idrogeno prodotto dagli elettrolizzatori passa per vari stage di compressioni che lo portano alla pressione d'utilizzo.

La portata nominale di idrogeno prodotto dalle 40 linee di elettrolizzatori è 13.400 kg/h (335kg/h per linea). Questa produzione richiede i seguenti consumi ed utenze:

- 1 circa 140m³/h di acqua deionizzata (che corrisponde a circa 190 m³/h di acqua dell'acquedotto considerando un'efficienza media dell'impianto demi)
- 2 circa 700MW di potenza elettrica a inizio vita, senza tener conto degli ausiliari (a fine vita utile, la potenza richiesta sarà pari a circa 802MW per produrre la stessa quantità di idrogeno, sempre senza ausiliari).

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO
SFRUTTAMENTO DEL VENTO TIPO OFFSHORE GALLEGGIANTE NEL MARE ADRIATICO COSTA MOLISE
DEDICATO AD ALIMENTARE PRINCIPALMENTE UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE**

La tabella di sintesi è di seguito riportata: RELAZIONE TECNICA ILLUSTRATIVA

Item	Valore	Unità
Idrogeno prodotto nominale	13400	kg/h
Consumo acqua deionizzata	140	m ³ /h
Consumo acqua acquedotto	190	m ³ /h
Consumo elettrico @BOL (Beginning of Life)	700	MW
Consumo elettrico @EOL (End of Life)	802	MW

Sistema di raffreddamento:

Il sistema di raffreddamento è basato su due circuiti chiusi ad acqua di raffreddamento, uno per ogni blocco di elettrolizzatori (ogni blocco di elettrolizzatori è composto da 20 elettrolizzatori).

La potenza termica totale per i due coolers da dissipare in ambiente è nell'ordine dei 400MWth, così composti:

≅ 255 MW da asportare al parco elettrolizzatori @BOL

≅ 115 MW aggiuntivi da asportare al parco elettrolizzatori @EOL

≅ 30 MW da asportare ai compressori per inter-refrigerazione e after cooler

Considerando una differenza di temperatura tra ingresso e uscita di 15°C, e con una temperatura di lavoro di 35°C come temperatura di progetto del circuito, la portata d'acqua per ogni circuito è di circa 11,500 m³/h.

Nello specifico si considera di installare un circuito di aero-refrigeranti per ciascun blocco di elettrolizzatori. A completamento dei due circuiti vengono installate su ognuno di essi pompe di circolazione in configurazione 4x33%.

Compressione e stoccaggio di idrogeno:

Visto che l'elettrolizzatore produce idrogeno a pressione atmosferica c'è necessità di inserire un treno di compressione che porti l'idrogeno alla pressione d'utilizzo desiderata.

Il dimensionamento dei compressori e dello stoccaggio di idrogeno sono direttamente collegati l'un l'altro, visto che la pressione desiderata del sistema impatta, oltre che sul dimensionamento dei compressori, anche sullo spazio finale necessario per lo stoccaggio (maggiore è la pressione, maggiore il numero di stadi di compressione necessari, ma minore lo spazio per lo stoccaggio).

In questa relazione si è quindi considerata una pressione di stoccaggio di 90 bar, essendo una via di mezzo che permette sia la fornitura dell'idrogeno per applicazioni industriali che l'immissione in rete, e contemporaneamente occupa uno spazio che si adatta a quello disponibile per l'impianto.

Il treno di compressione per portare 13.400 kg/h di idrogeno a 90 bar è composto da 16 compressori con 4 stage di compressione ognuno, che consumano in totale **31 MW** di potenza elettrica (ca 1,9MW per ogni compressore).

Il sistema di stoccaggio per l'idrogeno è stato preliminarmente dimensionato con un sistema di accumulo da 20 ton, alla pressione di 90 bar, realizzato con tubi sotterranei, appoggiati al terreno, di diametro di 1.5m, necessario per alimentare la flotta dei veicoli dei comuni limitrofi.

Ausiliari d'impianto:

Gli altri sistemi ausiliari dell'impianto sono i seguenti:

- ✓ Fire-fighting: il serbatoio dell'acqua di servizio ha una riserva d'acqua dedicata per usi di antincendio. Da questa riserva d'acqua pescano le pompe antincendio per l'alimentazione dell'anello antincendio dell'impianto;
- ✓ Impianto deionizzazione: il sistema è incluso nella fornitura dagli elettrolizzatori da parte di Siemens e porta l'acqua dall'acquedotto alle caratteristiche richieste dall'elettrolizzatore;
- ✓ Un serbatoio dell'acqua di servizio e un serbatoio dell'acqua deionizzata;
- ✓ Sistema aria compressa: il sistema è incluso nella fornitura dagli elettrolizzatori da parte di Siemens. Il sistema è integrato con alcuni serbatoi di aria strumenti ed una rete dedicata per il resto dell'impianto;
- ✓ Sistema di Azoto: per inertizzare i circuiti di idrogeno/ossigeno degli elettrolizzatori. Il sistema è incluso nella fornitura dagli elettrolizzatori da parte di Siemens integrandolo con dei serbatoi di riserva di azoto all'interno dell'impianto.

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO
SFRUTTAMENTO DEL VENTO TIPO OFFSHORE GALLEGGIANTE NEL MARE ADRIATICO COSTA MOLISE
DEDICATO AD ALIMENTARE PRINCIPALMENTE UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE**

Apparecchiatura elettrica:

RELAZIONE TECNICA ILLUSTRATIVA

L'impianto elettrolisi è alimentato dal parco eolico offshore di circa 1.8 GW tramite due linee in alta tensione (380kV) in ingresso alla sottostazione GIS di impianto.

La sottostazione GIS è formata da:

- N.2 stalli (baie) in ingresso dal Parco Eolico;
- N.4 stalli collegati ai trasformatori da 250MVA per alimentazione degli elettrolizzatori e gli ausiliari di impianto;
- Il sistema è a doppia sbarra con congiuntore tra le due. Ogni sbarra è munita di trasformatore di tensione. Dagli stalli di trasformazione si distribuisce l'energia all'impianto elettrolisi tramite 4 trasformatori AT/MT a doppio avvolgimento secondario. Ogni avvolgimento si collega ad un quadro di media tensione a 33 kV che alimenta n.5 celle di elettrolizzatori più gli ausiliari di impianto.

Opere civili:

Le opere civili rilevanti considerate in questa fase preliminare del lavoro sono le seguenti:

- ✓ Lavori di scavi, riporti e compattazione per l'intero impianto, includendo i serbatoi per lo stoccaggio di idrogeno;
- ✓ Un capannone per ogni blocco di elettrolizzatori (in totale 2), che contiene anche una sala elettrica e di controllo;
- ✓ Un capannone ogni 6 compressori, per un totale di 2 capannoni per il treno di compressione;
- ✓ Una tettoia per l'impianto di acqua deionizzata;
- ✓ Un capannone per la sottostazione GIS di impianto.

La tabella seguente elenca i consumi ed i prodotti principali dell'impianto di elettrolisi.

Consumi impianto elettrolisi		
Consumi materiale	Valore	Unità
Acqua dall'acquedotto	190	m ³ /h
Consumi elettrici	Valore	Unità
Elettrolizzatori @BOL	700	MW
Elettrolizzatori @EOL	802	MW
Sistema raffreddamento	7.2	MW
Compressori idrogeno	23.4	MW

Prodotti impianto elettrolisi		
Prodotti materiale	Valore	Unità
Idrogeno nominale	13.4	Ton/h
Ossigeno nominale	106.7	Ton/h

5 PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO - LE OPERE A MARE

5.1 L'AREA DI PROGETTO

Il progetto di Parco Eolico prevede la realizzazione di 120 aerogeneratori posizionati nel mare Adriatico centrale in una zona centrale posta in acque nazionali, all'interno della Piattaforma Continentale Italiana e specificatamente di fronte alla costa del comune di Termoli (CB). La distanza minima dalla costa è pari a circa 25 km. Con l'introduzione della linea delle 12 miglia, è possibile distinguere:

- **Nella sezione A dell'impianto**, rientrano all'interno delle acque territoriali numero 13 aerogeneratori, mentre numero 67 aerogeneratori ricadono all'esterno delle acque territoriali, con una superficie occupata all'interno delle acque territoriali di 33854924 mq.
- **Nella sezione B dell'impianto**, rientrano all'interno delle acque territoriali numero 18 aerogeneratori, mentre numero 22 aerogeneratori ricadono all'esterno delle acque territoriali, con una superficie occupata all'interno delle acque territoriali di 41971640 mq.
- **Cavidotto marino**, rientra nelle acque territoriali per una superficie di 149586 mq.

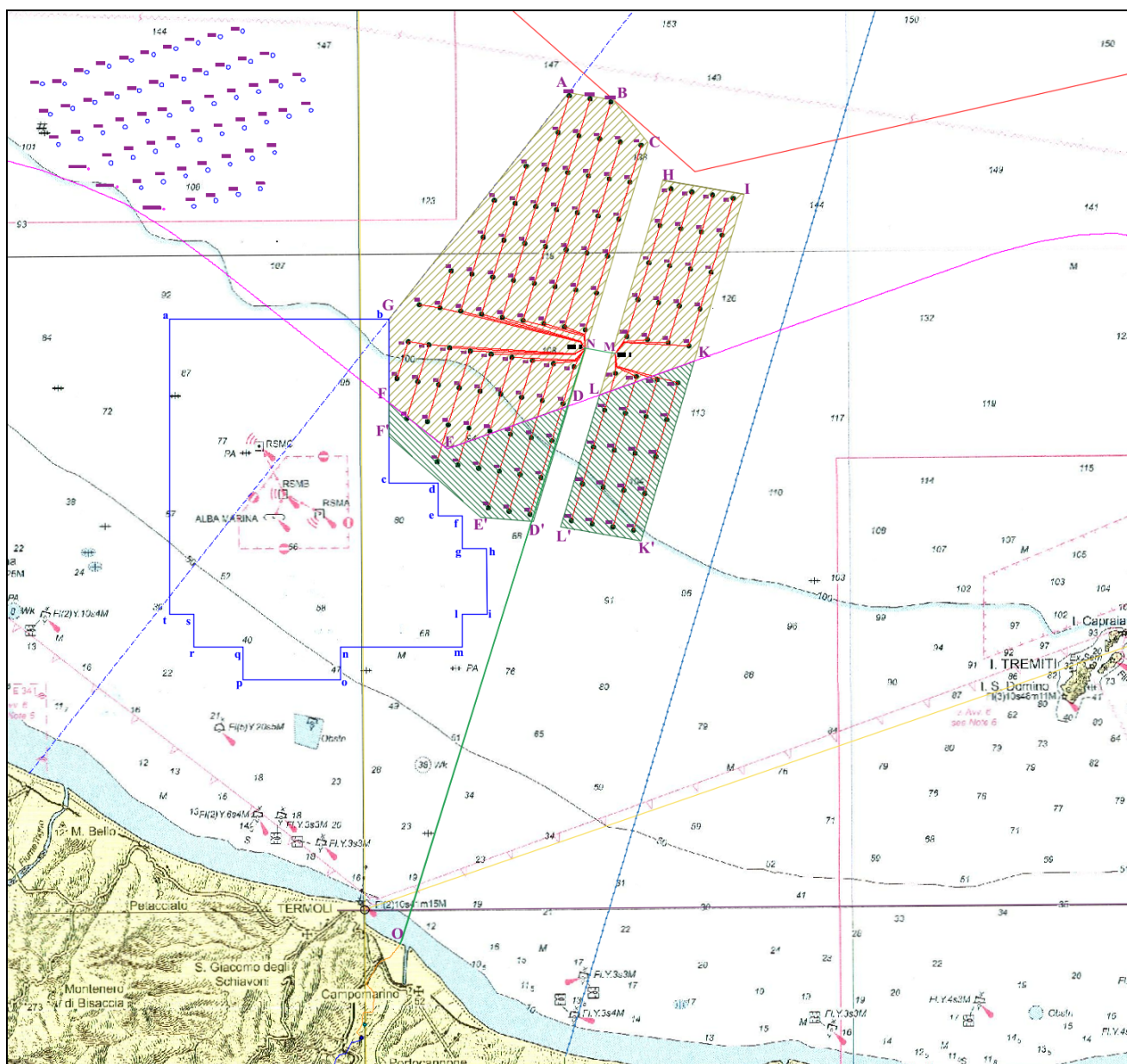


Figura 5.1: inquadramento su carta nautica dell'impianto eolico offshore galleggiante

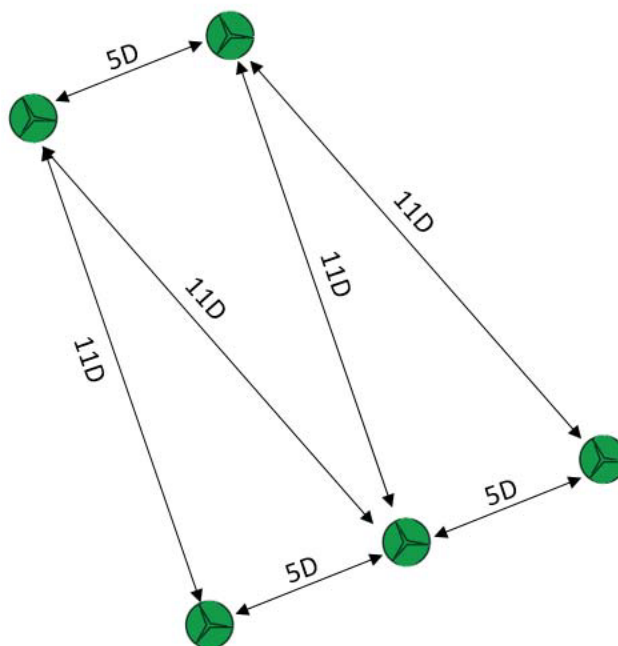
L'area d'intervento per le opere a mare è pertanto posta ad una distanza dalla costa minima di 25 km, molto distante dalla costa in modo da ridurre gli impatti ambientali e paesaggistici e l'interferenza con le attività antropiche.

Gli aerogeneratori e le fondazioni galleggianti saranno assemblati in aree portuali e trasportati nell'area di installazione con l'ausilio di navi dedicate per l'installazione e l'ancoraggio di aerogeneratori offshore, a tal proposito appare strategica la vicinanza con il porto di Vasto e/o il porto di Campomarino, che potranno fungere da porto base per gli interventi di manutenzione in fase di esercizio.

La distanza dalla costa è tale da rendere l'impianto in progetto pressoché non percepibile da terra.

Il posizionamento degli aerogeneratori nell'area di progetto segue una matrice regolare con gli aerogeneratori posti alle spalle della funzionante stazione di estrazione petrolifera Rospo di Mare, in modo tale da risultare non distinguibili anche nelle immediate vicinanze avendo interposto le stazioni petrolifere esistenti.

La distanza geometrica tra gli array delle turbine è circa $11D$, mentre tra le singole turbine è pari a $5D$, dove D è il diametro del rotore; questa disposizione consente di avere una distanza fluidodinamicamente ottimale tra le turbine.



Distanze tra turbine

5.1.1. Coordinate Aerogeneratori

Si riportano di seguito le coordinate degli aerogeneratori di progetto nei sistemi di riferimento UTM WGS84 Fuso 33:

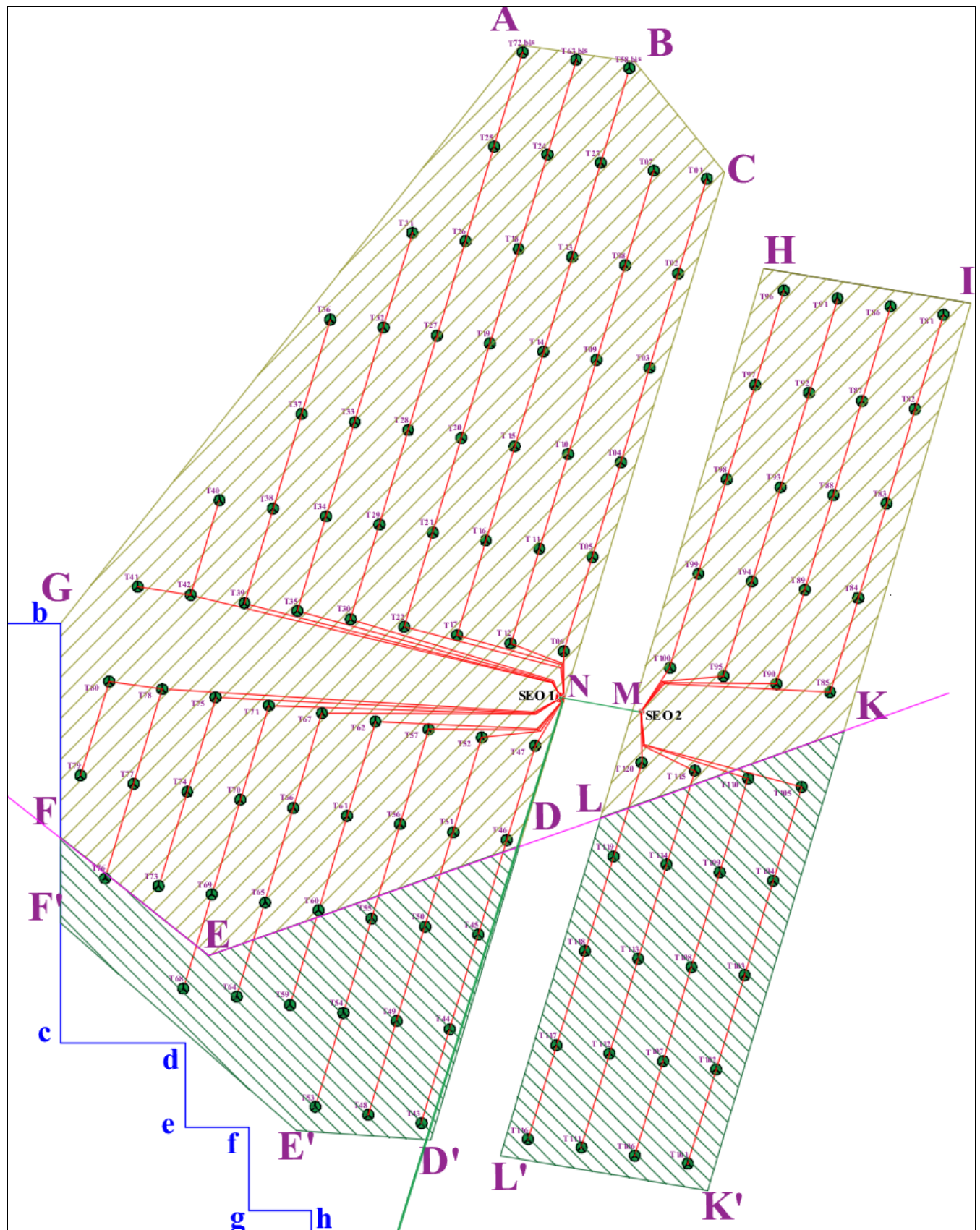


Figura 5.2: posizione aerogeneratore

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO
SFRUTTAMENTO DEL VENTO TIPO OFFSHORE GALLEGGIANTE NEL MARE ADRIATICO COSTA MOLISE
DEDICATO AD ALIMENTARE PRINCIPALMENTE UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE**

RELAZIONE TECNICA ILLUSTRATIVA

<u>COORDINATE AEROGENERATORI -EOLICO OFFSHORE MOLISE-</u>			
<u>COORDINATE GEOGRAFICHE DEI VERTICI wgs84 piane UTM 33</u>			
<u>Centro Turbina</u>	<u>Longitudine</u>	<u>Latitudine</u>	<u>descrizione</u>
1	515582.02	4692884.75	centro T01
2	514952.15	4690802.12	centro T02
3	514322.29	4688719.48	centro T03
4	513692.42	4686636.85	centro T04
5	513062.56	4684554.23	centro T05
6	512432.69	4682471.59	centro T06
7	514413.48	4693063.93	centro T07
8	513783.61	4690981.30	centro T08
9	513153.75	4688898.66	centro T09
10	512523.88	4686816.03	centro T10
11	511894.02	4684733.40	centro T11
12	511264.15	4682650.77	centro T12
13	512615.08	4691160.48	centro T13
14	511985.21	4689077.85	centro T14
15	511355.35	4686995.22	centro T15
16	510725.48	4684912.58	centro T16
17	510095.61	4682829.95	centro T17
18	511446.54	4691339.66	centro T18
19	510816.67	4689257.03	centro T19
20	510186.81	4687174.40	centro T20
21	509556.94	4685091.77	centro T21
22	508927.07	4683009.13	centro T22
23	513244.94	4693243.11	centro T23
24	512076.40	4693422.29	centro T24
25	510903.66	4693596.45	centro T25
26	510273.80	4691513.82	centro T26
27	509643.93	4689431.19	centro T27
28	509014.07	4687348.56	centro T28
29	508384.20	4685265.93	centro T29
30	507754.33	4683183.30	centro T30
31	509105.26	4691693.00	centro T31
32	508475.39	4689610.37	centro T32
33	507845.53	4687527.74	centro T33
34	507215.66	4685445.11	centro T34
35	506585.79	4683362.48	centro T35
36	507302.65	4689784.54	centro T36
37	506672.78	4687701.91	centro T37
38	506042.92	4685619.28	centro T38
39	505413.05	4683536.65	centro T39
40	504872.52	4685799.39	centro T40
41	503074.91	4683891.37	centro T41

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO
SFRUTTAMENTO DEL VENTO TIPO OFFSHORE GALLEGGIANTE NEL MARE ADRIATICO COSTA MOLISE
DEDICATO AD ALIMENTARE PRINCIPALMENTE UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE**

42	504242.69	4683716.76	centro T42
43	509311.18	4672073.09	centro T43
44	509931.21	4674142.33	centro T44
45	510558.88	4676228.81	centro T45
46	511181.06	4678310.75	centro T46
47	511804.06	4680393.86	centro T47
48	508137.82	4672253.57	centro T48
49	508760.80	4674322.45	centro T49
50	509386.14	4676402.97	centro T50
51	510008.32	4678484.91	centro T51
52	510635.52	4680573.04	centro T52
53	506971.30	4672433.10	centro T53
54	507592.26	4674501.63	centro T54
55	508215.74	4676583.09	centro T55
56	508837.91	4678665.02	centro T56
57	509466.98	4680752.23	centro T57
58 bis	513874,81	4695325,74	centro T58 bis
59	506419.52	4674675.79	centro T59
60	507047.20	4676762.27	centro T60
61	507669.37	4678844.20	centro T61
62	508294.24	4680926.39	centro T62
63 bis	512706,27	4695504,92	centro T63 bis
64	505249.12	4674855.91	centro T64
65	505874.46	4676936.43	centro T65
66	506496.63	4679018.37	centro T66
67	507125.70	4681105.57	centro T67
68	504078.30	4675036.85	centro T68
69	504704.06	4677116.55	centro T69
70	505326.23	4679198.48	centro T70
71	505952.96	4681279.74	centro T71
72 bis	511533,53	4695679,09	centro T72 bis
73	503529.90	4677295.70	centro T73
74	504157.69	4679377.66	centro T74
75	504782.56	4681459.85	centro T75
76	502361.56	4677470.89	centro T76
77	502984.95	4679551.83	centro T77
78	503614.81	4681634.46	centro T78
79	501814.55	4679731.94	centro T79
80	502445.04	4681808.74	centro T80
81	520781.68	4689892.14	centro T81
82	520156.34	4687811.62	centro T82
83	519531.00	4685731.09	centro T83
84	518905.66	4683650.56	centro T84
85	518282.18	4681569.10	centro T85
86	519611.28	4690072.26	centro T86
87	518985.94	4687991.73	centro T87
88	518360.60	4685911.20	centro T88
89	517735.25	4683830.68	centro T89
90	517111.78	4681749.22	centro T90
91	518444.60	4690250.51	centro T91
92	517819.26	4688169.98	centro T92

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO TIPO OFFSHORE GALLEGGIANTE NEL MARE ADRIATICO COSTA MOLISE DEDICATO AD ALIMENTARE PRINCIPALMENTE UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE

93	517193.02	468009.45	centro T93
94	516568.58	4684008.93	centro T94
95	515943.24	4681928.40	centro T95
96	517271.86	4690424.67	centro T96
97	516646.52	4688344.14	centro T97
98	516021.18	4686263.62	centro T98
99	515395.84	4684183.09	centro T99
100	514770.50	4682102.56	centro T100
101	515163.17	4671180.41	centro T101
102	515784.17	4673255.53	centro T102
103	516409.51	4675336.05	centro T103
104	517032.99	4677417.51	centro T104
105	517656.84	4679488.58	centro T105
106	513996.64	4671359.94	centro T106
107	514615.63	4673434.71	centro T107
108	515239.11	4675516.17	centro T108
109	515862.58	4677597.63	centro T109
110	516488.30	4679667.76	centro T110
111	512823.85	4671536.50	centro T111
112	513442.89	4673608.87	centro T112
113	514070.57	4675695.35	centro T113
114	514695.91	4677775.88	centro T114
115	515315.56	4679841.92	centro T115
116	511650.50	4671716.99	centro T116
117	512272.49	4673788.99	centro T117
118	512897.83	4675869.51	centro T118
119	513523.17	4677950.04	centro T119
120	514145.16	4680022.04	centro T120

Di seguito si riportano le coordinate dell'area dei due specchi d'acqua e del percorso del cavidotto marino, di cui si richiede la concessione, oltre che il riepilogo delle superfici demaniali da asservire in concessione:

COORDINATE CONCESSIONE DEMANIALE -EOLICO OFFSHORE MOLISE-					
COORDINATE GEOGRAFICHE DEI VERTICI wgs84 geografiche			COORDINATE GEOGRAFICHE DEI VERTICI wgs84 piane UTM 33		
Vertice	Longitudine	Latitudine	Longitudine	Latitudine	descrizione
A	15° 8' 22.2560" E	42° 24' 53.1577" N	511479,011	4695838,320	IMPIANTO SEZIONE A OLTRE 12 MIGLIA
B	15° 10' 12.1808" E	42° 24' 41.0081" N	513992,082	4695468,160	
C	15° 11' 38.0056" E	42° 23' 21.8843" N	515959,275	4693031,905	
D	15° 8' 20.3382" E	42° 15' 20.4043" N	511464,038	4678172,720	
E	15° 3' 22.5499" E	42° 14' 2.5457" N	504642,525	4675763,535	
F	15° 0' 59.9999" E	42° 15' 26.6664" N	501374,715	4678356,643	
D	15° 8' 20.3382" E	42° 15' 20.4043" N	511464,038	4678172,720	IMPIANTO SEZIONE A PRIMA DELLE 12 MIGLIA
E	15° 3' 22.5499" E	42° 14' 2.5457" N	504642,525	4675763,535	
F	15° 0' 59.9999" E	42° 15' 26.6664" N	501374,715	4678356,643	
F'	15° 0' 59.9999" E	42° 14' 26.1271" N	501375,080	4676489,448	
E'	15° 4' 46.2224" E	42° 11' 57.4657" N	506563,931	4671907,279	
D'	15° 6' 54.4031" E	42° 11' 50.4108" N	509503,790	4671693,042	
H	15° 12' 15.6862" E	42° 22' 12.7822" N	516825,933	4690902,579	IMPIANTO SEZIONE B OLTRE 12 MIGLIA
I	15° 15' 34.4385" E	42° 21' 47.6709" N	521373,978	4690140,464	
K	15° 13' 31.4271" E	42° 16' 42.3788" N	518585,202	4680716,285	
L	15° 9' 38.1221" E	42° 15' 40.6972" N	513245,089	4678801,742	
K	15° 13' 31.4271" E	42° 16' 42.3788" N	518585,202	4680716,285	
L	15° 9' 38.1221" E	42° 15' 40.6972" N	513245,089	4678801,742	
L'	15° 8' 1.3324" E	42° 11' 39.1367" N	511039,269	4671347,561	IMPIANTO SEZIONE B PRIMA DELLE 12 MIGLIA
K'	15° 11' 19.5610" E	42° 11' 14.1481" N	515587,313	4670585,446	
M	15° 10' 17.4405" E	42° 16' 56.4579" N	514141.19	4681140.17	CENTRO CABINA SEO2
N	15° 8' 59.3085" E	42° 17' 6.7681" N	512351.18	4681454.79	CENTRO CABINA SEO1
D'	15° 6' 54.4031" E	42° 11' 50.4108" N	509503,790	4671693,042	PARTENZA CAVIDOTTO DOPO AREA DI CONCESSIONE
O	15° 1' 26.1891" E	41° 58' 56.3081" N	501983.32	4647812.16	ARRIVO CAVIDOTTO TERRAFERMA

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO
SFRUTTAMENTO DEL VENTO TIPO OFFSHORE GALLEGGIANTE NEL MARE ADRIATICO COSTA MOLISE
DEDICATO AD ALIMENTARE PRINCIPALMENTE UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE**

RELAZIONE TECNICA ILLUSTRATIVA

RIEPILOGO SUPERFICI CONCESSIONE DEMANIALE -EOLICO OFFSHORE MOLISE-

COORDINATE VERTICI IMPIANTO: SEZIONE A - OLTRE 12 MIGLIA		
descrizione	lunghezza	superficie
Area tra i punti A÷G (m2)		168.094.151,80

COORDINATE VERTICI IMPIANTO: SEZIONE A - PRIMA DELLE 12 MIGLIA		
descrizione	lunghezza	superficie
Area tra i punti D÷D' (m2)		33.854.924,47

COORDINATE VERTICI IMPIANTO: SEZIONE B - OLTRE 12 MIGLIA		
descrizione	lunghezza	superficie
Area tra i punti H÷K (m2)		51.375.558,20

COORDINATE VERTICI IMPIANTO: SEZIONE B - PRIMA DELLE 12 MIGLIA		
descrizione	lunghezza	superficie
Area tra i punti L÷K' (m2)		41.971.639,74

AEROGENERATORE		
descrizione	lunghezza	superficie
raggio (m)		118
maggiorazione (m)		2
superficie (m2)		45.216,00
numero generatori		120,00
SUPERFICIE OCCUPATA (m2)		5.425.920,00

STAZIONI ELETTRICHE DI TRASFORMAZIONE 66-380 KV		
descrizione	lunghezza	superficie
SEO1		2.500,00
SEO2		715,20
SUPERFICIE OCCUPATA (m2)		3.215,20

CAVIDOTTO MARINO A TENSIONE 66 KV		
descrizione	lunghezza	superficie
da T01÷T06 fino a SEO1	12000	36.000,00
da T07÷T12 fino a SEO1	12900	38.700,00
da T13÷T17 + T23 e T58BIS fino a SEO1	16000	48.000,00
da T18÷T22 + T24 e T63BIS fino a SEO1	17100	51.300,00
da T25÷T30 + T72BIS fino a SEO1	18000	54.000,00
da T31÷T35 fino a SEO1	15000	45.000,00
da T36÷T39 fino a SEO1	13900	41.700,00
da T40÷T42 fino a SEO1	11800	35.400,00
da T43÷T47 fino a SEO1	9900	29.700,00
da T48÷T52 fino a SEO1	10900	32.700,00
da T53÷T57 fino a SEO1	12000	36.000,00
da T59÷T62 fino a SEO1	10900	32.700,00
da T64÷T67 fino a SEO1	11800	35.400,00
da T68÷T71 fino a SEO1	13000	39.000,00
da T73÷T75 fino a SEO1	12000	36.000,00
da T76÷T80 fino a SEO1	16600	49.800,00
da T81÷T85 fino a SEO2	13200	39.600,00
da T86÷T90 fino a SEO2	12000	36.000,00
da T91÷T95 fino a SEO2	10800	32.400,00
da T96÷T100 fino a SEO2	9900	29.700,00
da T101÷T105 fino a SEO2	13200	39.600,00
da T106÷T110 fino a SEO2	12000	36.000,00
da T111÷T115 fino a SEO2	10800	32.400,00
da T116÷T120 fino a SEO2	9900	29.700,00
SUPERFICIE OCCUPATA	305.600,00	916.800,00

CAVIDOTTO MARINO A TENSIONE 380 KV DA SPECCHIO D'ACQUA A TERRAFERMA		
descrizione	lunghezza	superficie
da Stazione D' fino ad arrivo punto O	24931	149.586,00
SUPERFICIE OCCUPATA	24.931,00	149.586,00

CAVIDOTTO MARINO A TENSIONE 380 KV		
descrizione	lunghezza	superficie
da Stazione SEO2 fino a SEO1	1817,44	5.452,32
da Stazione SEO1 fino ad arrivo punto O	35254	211.524,00
SUPERFICIE OCCUPATA	37.071,44	216.976,32

	superficie
TOTALE SUPERFICIE DEMANIALE ASSERVITA IN CONCESSIONE ALL'INTERNO DELLE 12 MIGLIA	75.976.150,21

	superficie
TOTALE SUPERFICIE DEMANIALE ASSERVITA IN CONCESSIONE OLTRE LE 12 MIGLIA	219.469.710,00

	superficie
TOTALE SUPERFICIE DEMANIALE EFFETTIVA	6.562.911,52

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO
SFRUTTAMENTO DEL VENTO TIPO OFFSHORE GALLEGGIANTE NEL MARE ADRIATICO COSTA MOLISE
DEDICATO AD ALIMENTARE PRINCIPALMENTE UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE**

RELAZIONE TECNICA ILLUSTRATIVA

COORDINATE GEOGRAFICHE DEI VERTICI wgs84 geografiche				
Vertice	Longitudine	Latitudine	descrizione	
A	15,1395	42,4148	IMPIANTO SEZIONE A <u>OLTRE 12 MIGLIA</u>	1
B	15,1701	42,4114		
C	15,1939	42,3894		
D	15,1390	42,2557		
E	15,0563	42,2340		
F	15,0167	42,2574		
D	15,1390	42,2557	IMPIANTO SEZIONE A <u>PRIMA DELLE 12 MIGLIA</u>	
E	15,0563	42,2340		
F	15,0167	42,2574		
F'	15,0167	42,2406		
E'	15,0795	42,1993		
D'	15,1151	42,1973		
H	15,2044	42,3702	IMPIANTO SEZIONE B <u>OLTRE 12 MIGLIA</u>	2
I	15,2596	42,3632		
K	15,2254	42,2784		
L	15,1606	42,2613		
K	15,2254	42,2784	IMPIANTO SEZIONE B <u>PRIMA DELLE 12 MIGLIA</u>	
L	15,1606	42,2613		
L'	15,1337	42,1942		
K'	15,1888	42,1873		
M	15,1715	42,2823	CENTRO CABINA SEO2	
N	15,1498	42,2852	CENTRO CABINA SEO1	
D'	15,1151	42,1973	PARTENZA CAVIDOTTO DOPO AREA DI CONCESSIONE	3
O	15,0239	41,9823	ARRIVO CAVIDOTTO TERRAFERMA	

5.2 CARATTERIZZAZIONE DEL SITO A MARE

5.2.1 aspetti climatici Il vento

Le caratteristiche anemologiche del sito sono state stimate sulla base dei dati disponibili nelle banche dati di pubblico accesso (Global Wind Atlas e MetOcean rif. (DHI, 2019)) e confrontati con le analisi sulla ventosità nel mare adriatico svolte dall'Università Politecnica delle Marche nell'ambito del Progetto POWERED IPA.

Dall'analisi dei dati emerge una ventosità del sito con velocità del vento di 6.8 m/s a 150 metri di altezza e una direzione prevalente di 315°. Il dato trova conferma nelle mappe del vento realizzate nell'ambito del progetto POWERED IPA. Di seguito alcune immagini delle elaborazioni tratte dal sito <https://globalwindatlas.info/> <https://www.metocean-on-demand.com/> e <http://www.powered-ipa.it/>.

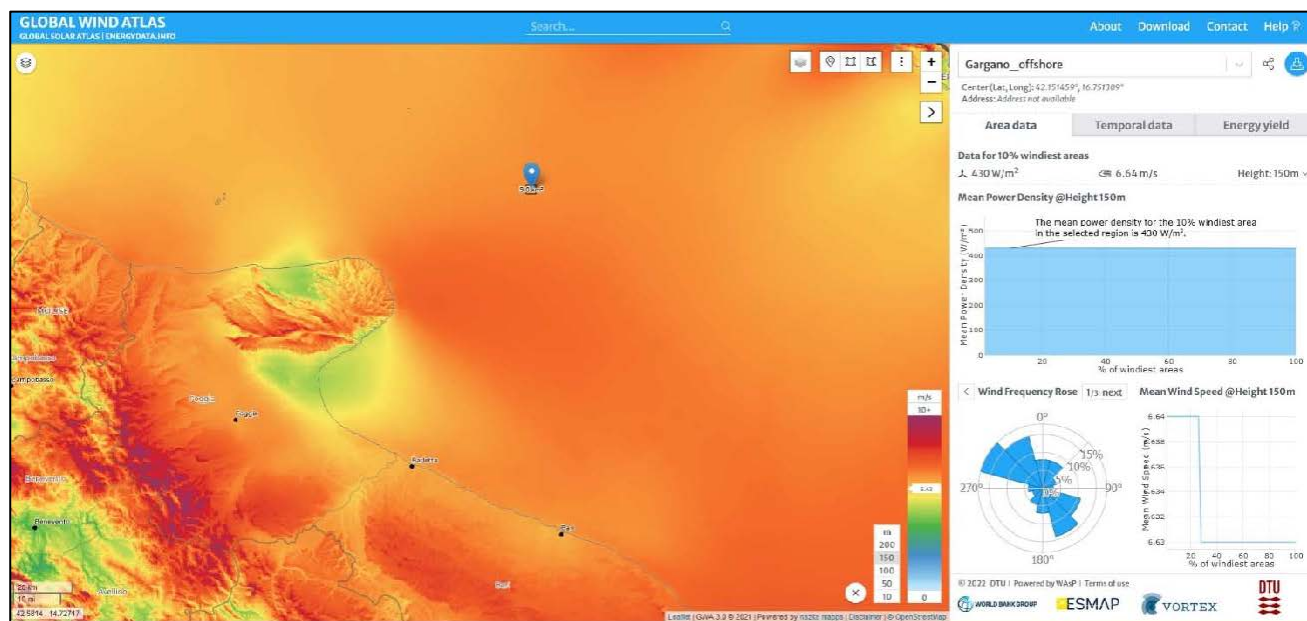


Figura 5.3: dati anemometrici Global Wind Atlas

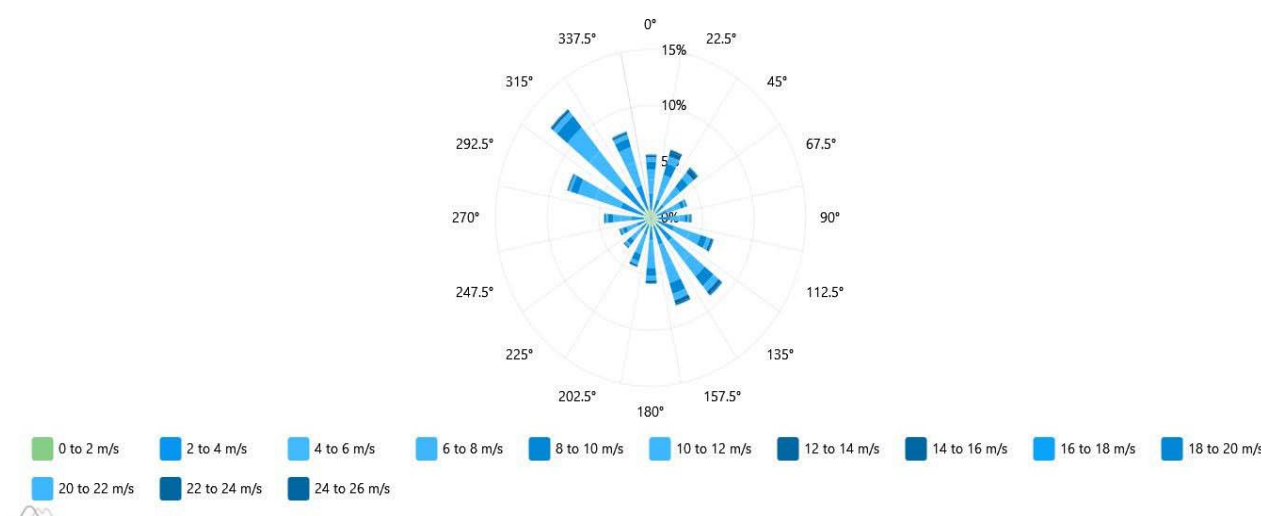


Figura 5.4: dati anemometrici – meteocean-on-demand.com

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO TIPO OFFSHORE GALLEGGIANTE NEL MARE ADRIATICO COSTA MOLISE DEDICATO AD ALIMENTARE PRINCIPALMENTE UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE

RELAZIONE TECNICA ILLUSTRATIVA

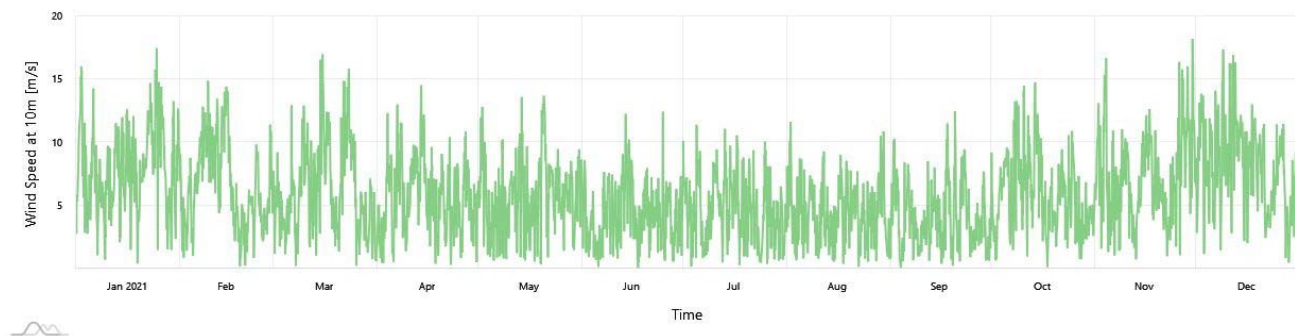


Figura 5.5: dati anemometrici – meteocean-on-demand.com

Tali dati sono stati confrontati con la serie dei dati dell'anemometro presente sul Castello di Termoli sede della stazione anemometrica dell'aeronautica Militare, oltre con la stazione di Pianosa.

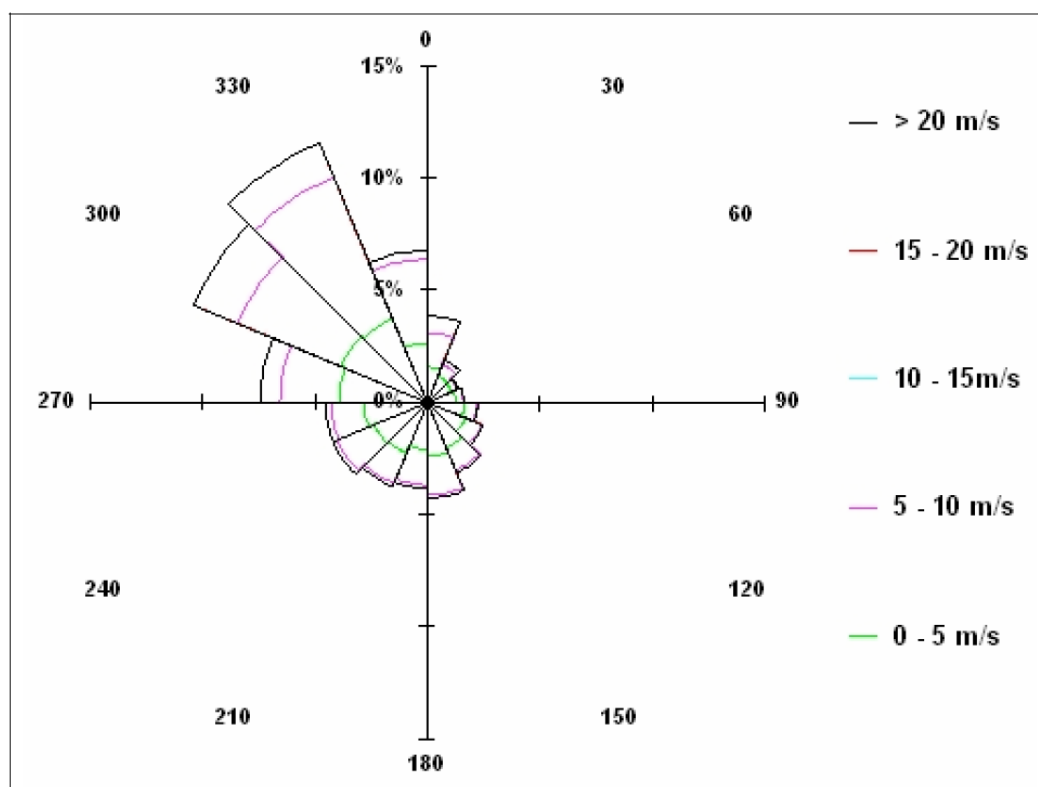
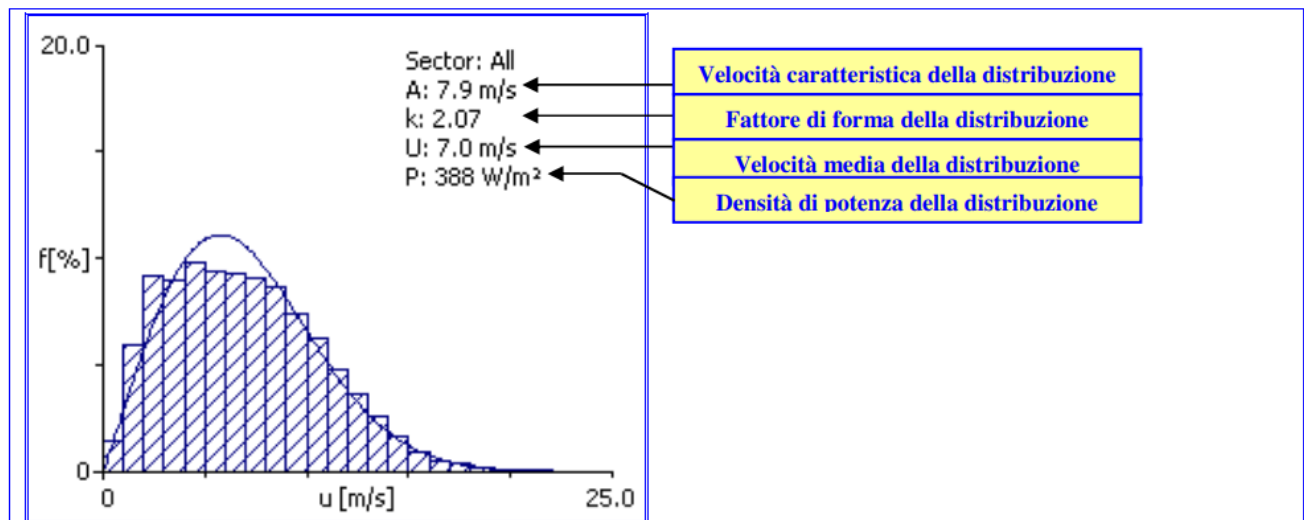


Figura 5.6: Rosa dei venti presso la Stazione di misura di Termoli

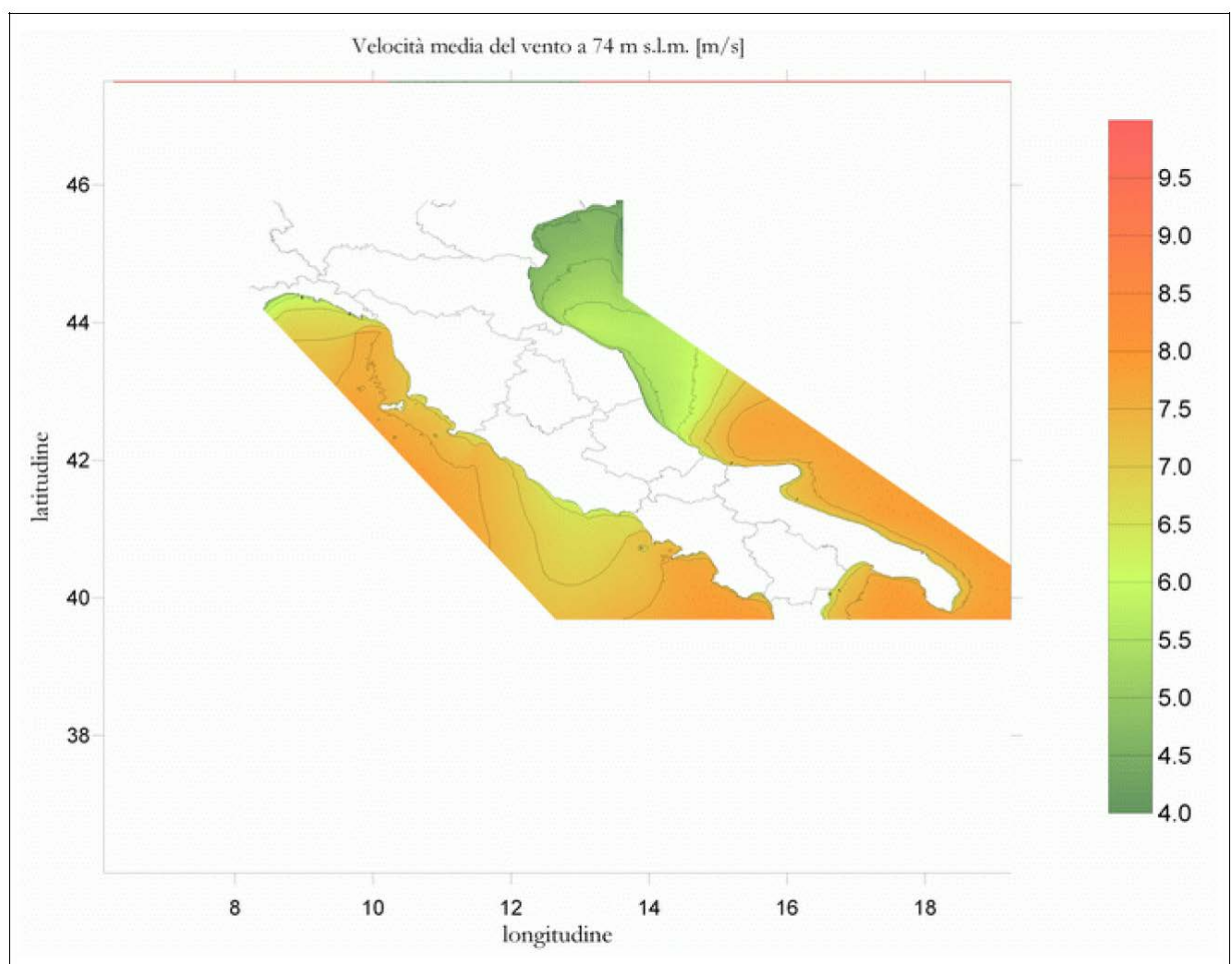
I risultati delle prime elaborazioni dei dati acquisiti presso la stazione di Pianosa nel periodo compreso dalla data d'installazione (14/10/2008) al 28/02/2009, hanno fornito le seguenti indicazioni. La velocità media nel periodo è risultata pari a circa 6.9 m/s. Il valore massimo istantaneo di velocità del vento riscontrato nel periodo è risultato essere di 30.7 m/s. La rosa dei venti determinata in base a tutte le misure archiviate come valide indica venti prevalenti con provenienza N-NO e S-SE. La rappresentazione grafica di tale rosa è riportata nella seguente Figura, in cui oltre all'indicazione delle frequenze percentuali di provenienza del vento nei vari settori di direzione (16 settori con ampiezza di 22.5°) è pure mostrata la rosa dei valori medi di velocità nei singoli settori di direzione. Per una migliore comprensione del grafico riportato in figura, si evidenzia che i singoli settori sono indicati dai valori in gradi rappresentativi dei rispettivi centri. In particolare, il settore 1 è quello centrato sul Nord e, quindi, con centro coincidente con zero gradi; il settore 2 è quello con centro pari a 22.5° e così via per tutti quelli a seguire in senso orario.

Il quadro delle elaborazioni è stato inoltre completato con la valutazione, tramite apposito software commerciale, della distribuzione di Weibull che meglio approssima quella reale del periodo esaminato. I risultati di questa elaborazione sono mostrati nella seguente Figura:



**Figura 5.7: Stazione di misura dell'isola di Pianosa:
distribuzione di Weibull determinata per il periodo 14/10/2008-28/02/2009**

Utilizzando i rilievi sopra evidenziati integrandoli con i rilievi di circa 150 stazioni anemometriche situate nei pressi delle coste limitrofe, è stato possibile costruire una mappa della velocità media del vento alla quota di 74 metri s.l.m. come di seguito riportato:



**Figura 5.8 a: Velocità Media del vento a 74 metri s.l.m., nella quale conferma l'area prescelta avere una
velocità media pari a 7 m/sec**

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO
SFRUTTAMENTO DEL VENTO TIPO OFFSHORE GALLEGGIANTE NEL MARE ADRIATICO COSTA MOLISE
DEDICATO AD ALIMENTARE PRINCIPALMENTE UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE**

RELAZIONE TECNICA ILLUSTRATIVA

E' stato possibile estrapolare con il programma VORTEX la velocità media del sito prescelto nel periodo da ottobre 2021 ad Aprile 2022, ottenendo come risultato una velocità media alla quota di 150 metri s.l.m. di 7,36 m/sec.

Tale risultato risulta in perfetta coerenza con i dati storici evidenziati in precedenza.

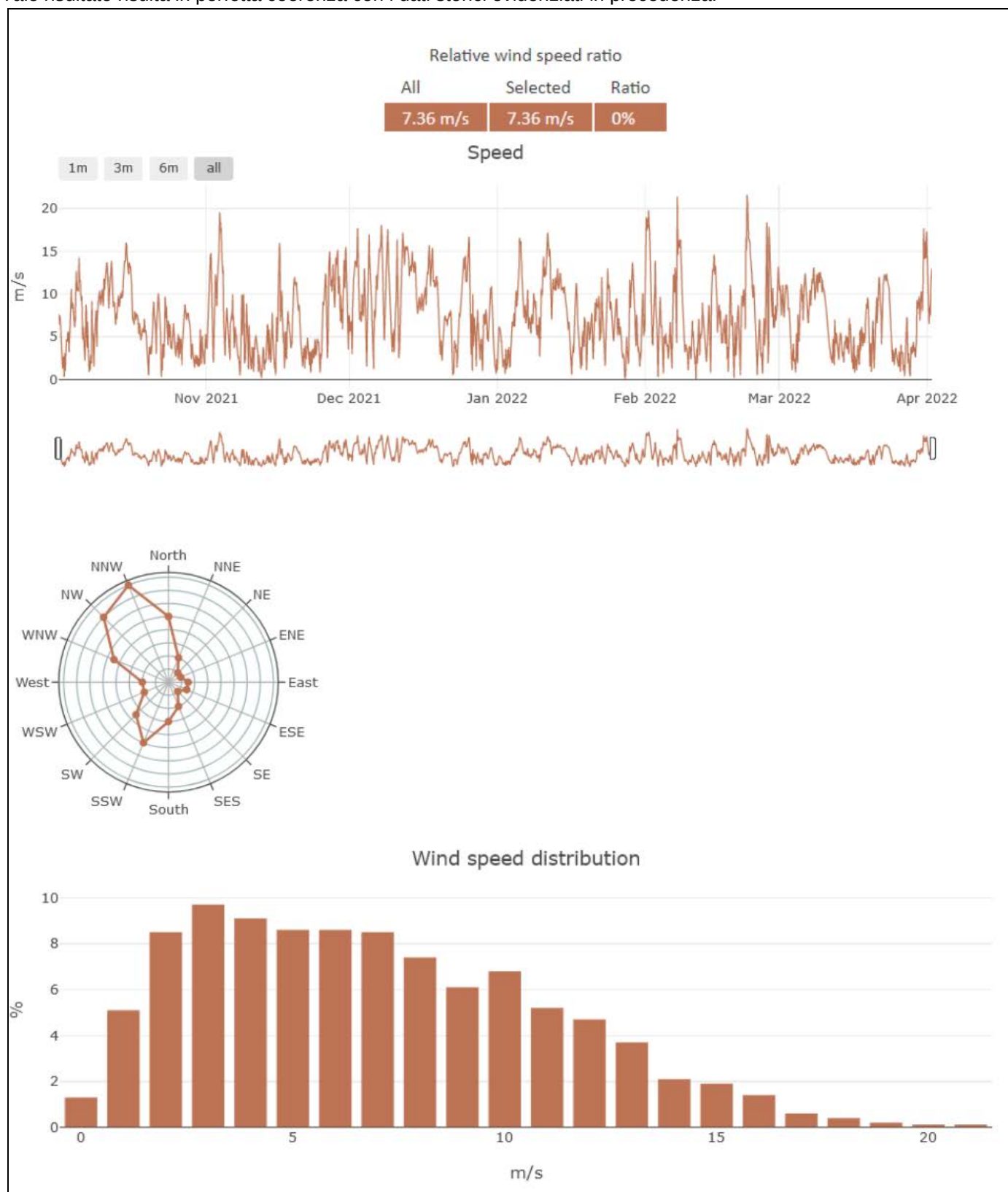


Figura 5.8 b: Velocità Media del vento a 150 metri s.l.m. sul baricentro del campo eolico offshore Molise

La profondità

La profondità del mare nell'area di interesse è stata individuata utilizzando i dati del General bathymetric Chart of the Oceans (GEBCO) da cui si evince che la batimetria del sito è compresa tra 90 e 140 metri.

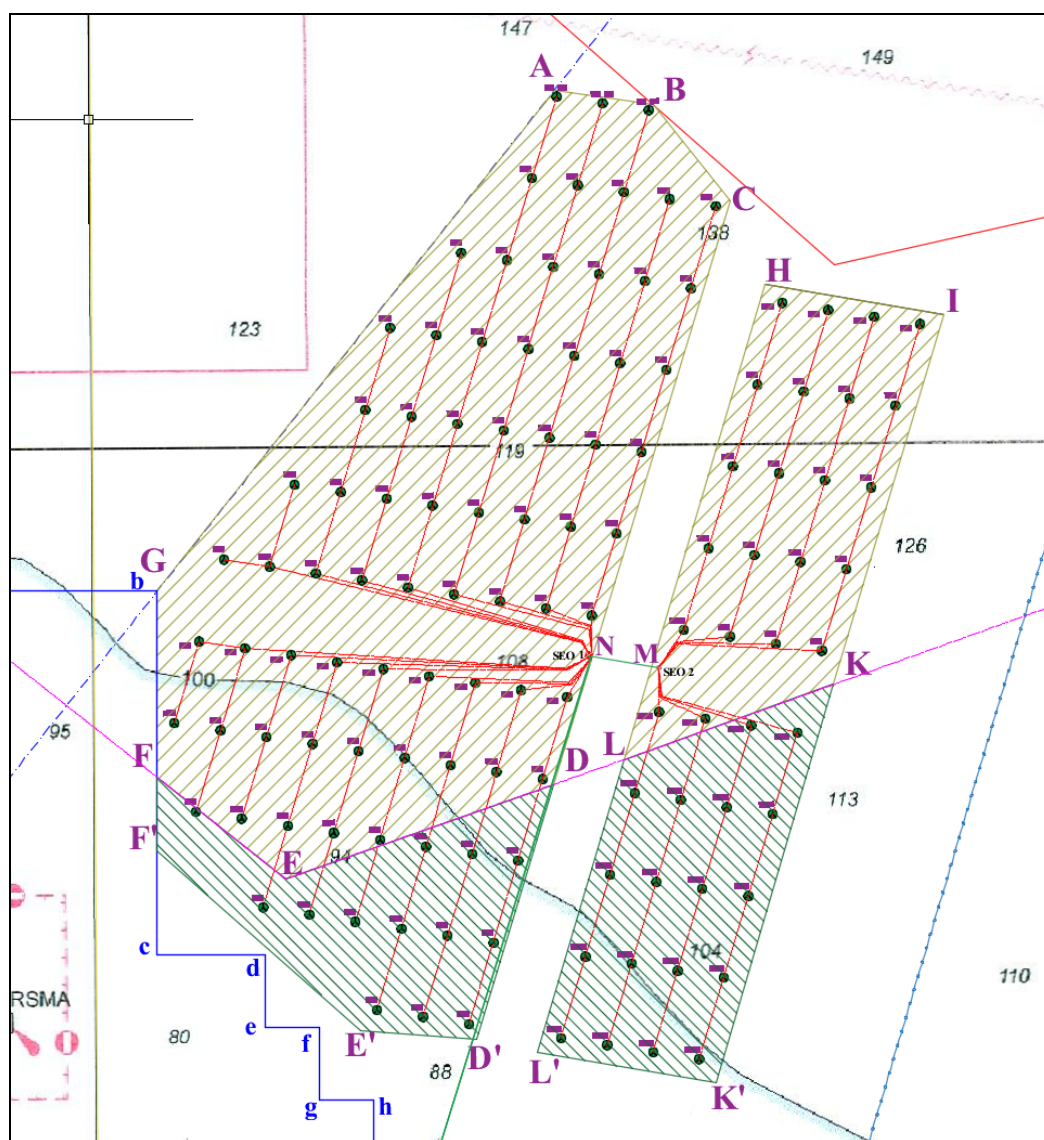


Figura 5.9: inquadramento dell'impianto eolico su carta nautica con vista delle profondità

Il moto ondoso

Il moto ondoso è stato analizzato considerando i dati provenienti dal modello d'onda globale MIKE 21 Spectral Wave Model (SW). Dai dati rilevanti risulta una attività ondosa prevalente nel secondo e nel quarto quadrante con altezze d'onda massime (tra i 8 e i 9 metri).

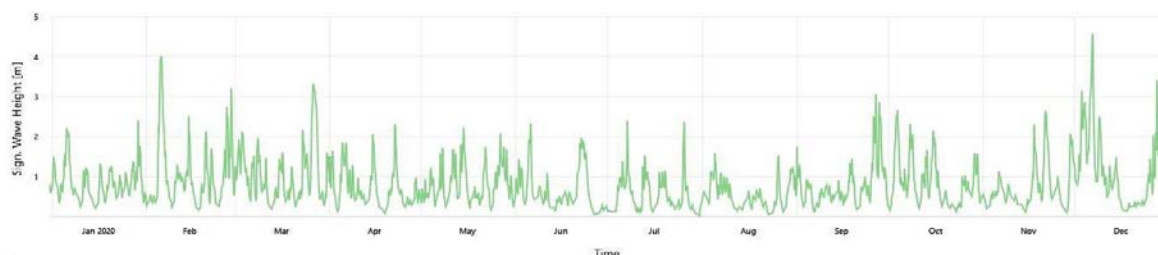


Figura 5.10 - altezza d'onda - anno 2020 - modello d'onda globale MIKE 21 Spectral Wave Model

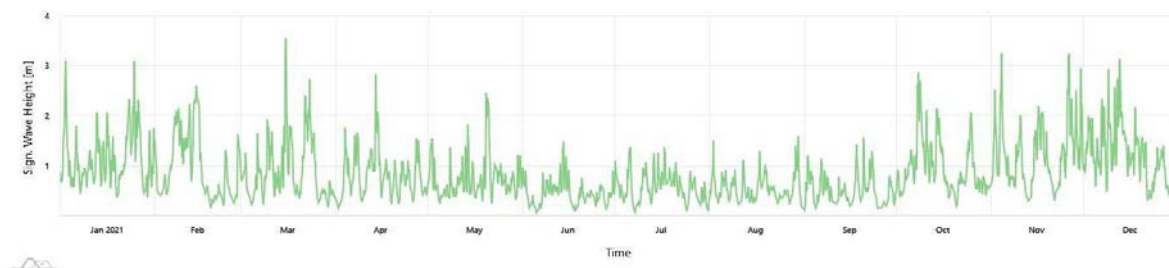


Figura 5.11: altezza d'onda - anno 2021 - modello d'onda globale MIKE 21 Spectral Wave Model

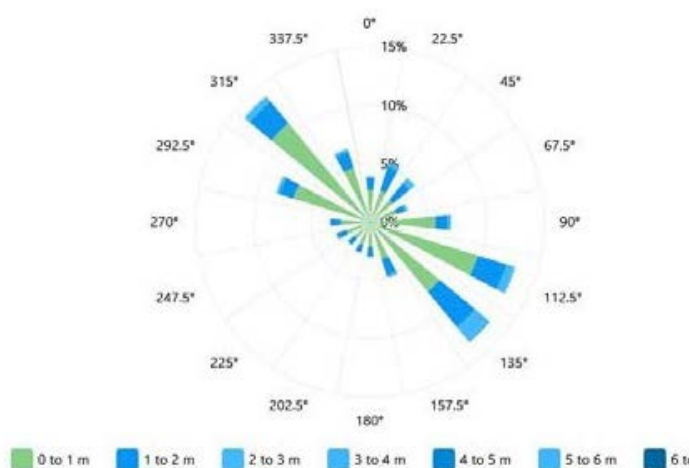


Figura 5.12: il moto ondoso nell'area di progetto 2017-2018 - MIKE 21 Spectral Wave Model

Correnti marine

Per una prima analisi delle correnti sono stati utilizzati i dati forniti dal "E.U. Copernicus Marine Service Information" e contenuti nel prodotto denominato "MEDSEA_ANALYSIS_FORECAST_PHY_006_013". Nell'area ipotizzata per l'impianto il valore medio della velocità della corrente superficiale indicato è compreso tra 0,05 e 0,10 m/s, con direzione pressoché costante da nord verso sud.

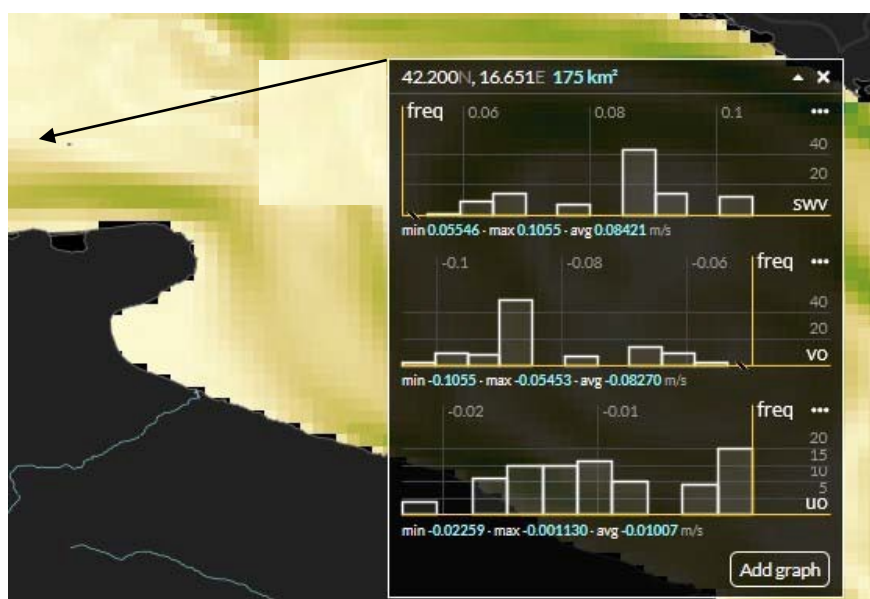
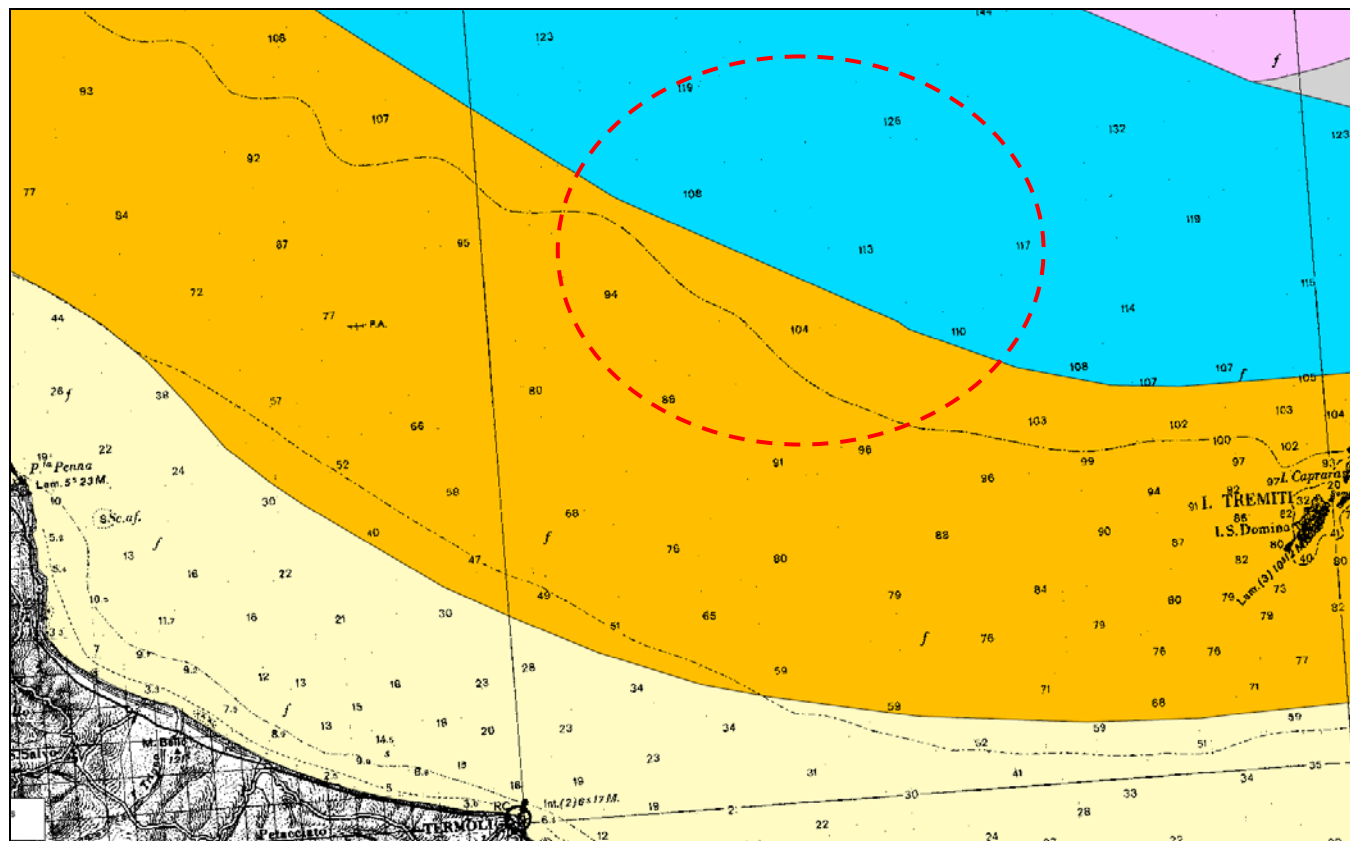


Figura 5.13: correnti marine - MEDSEA_ANALYSIS_FORECAST_PHY_006_013 – valori medi mensili nell'area di progetto della corrente marina e delle sue componenti (swv sea water velocity – vo Northward sea water velocity – uo Eastward sea water velocity)

5.2.2. Il suolo - Analisi geomorfologica

L'area interessata dalle opere in progetto non presenta problemi di stabilità ed inoltre la caratterizzazione del sottosuolo effettuata non ha evidenziato elementi critici tali da interferire con il parco eolico progettato.



- Biocenosi dei fondi fangosi di mare aperto (*Nephrops Norvegicus* (*Nucula Profunda*))
- Biocenosi dei fondi misti
- Biocenosi delle Sabbie rosse e della ghiaia fine sotto l'influenza delle correnti di fondo
- Biocenosi dei fanghi terrigeni costieri - Facies di forme sessili con elementi detritici
- Biocenosi dei fanghi terrigeni costieri - Facies della *Turritella Tricarinata* F. *Communis*
- Biocenosi della Fine Surface Sable
- Biocenosi delle sabbie fini ben calibrate (*Chione Gallina*)

Tratto e parzialmente modificato da "The Benthic Fauna of the Adriatic Sea" (Gamulin-Brida, 1967 - Oceanogr. Mar. Biol. Ann. Rev.)

Figura 5.14: Carta dei sedimenti di fondo e del benthos

5.2.3 Paesaggio

Il Piano Paesistico della Regione Molise non prevede particolari prescrizioni riguardo l'area marittima, inoltre da verifiche bibliografiche non risultano presenti decreti di vincolo paesaggistico redatti ai sensi dell'art. 136 del D.Lgs 42-2004 smi, pertanto considerata la localizzazione distante a più di 25 Km dai punti più sensibili della costa, non si ravvisano problemi paesaggistici.

E' stata comunque redatta una carta di verifica dell'impatto visivo come di seguito riportata:

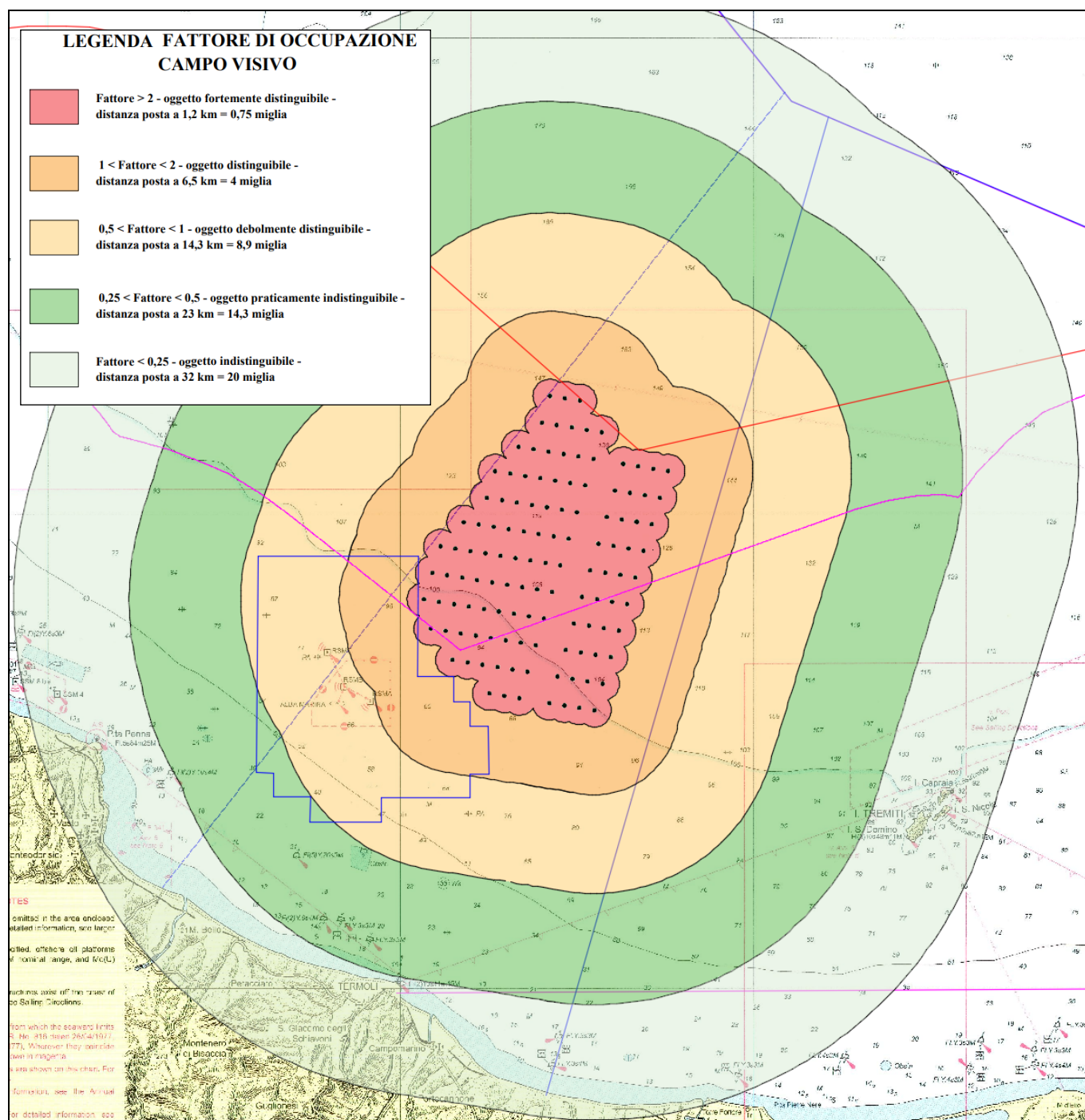


Figura 5.15: Carta del fattore di occupazione del campo visivo

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO TIPO OFFSHORE GALLEGGIANTE NEL MARE ADRIATICO COSTA MOLISE DEDICATO AD ALIMENTARE PRINCIPALMENTE UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE

RELAZIONE TECNICA ILLUSTRATIVA

La localizzazione dell'impianto eolico offshore Molise essendo posto ad una distanza maggiore di 12 miglia rende la visuale della torre non percepibile da nessun punto di vista posto sulla costa, come di seguito riportato:

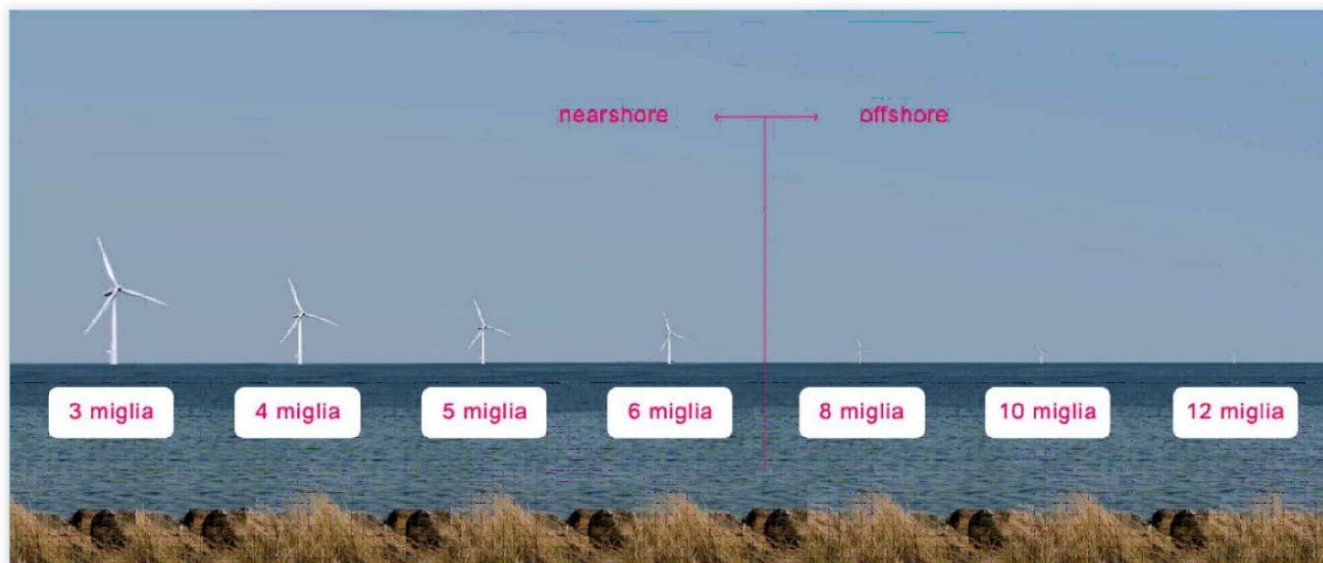


Figura 5.16: Verifica impatto paesaggistico a diverse distanze dalla costa

Oltre alla localizzazione dell'impianto posto ad oltre a 12 miglia dalla costa, essendo lo stesso posto alle spalle delle piattaforme esistenti Rospo di mare, rende le turbine assolutamente trascurabili, come di seguito riportato nel profilo:

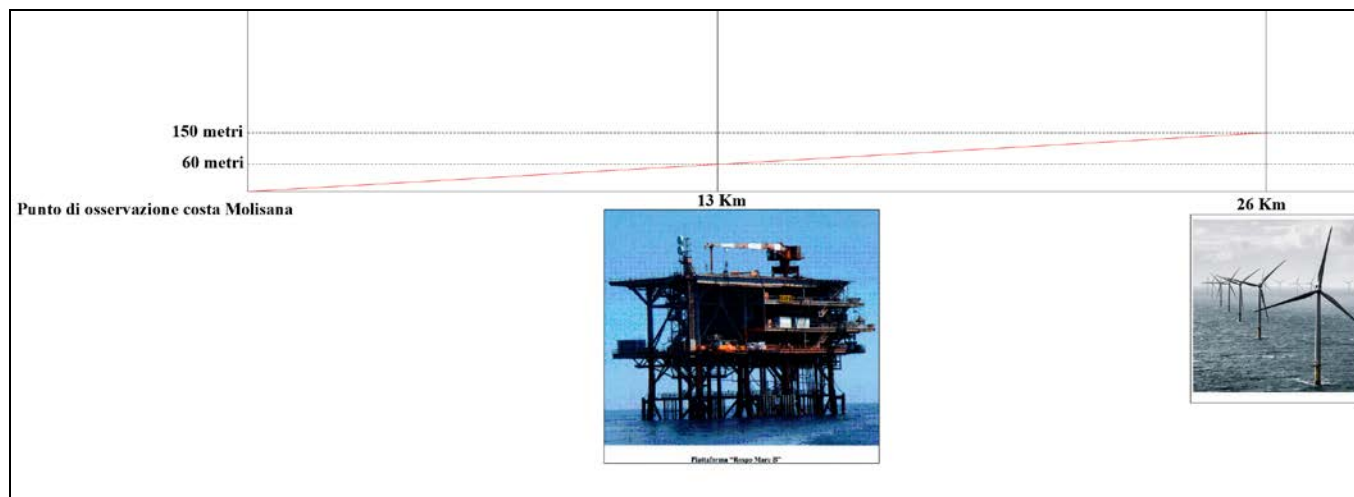


Figura 5.17: Profilo di visuale dal punto di osservazione posto sulla costa molisana

5.2.4 Flora, Fauna ed Ecosistemi

Nel 2012 il Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali ha promosso la pubblicazione del libro "Lo stato della pesca e dell'acquacoltura nei mari italiani" a cura di S. Cautadella e M. Spagnolo realizzata nell'ambito del progetto "Programma per una pubblicazione sullo stato della Pesca in Italia – cod. 6G24".

Il libro fornisce una fotografia della pesca e dell'acquacoltura e nel suo secondo capitolo viene presentata la "Caratterizzazione ambientale delle aree di pesca". Di seguito vengono riportati alcuni estratti da tale pubblicazione utili ad inquadrare da un punto di vista ecologico le aree marine prospicienti la Puglia, ulteriori estratti da questo testo saranno riportati nel paragrafo dedicato all'attività di pesca.

"Il Basso Adriatico mostra differenze sostanziali nelle porzioni settentrionale e meridionale; nella prima è localizzato il Golfo di Manfredonia, con un'ampia piattaforma continentale (distanza fra la linea di costa e 200 m pari a circa 45 miglia nautiche) e una scarpata poco ripida; nella seconda, invece, le isobate sono ravvicinate, tanto che la profondità di 200 m si raggiunge già a circa 8 miglia da Capo d'Otranto. Come si vedrà in seguito, questa diversa fisionomia si riflette sulle caratteristiche delle biocenosi e delle risorse alieutiche.

Il bordo della piattaforma continentale (shelf-break) è posto a circa 160-200 m di profondità ed è inciso dalle testate di canyon che si sviluppano ortogonalmente alla linea della scarpata continentale. Tali incisioni del fondo costituiscono delle vie preferenziali per il trasferimento dei sedimenti verso la piana abissale, soprattutto laddove sono più vicine alla linea di costa.

La distribuzione di flora e fauna marina, così come le principali caratteristiche ecologiche del bacino, è legata alle differenze ambientali e morfologiche.

Gli apporti di materiale ricco in nutrienti da parte dei fiumi e dei torrenti che scorrono nella zona a Nord del Gargano (fiume Fortore, torrente Saccione) influenzano notevolmente la natura dei sedimenti marini e di conseguenza le comunità bentoniche esistenti.

Sulla piattaforma continentale il fondo è poco ripido e quasi esclusivamente di natura sedimentaria. Con l'aumentare della distanza dalla costa e il lento digradare del fondo, unitamente al ridotto idrodinamismo, il fango prende man mano il sopravvento favorendo l'instaurarsi delle comunità delle sabbie infangate. L'area del Golfo di Manfredonia, protetta dall'effetto diretto della corrente W-SAd-C per la presenza del promontorio del Gargano, è soggetta a condizioni idrodinamiche che agevolano la sedimentazione e arricchiscono le acque di nutrienti, determinando la presenza di banchi di molluschi bivalvi di interesse commerciale. In particolare, nelle aree più vicine alla costa prevalgono le biocenosi delle Sabbie Fini Ben Calibrate (SFBC) (figura 2.15) caratterizzate dai bivalvi Chamelea gallina (vongola comune) e Acanthocardia tuberculata (cuori), mentre verso il largo i sedimenti di origine organogena (fondi a maërl e fondi precoralligeni) sono popolati da Venus verrucosa (noce di mare) e Laevicardium oblongum (Vaccarella et al., 1996)."

Ulteriori elementi sono stati raccolti analizzando il report finale del WP5 del progetto Powered dal quale sono state estratte le mappe tematiche relative alle seguenti componenti ambientali flora, fauna ed ecosistemi: avifauna, mammiferi marini, rettili marini (tartarughe), elasmobranchi, comunità bentoniche, pesci, bivalvi e specie protette. Da una prima analisi si evidenzia che le aree di progetto sono distanti da aree protette, sui fondali interessati dalla presenza dagli aerogeneratori non sono presenti praterie di posidonia oceanica e coralligeno. **L'area in progetto non interferisce con le aree evidenziate nella cartografia riferita agli uccelli, i quali seguono la rotta principale delle isole tremiti.** Per quanto riguarda la fauna marina è opportuno ricordare che gli impianti eolici offshore rappresentano un'area marina protetta di fatto e pertanto gli impatti positivi durante la fase di esercizio sono sicuramente superiori agli eventuali impatti negativi in fase di costruzione.

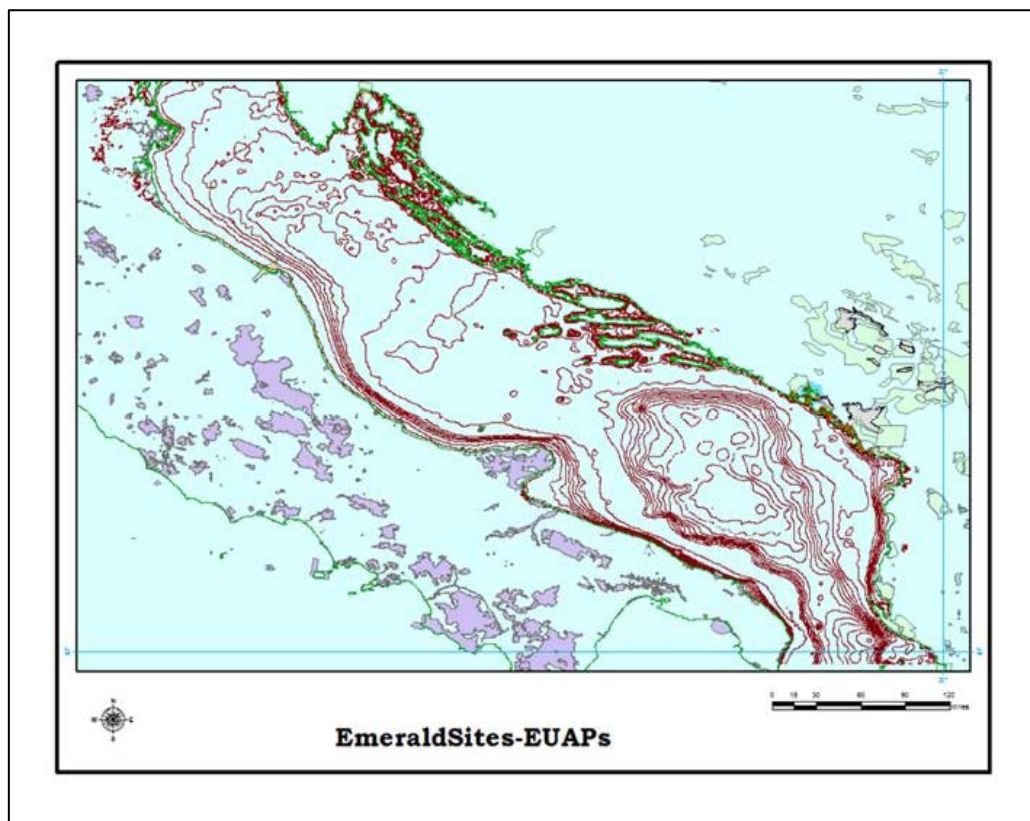


Figura 5.18: aree protette - rete Emerald – Progetto Powered IPA – WP5 Final Report

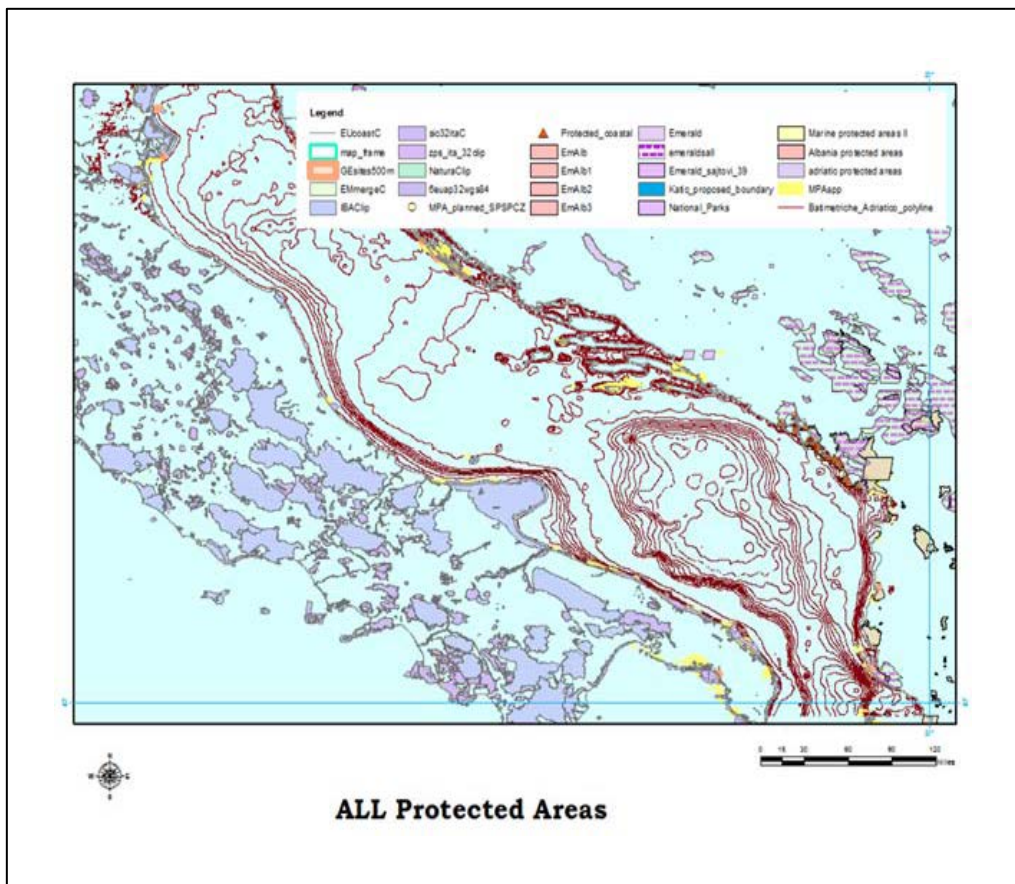


Figura 5.19: aree protette nel Mare Adriatico– Progetto Powered IPA – WP5 Final Report

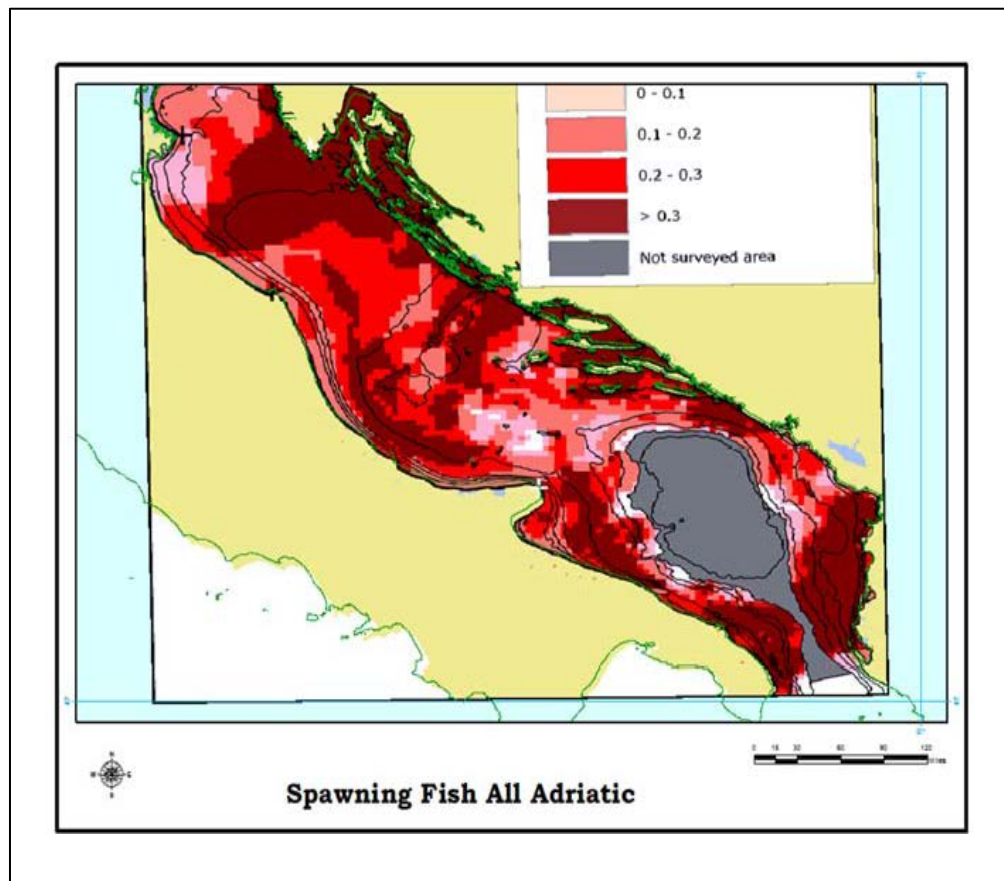


Figura 5.20: aree di deposizione delle uova – Progetto Powered IPA – WP5 Final Report

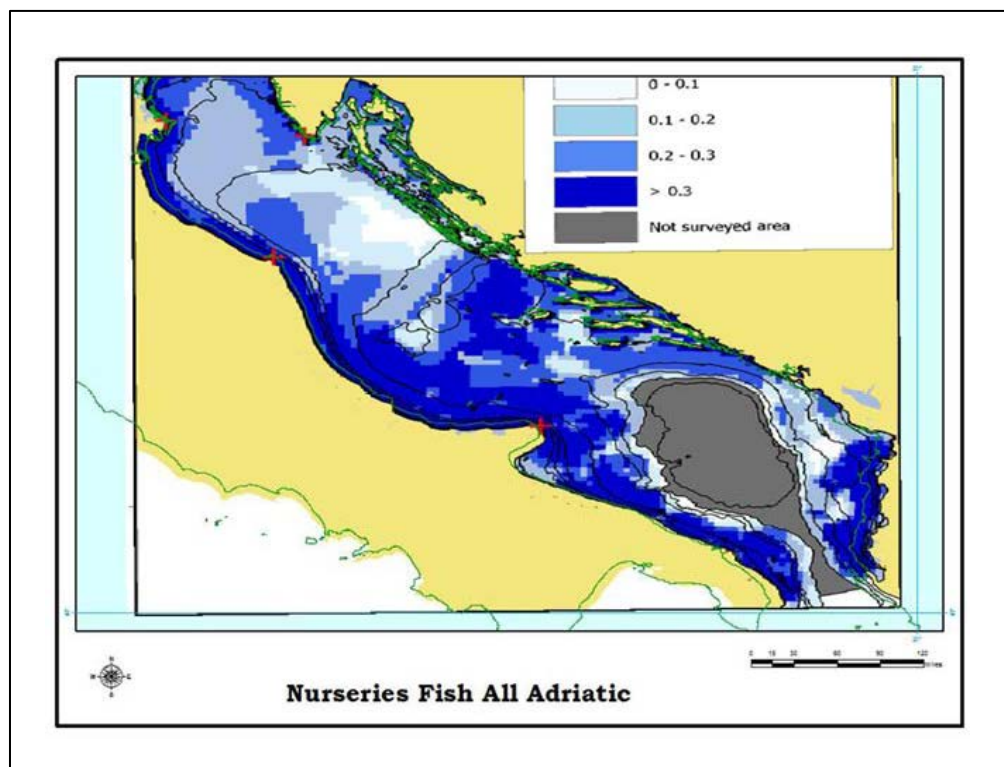


Figura 5.21: aree di crescita del novellame – Progetto Powered IPA – WP5 Final Report

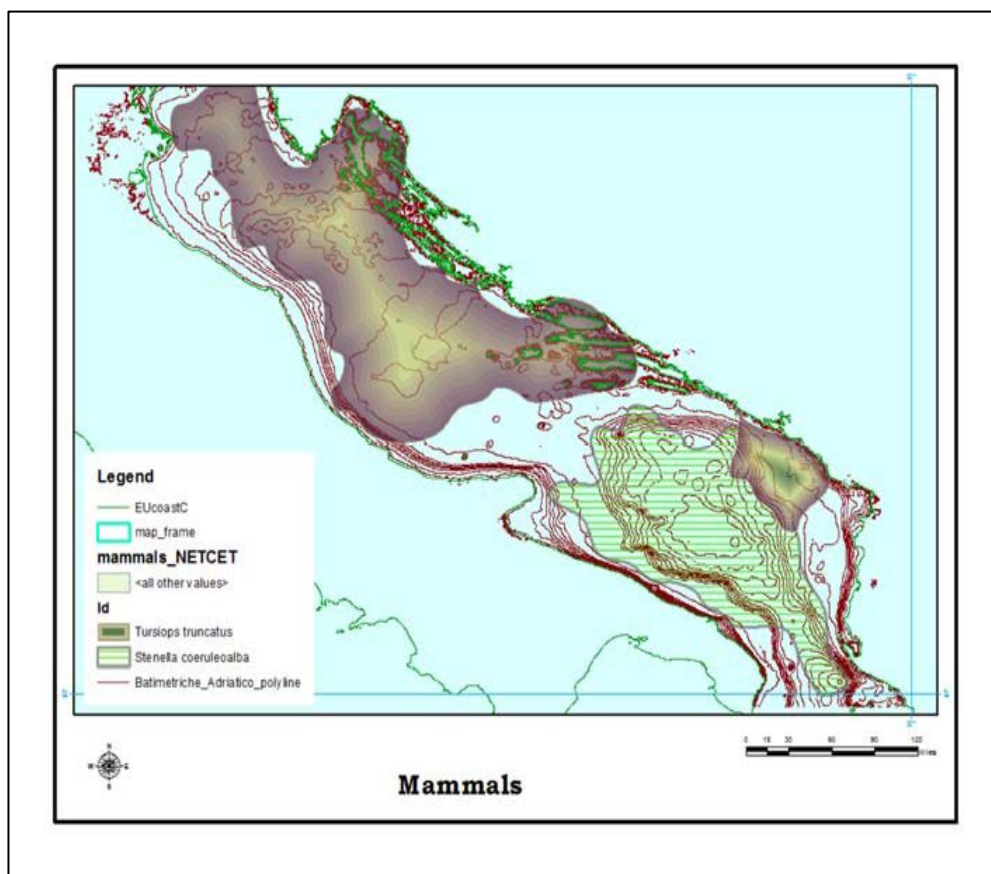


Figura 5.22: mammiferi marini - Progetto Powered IPA – WP5 Final Report

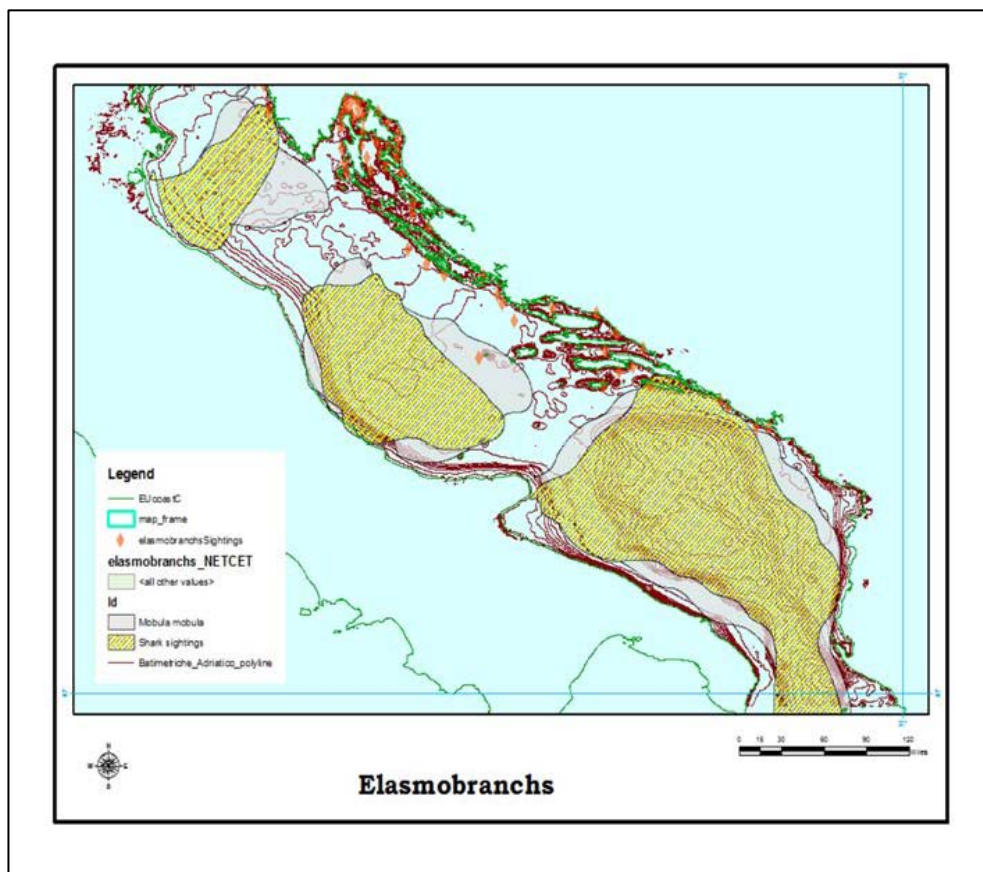


Figura 5.23: Elasmobranchi - Progetto Powered IPA – WP5 Final Report

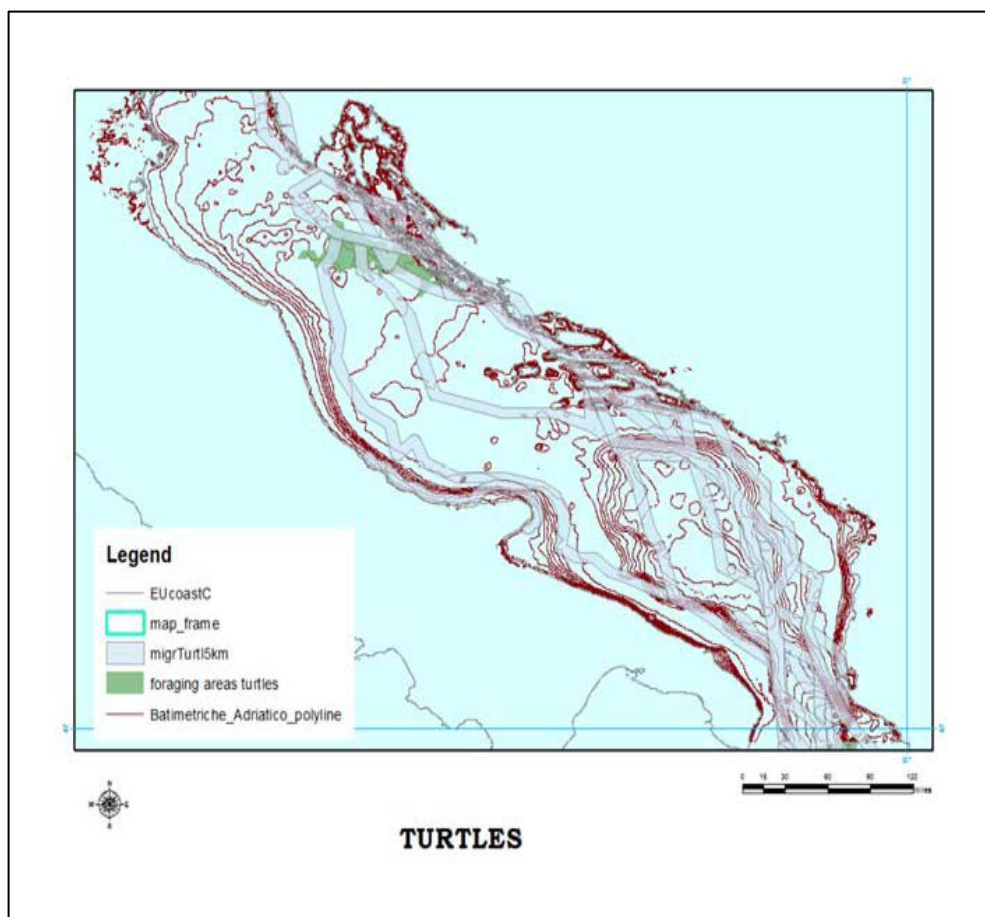


Figura 5.24: Tartarughe - Progetto Powered IPA – WP5 Final Report

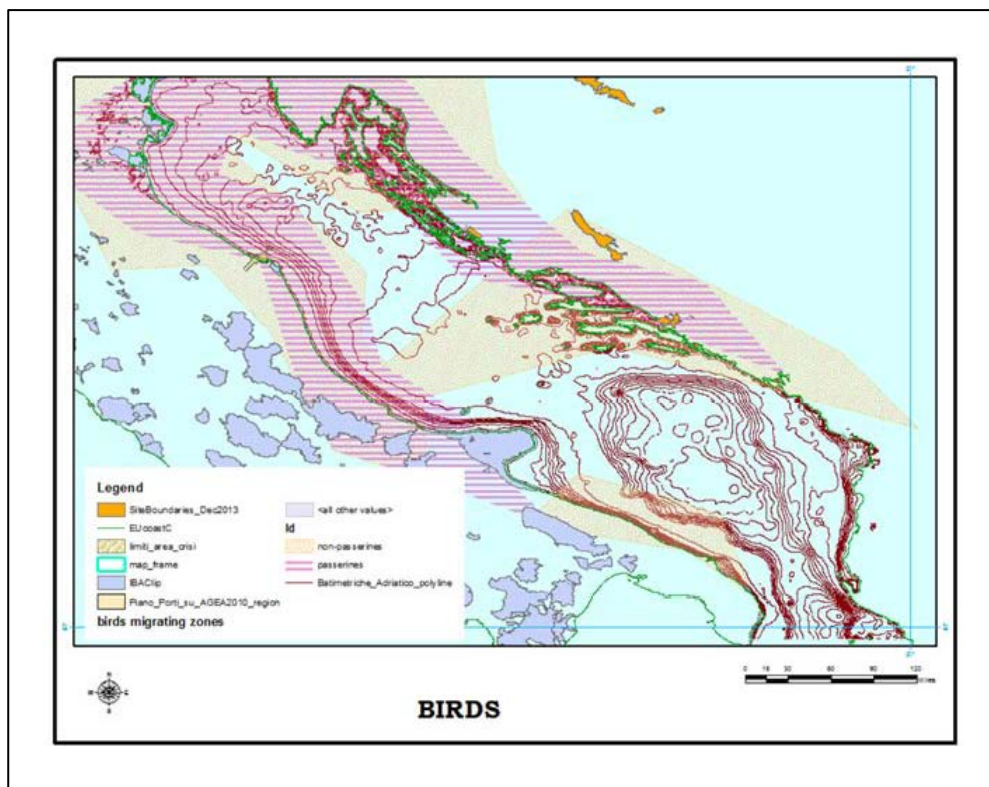


Figura 5.25: Uccelli - Progetto Powered IPA – WP5 Final Report

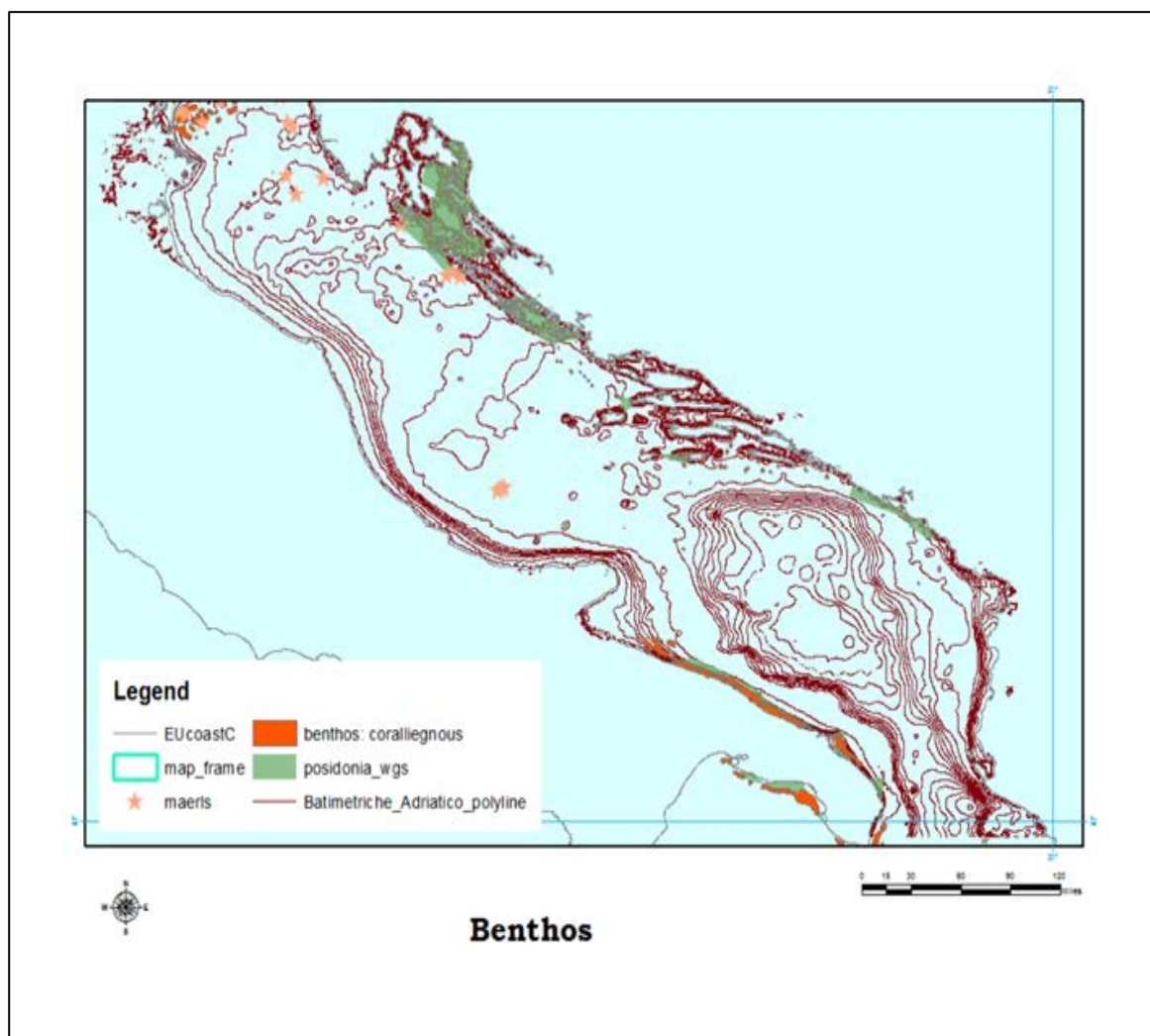


Figura 5.26: habitat bentonici - Progetto Powered IPA – WP5 Final Report

Dopo questa analisi preliminare basata sugli studi effettuati nell'ambito del progetto POWERED che ha interessato l'intero bacino adriatico si è proceduto ad analizzare più nel dettaglio i possibili impatti delle opere in progetto in considerazione degli studi effettuati dalla Regione Molise.

Lo studio condotto negli ultimi due anni, ha rappresentato che le tartarughe marine, per le quali sono state cartografate le rotte, di alcuni esemplari di tartaruga marina *Caretta Caretta*, è emerso come le stesse non incidono sulla posizione del parco eolico prescelto e le rotte tracciate dalle tartarughe monitorate. La valutazione degli impatti ambientali sulla fauna marina verrà effettuata nel dettaglio all'interno del SIA nell'ambito della procedura di VIA.

La ricerca e lo studio condotto sulle attività di pesca eseguite negli ultimi due anni ha prodotto una cartografia del censimento effettuato, confermando la cartografia di seguito riportata:

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO
SFRUTTAMENTO DEL VENTO TIPO OFFSHORE GALLEGGIANTE NEL MARE ADRIATICO COSTA MOLISE
DEDICATO AD ALIMENTARE PRINCIPALMENTE UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE

RELAZIONE TECNICA ILLUSTRATIVA

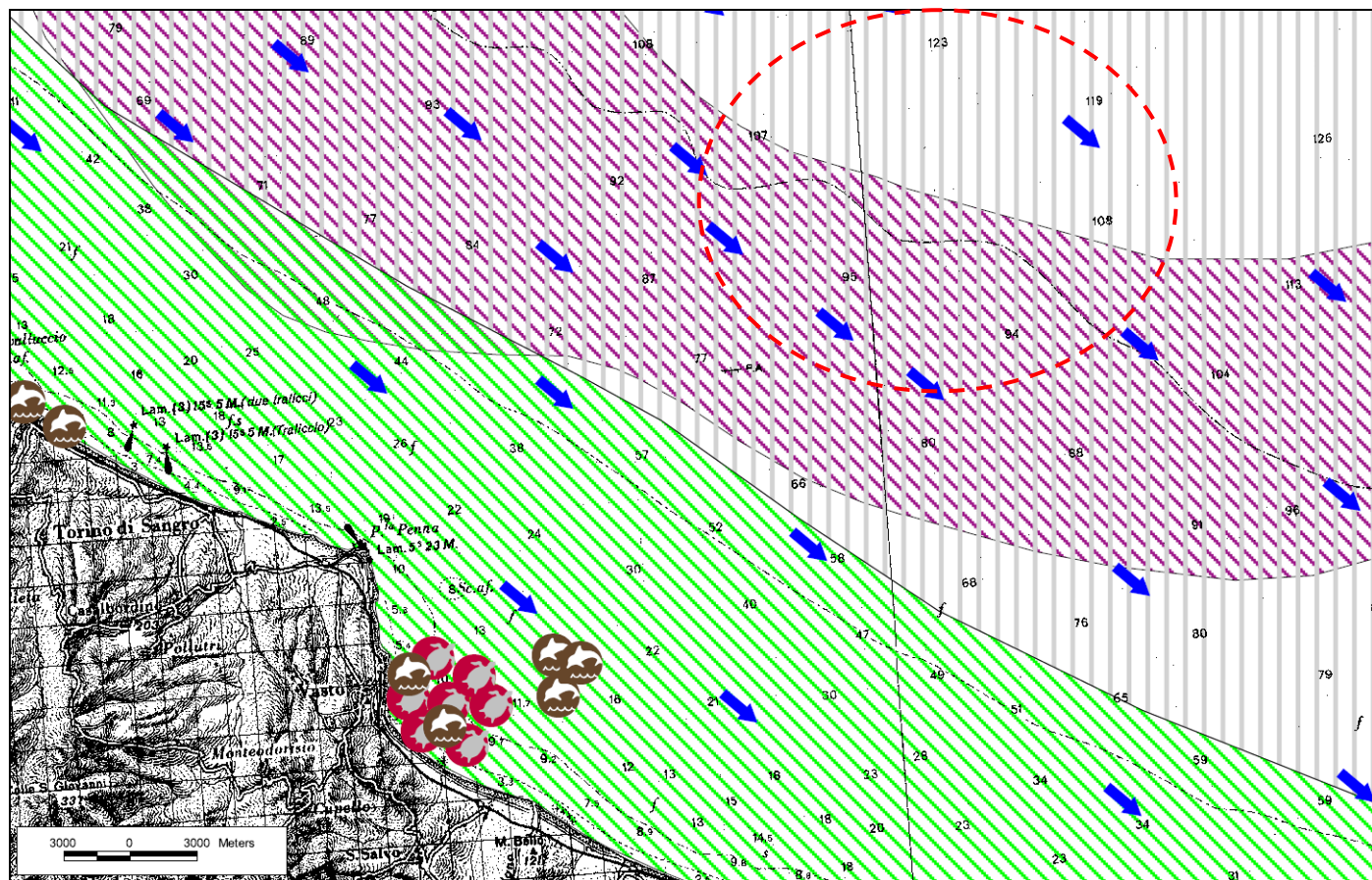


Figura 5.27: Stralcio della Carta della Pesca presente sulla costa molisana “Monitoraggio 2019-2022”

5.2.5 Archeologia

Dallo studio della cartografia di riferimento non risultano interferenze tra l'impianto in progetto i beni archeologici sottomarini noti.

5.2.6 Aspetti socio economici Il Traffico marittimo

Le aree di progetto a mare e la posizione degli aerogeneratori e della stazione elettrica di trasformazione a mare sono state scelte in modo da ridurre al minimo le interferenze con le rotte di navigazione note. Nel tratto di mare si rileva una frequenza annua di rotte solcate estremamente contenuta, pressoché nulla. Si riporta di seguito l'inquadratura del progetto su una cartografia riportante la densità di traffico navale e le rotte delle autostrade del mare.

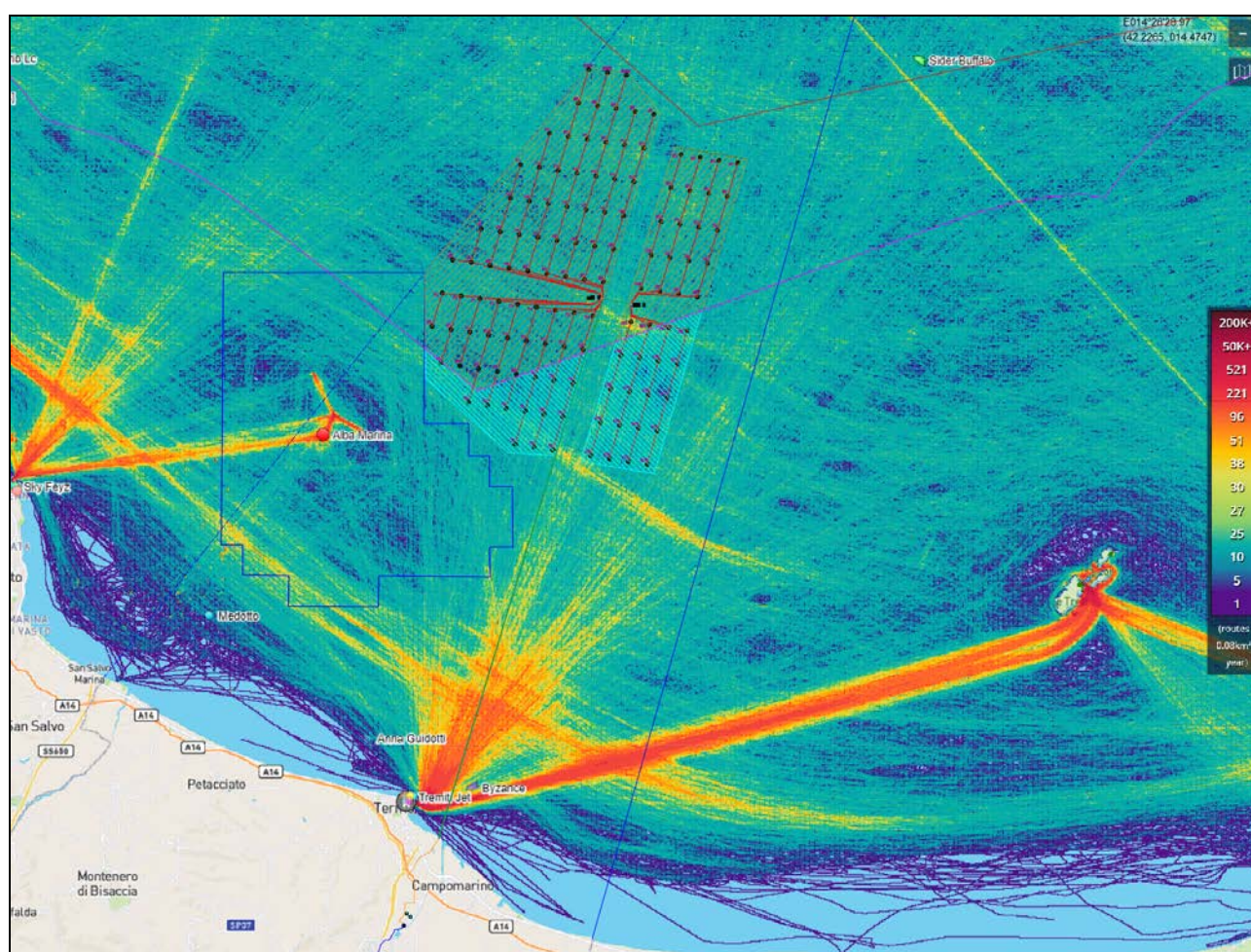


Figura 5.28: inquadratura dell'impianto eolico con rappresentazione delle rotte di navigazione note

5.2.7. Titoli di ricerca idrocarburi

Nel centro adriatico sono ubicati alcuni titoli minerari in essere quali permessi di ricerca idrocarburi e concessioni di coltivazione oltre ad alcune istanze per il conferimento di nuovi titoli minerari. L'area individuata per la realizzazione del progetto è distante dalle aree di interesse ai fini della ricerca sottomarina di idrocarburi e non interferisce su nessuna concessione autorizzata ed in iter autorizzativo.

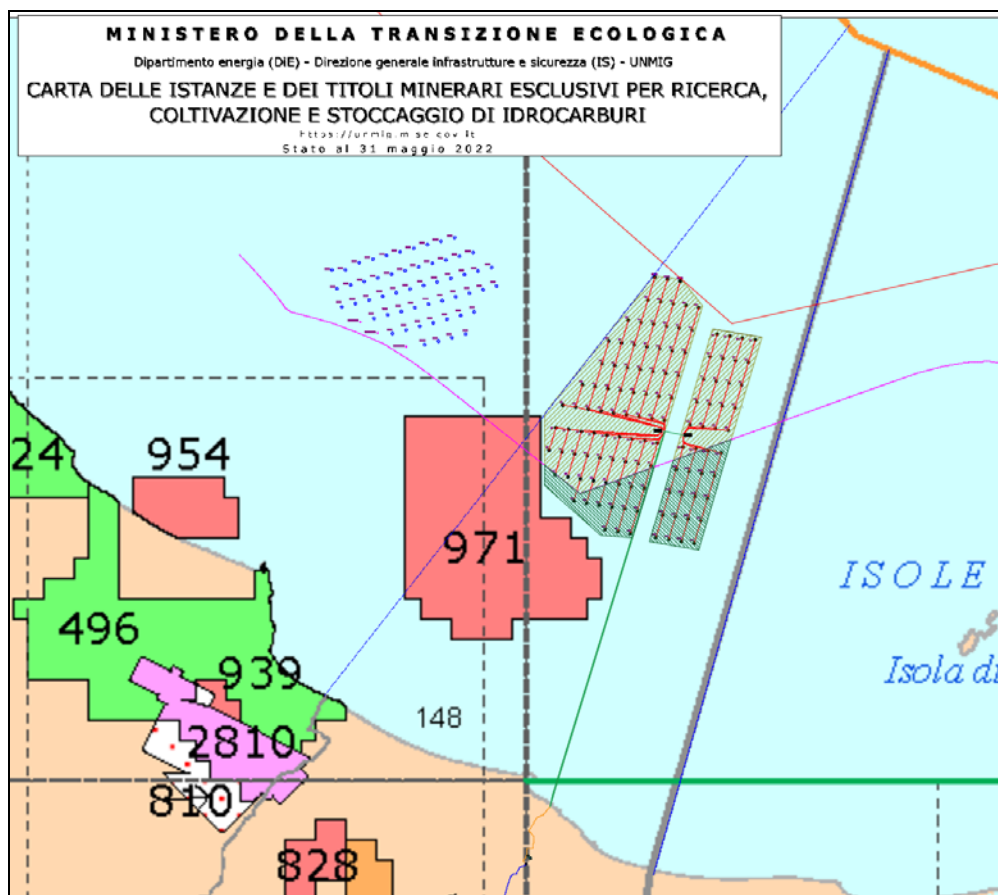


Figura 5.29: inquadramento dell'impianto eolico con rappresentazione delle aree interessate da titoli minerari

5.2.8 Vincoli rotte aeree

L'area interessata dal progetto è situata al di fuori delle cosiddette "Zone normalmente impiegate per le esercitazioni navali di tiro e delle zone dello spazio aereo soggette a restrizioni".

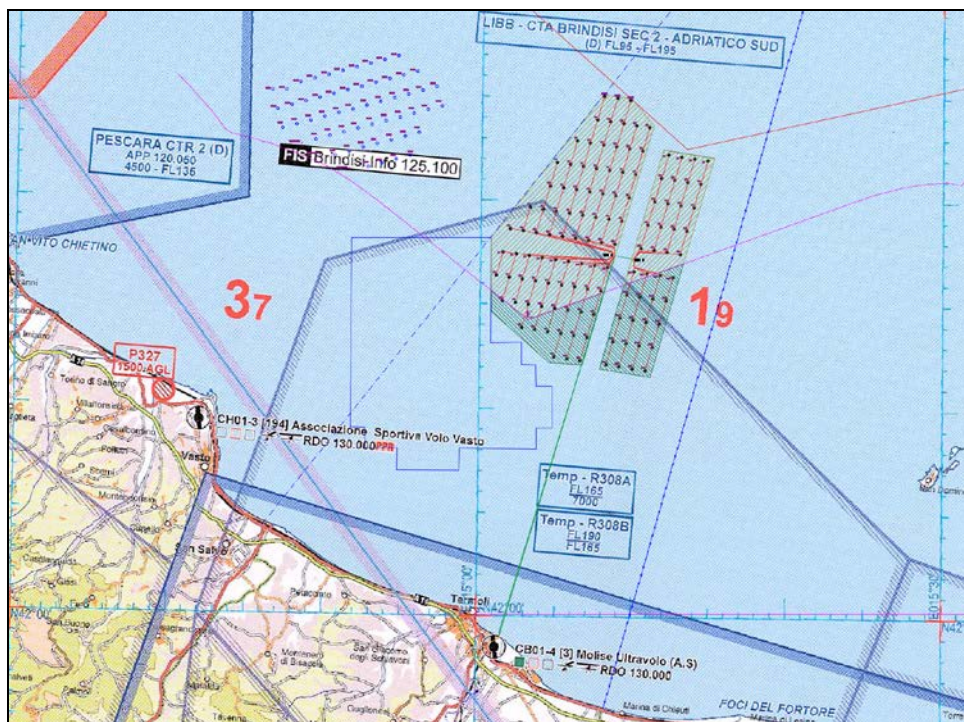


Figura 5.30: cartografia vincoli rotte aeree con indicazione dell'area di progetto

5.2.9 La pesca

Di seguito vengono riportate alcune mappe tematiche estratte dal citato report finale del WP5 del progetto POWERED IPA riguardanti l'acquacultura e lo sforzo di pesca nel mare Adriatico. Osservandole si evince che le aree di progetto non si sovrappongono alle aree vocate ad acquacultura; l'attività di pesca, pur presente, appare praticata a bassa intensità e pertanto si ritiene che il tratto di mare scelto non è tra quelli più vocati all'attività di pesca. Inoltre dall'esame dell'area vasta interessata dal progetto non si evidenzia nelle vicinanze la presenza di aree sottoposte al divieto di pesca (Fisheries Restricted Areas – FRAs).

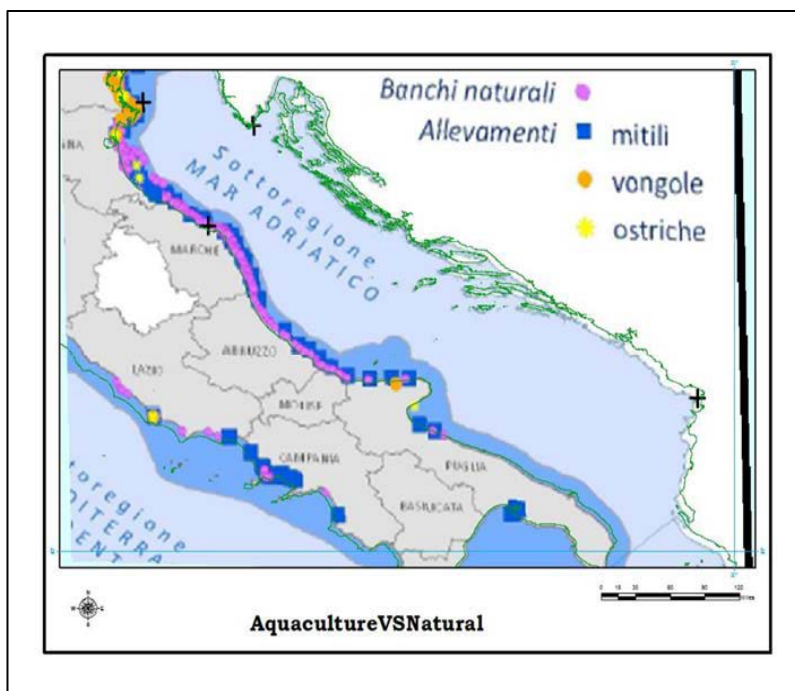


Figura 5.31: acquacultura e banchi naturali di molluschi edibili - Progetto Powered IPA – WP5 Final Report

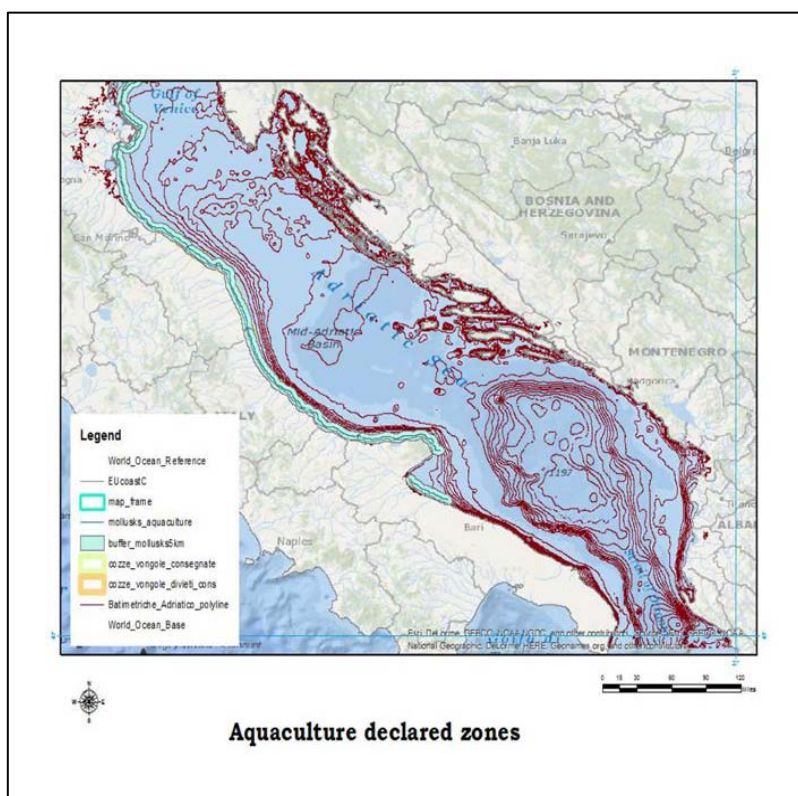


Figura 5.32: aree destinate all'acquacultura - Progetto Powered IPA – WP5 Final Report

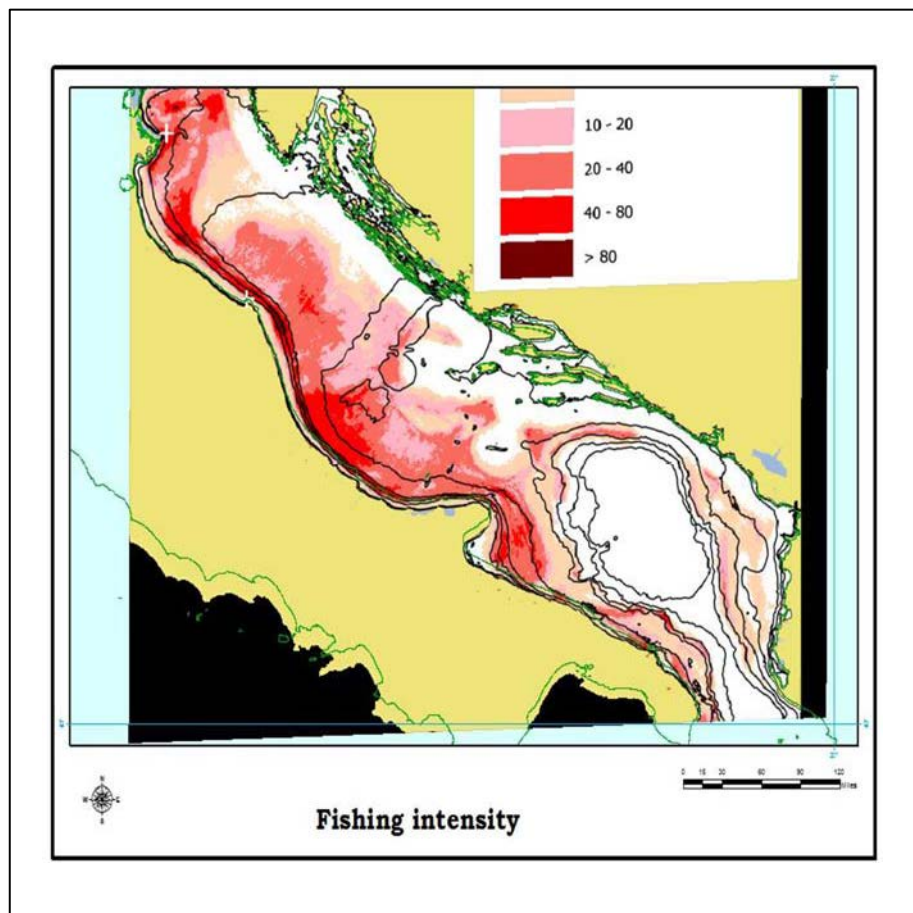


Figura 5.33: mappa dell'intensità di pesca nel Mare Adriatico - Progetto Powered IPA – WP5 Final Report

6. PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO - LE OPERE A TERRA

L'iter di connessione dell'opera in progetto è stato avviato con la richiesta di connessione a TERNA che in considerazione della potenza dell'impianto eolico e della consistenza della Rete di Trasmissione Nazionale presente nell'immediate vicinanze dell'area, prevedendo di indicare il punto di connessione esistente nella centrale elettrica a 380 kV di Terna SpA, sita nel Comune di Larino (CB).

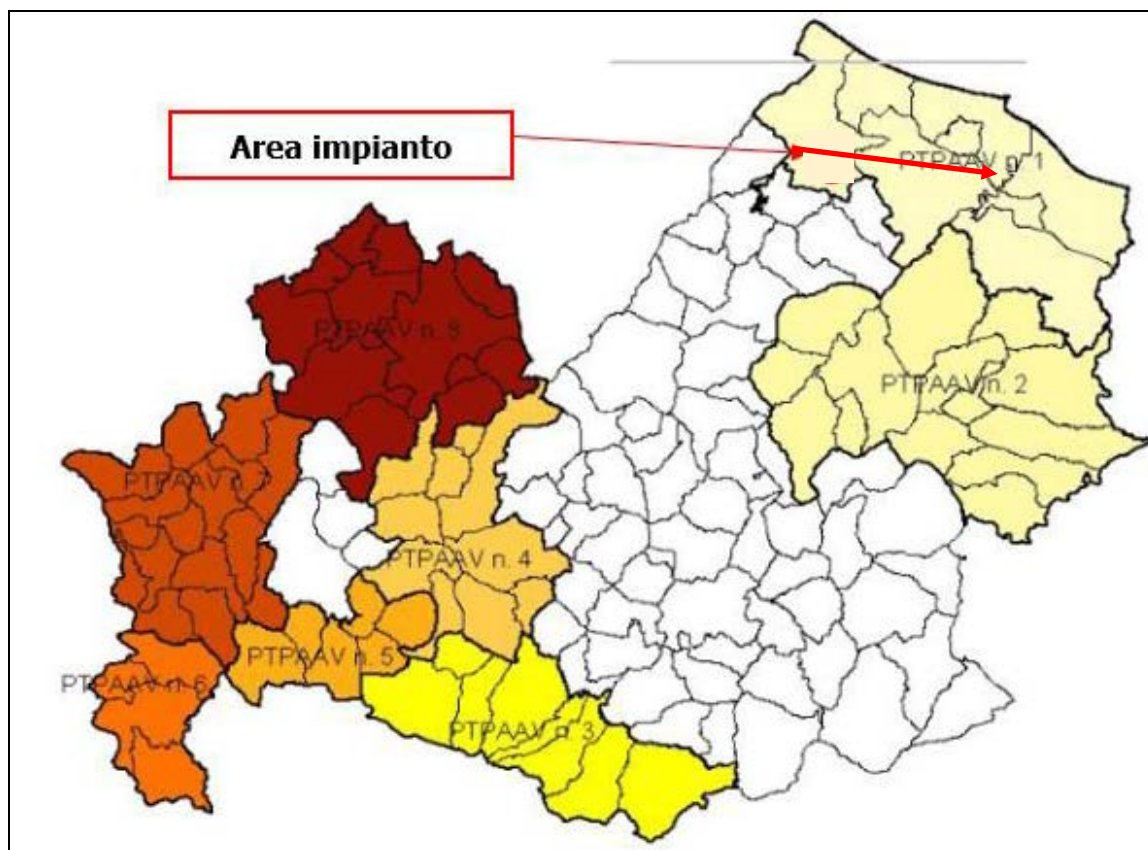
Nelle more di definire con TERNA la completa disponibilità di potenza presente sul punto di connessione proposto oltre che all'eventuale consistenza delle opere di rete, si ipotizza di connettere l'impianto con un elettrodotto interrato su strada pubblica avente una lunghezza di circa 7 Km, fino ad arrivare nella stazione di raccolta sita in zona industriale di Termoli. Dalla stazione di raccolta fino ad arrivare al punto di connessione sito nella stazione elettrica a 380 kV di Terna SpA, sita nel Comune di Larino (CB) è previsto un cavidotto di lunghezza di circa 15 km.

In tali ipotesi le opere a terra constano di:

- a. *una vasca giunti prossima al punto di approdo per consentire il passaggio da cavo sottomarino a cavo per posa interrata;*
- b. *un elettrodotto a 400 kV interrato di lunghezza 7 Km fino alla stazione di raccolta sita in zona industriale di Termoli;*
- c. *un elettrodotto a 400 kV interrato di lunghezza 15 Km fino alla stazione di raccolta sita in zona industriale di Termoli;*
- d. *stazione elettrica di raccolta, collegata al punto di connessione alla RTN su Centrale elettrica a 380 kV di Terna SpA, sita nel Comune di Larino (CB).*

L'Area di Intervento delle opere a terra è pertanto compresa tra il punto di approdo localizzato a sud di Termoli, in prossimità della foce del fiume Biferno e la Centrale Termoelettrica di Sorgenia SpA, e rientra, secondo le previsioni del Piano Paesistico.

Il Piano territoriale paesistico-ambientale del Molise è esteso a gran parte del territorio regionale ed è costituito dall'insieme dei Piani Territoriali paesistico-ambientali di area vasta (P.T.P.A.A.V.) formati per iniziativa della Regione Molise in riferimento a singole parti del territorio regionale. I Piani Territoriali Paesistico Ambientali di Area Vasta, redatti ai sensi della Legge Reg. n. 24 del 1989, sono stati adottati con delibera di G.R. n. 3972 il 22/07/1991 ed approvati con delibera di C.R. n. 106 del 7/04/1999. I suddetti Piani Paesistici della Regione Molise sono 8, interessano quasi il 60% della superficie regionale e sono sovraordinati, per la L.R. n. 24 del 1989, ai piani urbanistici comunali. Essi rappresentano lo strumento principale di governo del territorio, e quindi del paesaggio regionale, costituendo la carta fondamentale della trasformabilità antropica del territorio. Essi hanno per oggetto gli elementi puntuali, lineari e areali del territorio riguardanti vari tematismi (naturalistico, archeologico, storico, di interesse produttivo agricolo per caratteri naturali, di interesse percettivo e gli elementi a pericolosità geologica) la cui tutela riveste interesse pubblico in quanto condizione del permanere dei caratteri costitutivi, paesistici e ambientali, del territorio stesso. Il Piano Paesistico oltre ad individuare gli elementi del territorio, li valuta attraverso una scala di valori, definisce le diverse modalità di tutela e di valorizzazione in riferimento alle categorie di uso antropico, per poi formulare le prescrizioni a cui attenersi nella progettazione urbanistica, infrastrutturale ed edilizia. Il territorio del comune di Termoli ricade nel Piano territoriale paesistico di Area Vasta n.1 "Fascia Costiera", approvato con Delibera di Consiglio Regionale n. 253 del 01-10-97.



Piani Territoriali Paesistico Ambientali di Area Vasta, regione Molise

Dallo studio della Carta di Trasformabilità del P.T.P.A.A.V. su citato si è potuto rilevare l'ubicazione dell'impianto fotovoltaico di progetto. Di seguito si riporta la tabella della zona MS del P.T.P.A.V.V. n° 1 e gli elementi interessati dagli usi infrastrutturali c.1, c.2, c.5, c.6 e c.7 ricadenti tutti in modalità TC1:

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO TIPO OFFSHORE GALLEGGIANTE NEL MARE ADRIATICO COSTA MOLISE DEDICATO AD ALIMENTARE PRINCIPALMENTE UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE

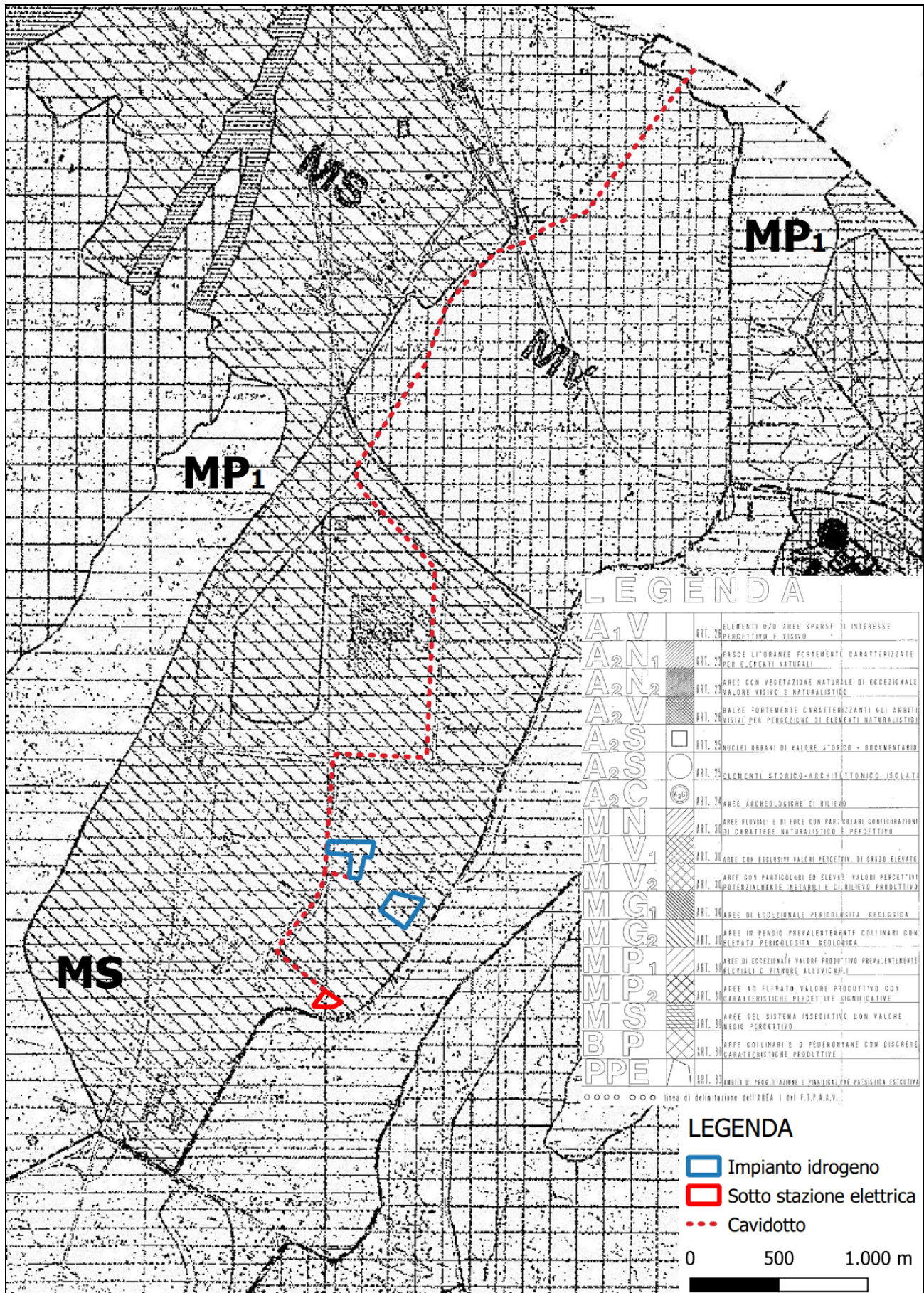


Figura 5.34: stralcio sovrapposizione piano pesistico e opere da realizzare su terraferma

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO TIPO OFFSHORE GALLEGGIANTE NEL MARE ADRIATICO COSTA MOLISE DEDICATO AD ALIMENTARE PRINCIPALMENTE UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE

RELAZIONE TECNICA ILLUSTRATIVA

Dall'esame della cartografia, come si evince dalle immagini che seguono, sono emerse interferenze riguardanti beni paesaggistici e ulteriori contesti paesaggistici.

MS	AREA DEL SISTEMA INSEDIATIVO CON VALORE MEDIO PERCETTIVO		E L E M E N T I					
	U S I		INTERESSE NATURALISTICO	INTERESSE ARCHEOLOGICO	INTERESSE STORICO	INTERESSE PRODUTTIVO	INTERESSE PERCETTIVO	PERICOLOSITA' GEOLOGICA
	CULTURALE RICREATIVO	a.0 ATTIVITA' SPORTIVE						
		a.0.1 CACCIA						
		a.0.2 PESCA				*	*	
		a.1 NON COMPORTANTI VOLUME				TC1	TC1	
		a.1.1 OPERE DI ATTREZZAMENTO				"	"	
		a.1.2 OPERE DI FRUIZIONE				"	"	
		a.1.3 OPERE DI SERVIZIO				"	"	
		a.2 COMPORTANTI VOLUME				TC1	TC1	
		a.2.1 OPERE DI ACCESSO				"	"	
		a.2.2 STRUTTURE SCIENTIFICHE CULTURALI				"	"	
		a.3 MOBILI				TC1	TC1	
		a.3.1 STRUTTURE TEMPORANEE				"	"	
	INSEDIATIVO	b.1 NUOVO INSEDIAMENTO RESIDENZIALE				TC1	TC1	
		b.2 NUOVO INSEDIAMENTO URBANO				"	"	
		b.3 STRATIFICAZIONE URBANA				"	"	
		b.4 ARTIGIAN., AGRO INDUST., INDUST.				"	"	
		b.5.1 INSEDIAM. MONOFUNZION. PRODUT.				"	"	
		b.5.2 INSEDIAM. MONOFUNZION. TURISTICI				"	"	
		b.6 INSEDIAM. RURALI SPARSI				"	"	
	INFRASTRUTTURALE	c.1 A RETE INTERRATE				TC1	TC1	
		c.2 A RETE FUORI TERRA				"	"	
		c.3 VIE PEDONALI				"	"	
		c.4 VIE CARRABILI - PARCHEGGI				"	"	
		c.5 PUNTUALI TECNOL. INTERRATE				"	"	
		c.6 PUNTUALI TECNOL. FUORI TERRA				"	"	
		c.7 CARRABILI DI SERVIZIO				"	"	
		c.8 CARRABILI AGRICOLE				"	"	
		c.9 CARRABILI DI IMPOR. PROVIN.				"	"	
		c.10 PORTUALI E/O AEROPORTUALI				"	"	
		c.11 FERROVIARIE				TC1	TC1	
		c.12 OPERE DI DIFESA AMBIENTALE				"	"	
		c.13 INTERPORTO				"	"	
	PRODUTTIVO AGRO-SILVO - PASTORALE	d.1 DI CARATTERE ESTENSIVO				TC1	TC1	
		d.1.1 PASCOLO E PRATO - PASCOLO				"	"	
		d.1.2 FORESTAZIONE PRODUT. E RIF.				"	"	
		d.1.3 INTERVENTI MIGLIORAMENTO				"	"	
		d.1.4 INTER. VOLTI ALLA DIFESA SUOLI				"	"	
		d.1.5 INTER. VOLTI ALLA REALIZZ. OPERE				"	"	
		d.2 DI CARATTERE INTENSIVO				TC1	TC1	
		d.2.1 REALIZZ. AMMOD. E RAZION. STALLE				"	"	
		d.2.2 PRODUZIONE INTENSIVA				"	"	
		d.2.3 ABITAZIONI RURALI				"	"	
		d.2.4 ANNESSI AGRICOLI				"	"	
	ESTRAZIONI	e.1 ESTRAZIONI IN ALVEO						
		e.2 ESTRAZIONI FUORI ALVEO				VA	VA	
		e.3 ESTRAZIONI DI MATERIALE LAPIDEO				"	"	

* - uso consentito

Le opere ricadono all'interno del Piano paesistico-ambientale di area vasta (P.T.P.A.A.V.) n. 1 denominato "Fascia costiera", in zone compatibili con la tipologia di interventi previsti.

L'area industriale individuata per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico risulta priva di vincoli ambientali e paesaggistici come di seguito riportato:

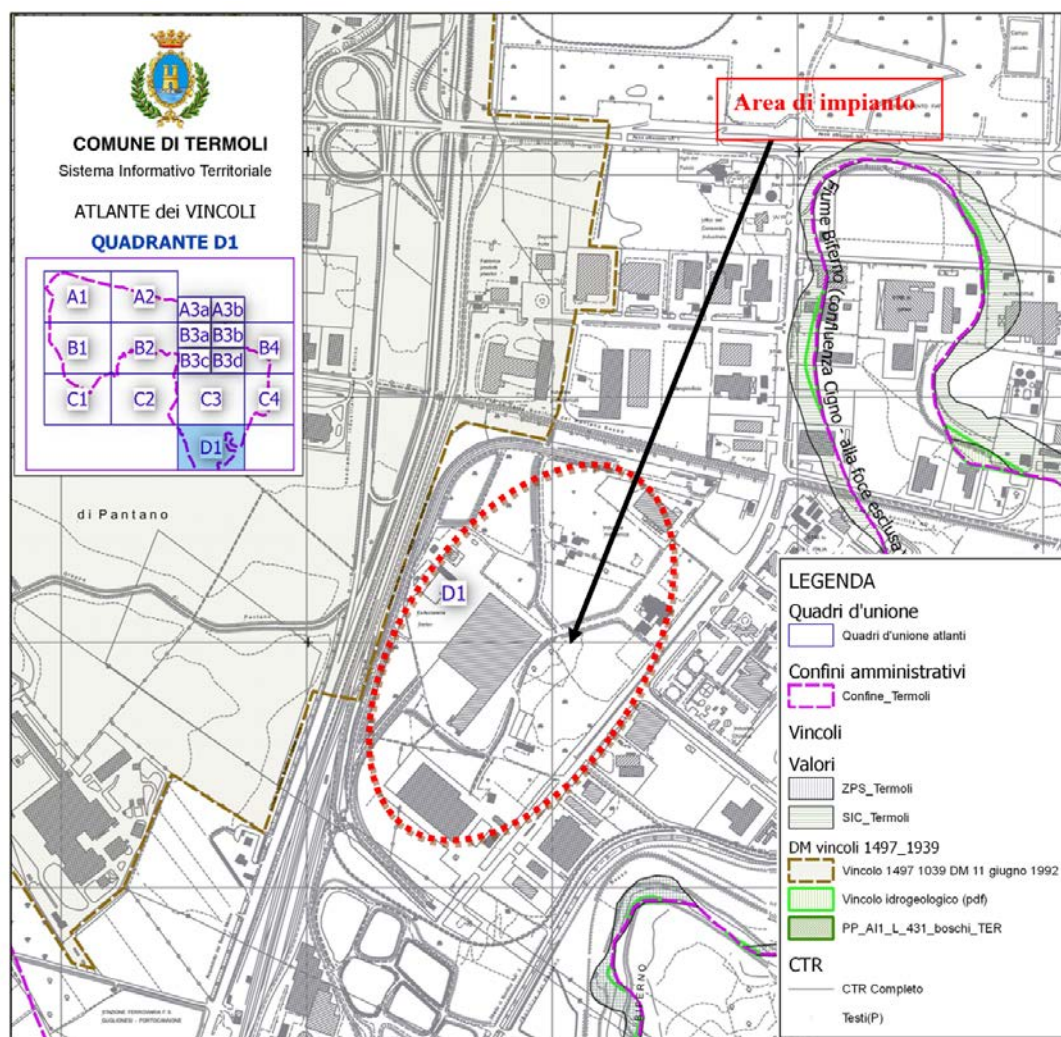


Figura 5.35: Stralcio ATLANTE VINCOLI Comune di Termoli

In merito all'**ammissibilità degli interventi** rispetto alle prescrizioni, alle misure di salvaguardia e tutela, e alle indicazioni riguardanti i beni e gli ulteriori contesti paesaggistici coinvolti, si osserva che le opere interferenti consistono nella realizzazione di tratti di **cavidotti interrati con ripristino dello stato dei luoghi, non soggetti ad Autorizzazione paesaggistica** (D.P.R. 13 febbraio 2017, n. 31 Allegato A punto A.15) e altresì **esentati dall'Accertamento di compatibilità paesaggistica** ai sensi dell'art. 91 comma 12.

In riferimento alla vincolistica paesaggistica, come dichiarato in data 23-03-2016 dal Settore III – Programmazione, Gestione e Governo del Territorio del Comune di Termoli (CB), l'Autorizzazione paesaggistica relativa agli interventi edilizi nel perimetro dell'area COSIB, **non è richiesta**, in quanto **l'area corrispondente alla perimetrazione del nucleo industriale Cosib non risulta in alcun modo compresa fra i beni paesaggistici elencati all'art. 134 del d.Lgs 22 gennaio 2004, n. 42 "Codice dei beni culturali e del paesaggio" e non risulta pertanto assoggettata all'autorizzazione paesaggistica prescritta dall'art. 146 del Codice.** Anche se non richiesto l'ottenimento dell'Autorizzazione Paesaggistica è stata comunque redatta apposita relazione paesaggistica contenente le verifiche di ammissibilità richieste per le aree interessate dalle opere e depositata unitamente agli elaborati progettuali.

Il tracciato del cavidotto proposto sarà progettato nel dettaglio a seguito dell'emissione della STMG da parte di TERNA. In questa fase si propone un tracciato preliminare interamente ubicato nell'area urbanizzata di Termoli interrato sotto strade esistenti. In alcuni tratti, ove non sarà possibile l'utilizzo delle strade pubbliche data la presenza di lame, ferrovie o arterie stradali principali, si ricorrerà ad attraversamenti con tecnologia TOC trivellazione orizzontale controllata.

L'area di intervento è caratterizzata dalla presenza di vincoli PAI, da un consistente reticolo idrografico e dalla presenza di numerose infrastrutture a rete (gasdotti, Strade, reti elettriche e ferrovie).

Tutte le interferenze con il reticolo idrografico, il tratto di elettrodotto nei pressi del punto di approdo interferente con il PAI, gli attraversamenti di strade, reti ferroviarie e gasdotti verranno gestiti eseguendo alcune tratte con Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC), tecnica no dig (ovvero senza scavo) per la posa di tubazioni e cavi interrati che con l'ausilio di una macchina perforatrice comandata da un sistema di teleguida, permette la realizzazione di fori nel quale possono essere "tirati" (pull back) direttamente i cavi elettrici o le tubazioni atti a contenerli.



Figura 5.36: Opere da realizzare su terraferma su carta PAI rischio frane

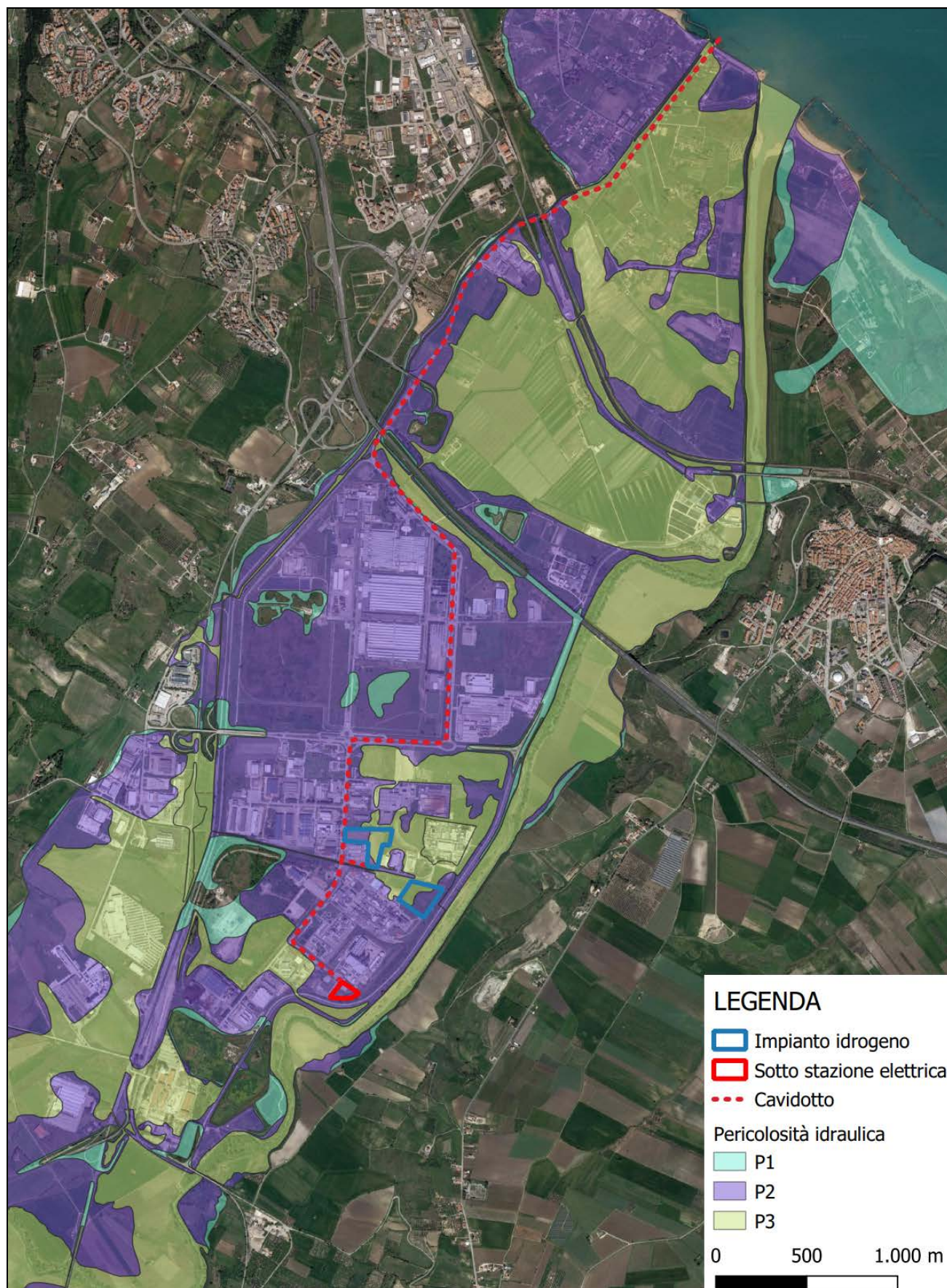


Figura 5.37: Opere da realizzare su terraferma su carta PAI rischio idraulico

7. MODALITÀ DI INSTALLAZIONE E MANUTENZIONE DEL PARCO OFFSHORE

7.1 DESCRIZIONE DELLE MODALITÀ DI ESECUZIONE DEI LAVORI - AEROGENERATORI

La costruzione del parco eolico offshore avverrà prevalentemente in banchina in aree portuali dedicate appositamente allestite. Qui saranno assemblate e poi varate in mare le fondazioni galleggianti costituite da una sottostruttura stabilizzata da figura di galleggiamento, tipo semisommersibile o tipo chiatta con specchio d'acqua interno di smorzamento. Su tali strutture, sempre all'interno dell'area portuale si provvederà ad installare la torre e la navicella. Allo stesso modo si installeranno su una piattaforma galleggiante apposita le apparecchiature elettriche costituenti la stazione di trasformazione galleggiante.

Per la movimentazione della turbina e dei diversi componenti si utilizzeranno attrezzature adeguate quali gru mobili o mezzi di trasporto semoventi per carichi pesanti. Il trasporto dalla banchina di cantiere fino al sito offshore di installazione avverrà per mezzo di rimorchiatori. Le turbine saranno poi fissate al fondale tramite appositi sistemi di ancoraggio.

La presenza di importanti porti nei pressi del sito di installazione rappresenta allo stesso tempo un punto di forza del progetto ed una opportunità per garantire importanti ricadute sul territorio. Il porto non solo fungerà da base logistica, ma sarà la sede principale del cantiere dove verranno assemblati tutti i componenti prima di essere posizionati a mare.

Per maggiore chiarezza, al seguente link è possibile visualizzare un video in cui è stato simulato un cantiere navale dedicato alla realizzazione di un parco eolico come quello in esame <https://www.youtube.com/watch?v=IO7GCLR4YUo>: in sostanza nell'area portuale viene realizzato un bacino di carenaggio sormontato da un carroponete di adeguata altezza che provvede all'assemblaggio dei vari componenti delle fondazioni e degli aerogeneratori. Le operazioni vengono condotte contestualmente su un gruppo di circa 10 strutture per volta che vengono man mano preparate per il varo.



Figura 7.1: montaggio di un aerogeneratore in banchina

7.2 DESCRIZIONE DELLE MODALITÀ DI ESECUZIONE DEI LAVORI – CAVI ELETTRICI

L'installazione dei cavi elettrici sottomarini avviene con navi dedicate per la posa dei cavi marini che provvedono a srotolare il cavo sul fondale del mare con l'assistenza di altre imbarcazioni. Preliminarmente saranno effettuate tutte le opportune attività di ricognizione geofisica per confermare i dati ottenuti durante le indagini preliminari ed eliminare eventuali rischi residui.



Figura 7.2: nave posacavi

La nave sarà dotata di tutte le attrezzature necessarie alla movimentazione ed al controllo dei cavi sia durante le fasi di imbarco del cavo che durante la posa.

Le operazioni verranno eseguite in stretta collaborazione con le autorità portuali al fine di coordinare i lavori nelle zone soggette a circolazione di natanti.

Per la posa all'approdo di arrivo si potrà procedere seguendo la tecnica riportata nella figura 7.3, che prevede l'utilizzo di barche di appoggio alla nave principale per il tiro a terra della parte terminale dei cavi, tenuti in superficie tramite dei galleggianti durante le operazioni.

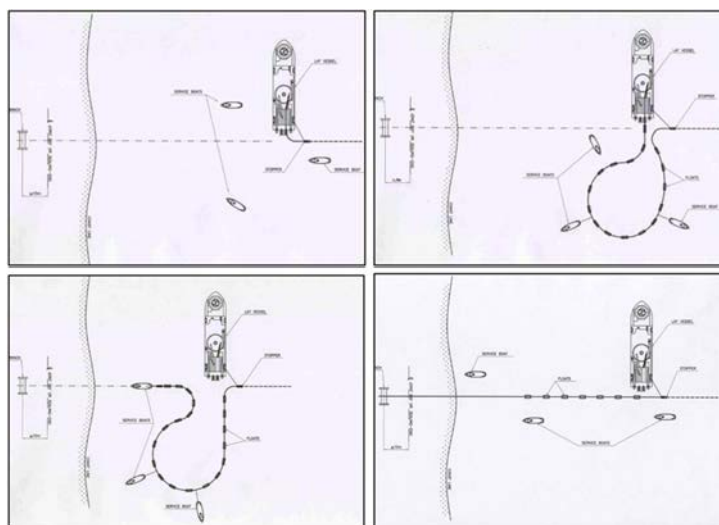


Figura 7.3: posa del cavo in corrispondenza del punto di approdo

La messa in opera della protezione del cavo avviene con opportuni mezzi a seconda del tipo di protezione scelta e può essere realizzata simultaneamente alla posa del cavo o in un secondo momento.

Lo sbarco a terra del cavo sarà realizzato con la tecnica TOC.



Figura 7.4: posa del cavo nel punto di sbarco con tecnica TOC

Dopo aver effettuato le trivellazioni i cavi saranno posati all'interno di tubi PEAD (polietilene ad alta densità).

L'estremità lato mare del tratto da eseguire con trivellazione teleguidata sarà provvisoriamente protetta con apposito cassone in lamiera, all'interno del quale sarà effettuato uno scavo per far uscire le suddette estremità evitando al contempo il contatto con l'acqua, in modo da facilitare le operazioni di posa delle tubazioni all'interno dei fori e la successiva posa dei cavi. Il cassone sarà scoperto sul lato superiore e avrà un'altezza di circa 1 m oltre il livello massimo dell'acqua. Avrà una larghezza di circa 20 m per 15 m di profondità.

La trivellazione avverrà posizionando la macchina in corrispondenza dell'estremità lato terra (buca giunti), effettuando pertanto i fori con avanzamento verso il mare. Giunti all'altra estremità, si procederà al trascinamento in senso opposto dei tubi PEAD, dotati di apposita testa per l'ancoraggio all'utensile della macchina. La posa avverrà ad una profondità non inferiore a 2 m.

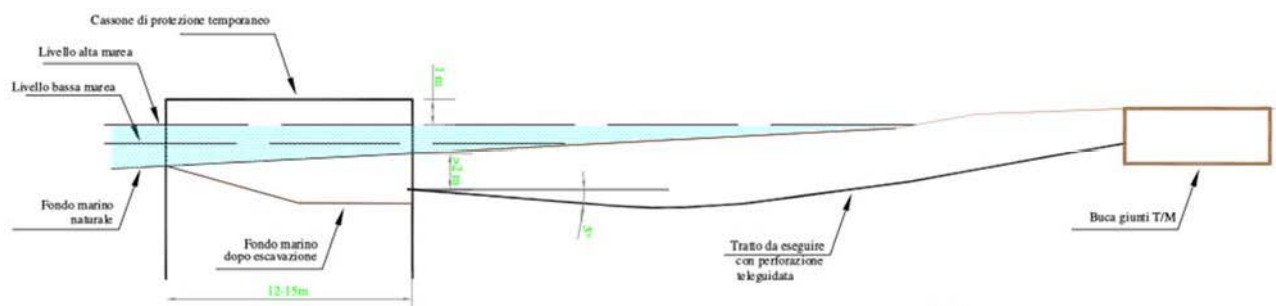


Figura 7.5: schema di posizionamento del cassone di protezione

I giunti terra-mare saranno realizzati in apposito manufatto in calcestruzzo, da interrare in corrispondenza dell'approdo. La "buca-giunti" avrà dimensioni di circa 4x10m, e una profondità di interramento di circa 2 m.

Per la posa dei due cavi interrati di connessione a 400 kV nel tratto compreso tra la buca giunti e il punto di connessione RTN, saranno eseguiti scavi a sezione ridotta e obbligata di profondità 150 cm per contenere due terne di cavi ad elica visibile posati secondo gli schemi seguenti.

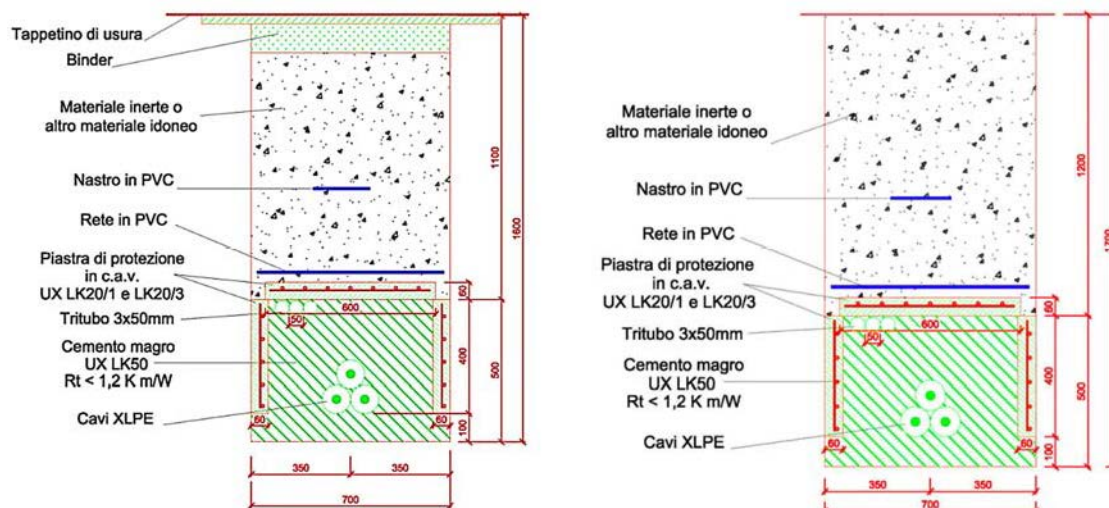


Figura 7.6: schemi tipologici di posa su strada

8. LA MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO

Il cantiere per la manutenzione è essenzialmente una base logistica attraverso la quale transitano mezzi, materiali e uomini impiegati in mare. All'interno del porto di riferimento dovranno pertanto trovare sede le infrastrutture necessarie per le operazioni di manutenzione ordinaria e straordinaria quali locali tecnici per operazioni di stoccaggio, movimentazione pezzi di ricambio, raccolta dei rifiuti e operazioni amministrative (ufficio, sala riunioni, servizi igienici, spogliatoi, etc.); e un'area di banchina e un molo per l'attracco dei mezzi navali. Il parco eolico offshore richiede un'infrastruttura portuale come supporto logistico per le operazioni di manutenzione durante tutto il periodo operativo.

Il cantiere per la manutenzione è essenzialmente una base logistica attraverso la quale transitano mezzi, materiali e uomini impiegati in mare.

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

- ✓ locali tecnici per operazioni di stoccaggio, movimentazione pezzi di ricambio, raccolta dei rifiuti e operazioni amministrative (ufficio, sala riunioni, servizi igienici, spogliatoi, etc.);
- ✓ un'area di banchina e un molo per l'attracco dei mezzi navali.

Le operazioni di costruzione e di cantiere saranno regolamentate secondo quanto previsto dalle norme in tema di prevenzione e protezione dai rischi ambientali e del lavoro.

Particolare attenzione sarà posta per i rischi di inquinamento accidentali e sarà implementato un apposito piano. Un apposito servizio dotato di dispositivi anti-inquinamento sarà allestito sia in fase di costruzione che in fase di gestione dell'impianto.

9. PIANO DI DISMISSIONE

Conformemente alla normativa applicabile, al termine dell'operatività del parco (30 anni), sarà previsto lo smantellamento dello stesso, il ripristino o la riabilitazione dei luoghi e garantita la reversibilità delle eventuali modifiche apportate all'ambiente naturale e al sito.

Prima della dismissione del parco, sarà effettuato uno studio per valutare gli impatti dello smantellamento e per verificare se non vi sia alcun interesse ambientale a lasciare determinati impianti in loco.

La sequenza delle operazioni di smantellamento delle varie infrastrutture dipenderà dai metodi e dalle tecniche di installazione utilizzate in similitudine con la sequenza invertita delle operazioni di installazione.

Nella redazione del progetto va adottato un modello di Economia Circolare (CE) al fine di traguardare una maggiore tutela ambientale in tutte le fasi di vita del progetto con la consapevolezza che anche la crescita economica generabile dall'uso delle energie rinnovabili è intrinsecamente collegata all'uso ed al riuso delle risorse ed al valore che viene creato quando i prodotti cambiano proprietà lungo tutta la filiera.

A fine vita dell'impianto sarà pertanto possibile recuperare diversi parti e componenti dello stesso secondo i principi citati della CE.

Di seguito sono delineate le risorse maggiormente impiegate nelle OWF e riutilizzabili come materie prime seconde.

Componente dell'installazione	Risorse principali	Posizionamento
WTG - Wind turbine generator	Acciaio	Componenti strutturali navicella, mozzo, trasformatore, parti meccaniche in movimento ecc...
	Fibra di vetro e resine	Pale, cover navicella, mozzo, quadri elettrici
	Ghisa	Navicella e mozzo
	Rame	Componenti navicella, collegamenti elettrici
	Alluminio	Componenti navicella, strutture accessorie ecc...
	Gomma e Plastica	Navicella, Cablaggi elettrici ed idraulici
	Olio idraulico	Componenti meccanici
	Magneti al neodimio	Generatore
Torre eolica	Acciaio	Torre eolica, collegamenti bullonati, flange di connessione
	Alluminio e rame	Cablaggi elettrici, scale, accessori
	Zinco ed altri metalli	Trasformatore, fissaggi ed accessori interni
	Oli minerali ed altri liquidi	Trasformatore
Fondazione galleggiante	Acciaio	Fondazione galleggiante e ballast stabilizzatore, collegamenti bullonati ecc...
	Materie plastiche	Parapetti e grigliati delle piattaforme
Cavi e Protezione cablaggi	Rame	Cavi e collegamenti
	Materiale plastico	Isolamenti e cablaggi
	Inerte (Cls, pietrame)	Protezione cavi

Il ripristino delle condizioni ambientali deve essere effettuato come un restauro ecologico e quindi condotto secondo i criteri e metodi di Restoration Ecology (come da standard internazionali definiti dalla Society for Ecological Restoration).

10. CRONOPROGRAMMA

Il cronoprogramma di costruzione può essere riassunto nelle seguenti fasi:

1. Fasi preliminari, indagini e sopralluoghi specialistici

- Indagine geologica e geotecnica;
- Ingegneria di costruzione.

2. Allestimento del cantiere

- Allestimento sulle banchine, installazione di uffici e impianti;
- Ricezione delle componenti e organizzazione degli spazi per lo stoccaggio.

3. Assemblaggio turbina

- assemblaggio delle piattaforme galleggianti;
- varo in mare della piattaforma;
- pre-assemblaggio del rotore;
- montaggio della torre, della navicella e del rotore;
- trasporto della turbina eolica nel sito a mare per la preparazione dell'installazione (prove preliminari di messa in servizio, finalizzazione della connessione tra il galleggiante e la turbina eolica, ecc.).

4. Assemblaggio sottostazione elettrica

- assemblaggio delle piattaforme galleggianti;
- varo in mare della piattaforma;
- allestimento elettrico a terra della sottostazione;
- montaggio della struttura sulla piattaforma;
- trasporto sottostazione in un secondo spazio per la preparazione dell'installazione (prove preliminari di messa in servizio, ecc.).

5. Installazioni in mare

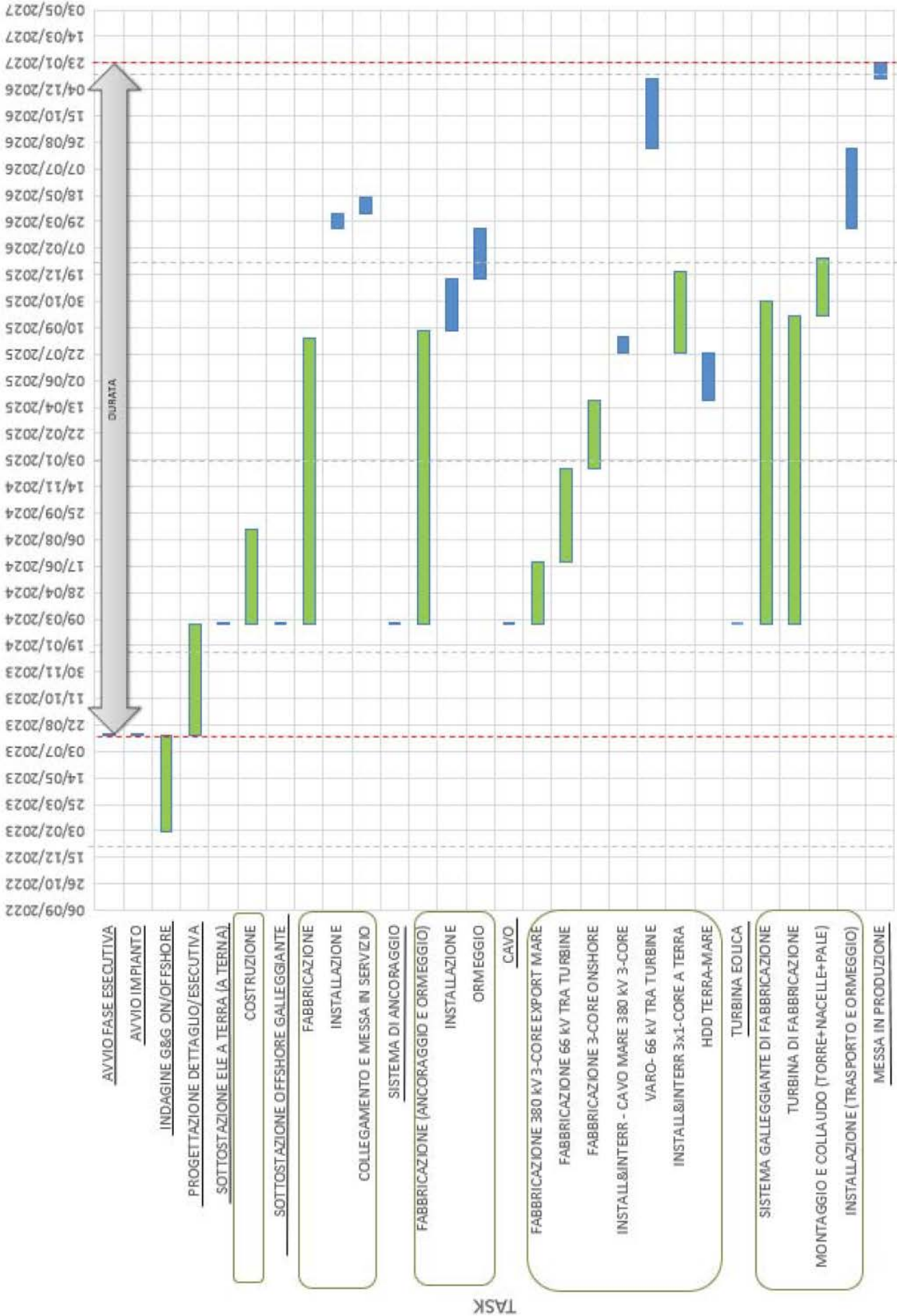
- installazione dei sistemi di ancoraggio;
- trasporto in loco delle piattaforme con le turbine eoliche e delle sottostazioni;
- collegamento e tiro degli ancoraggi;
- collegamenti elettrici tra le turbine e la sottostazione;
- verifiche e ispezioni finali;

6. Costruzione delle opere a terra

- sbarco del cavo e opere connesse
- punto di giunzione elettrodotto marino - elettrodotto terrestre;
- elettrodotto terrestre;
- sottostazione elettrica di utenza;
- elettrodotto di collegamento stazione utenza - stazione elettrica RTN.

7. Collaudo e messa in esercizio dell'impianto.

CRONOPROGRAMMA PARCO EOLICO OFFSHORE



11. RICADUTE OCCUPAZIONALI

Dal punto di vista occupazionale la realizzazione dei nuovi impianti da fonte rinnovabile permette un incremento di unità lavorative dovuto all'occupazione diretta in fase di realizzazione degli impianti e indotta per l'esercizio e la manutenzione, sia per le parti meccaniche che aerodinamiche, si prevede pertanto un forte innalzamento delle capacità professionali del personale impiegato nel settore. Possiamo affermare che l'energia eolica realizza, inoltre, impatti socio-economici rilevanti, i quali si distinguono in **diretti, indiretti ed indotti**.

Quelli "diretti" si riferiscono al personale impegnato nelle fasi su menzionate sia per la produzione delle macchine e dei componenti, sia presso l'impianto (costruzione, funzionamento e manutenzione, dismissione) o presso la società proprietaria dell'impianto. Ulteriore occupazione è denominata "indiretta", poiché tiene conto, ad esempio, dell'occupazione generata nei processi di produzione dei materiali utilizzati per la costruzione dei componenti. Per ciascun componente del sistema finale esistono, infatti, varie catene di processi di produzione intermedi che determinano occupazione a vari livelli. Per occupazione indiretta s'intende il personale utilizzato per produrre l'acciaio usato per costruire l'aerogeneratore.

La terza categoria di benefici è denominata occupazione "indotta". Tali occupati si creano in settori in cui avviene una crescita del volume d'affari (e di redditività) a causa del maggior reddito disponibile nella zona interessata dall'impianto. Tale reddito deriva dai salari percepiti dagli occupati nell'iniziativa e dal reddito scaturente dalle royalties delle misure compensative verso l'amministrazione locale, che non dovrà prevedere più fondi per fare degli investimenti ambientali anche in termini di riduzione della tassazione.

In fase di realizzazione dell'impianto per un periodo di 36 mesi, sarà necessaria la collaborazione delle imprese locali, con un interessante ritorno occupazionale. Inoltre, per la successiva fase di esercizio del parco eolico, si prevede di istituire ed utilizzare personale ed aziende del posto la manutenzione dell'impianto elettrico.

Basandosi sugli studi prodotti dal GSE nella pubblicazione del 11-07-2016 è possibile ipotizzare, per l'impianto in progetto, le seguenti ricadute occupazionali temporanee e permanenti suddivise per categorie di dirette, indirette e indotte:

Sintesi ricadute occupazionali temporanee relative all'impianto eolico offshore Molise, correlato all'investimento

TOTALE OCCUPATI	INDOTTI	INDIRETTI	DIRETTI
644	220	220	204

Sintesi ricadute occupazionali temporanee relative all'impianto eolico offshore Molise, correlato alla fase di esercizio e manutenzione

TOTALE OCCUPATI	INDOTTI	INDIRETTI	DIRETTI
344	112	90	136

L'impianto eolico offshore Molise, oltre a contribuire per il raggiungimento degli obiettivi di legge posti dal DM 15 marzo 2012 e dal nuovo Piano Regionale Energetico, produce benefici diretti sul territorio quantificabili in almeno 3,2 milioni di euro e la ricaduta occupazionale generale i 644 lavoratori nella fase di investimento e 344 lavoratori nella fase di esercizio e manutenzione.

In particolare, in considerazione anche della gestione dell'impianto di produzione e vendita del vettore idrogeno verde ricavato dalla produzione eolica offshore, si prevede in fase di esercizio la seguente occupazione **composta da una struttura occupazionale di circa 40 addetti provenienti dai comuni delle zone limitrofe all'impianto:**

- ✓ **1 capo impianto;**
- ✓ **1 responsabile sicurezza**
- ✓ **1 responsabile comunicazione**
- ✓ **5 persone a turno (un capo turno e due coppie di operatori) x 5 turni = 25 persone**
- ✓ **2 team di manutenzione di tre persone l'uno = 6 persone**
- ✓ **6 persone tra amministrazione, gestione, segreteria e altri servizi**

12. CONCLUSIONI

Le energie rinnovabili rivestono sempre più un bene prezioso in cui le risorse ambientali vengono "sfruttate" non alterandone gli aspetti.

Il progetto in esame vuole essere proprio un esempio di come si possa garantire un impatto minimo sulle matrici ambientali caratterizzanti un territorio, utilizzando la risorsa "eolica" senza alterare gli equilibri ecologici del territorio, alla vegetazione, alla fauna ecc.

Il progetto prevede di coniugare la produzione di energia eolica offshore sulla costa Molisana, con la produzione di idrogeno verde per alimentare la centrale termoelettrica esistente, in tal modo svincolandosi dall'utilizzo delle fonti fossili, creando un sistema virtuoso basato sull'energia rinnovabile eolica disponibile a basso impatto ambientale.

E' stata data molta cura al posizionamento dell'impianto eolico in mare, posizionando lo stesso a distanza dalla costa maggiore di 25 Km in modo da rendere l'impatto trascurabile, inoltre è stato posto su una zona antropizzata cioè già occupata da sfruttamento delle risorse minerarie.

Il Sito prescelto prevede inoltre esclusione di posizione aerogeneratori nelle zone protette marino limitrofe al sito identificate nell'IBA 222 "Medio Adriatico" e la ZPS IT9110040 2 Isole Tremiti".

L'area utilizzata sulla terraferma per la produzione di idrogeno, rientra nella perimetrazione dell'area ZES Adriatica "ZES - Zone Economiche Speciali- semplificazione amministrativa"; pertanto, usufruirà dei vantaggi sulla semplificazione amministrativa riguardante:

- introduzione di un'Autorizzazione Unica con l'utilizzo della piattaforma SUAP, che sostituisce tutte le precedenti autorizzazioni, concessioni e pareri e consente la realizzazione delle opere, prestazioni ed attività previste nel progetto;
- accesso alla procedura della "conferenza semplificata" di cui all'art. 14-bis della L. n. 241/1990, con contestuale riduzione alla metà dei termini perentori per l'ottenimento dell'autorizzazione unica e di ogni altro atto di assenso o nulla osta, comunque denominato, necessario all'attività da intraprendere;
- riduzione di un terzo dei termini previsti per il rilascio di VIA, VAS, AUA, autorizzazioni paesaggistiche, permessi a costruire e concessioni demaniali portuali;

Come evidenziato nei capitoli precedenti il progetto, quindi, nel suo complesso non risulta avere interferenze significative con le diverse componenti ambientali e paesaggistiche analizzate.

L'intervento proposto risulta in linea con le linee guida dell'Unione Europea che prevedono:

- lo sviluppo delle fonti rinnovabili;
- l'aumento della sicurezza degli approvvigionamenti e diminuzione delle importazioni;
- l'integrazione dei mercati energetici;
- la promozione dello sviluppo sostenibile, con riduzione delle emissioni di CO₂;
- realizzazione di comunità energetiche all'interno delle zone industriali.

Sintetizzando l'analisi degli impatti dell'opera nel suo complesso, emerge che:

- il progetto interessa ambiti di naturalità debole rappresentati da superfici a destinazione industriale;
- l'effetto delle opere sugli habitat di specie vegetali e animali è stato considerato sempre basso in quanto la realizzazione del progetto non andrà a modificare in modo significativo gli equilibri attualmente esistenti, soprattutto con la creazione di aree verdi;
- la percezione visiva dai punti di riferimento considerati, data anche la conformazione morfologica territoriale, è bassa se non nulla, andando a considerare anche la formazione di una barriera arborata con essenze autoctone lungo tutto il perimetro dell'impianto di produzione di idrogeno.

Pertanto, sulla base dei risultati riscontrati a seguito delle valutazioni condotte nel corso del presente Studio si può concludere che l'impatto complessivo dell'attività in oggetto è compatibile con la capacità di carico dell'ambiente e gli impatti positivi attesi dalle misure migliorative, risultano superiori a quelli negativi, rendendo sostenibile l'opera.

Inoltre, non sono da trascurare gli aspetti occupazionali che avranno sicuramente risvolti positivi in quanto nella fase di progetto, di realizzazione e di esercizio (gestione e manutenzione) dell'opera saranno valorizzate maestranze e imprese locali.

Per i comuni coinvolti nel progetto è prevista come compensazione ambientale la predisposizione di acquisire parte del vettore energetico idrogeno per l'alimentazione del parco automezzi.

Ricordiamo, infine, come la realizzazione di tale opera contribuisce agli obiettivi previsti dal PNIEC: Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030, strumento fondamentale che segna l'inizio di un importante cambiamento nella politica energetica e ambientale del nostro Paese verso la decarbonizzazione.

L'Italia intende perseguire un obiettivo di copertura, nel 2030, pari ad almeno il 30% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili, delineando un percorso di crescita sostenibile delle fonti rinnovabili con la loro piena integrazione nel sistema. In particolare, l'obiettivo per il 2030 prevede un consumo finale lordo di energia di 111 Mtep, di cui circa 33 Mtep da fonti rinnovabili.