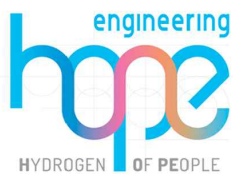


PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA
 PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO
 NEL MARE ADRIATICO MERIDIONALE - NEMETUN ISLAND
 63 WTG – 945 MW

PROGETTO DEFINITIVO - SIA

GRUPPO DI PROGETTAZIONE

Progettazione e Studio di Impatto Ambientale



Indagini ambientali e studi specialistici



Studio misure di mitigazione e compensazione



Supervisione scientifica



1. ELABORATI GENERALI

R.1.2 Relazione descrittiva

REV.	DATA	DESCRIZIONE
00	02/24	1° emissione



INDICE

1	PREMESSA	4
2	CONTESTO GENERALE DEL PROGETTO	6
2.1	LA SFIDA ENERGETICA E LE STRATEGIE EUROPEE	6
2.2	LE POLITICHE NAZIONALI E REGIONALI	7
2.2.1	<i>La Strategia Elettrica Nazionale (SEN)</i>	7
2.2.2	<i>Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)</i>	7
2.2.3	<i>Il Decreto Energia L. 11/2024</i>	8
2.2.4	<i>Il Piano Energetico Ambientale della Regione Puglia PEAR</i>	9
2.3	IL PROGETTO POWERED	9
2.4	PIANO USO DEL MARE	12
2.5	CONSIDERAZIONI FINALI	14
3	CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO	15
3.1	PRINCIPALI NORME COMUNITARIE	15
3.2	PRINCIPALI NORME NAZIONALI	15
3.3	LEGISLAZIONE REGIONALE E NORMATIVA TECNICA, PRINCIPALI RIFERIMENTI	16
3.4	DESCRIZIONE DELL'ITER AUTORIZZATIVO	17
3.4.1	<i>Procedura di richiesta della concessione demaniale</i>	18
3.4.2	<i>La procedura di connessione alla RTN</i>	18
3.4.3	<i>La procedura di Autorizzazione Unica</i>	19
3.4.4	<i>La procedura di Valutazione di Impatto Ambientale</i>	19
3.5	FINALITÀ DELL'INTERVENTO	19
4	DESCRIZIONE GENERALE DELL'INTERVENTO	20
4.1	OPERE OFFSHORE	20
4.2	OPERE ONSHORE	20
5	PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO - LE OPERE A MARE	22
5.1	L'AREA DI PROGETTO	22
5.2	COORDINATE AEROGENERATORI	23
6	CARATTERIZZAZIONE DEL SITO A MARE	26
6.1	INQUADRAMENTO AMBIENTALE DELLE AREE E ANALISI GEOMORFOLOGICA	26
6.2	MORFOLOGIA E BATIMETRIA DEI FONDALI	34
6.3	GEOLOGIA E SISMICA	37
6.4	ASPETTI CLIMATICI	39
6.4.1	<i>Regime anemologico</i>	39
6.4.2	<i>Moto ondoso</i>	40
6.4.3	<i>Correnti marine</i>	42
6.5	VERIFICA DI COMPATIBILITÀ CON IL PPTR PUGLIA	43
6.6	ASPETTI SOCIO ECONOMICI	44
6.6.1	<i>Il Traffico marittimo</i>	44
6.6.2	<i>Titoli di ricerca idrocarburi</i>	48
6.6.3	<i>Vincoli militari e ordigni bellici</i>	50
6.6.4	<i>Interferenze con altre opere lineari presenti nell'areale</i>	52
6.6.5	<i>La pesca</i>	54
7	PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO - LE OPERE A TERRA	60
7.1	DESCRIZIONE TECNICA DELLE OPERE DI CONNESSIONE	60
7.2	OPERE ONSHORE - VERIFICA DI COMPATIBILITÀ CON IL PPTR PUGLIA	62
7.2.1	<i>Struttura idrogeomorfologica - Componenti idrologiche</i>	65
7.2.2	<i>Struttura ecosistemica e ambientale - Componenti botanico vegetazionali</i>	66
7.2.3	<i>Struttura ecosistemica e ambientale - Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici</i>	67
7.2.4	<i>Struttura antropica e storico culturale - Componenti culturali e insediative</i>	68

7.2.5	Struttura antropica e storico culturale - Componenti dei valori percettivi	69
7.3	OPERE ONSHORE – AREE PROTETTE E SITI RETE NATURA 2000	70
7.4	OPERE ONSHORE – INQUADRAMENTO SU CARTOGRAFIA PAI	72
8	PROFILO PRESTAZIONALE DEL PROGETTO	73
8.1	PRINCIPALI CARATTERISTICHE DEL PROGETTO	73
8.2	AEROGENERATORI	73
8.3	LE SOTTOSTRUTTURE DI FONDAZIONE GALLEGGIANTI	74
8.3.1	<i>Procedura di selezione delle sottostrutture di fondazione</i>	74
8.3.2	<i>Criteri di trasportabilità dei floater</i>	77
8.3.3	<i>Criteri di assemblaggio</i>	77
8.3.4	<i>Sviluppo dell'indotto locale</i>	78
8.3.5	<i>Criteri di dimensionamento strutturale della fondazione flottante</i>	79
8.3.6	<i>Il WindFloat</i>	81
8.3.7	<i>Dimensioni tipiche del Wind Float</i>	82
8.4	I SISTEMI DI ORMEGGIO E ANCORAGGIO	83
8.4.1	<i>Sistemi di ormeggio</i>	83
8.4.2	<i>Tipologie di ancoraggi</i>	88
8.4.3	<i>Condizioni generali del fondale nell'area di progetto</i>	90
8.4.4	<i>Tipologie di ancoraggi selezionate</i>	91
8.5	LA SOTTOSTAZIONE ELETTRICA SU PIATTAFORMA	92
8.5.1	<i>Il punto di collocazione</i>	92
8.5.2	<i>Descrizione della struttura</i>	93
8.5.3	<i>Dimensioni e pesi</i>	94
8.5.4	<i>Configurazione impiantistica e componenti principali</i>	95
8.6	CAVI DI COLLEGAMENTO E TRASPORTO DELL'ENERGIA - CARATTERISTICHE	96
8.6.1	<i>Cavo marino a 380 kV in CA – cavo di export</i>	96
8.6.2	<i>Cavo marino a 66 kV in CA - cavi di inter-array</i>	98
8.6.3	<i>Cavo terrestre a 380 kV in CA</i>	100
8.7	LE OPERE DI CONNESSIONE - LA SOTTOSTAZIONE UTENTE E IL GRUPPO DI RIFASAMENTO	101
8.7.1	<i>Motivazione dell'opera</i>	101
8.7.2	<i>Ubicazione dell'opera</i>	101
8.7.3	<i>Disposizione elettromeccanica</i>	102
8.7.4	<i>Schema elettrico</i>	103
8.7.5	<i>Opere civili</i>	104
8.7.5.1	<i>Edificio principale</i>	104
8.7.5.2	<i>Edificio per punti di consegna MT</i>	104
8.7.5.3	<i>Viabilità interna e finiture</i>	104
8.7.5.4	<i>Recinzione</i>	105
8.7.6	<i>Reattori di compensazione</i>	105
8.7.6.1	<i>Caratteristiche</i>	105
8.7.6.2	<i>Dati di targa</i>	105
8.7.6.3	<i>Costruzione</i>	105
8.8	LE OPERE DI CONNESSIONE – IL CAVIDOTTO INTERRATO	106
9	MODALITÀ DI INSTALLAZIONE, MANUTENZIONE E DISMISSIONE	109
9.1	FONDAZIONI FLOTTANTI	109
9.2	INSTALLAZIONE DELL'AEROGENERATORE	109
9.3	CANTIERE TIPO E INDIVIDUAZIONE AREE PORTUALI POTENZIALMENTE IDONEE	110
9.4	ANCORAGGI	112
9.5	SOTTOSTAZIONE OFFSHORE	115
9.6	CAVI DI COLLEGAMENTO E TRASPORTO DELL'ENERGIA	118
9.6.1	<i>I cavi di collegamento tra gli aerogeneratori e la Stazione Elettrica Offshore</i>	119
9.6.2	<i>Il cavidotto offshore di esportazione</i>	121
9.6.3	<i>Attraversamento di sottoservizi in mare</i>	128
9.6.4	<i>Giunzione cavo marino/cavo terrestre</i>	129

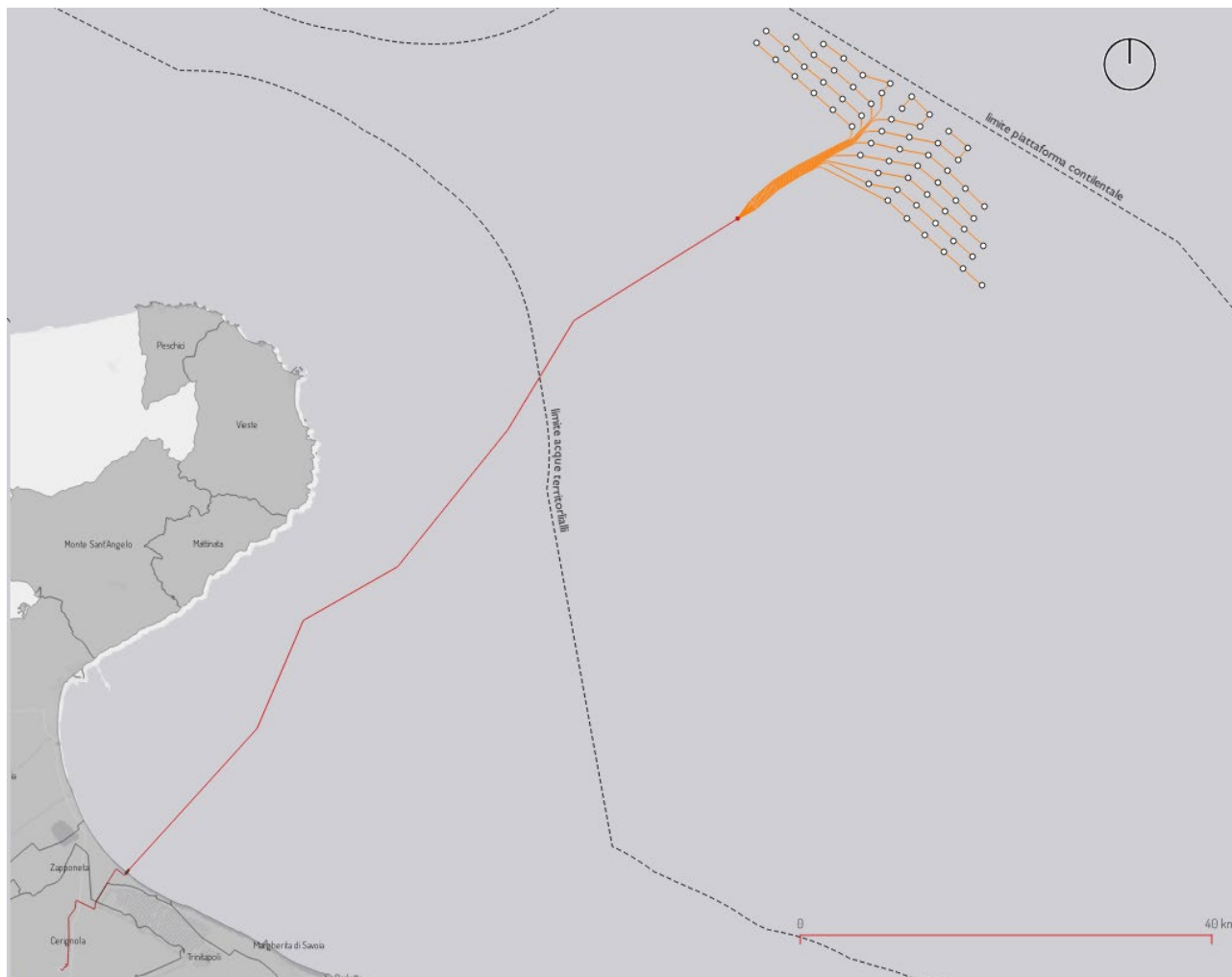


9.6.5	<i>Cavidotto onshore</i>	131
9.6.6	<i>Buche giunti intermedie</i>	133
9.7	CRONOPROGRAMMA ESECUTIVO	135
9.8	GESTIONE E MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO	136
9.9	DISMISSIONE	136
9.9.1	<i>Operazioni offshore</i>	137
9.9.2	<i>Operazioni onshore</i>	137
9.9.3	<i>Recupero di materia e fine vita</i>	138

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.



Localizzazione dell'impianto eolico offshore Nemetun Island

Le considerazioni menzionate hanno portato la società proponente Nemetun Island Srl, a definire la proposta progettuale di un impianto offshore per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile eolica. L'impianto, denominato Nemetun Island, avrà una potenza nominale di 945 MW e sarà composto da 63 aerogeneratori installati su fondazioni flottanti, insieme a una sottostazione elettrica di trasformazione 66/400 kV, entrambi posizionati nel Mare Adriatico meridionale.

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 scelto. Verranno quindi descritte 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 1999 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. Gli obiettivi climatici sono formalizzati nel regolamento sulla normativa europea sul clima condiviso tra Parlamento e Consiglio Europeo diventano per l'UE e per gli stati membri un **obbligo giuridico**.

Le principali azioni previste dal regolamento sono le seguenti:

- definire il ritmo di riduzione delle emissioni fino al 2050 per garantire prevedibilità alle imprese, ai portatori di interessi e ai cittadini;
- sviluppare un sistema per monitorare i progressi compiuti verso il conseguimento dell'obiettivo e riferire in merito a essi;
- garantire una transizione verde efficiente in termini di costi ed equa dal punto di vista sociale.

Per trasformare gli obiettivi climatici in legislazione è stato approntato il **pacchetto Pronti per il 55% (FF55 - FIT for 55%)**: un insieme di proposte riguardanti nuove normative dell'UE con cui l'Unione e i suoi 27 Stati membri intendono conseguire l'**obiettivo climatico dell'UE per il 2030**.

Il pacchetto FF55 comprende una proposta di revisione della **direttiva sulla promozione delle energie rinnovabili**. La proposta intende aumentare l'attuale obiettivo a livello dell'UE, pari ad almeno il 32% di fonti energetiche rinnovabili nel mix energetico complessivo, portandolo ad **almeno il 40% entro il 2030**.

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**.

In risposta alle difficoltà e alle perturbazioni del mercato energetico mondiale causate dall'invasione russa dell'Ucraina, la Commissione Europea ha presentato a maggio 2022 il piano REPowerEU con cui si propone un'accelerazione dei target climatici già ambiziosi incrementando l'obiettivo 2030 dell'UE per le rinnovabili dall'attuale **40% al 45%**

2.2 LE POLITICHE NAZIONALI E REGIONALI

2.2.1 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.

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

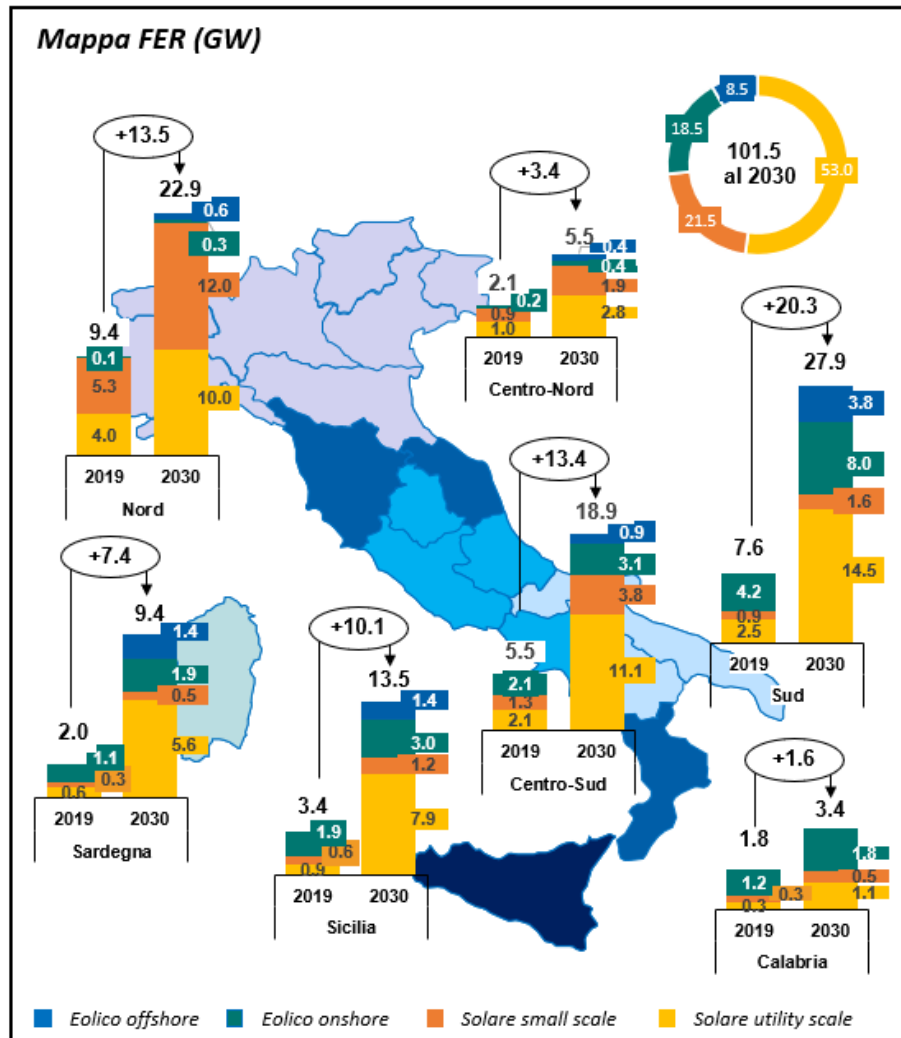
A gennaio 2020 il PNIEC è stato pubblicato dal MISE ed inviato alla Commissione Europea. Il Piano stabilisce, coerentemente con la pianificazione europea, gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO₂, nonché gli obiettivi 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 questa soglia è stata estesa a 2,1 GW dal nuovo PNIEC inviato in bozza a Bruxelles. Il programma denominato Fit For 55 indica invece il target di 8 GW per il 2030 con 3,8 in Puglia.

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

Per meglio comprendere come i target e politiche europee si andranno a concretizzare nell'ambito nazionale è utile fare riferimento al recente **“Documento di Descrizione degli Scenari (DDS 2022)” redatto da TERNA e SNAM** in ottemperanza alle deliberazioni dell'Autorità per descrivere gli scenari di riferimento propedeutici all'elaborazione del piano di sviluppo nazionale della rete di trasmissione nazionale di energia elettrica e della rete di gas naturale. Lo scenario Fit For 55 (FF55) con orizzonte 2030 proposto da TERNA e SNAM prevede che saranno necessari quasi 102 GW di impianti solari ed eolici installati al 2030 per raggiungere gli obiettivi di policy con un incremento di ben +70 GW rispetto ai 32 GW installati al 2019. Tale scenario considera quindi target di potenza installata superiori al PNIEC. In particolare, **si prevede che l'eolico raggiunga i 27 GW al 2030, di cui a circa 18,5 GW onshore, mentre l'offshore raggiunge 8,5 GW**. La ripartizione zonale delle FER elaborata per il DDS 22 è determinata assegnando maggiore priorità alle zone di mercato a maggior attrattività (Sud e isole maggiori) garantendo la compatibilità con i vincoli tecnici ed economici presenti. Per quanto riguarda l'eolico, tutta la capacità è prevalentemente localizzata al sud per via di un potenziale, sia geografico che di producibilità, maggiore. L'eolico offshore in particolare è concentrato al largo della Puglia ed intorno alle due isole maggiori.

L'immagine che segue riassume la ripartizione per zone elaborata nel DDS 22: come si può vedere si prevede l'installazione di 3,8 GW di eolico offshore al largo della Puglia.



Scenario Fit For 55 (FF55) con orizzonte 2030 proposto da TERNA e SNAM ripartizione per zone

2.2.3 Il Decreto Energia L. 11/2024

La legge n. 11 del 2 febbraio 2024 ha convertito, con modifiche, il decreto-legge n. 181 del 19 dicembre 2023, riguardante "Disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, la promozione delle fonti rinnovabili di energia, il sostegno alle imprese ad elevato consumo di energia e la ricostruzione nei territori colpiti da eccezionali eventi alluvionali a partire dal 1° maggio 2023". Questa legge, nota come "Decreto Energia", contiene importanti disposizioni relative all'eolico offshore, in particolare l'articolo 8 tratta delle misure per lo sviluppo della filiera degli eolici galleggianti in mare. Pertanto, le disposizioni normative incluse nel "Decreto Energia" sono particolarmente rilevanti per il progetto discusso in questo studio, poiché il parco eolico in questione è un impianto galleggiante situato al largo della penisola Garganica. In particolare, il comma 1 prevede che entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore della legge, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica debba pubblicare un avviso per acquisire manifestazioni di interesse al fine di individuare due porti nel Mezzogiorno, all'interno delle Autorità Portuali Italiane, che dispongano di aree demaniali marittime e specchi acquei esterni alle difese portuali, destinati alla realizzazione di infrastrutture per lo sviluppo degli investimenti nel settore della cantieristica navale per la produzione, l'assemblaggio e il varo di piattaforme galleggianti e delle infrastrutture elettriche per la produzione di energia eolica in mare.

Le disposizioni del Decreto Energia, in particolare quelle dell'articolo 8 che riguardano la realizzazione di impianti eolici offshore galleggianti, hanno ricevuto un ampio consenso da parte delle associazioni di settore. Questo perché l'iniziativa di sviluppare una filiera in questo ambito si rivela promettente sia dal punto di vista imprenditoriale che occupazionale. La prospettiva di produrre energia eolica e di convertirla in idrogeno verde rappresenta un passo significativo per l'Italia verso gli ambiziosi obiettivi europei nel settore.

In seguito a questa significativa legge, il sistema legislativo sta attivamente lavorando sulla bozza del decreto Fer 2, il quale mira all'aggiornamento delle tariffe incentivanti per adeguarle alle politiche inflattive.

2.2.4 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." Ci si riferisce appunto agli impianti con fondazioni flottanti lontani dalla costa.

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.

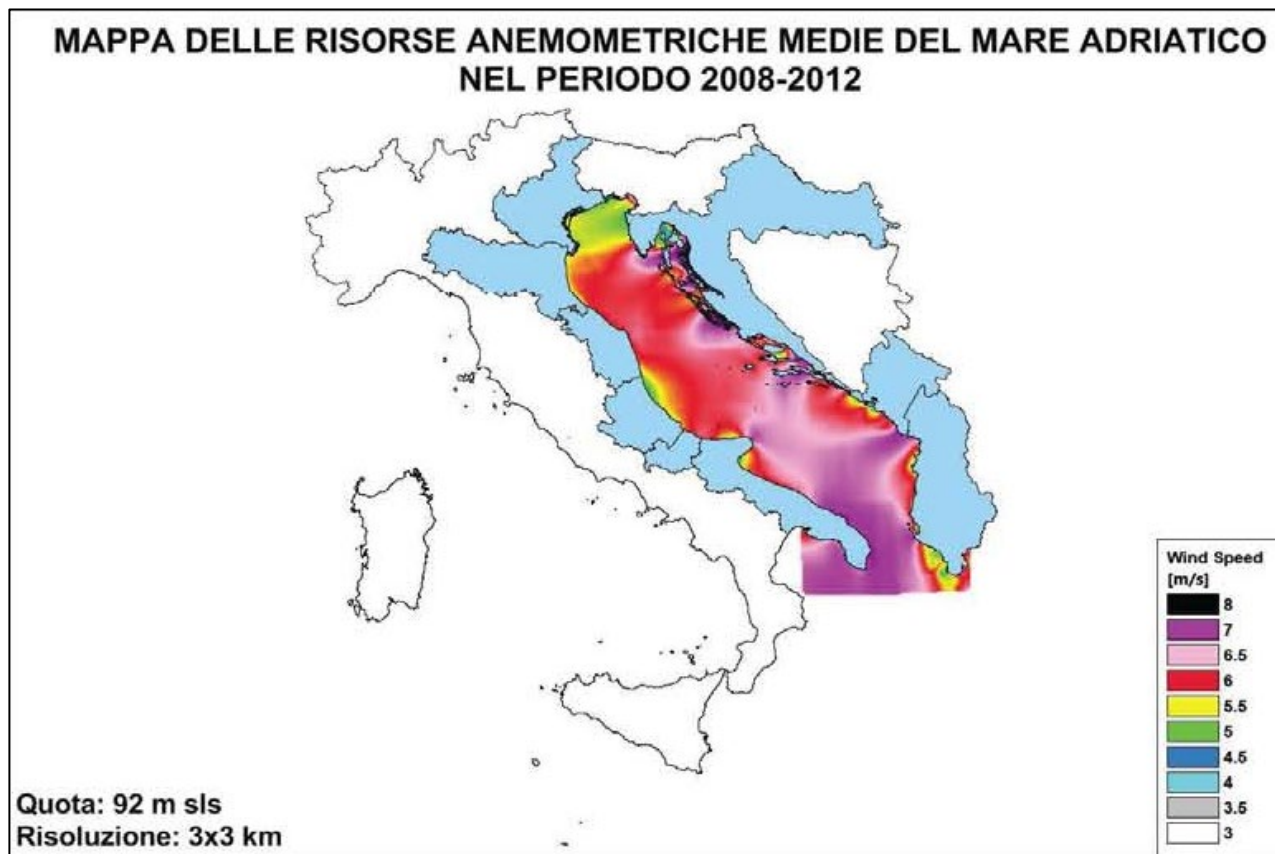
Il progetto POWERED, concluso nel 2016, era "finalizzato alla definizione di strategie e metodi condivisi per lo sviluppo dell'energia eolica offshore in tutti i paesi che si affacciano sul mare Adriatico" e ha visto coinvolte la Regione Abruzzo (Lead Partner), la Regione Molise, la Regione Marche, la 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 Packages 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.



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.

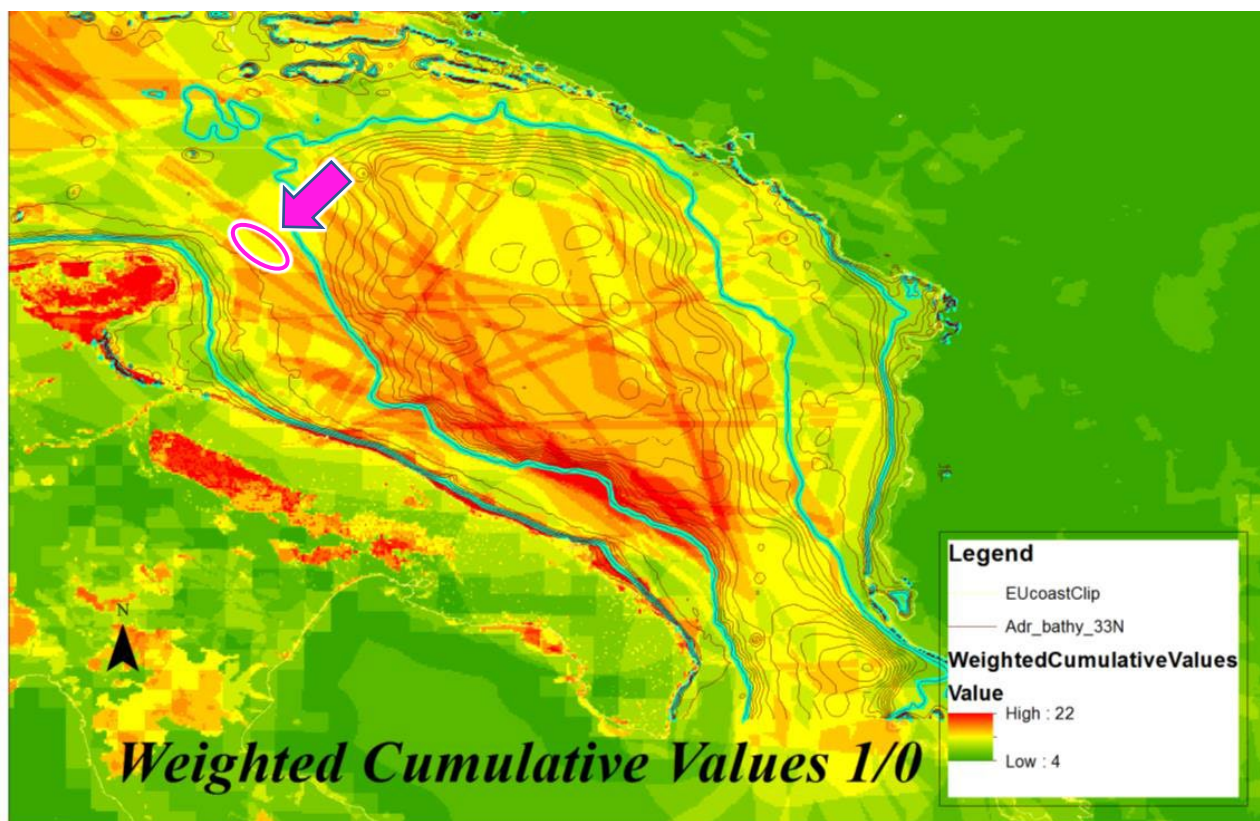
L'attività del gruppo di lavoro costituito dall'Università Politecnica delle Marche, da Veneto Agricoltura e dal CETMA è molto articolata e gli esiti finali sono contenuti in un Report pubblico pubblicato sul sito del progetto POWERED. Il lavoro svolto può essere sintetizzato nelle seguenti fasi:

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

e 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 realizzazione gli ancoraggi a causa del rumore immesso nella fase di infissione 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 disponibile al momento della redazione dei documenti 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 e all'area a sud del promontorio del Gargano**.

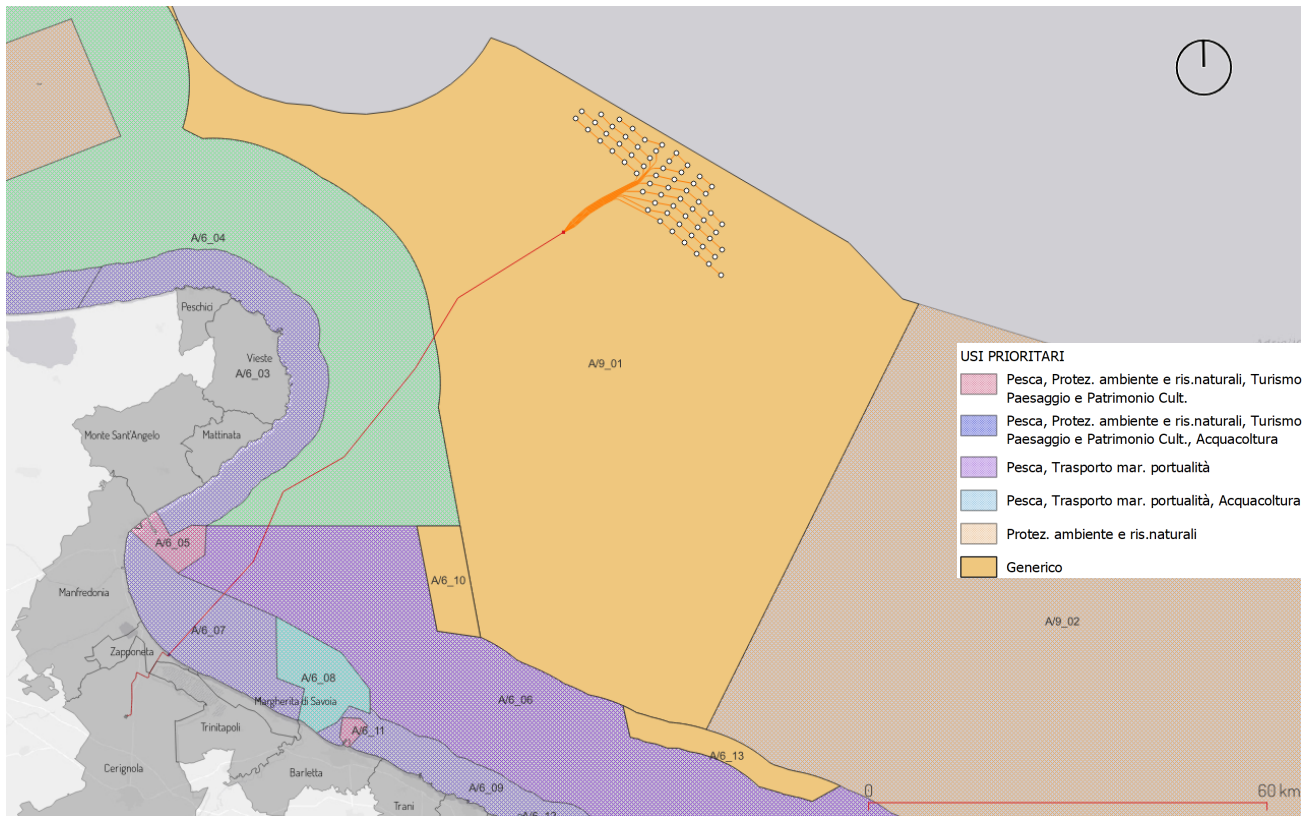


Mapa del Mare Adriatico Meridionale con analisi cumulativa dei potenziali conflitti (ambientali e non) tra la zona selezionata per l'impianto eolico offshore Nemetun Island (area cerchiata) e l'area circostante estratta dal Report Finale del WP5 progetto Powered – IPA. In celeste sono evidenziate le curve batimetriche a 40 m e 200 m

2.4 PIANO USO DEL MARE

Allo stato attuale il Piano di Gestione dello Spazio Marittimo dell'area interessata dal progetto risulta aver concluso la procedura di Valutazione Ambientale Strategica con ID 7953 "Piano di Gestione dello Spazio Marittimo Italiano – Area Marittima Adriatico" e ID 7954 "Piano di Gestione dello Spazio Marittimo Italiano – Area Marittima Ionio e Mediterraneo Centrale"

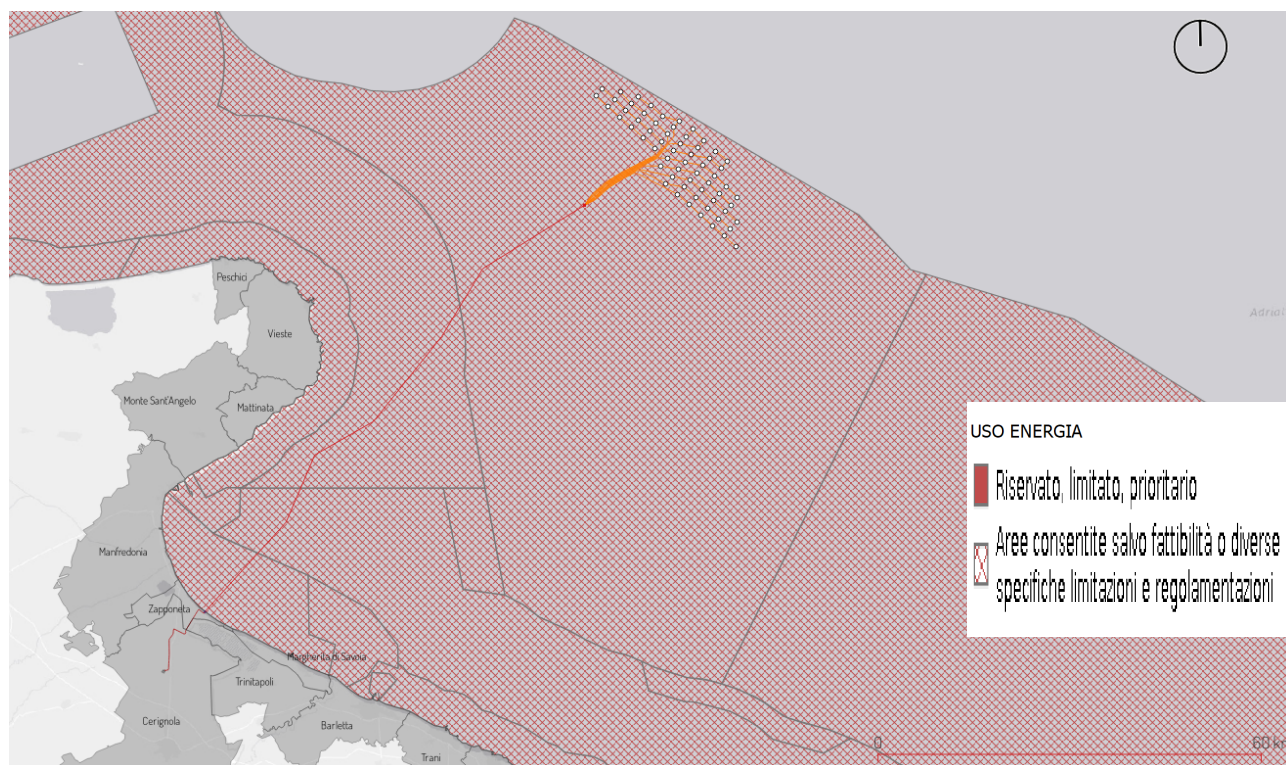
Dall'analisi del Piano di Gestione dello Spazio Marittimo disponibile sul portale SID, l'area impegnata dal progetto in esame ricade tra le ampie aree che il piano dichiara essere idonee per l'installazione di impianti associati alla produzione di energia. In particolare, il parco eolico in esame ricade nella subarea A/9-1 denominata Usi Generici, in questa area sono indicati come usi prioritari: Pesca, Trasporto mar. portualità, Protez. ambiente e ris.naturali, **Energia**, Sabbie, Difesa, Turismo, Telecom., Paesaggio e Patrimonio Cult., Imm. sedimenti dragati, Sicurezza marittima, Ricerca sc. e innovaz., Acquacoltura.



Inquadramento dell'impianto su Piano d'Uso del Mare (mappe SID)

D'altro canto, in nessuna area marittima d'Italia sono previste aree estese specificatamente dedicate alla produzione di energia. Mentre sostanzialmente in tutte le aree, a meno di eccezioni (come in Puglia le aree marittime prospicienti le isole Tremiti), è consentita la possibilità di prevedere usi connessi all'energia.

Più nello specifico la pianificazione dell'uso energetico comprende, tra molte altre, l'area su cui è ubicato l'impianto Nemetun Island, indicandola come “*area consentita salvo fattibilità o diverse specifiche limitazioni e regolamentazioni*”. Pertanto, l'impianto è compatibile con la pianificazione della gestione dello spazio marittimo.



Inquadramento dell'impianto su Piano d'Uso del Mare – energia (mappe SID)

2.5 CONSIDERAZIONI FINALI

Da quanto finora rappresentato si evince come **la realizzazione di un impianto eolico offshore si inserisca perfettamente nel contesto delle politiche europee e nazionali** tese a contrastare il cambiamento climatico e a promuovere la produzione di energia da fonti rinnovabili. Allo stesso modo la proposta progettuale appare perfettamente in linea con le indicazioni del già citato DPP regionale.

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 a cui sono seguiti tutti gli approfonditi studi inclusi nel SIA a cui si rimanda, si può comunque affermare che le aree individuate nella presente proposta progettuale siano 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 in nell'area gialla della mappa dei conflitti e quindi a bassa criticità come si può facilmente vedere osservando la figura sopra con l'area impegnata dal parco eolico racchiusa nell'ovale magenta.**

3 CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

3.1 PRINCIPALI NORME COMUNITARIE

I principali riferimenti normativi in ambito comunitario sono:

- Direttiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- Direttiva 2006/32/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 5 aprile 2006, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante l'abrogazione della Direttiva 93/76/CE del Consiglio.
- Direttiva 2009/28/CEE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.
- Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili che abroga, con effetto dal 01/07/2021, la Direttiva 2009/28/CE, n. 28 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, disciplinando l'intera materia e fissando almeno al 32% l'obiettivo per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo dell'Unione nel 2030. Il successivo aggiornamento della direttiva sulle energie rinnovabili (RED III), già concordato tra i deputati e il Consiglio, porta la quota vincolante di rinnovabili nel consumo finale di energia dell'UE al 42,5% (dal 32%) entro il 2030, con l'obiettivo di raggiungere il 45%.

3.2 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. 16 marzo 1999 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 19.300 MW di impianti eolici entro il 2030.
- D. Lgs. 8 novembre 2021, n. 199 di attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell’11 dicembre 2018, sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili

3.3 LEGISLAZIONE REGIONALE E NORMATIVA TECNICA, PRINCIPALI RIFERIMENTI

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

- L.R. n. 11 del 12 aprile 2001.
- Delibera G.R. n. 131 del 2 marzo 2004 Linee Guida per la valutazione ambientale in relazione alla realizzazione di impianti eolici nella Regione Puglia;
- PEAR Regione Puglia adottato con Delibera di G.R. n.827 del 08-06-2007;
- Legge regionale n. 31 del 21/10/2008, norme in materia di produzione da fonti rinnovabili e per la riduzione di immissioni inquinanti e in materia ambientale;
- PPTR – Puglia Piano Paesaggistico Tematico Regionale - Regione Puglia;
- Linee Guida per la realizzazione di impianti eolici nella Regione Puglia – a cura dell’assessorato all’Ambiente Settore Ecologia del gennaio 2004;
- Deliberazione della Giunta Regionale n. 3029 del 30 dicembre 2010, Approvazione della Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all’esercizio di impianti di produzione di energia elettrica;
- Regolamento Regionale n. 24/2010 Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, “Linee Guida per l’Autorizzazione degli impianti alimentati da fonte rinnovabile”, recante l’individuazione di aree e siti non idonei all’installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia;
- Regolamento Regionale 30 novembre 2012, n. 29 - Modifiche urgenti, ai sensi dell’art. 44 comma 3 dello Statuto della Regione Puglia (L.R. 12 maggio 2004, n. 7), del Regolamento Regionale 30 dicembre 2012, n. 24 "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo del 10 settembre 2010 Linee Guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia.";
- Delibera di Giunta Regionale n. 2122 del 23/10/2012 con la quale la Regione Puglia ha fornito gli indirizzi sulla valutazione degli effetti cumulativi di impatto ambientale con specifico riferimento a quelli prodotti da impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.

Inoltre, gli impianti e le reti di trasmissione elettrica saranno realizzati in conformità alle normative CEI vigenti in materia, alle modalità di connessione alla rete previste dal GSE e da TERNA, con particolare riferimento

alla Norma CEI 0-16, Regole tecniche di connessione per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

Per quanto concerne gli aspetti di inquadramento urbanistico del progetto, i principali riferimenti sono:

- PPTR Piano Paesaggistico Territoriale
- PRG di Zapponeta (FG);
- PRG di Trinitapoli (FG);
- PRG di Cerignola (FG).

3.4 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. (...)

Secondo quanto stabilito dal 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 punto 7-bis "Impianti eolici per la produzione di energia elettrica ubicati in mare".

Nel gennaio del 2012 il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti – Direzione Generale dei Porti ha provveduto a emanare una circolare, la numero 40 del 05/01/2012 avente ad oggetto la "Razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative fonti energetiche rinnovabili - Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 – Articolo 12 così modificato dall'art. 2, comma 158, della legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Finanziaria 2008)", questo documento è chiarificatore e riassuntivo rispetto alle procedure e le fasi per autorizzative degli impianti eolici ubicati a mare. In particolare, per quanto riguarda la fase di Concessione Demaniale, fase preliminare e prodromica per l'avvio del procedimento autorizzativo ex 387/2003 e per fase di Valutazione di Impatto Ambientale.

il D.L. 1 marzo 2021, n. 22 convertito con modificazioni dalla L. 22 aprile 2021, n. 55, ha modificato l'art. 35 del D.lgs. 30 luglio 1999, n. 300 comma 2, lettera b), disponendo tra le varie competenze del Ministero della transizione ecologica (ora Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) la "definizione degli obiettivi e delle linee di politica energetica e mineraria nazionale e provvedimenti ad essi inerenti"(autorizzazione di impianti di produzione di energia di competenza statale, compresi quelli da fonti rinnovabili, anche se ubicati in mare)

L'articolo 12 comma 3 del decreto legislativo 29 dicembre 2003 n. 387 è stato inoltre modificato dall'art 23 del D.lgs. n.199/2021 di attuazione della Direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili ed in ultimo dall'art. 13 del D.L. 1° marzo 2022 n. 17, convertito con modificazioni in L. 27 aprile 2022 n. 34, nello specifico è stato disposto che:

"Per gli impianti off-shore, incluse le opere per la connessione alla rete, l'autorizzazione è rilasciata dal Ministero della transizione ecologica di concerto il Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili e sentito, per gli aspetti legati all'attività di pesca marittima, il Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali, nell'ambito del provvedimento adottato a seguito del procedimento unico di cui al comma 4, comprensivo del rilascio della concessione d'uso del demanio marittimo";

Si definisce in questa sezione uno schema di sintesi della procedura sopra descritta suddivisa per fasi:



Schema per fasi del procedimento di autorizzazione di un impianto eolico offshore

Nei paragrafi seguenti si vuol dare una più precisa, seppur sintetica, descrizione dello stato di avanzamento e dei procedimenti in corso per il progetto Nemetun Island.

3.4.1 Procedura di richiesta della concessione demaniale

La società **Nemetun Island srl** dispone di una richiesta di concessione demaniale presentata insieme al relativo progetto preliminare il 13/03/2023. La consegna è avvenuta presso il Ministero delle Infrastrutture e delle Mobilità Sostenibili, al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, e alle Capitanerie di Porto di Bari e Manfredonia. L'avviso pubblico è stato diffuso per venti giorni consecutivi nel mese di marzo 2023. A seguito delle modifiche introdotte dall'articolo 23 del d.lgs. 199 del 2021 all'articolo 12, comma 3 del d.lgs. n. 387 del 2003, il procedimento di Autorizzazione Unica è stato trasferito in capo al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, rimanendo di competenza del MIT (ex MIMS) la sola fase di rilascio della concessione demaniale, subordinata alla conclusione positiva della fase autorizzatoria e di quella relativa alla valutazione di impatto ambientale.

Sulla base dei risultati degli studi specialistici effettuati per la preparazione del SIA e di tutti gli approfondimenti tecnici e scientifici condotti successivamente alla richiesta di concessione demaniale, il progetto ha beneficiato di un'analisi più approfondita dei dati, con un miglioramento della definizione dei tracciati e dei relativi posizionamenti del cavidotto onshore e degli approdi. Al termine del processo di VIA e nel contesto della procedura già avviata per la concessione demaniale e l'autorizzazione unica, le aree richieste per la concessione verranno allineate alle specifiche della versione finale del progetto, una volta che questa sarà approvata.

3.4.2 La procedura di connessione alla RTN

La società **Nemetun Island srl** dispone di una soluzione di connessione presentata a TERN spa, in data 20/06/2022. In data 9 dicembre 2022, TERN spa ha emesso il preventivo di connessione, specificando la soluzione di connessione STMG con il codice 202201688. L'accettazione del preventivo è avvenuta il 27 luglio 2023. Dopo aver accettato e definito la potenza impegnata, è stata richiesta una modifica della soluzione di connessione, ottenendo una risposta da TERN nell'aprile 2023. La soluzione così definita è stata recentemente volturata e intestata alla Nemetun Island S.r.l.

3.4.3 La procedura di Autorizzazione Unica

In conformità con la Circolare Ministeriale 40 del 2012, la richiesta di autorizzazione unica, secondo il dpr 387/2003, è presentata simultaneamente e coincide con la richiesta di Concessione Demaniale. Di conseguenza, il processo presso il MASE è attualmente in corso e sarà finalizzato in conformità agli ultimi orientamenti normativi dopo il completamento della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale.

3.4.4 La procedura di Valutazione di Impatto Ambientale

Nell'ambito dei procedimenti sopra descritti la Scrivente procede, con la redazione della documentazione del progetto definitivo e dello Studio di Impatto Ambientale, a protocollare presso il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica l'istanza per la Valutazione di Impatto Ambientale, atteso che l'intervento ricade nella tipologia elencata nell'Allegato II alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/2006 alla lettera 7-bis, denominata "Impianti eolici per la produzione di energia elettrica ubicati in mare", ed è tra quelli ricompresi nel Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), nella tipologia elencata nell'Allegato I-bis alla Parte Seconda del D.Lgs.152/2006, al punto 1.2 denominata "*Nuovi impianti per la produzione di energia e vettori energetici da fonti rinnovabili, residui e rifiuti, nonché ammodernamento, integrali ricostruzioni, riconversione e incremento della capacità esistente, relativamente a: 1.2.1 Generazione di energia elettrica: impianti idroelettrici, geotermici, eolici e fotovoltaici (in terraferma e in mare), solari a concentrazione, produzione di energia dal mare e produzione di bioenergia da biomasse solide, bioliquidi, biogas, residui e rifiuti*".

3.5 FINALITÀ DELL'INTERVENTO

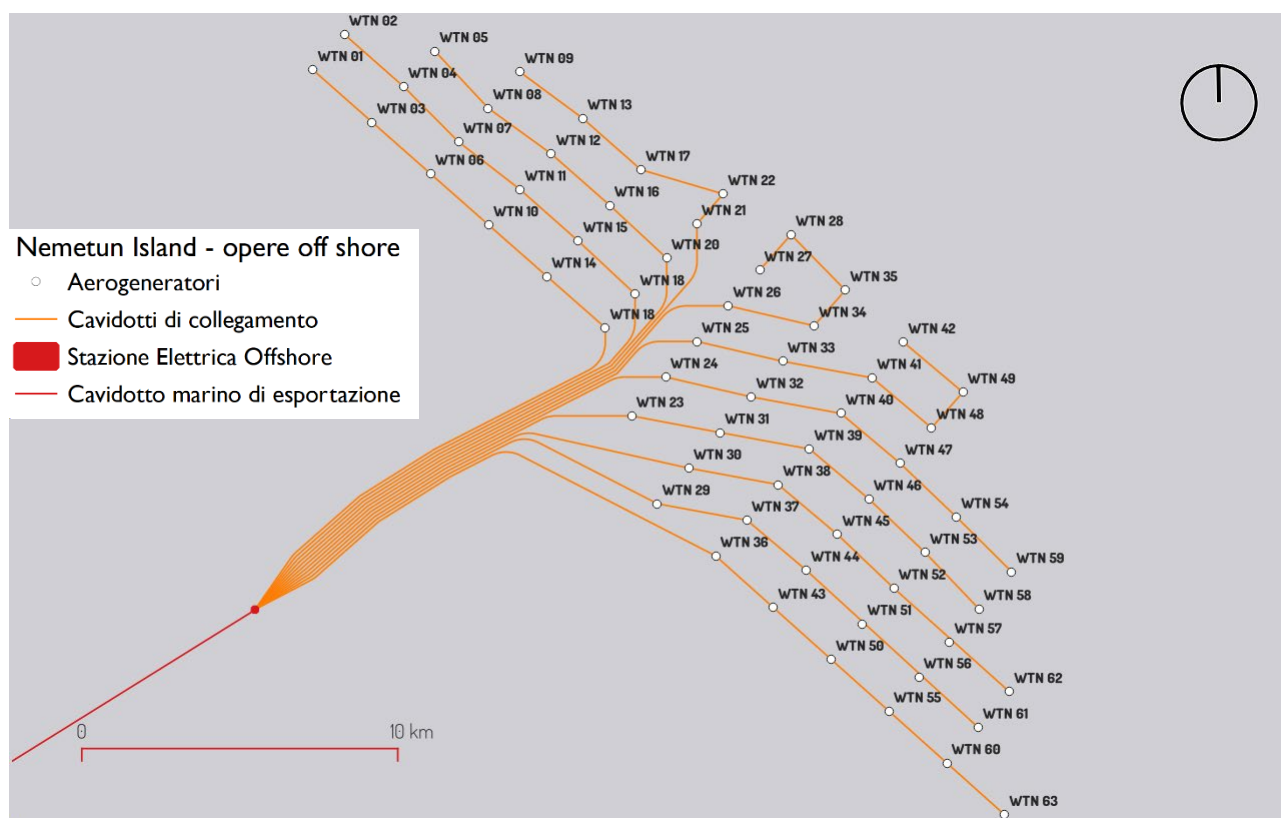
Scopo del progetto è la realizzazione di un "Parco Eolico" per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile eolica in mare e l'immissione nella Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) dell'energia prodotta, attraverso un'opportuna costruzione delle infrastrutture di rete.

4 DESCRIZIONE GENERALE DELL'INTERVENTO

4.1 OPERE OFFSHORE

I principali componenti dell'impianto per la parte offshore sono:

- **63 generatori eolici** installati su torri tubolari in acciaio e le relative fondazioni flottanti suddivisi in 11 sottocampi;
- **11 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;
- **Una Stazione Elettrica Off-Shore (66/400 kV) (SE)**, ovvero tutte le apparecchiature elettriche (interruttori, sezionatori, TA, TV, ecc.) necessarie a raccogliere l'energia prodotta nei sottocampi eolici elevandone la tensione da 66 kV a 400 kV. La stazione elettrica marina sarà distante all'incirca 45 km dalla costa garganica e 12 km dal parco eolico in un tratto di mare caratterizzato da quote batimetriche comprese tra i 160 e i 170 m di profondità;
- **Un elettrodotto di esportazione in HVAC** della lunghezza di circa 88,7 Km pari a circa 48 miglia nautiche, caratterizzato da un primo tratto in cavo marino a 400 kV, servirà per collegare l'impianto eolico alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) sulla terra ferma.



Rappresentazione sintetica delle opere a mare

4.2 OPERE ONSHORE

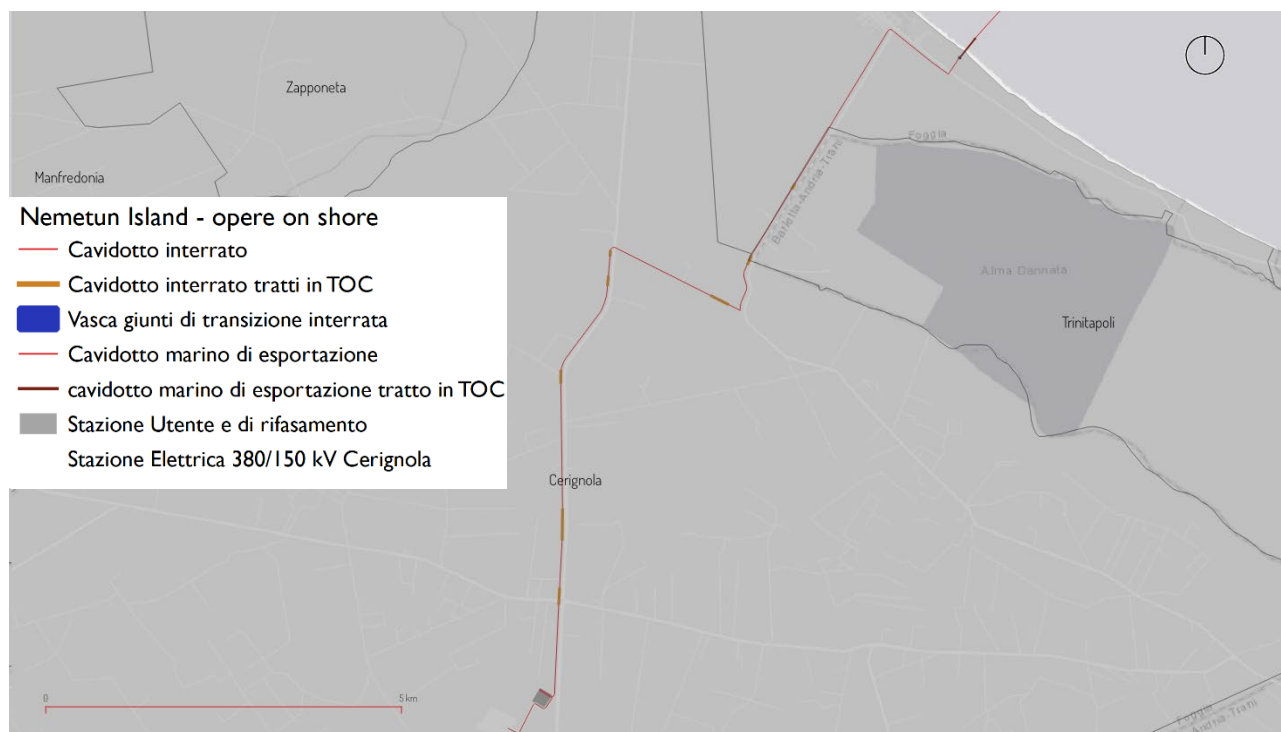
Per quanto concerne la connessione alla RTN, la centrale sarà collegata in antenna a 380 kV sul futuro ampliamento di una Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione a 380/150 kV attualmente in fase di costruzione in agro di Cerignola.

Nelle vicinanze del punto di sbarco previsto nel comune di Zapponeta verrà realizzata una buca giunti interrata di transizione da cavo marino a cavo terrestre e da lì in poi il cavo proseguirà con posa interrata seguendo la

viabilità pubblica esistente. L'energia prodotta verrà quindi convogliata nella Sottostazione elettrica condominiale dotata di un Gruppo di rifasamento, previsti all'interno di un edificio industriale nelle vicinanze della Stazione Elettrica TERNA di Cerignola e del suo futuro ampliamento.

In tali ipotesi le opere a terra constano di:

- **La vasca giunti di transizione interrata**, posizionata nelle vicinanze del punto di approdo nel comune di Zapponeta, consentirà la transizione dal cavo sottomarino al cavo destinato alla posa interrata;
- **Un elettrodotto interrato in doppia terna a 380 kV**, esteso per circa 16 km, sarà prevalentemente situato lungo la viabilità pubblica nei territori dei comuni di Zapponeta, Trinitapoli e Cerignola, con brevi transiti su terreni agricoli. La posa avverrà principalmente attraverso scavi a sezione obbligata, ma per gestire interferenze lungo il percorso, saranno realizzati 11 tratti posati mediante la tecnica priva di scavi denominata "Trenchless Onsite Construction" (TOC). Gli 11 tratti avranno lunghezze variabili, come rappresentato negli elaborati di progetto;
- **Una serie di 17 vasche giunti intermedie**, situate lungo il tracciato del cavidotto interrato con interdistanza variabile tra 700 e 950 metri, le giunzioni intermedie saranno realizzate nell'ambito dello scavo a sezione obbligata previsto per la posa dell'elettrodotto;
- **Una Sottostazione elettrica di utenza per la condivisione dello stallo che sarà dotata di un gruppo di rifasamento isolato in GIS dedicato all'impianto Nemetun Island**, con una capacità massima di 420 MVA, composto da due reattori di tipo Shunt, che sarà collocata in un edificio industriale situato nel comune di Cerignola, nelle vicinanze del punto di connessione previsto nel futuro ampliamento della nuova Stazione Elettrica.



Rappresentazione sintetica delle opere a terra

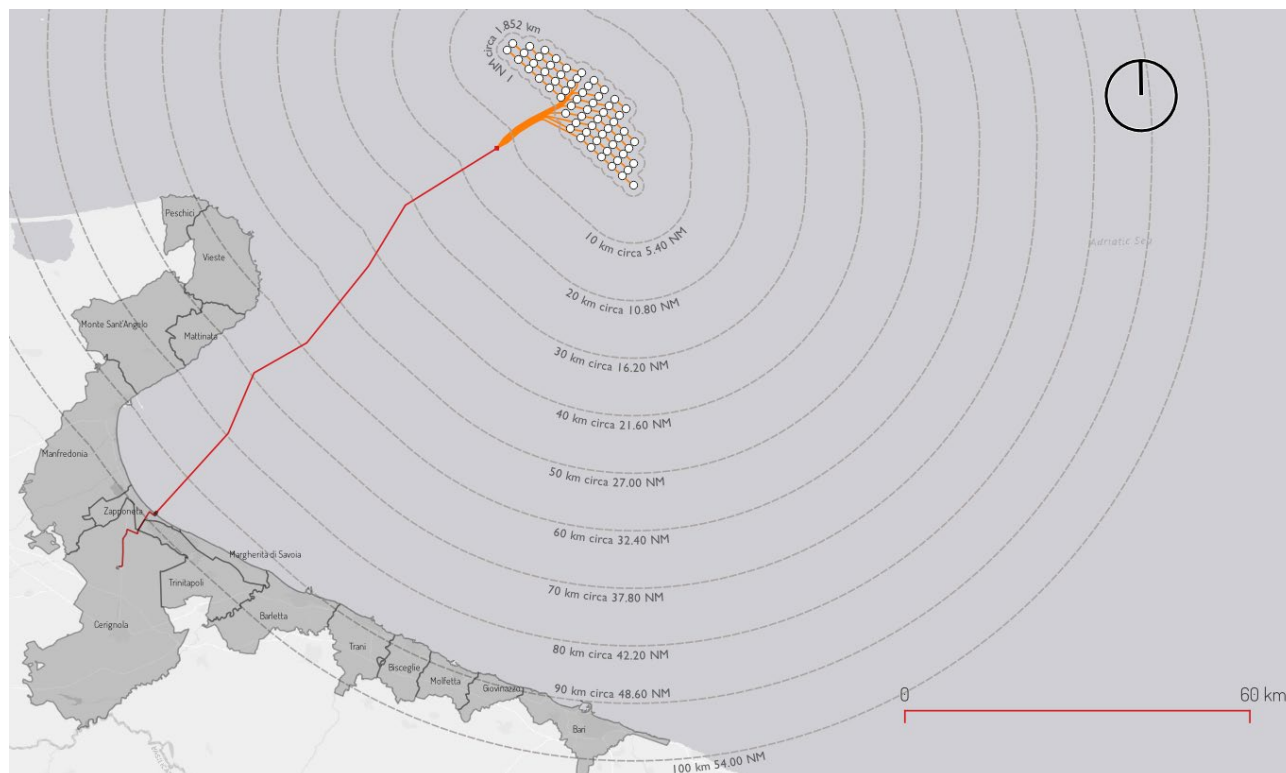
5 PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO - LE OPERE A MARE

5.1 L'AREA DI PROGETTO

Il progetto di Parco Eolico prevede la realizzazione di 63 aerogeneratori posizionati nel mare Adriatico meridionale in acque internazionali sulla Piattaforma Continentale Italiana e specificatamente di fronte alla costa dei comuni di Vieste, Peschici, e Mattinata. L'approdo del cavidotto di esportazione dell'energia prodotta è previsto in corrispondenza del comune Zapponeta.

La distanza minima dalla costa è di 55 km circa 29,69 NM:

- Peschici (FG)	60 km	32,39 NM
- Vieste (FG)	55 km	29,69 NM
- Mattinata (FG)	66 km	35,63 NM
- Monta Sant'Angelo (FG)	82 km	44,27 NM
- Manfredonia (FG)	93 km	50,21 NM
- Zapponeta (FG)	98 km	52,91 NM
- Margherita di Savoia (BAT)	93,5 km	50,48 NM
- Barletta (BAT)	89 km	48,05 NM
- Trani (BAT)	88 km	45,51 NM
- Bisceglie (BAT)	87,5 km	47,24 NM
- Molfetta (BA)	88 km	45,51 NM
- Giovinazzo (BA)	88 km	45,51 NM
- Bari S. Spirito (BA)	88,5 km	47,78 NM
- Bari (BA)	90 km	48,59 NM
- Mola di Bari (BA)	99 km	53,45 NM



Inquadramento dell'impianto eolico offshore galleggiante e isodistanze dagli aerogeneratori

L'area d'intervento per le opere a mare è pertanto posta ad una distanza dalla costa minima di 55 km superiore ai 4 km indicati come soglia minima nelle "Linee guida sulla progettazione e localizzazione di impianti di energia rinnovabile del PPTR della Regione Puglia".

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

Dentro l'area selezionata, gli aerogeneratori sono posizionati secondo una griglia rettangolare con un passo di 0,8 NM equivalente a 1,5 km in larghezza e 1,3 NM, ovvero 2,5 km in lunghezza. La distanza minima tra gli aerogeneratori è di 1560 metri, che è superiore a 5 volte il diametro del rotore delle macchine previste.

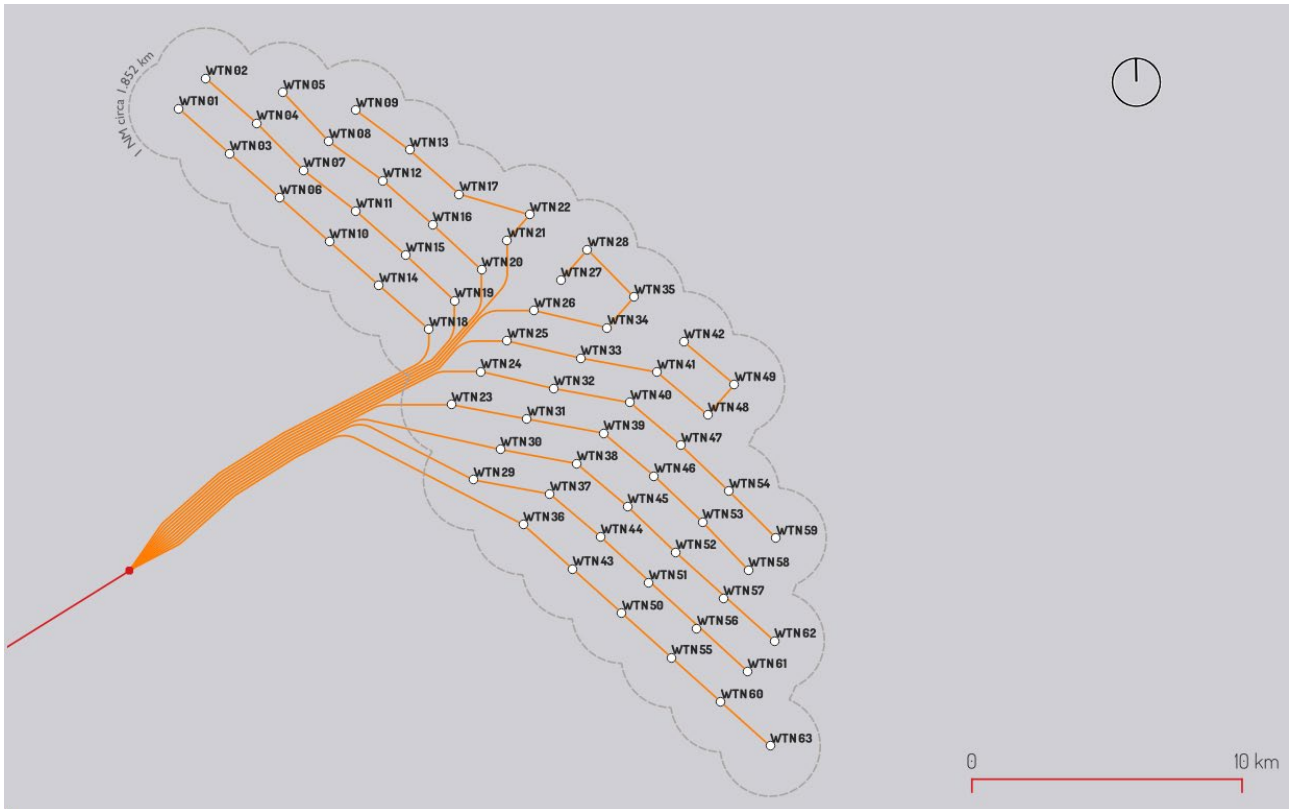
5.2 COORDINATE AEROGENERATORI

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

Tipo Aerogeneratore	Nome turbina	coordinate aerogeneratori	
		WGS84 Zone 33	
		X- EST	Y - Nord
V236_hub150m	WTN 01	642.485,664	4.669.856,874
V236_hub150m	WTN 02	643.476,668	4.670.982,889
V236_hub150m	WTN 03	644.360,186	4.668.202,734
V236_hub150m	WTN 04	645.351,190	4.669.328,750
V236_hub150m	WTN 05	646.342,194	4.670.454,765
V236_hub150m	WTN 06	646.203,993	4.666.575,699
V236_hub150m	WTN 07	647.090,837	4.667.583,365
V236_hub150m	WTN 08	648.029,192	4.668.649,558
V236_hub150m	WTN 09	649.035,408	4.669.792,858
V236_hub150m	WTN 10	648.047,563	4.664.948,872
V236_hub150m	WTN 11	649.038,567	4.666.074,888
V236_hub150m	WTN 12	650.029,571	4.667.200,903
V236_hub150m	WTN 13	651.020,575	4.668.326,919
V236_hub150m	WTN 17	652.863,935	4.666.700,278
V236_hub150m	WTN 16	651.872,931	4.665.574,263
V236_hub150m	WTN 15	650.881,927	4.664.448,247
V236_hub150m	WTN 14	649.890,922	4.663.322,232
V236_hub150m	WTN 18	651.735,760	4.661.694,287
V236_hub150m	WTN 19	652.680,273	4.662.767,478
V236_hub150m	WTN 20	653.678,998	4.663.902,968
V236_hub150m	WTN 21	654.633,077	4.664.987,027
V236_hub150m	WTN 22	655.466,553	4.665.934,054
V236_hub150m	WTN 28	657.610,269	4.664.647,786
V236_hub150m	WTN 27	656.619,265	4.663.521,771
V236_hub150m	WTN 26	655.628,261	4.662.395,755

V236_hub150m	WTN 25	654.637,256	4.661.269,740
V236_hub150m	WTN 24	653.646,252	4.660.143,724
V236_hub150m	WTN 23	652.567,197	4.658.914,193
V236_hub150m	WTN 29	653.386,890	4.656.135,247
V236_hub150m	WTN 30	654.377,894	4.657.261,262
V236_hub150m	WTN 31	655.368,898	4.658.387,278
V236_hub150m	WTN 32	656.359,902	4.659.513,293
V236_hub150m	WTN 33	657.350,906	4.660.639,309
V236_hub150m	WTN 34	658.341,910	4.661.765,324
V236_hub150m	WTN 35	659.332,915	4.662.891,340
V236_hub150m	WTN 42	661.171,434	4.661.244,850
V236_hub150m	WTN 41	660.180,430	4.660.118,834
V236_hub150m	WTN 40	659.189,426	4.658.992,819
V236_hub150m	WTN 39	658.198,421	4.657.866,803
V236_hub150m	WTN 38	657.207,417	4.656.740,788
V236_hub150m	WTN 37	656.216,413	4.655.614,772
V236_hub150m	WTN 36	655.225,409	4.654.488,757
V236_hub150m	WTN 43	657.054,272	4.652.850,915
V236_hub150m	WTN 44	658.095,390	4.654.032,889
V236_hub150m	WTN 45	659.086,394	4.655.158,905
V236_hub150m	WTN 46	660.077,398	4.656.284,920
V236_hub150m	WTN 47	661.068,402	4.657.410,936
V236_hub150m	WTN 48	662.059,406	4.658.536,952
V236_hub150m	WTN 49	663.050,410	4.659.662,967
V236_hub150m	WTN 54	662.847,150	4.655.717,135
V236_hub150m	WTN 53	661.856,146	4.654.591,120
V236_hub150m	WTN 52	660.865,142	4.653.465,104
V236_hub150m	WTN 51	659.874,138	4.652.339,089
V236_hub150m	WTN 50	658.883,134	4.651.213,073
V236_hub150m	WTN 55	660.711,996	4.649.575,231
V236_hub150m	WTN 56	661.658,780	4.650.651,869
V236_hub150m	WTN 57	662.633,722	4.651.759,354
V236_hub150m	WTN 58	663.558,476	4.652.810,397
V236_hub150m	WTN 59	664.592,680	4.653.984,632
V236_hub150m	WTN 60	662.540,859	4.647.937,389
V236_hub150m	WTN 61	663.531,863	4.649.063,405
V236_hub150m	WTN 62	664.522,867	4.650.189,420
V236_hub150m	WTN 63	664.369,721	4.646.299,547

Coordinate aerogeneratori



Posizione aerogeneratori

6 CARATTERIZZAZIONE DEL SITO A MARE

6.1 INQUADRAMENTO AMBIENTALE DELLE AREE E ANALISI GEOMORFOLOGICA

L'area d'interesse è stato oggetto di un dettagliato studio volto a caratterizzare le aree da un punto di vista vincolistico e ambientale costruendo un quadro di riferimento utile a definire la progettazione preliminare con particolare riferimento alla definizione del tracciato dell'elettrodotto e il piano di lavoro degli studi oceanografici da realizzare a mare.

In via del tutto preliminare, sono stati presi in esame le pubblicazioni ed i rapporti del Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali ("Lo stato della pesca e dell'acquacoltura nei mari italiani" a cura di S. Cautadella e M. Spagnolo del 2012), le risultanze del Progetto Ipa Adriatic POWERED già presentato in premessa e gli studi effettuati dalla Regione Puglia sulla *Posidonia oceanica* e sulle biocostruzioni marine (BIOMAP) che hanno contribuito a costruire un ampio e documentato corpo di dati scientifici utilizzati per la perimetrazione dei SIC mare pugliesi.

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.

"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.

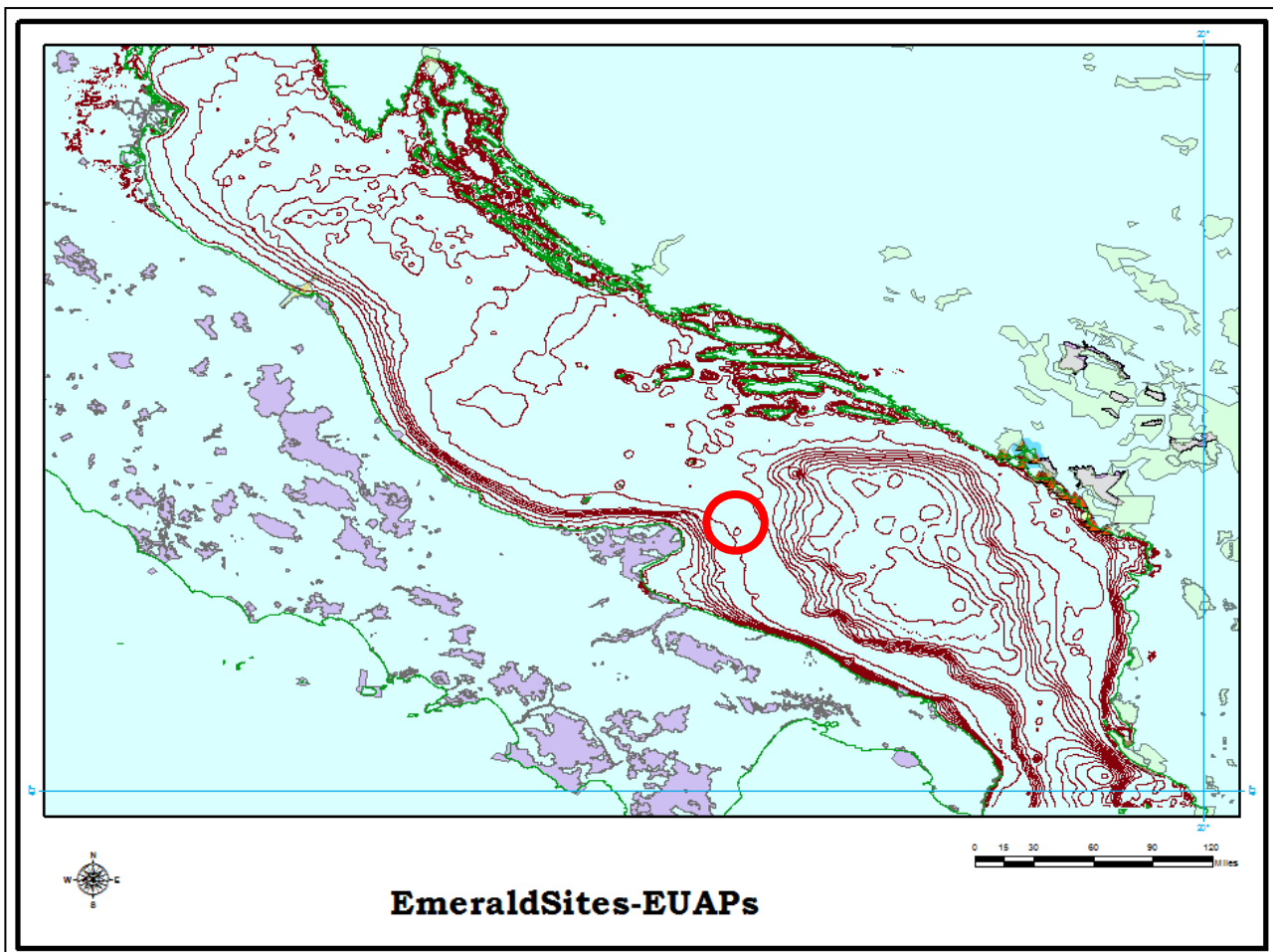
*Sulla piattaforma continentale il fondo è poco ripido e quasi esclusivamente di natura sedimentaria. Con l'aumentare della distanza dalla costa e il lento digradare del fondo, unitamente al ridotto idrodinamismo, il fango prende man mano il sopravvento favorendo l'instaurarsi delle comunità delle sabbie 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 oblungum* (Vaccarella et al., 1996).*

Al largo di Bari le biocenosi del Detritico Costiero (DC) e del Detritico del Largo (DL) sono insediate su sedimenti relitti, cui si sono aggiunti materiali fini detritici-organogeni. Nella zona costiera compresa tra Bari e Brindisi si susseguono, dalla battigia verso il largo, fondi rocciosi soprattutto colonizzati dalla biocenosi ad

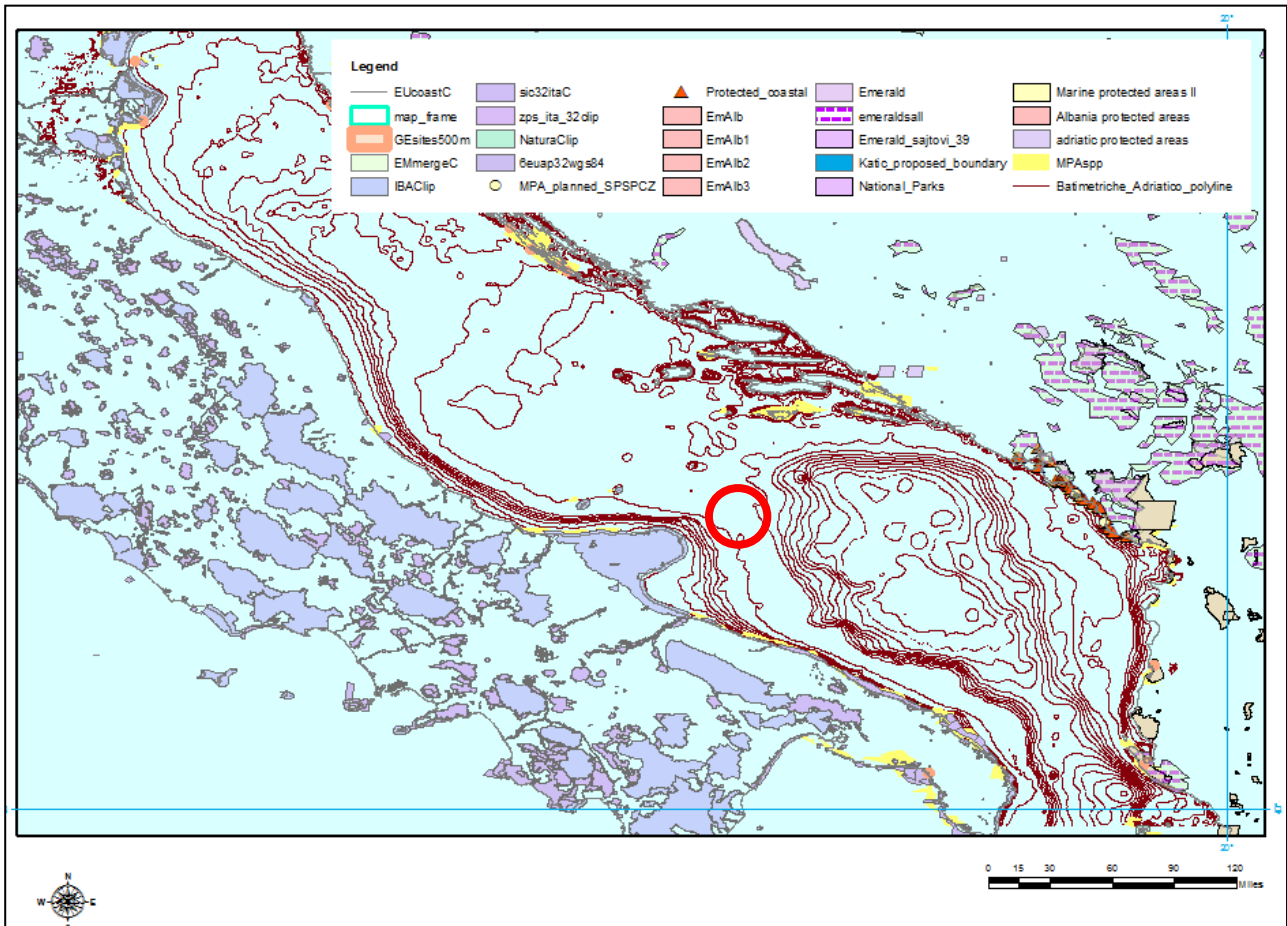
Alge Fotofile (AP), brevi tratti sabbiosi sino a 5-6 m di profondità, praterie di *Posidonia oceanica*, coralligeno (già a 12 m e fino a 22 m) e infine Fanghi Terrigeni Costieri (VTC). Nel tratto di costa fra Brindisi e Otranto l'infralitorale è caratterizzato da una ristretta fascia a Sabbie Fini Ben Calibrate (SFBC) alla quale segue un'estesa fascia di posidonieto insediato sia su "matte" che su sabbia e, in alcuni tratti, anche su substrato roccioso. In questa zona è stata rilevata la maggiore estensione di posidonieto, di poco superiore a 3 km (CRISMA, 2006a).

Nelle zone di "intermatte" si individuano tratti di biocenosi assimilabili a un "precoralligeno". Il coralligeno è presente fino a 40-50 m per poi essere sostituito da fondi a Fanghi Terrigeni Costieri (VTC) caratterizzati dal gasteropode *Turritella communis*. In Adriatico meridionale il limite inferiore della posidonia non si spinge mai oltre 25 m di profondità, mentre il limite superiore spesso si aggira intorno a 6-7 m e in rari casi sembra arrivare anche in acque ancora più basse, come in un'area a Sud di S. Cataldo (Lecce) (CRISMA, 2006a)."

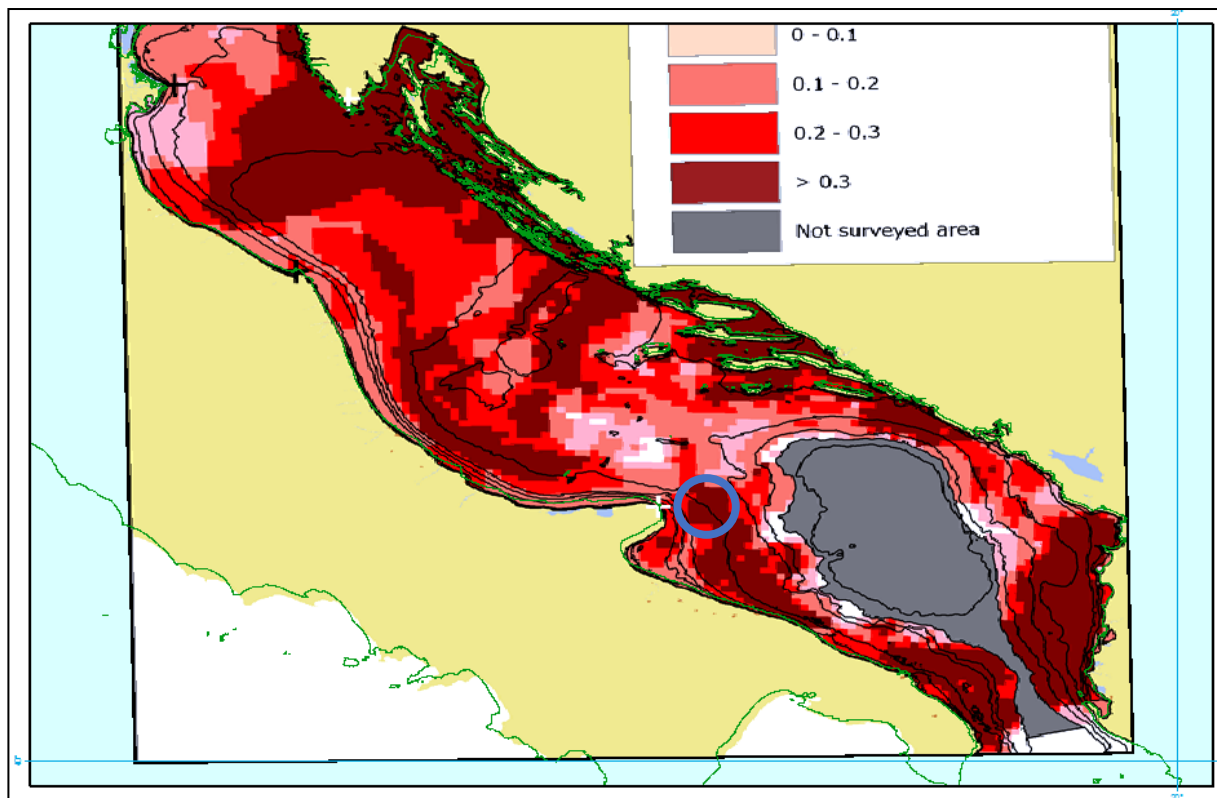
Ulteriori elementi sono stati raccolti analizzando il report finale del WP5 del progetto Powered dal quale sono state estratte le mappe tematiche relative alle seguenti componenti ambientali flora, fauna ed ecosistemi: avifauna, mammiferi marini, rettili marini (tartarughe), elasmobranchi, comunità bentoniche, 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. 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.**



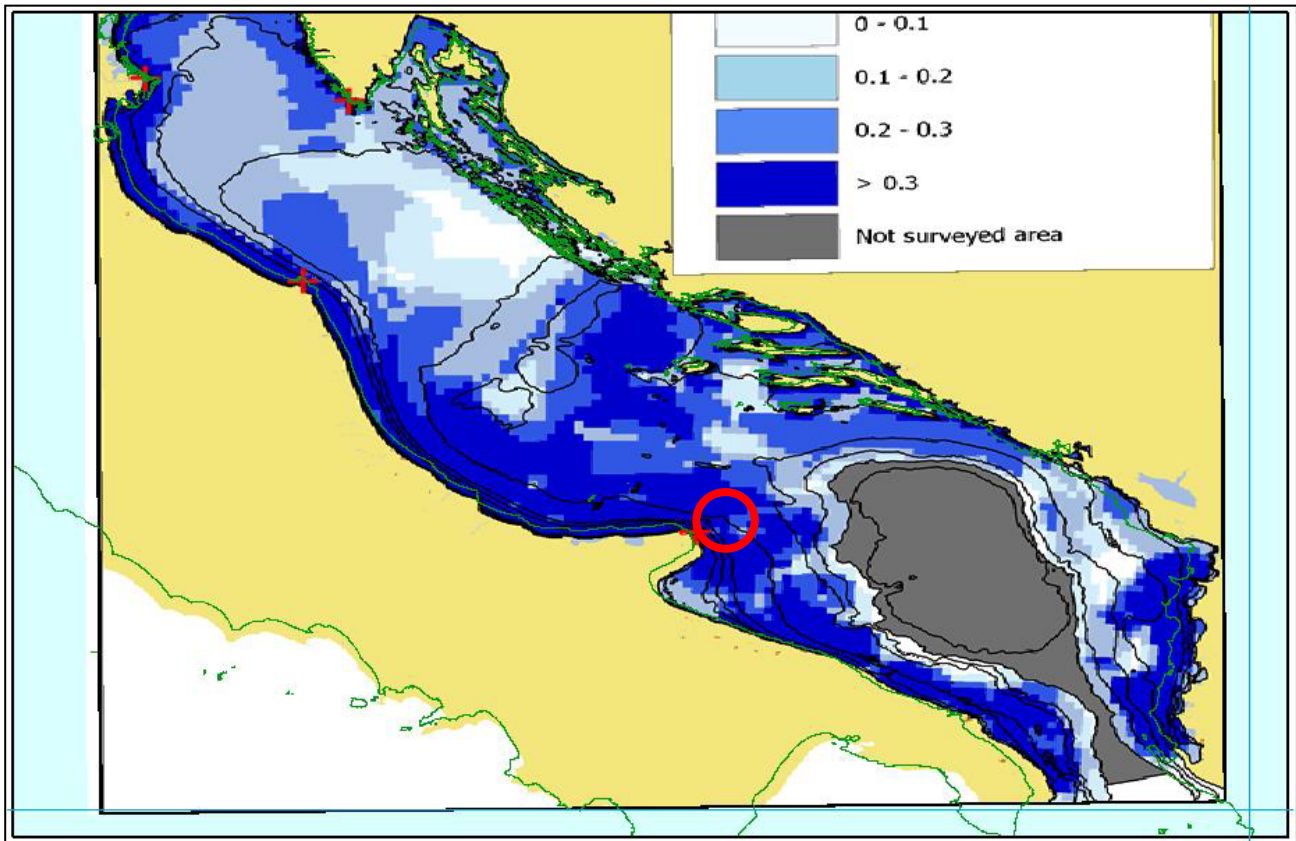
Aree protette - rete Emerald – Progetto Powered IPA – WP5 Final Report



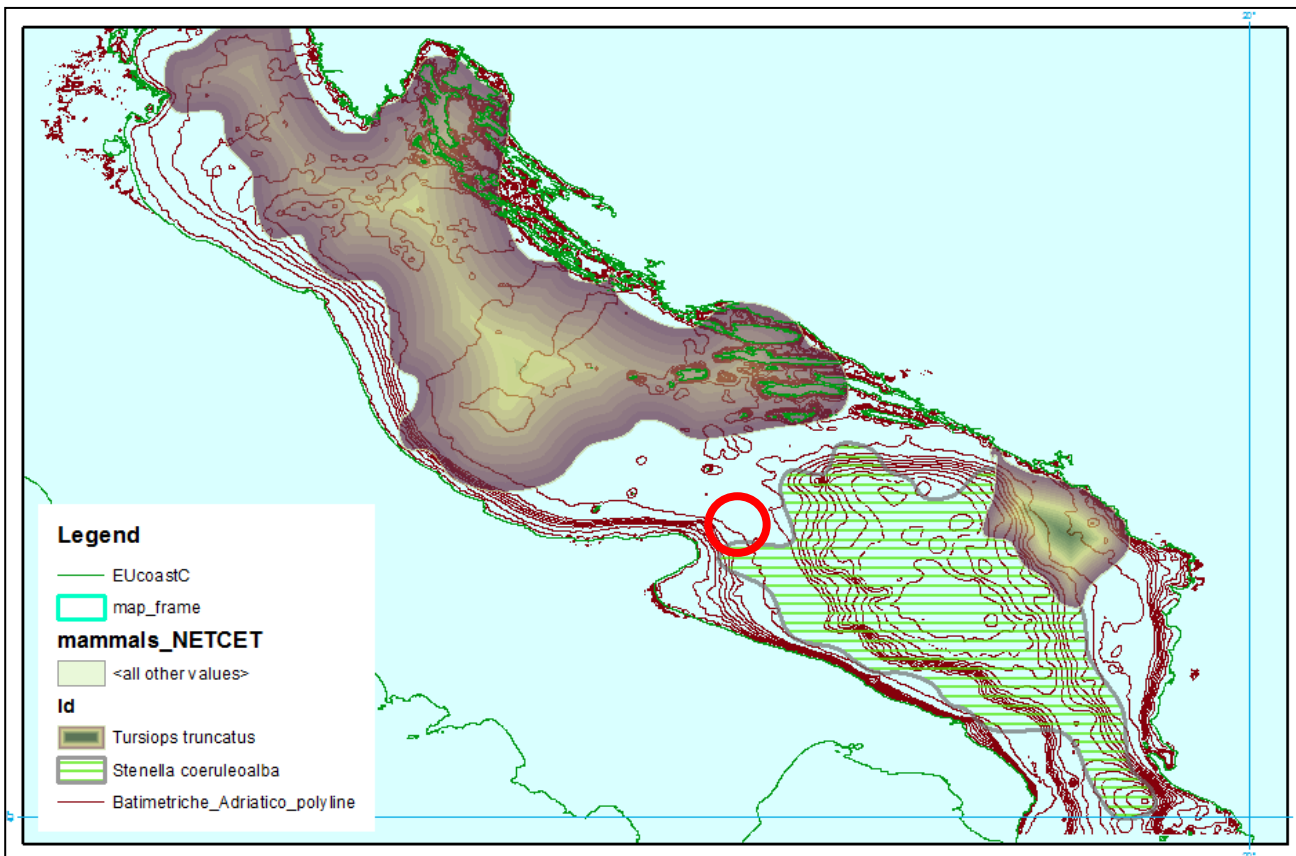
Aree protette nel Mare Adriatico– Progetto Powered IPA – WP5 Final Report



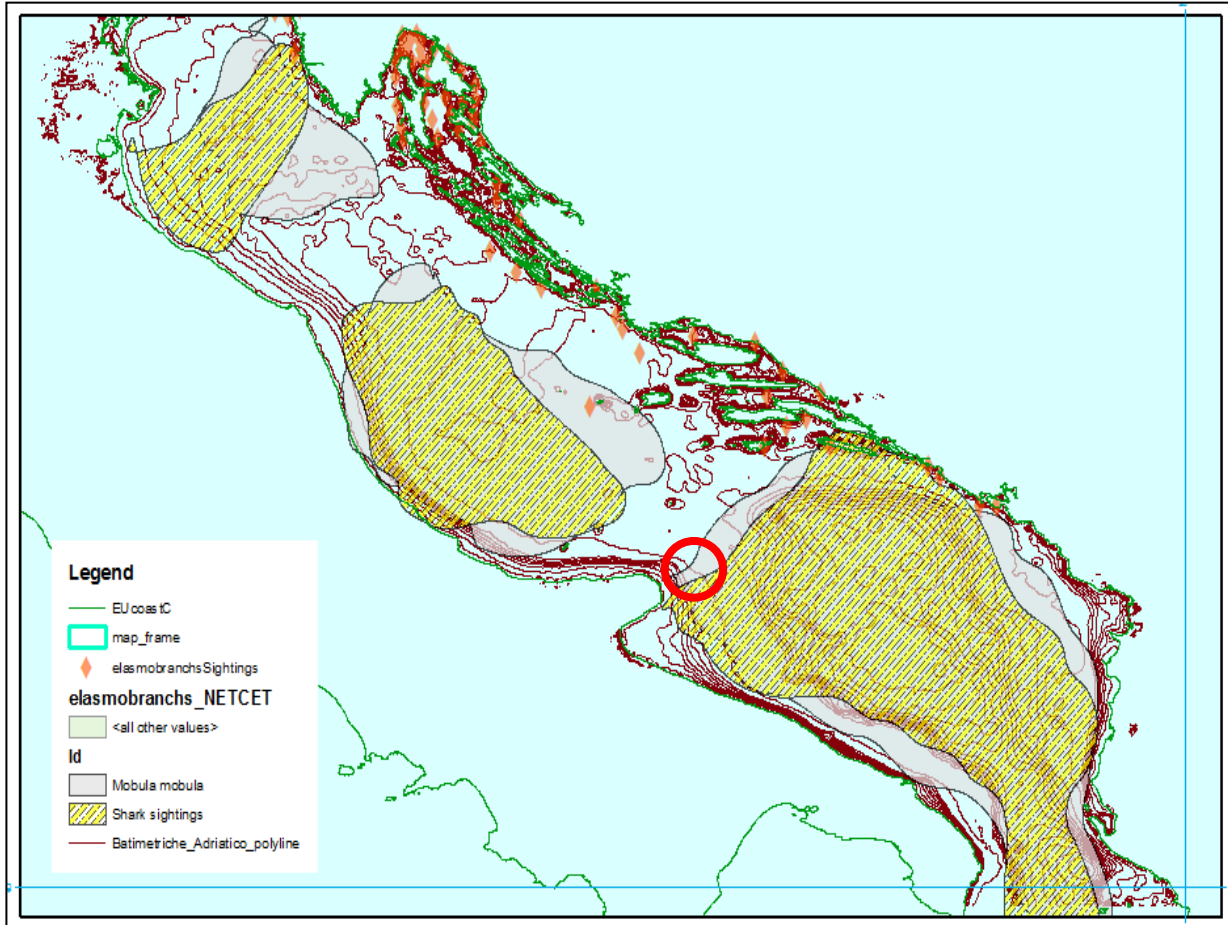
Aree di deposizione delle uova – Progetto Powered IPA – WP5 Final Report



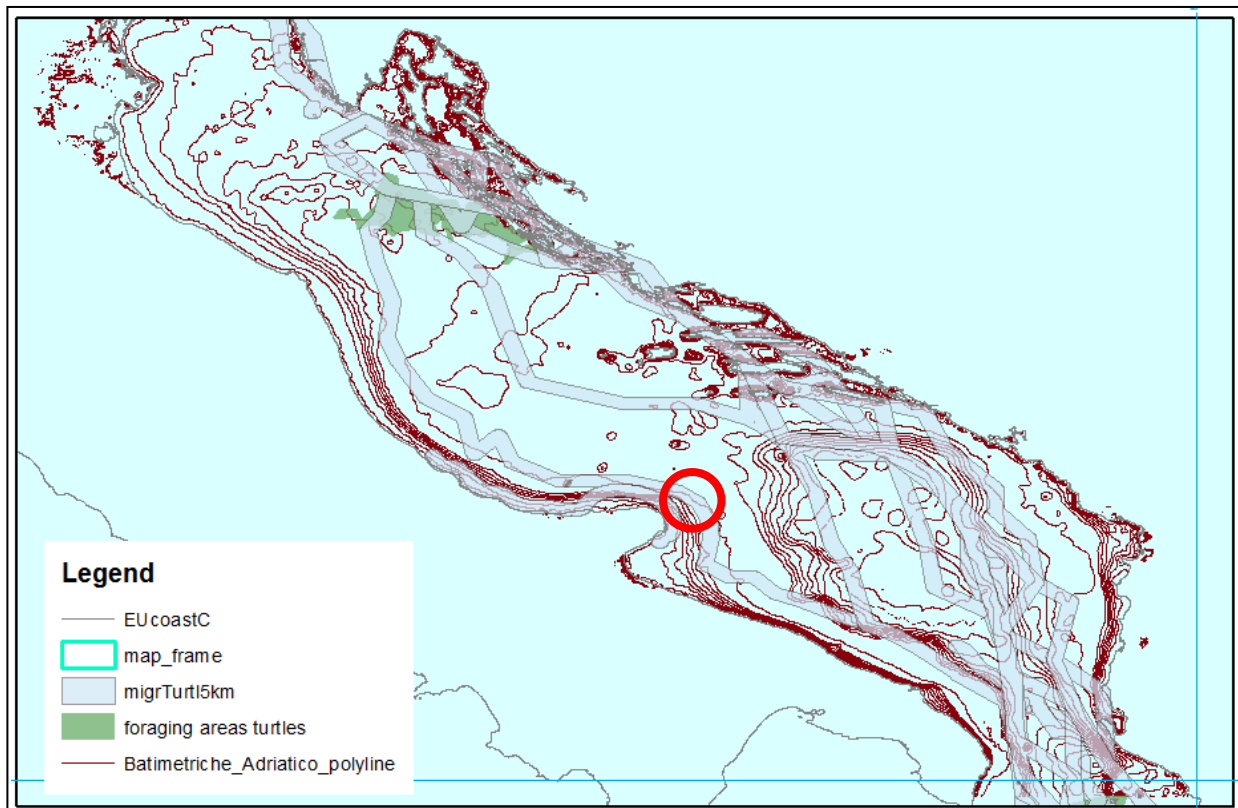
Aree di crescita del novellame – Progetto Powered IPA – WP5 Final Report



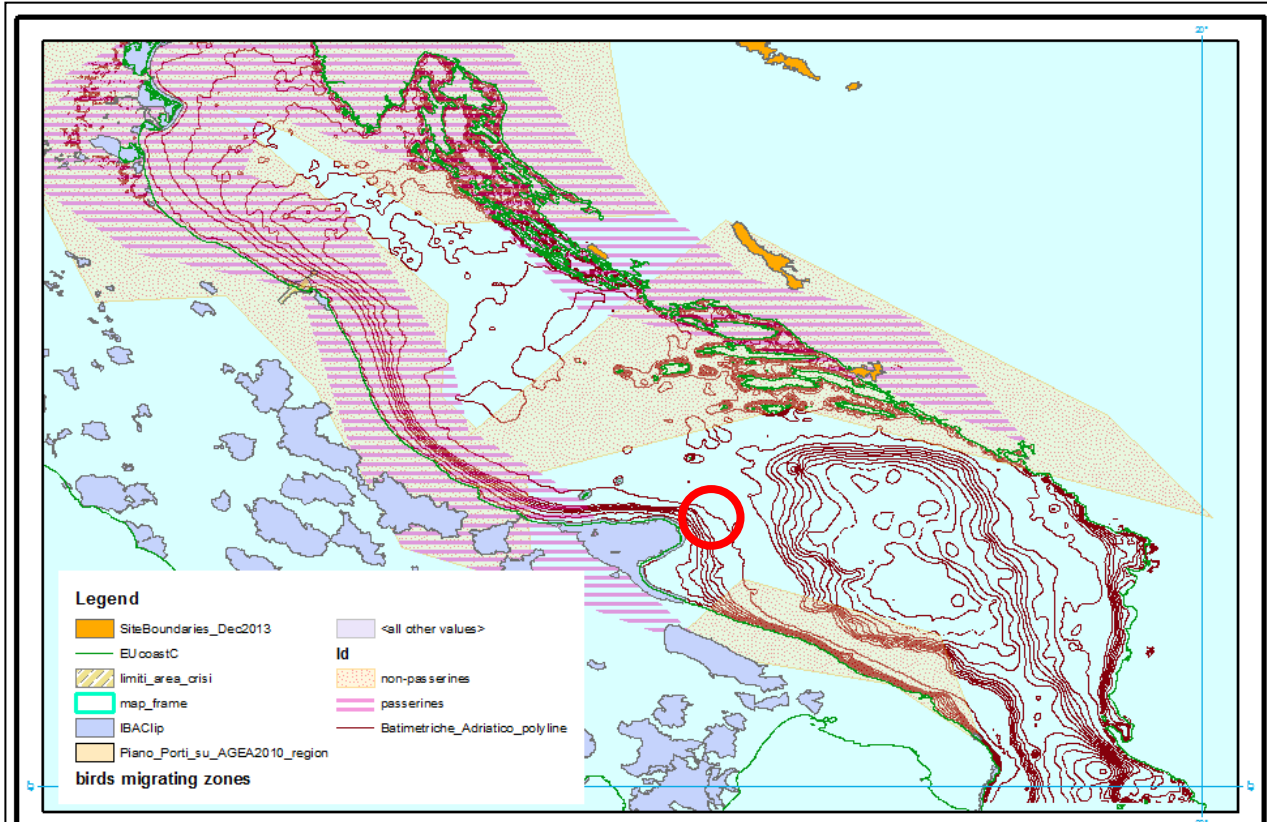
Mammiferi marini - Progetto Powered IPA – WP5 Final Report



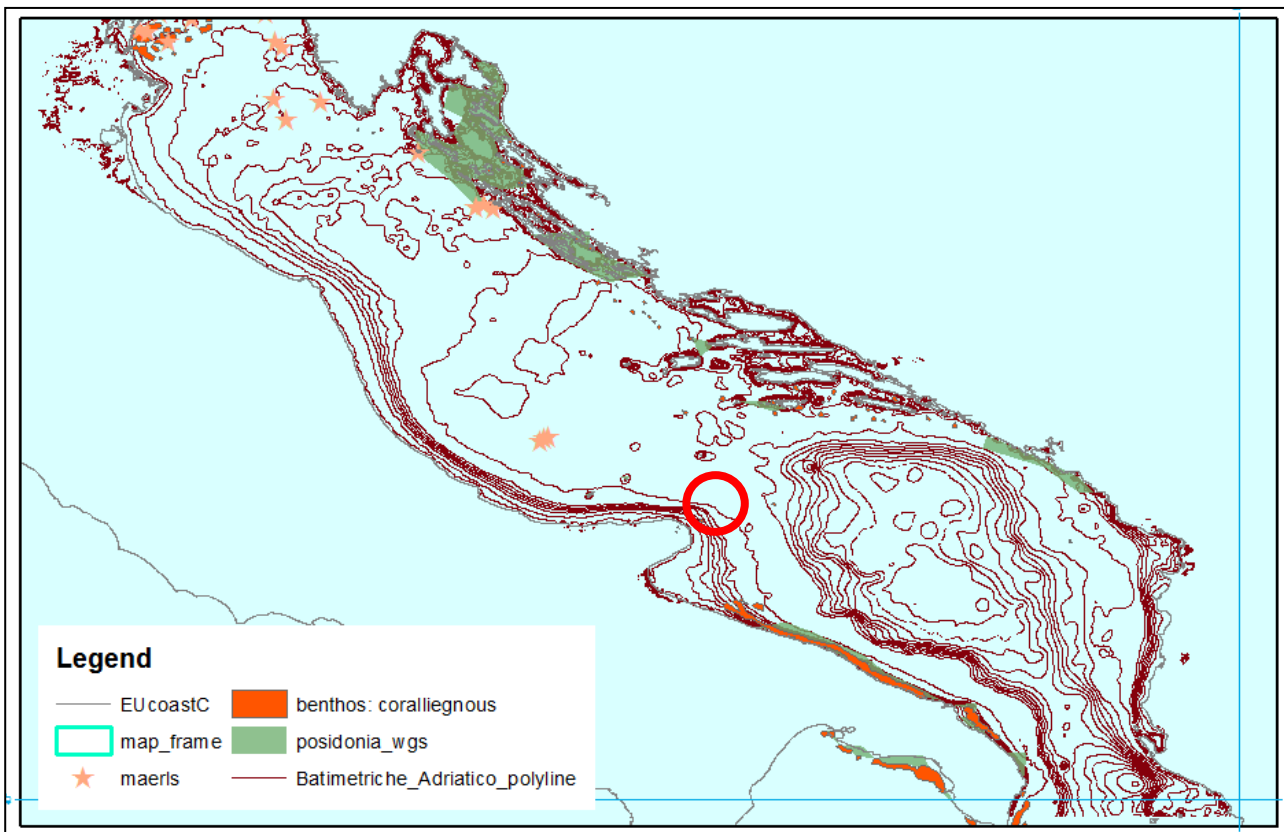
Elasmobranchi - Progetto Powered IPA – WP5 Final Report



Tartarughe - Progetto Powered IPA – WP5 Final Report



Uccelli - Progetto Powered IPA – WP5 Final Report



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 Puglia sulla *Posidonia oceanica* e sulle biocostruzioni.

Sono stati analizzati i dati prodotti dal progetto "Inventario e Cartografia delle Praterie di Posidonia nei Compartimenti Marittimi di Manfredonia, Molfetta, Bari, Brindisi, Gallipoli e Taranto" realizzato dal Consorzio per la Ricerca Applicata e l'Innovazione Tecnologica nelle Scienze del Mare – CRISMA, con la partecipazione dell'Associazione Armatori da Pesca di Molfetta – ASSOPECA ed è stata utilizzata la cartografia GIS prodotta. Dalla sovrapposizione cartografica si evidenzia come l'impianto eolico e le opere di connessione sono distanti dalla fascia di *Posidonia oceanica*.

L'attività di progettazione preliminare ha tenuto conto delle risultanze degli studi effettuati nell'ambito del progetto BIOMAP – Biocostruzioni marine in Puglia – promosso dalla Regione Puglia allo scopo di mappare le biocostruzioni marine presenti lungo le coste pugliesi verificandone la composizione in specie, lo stato di conservazione e gli impatti cui le biocostruzioni sono sottoposte.

Con il termine "Biocostruzioni marine" si definiscono quegli ambienti caratterizzati dalla sovrapposizione di strutture biologiche che possono crescere una sull'altra sino a formare vere e proprie "scogliere" alte, a volte, anche alcuni metri. Nell'ambito della categoria "biocostruzioni marine" in Puglia, oltre al "coralligeno" propriamente detto, è da segnalare la presenza di altre due tipologie di biocostruzioni (oltre i 200 metri di profondità), formati dai cosiddetti coralli bianchi, situati nell'area di Santa Maria di Leuca e nel Canyon al largo della città di Bari e i reef formati dal polichete *Sabellaria spinulosa*, localizzati nell'area garganica a batimetria superficiale (10 metri di profondità).

La ricerca è durata oltre 2 anni ed ha prodotto una cartografia GIS del censimento effettuato. Dalla sovrapposizione cartografica si evidenzia come l'impianto eolico e le opere di connessione sono distanti dalla fascia interessata dalla presenza di coralligeno.

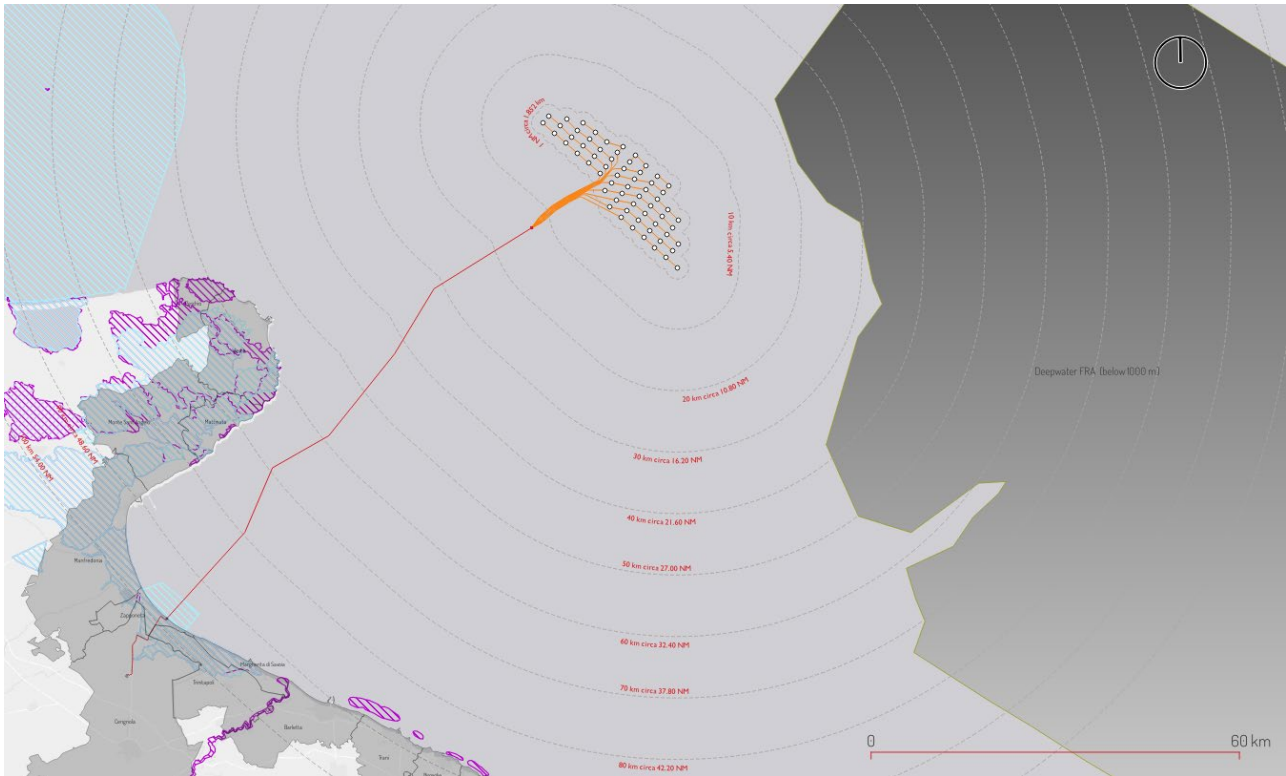
Gli studi effettuati dalla Regione Puglia e la cartografia prodotta si riflettono sulla perimetrazione dei siti "SIC mare".

Lo specchio acqueo oggetto di realizzazione del campo eolico non contempla alcun ZSC/SIC e ZPS marino al suo interno o nelle immediate vicinanze, né ricade in aree naturali protette statali o regionali. Considerando solo il parco eolico, la Zona di Speciale Conservazione marina più vicina risulta essere la ZSC IT9110011 "Isole Tremiti", che dista dall'area di intervento 43,5 miglia nautiche, circa 90 km; mentre la Zona di Protezione Speciale marina più vicina risulta la ZPS IT9110040 "Isole Tremiti" che dista dall'area di intervento 31,5 miglia nautiche, circa 60 km. Inoltre, a 11 miglia nautiche (20 Km) dal campo eolico inizia la "Zona di restrizione della pesca (FRA)" nell'area denominata "Deepwater FRA (below 1000 m)".

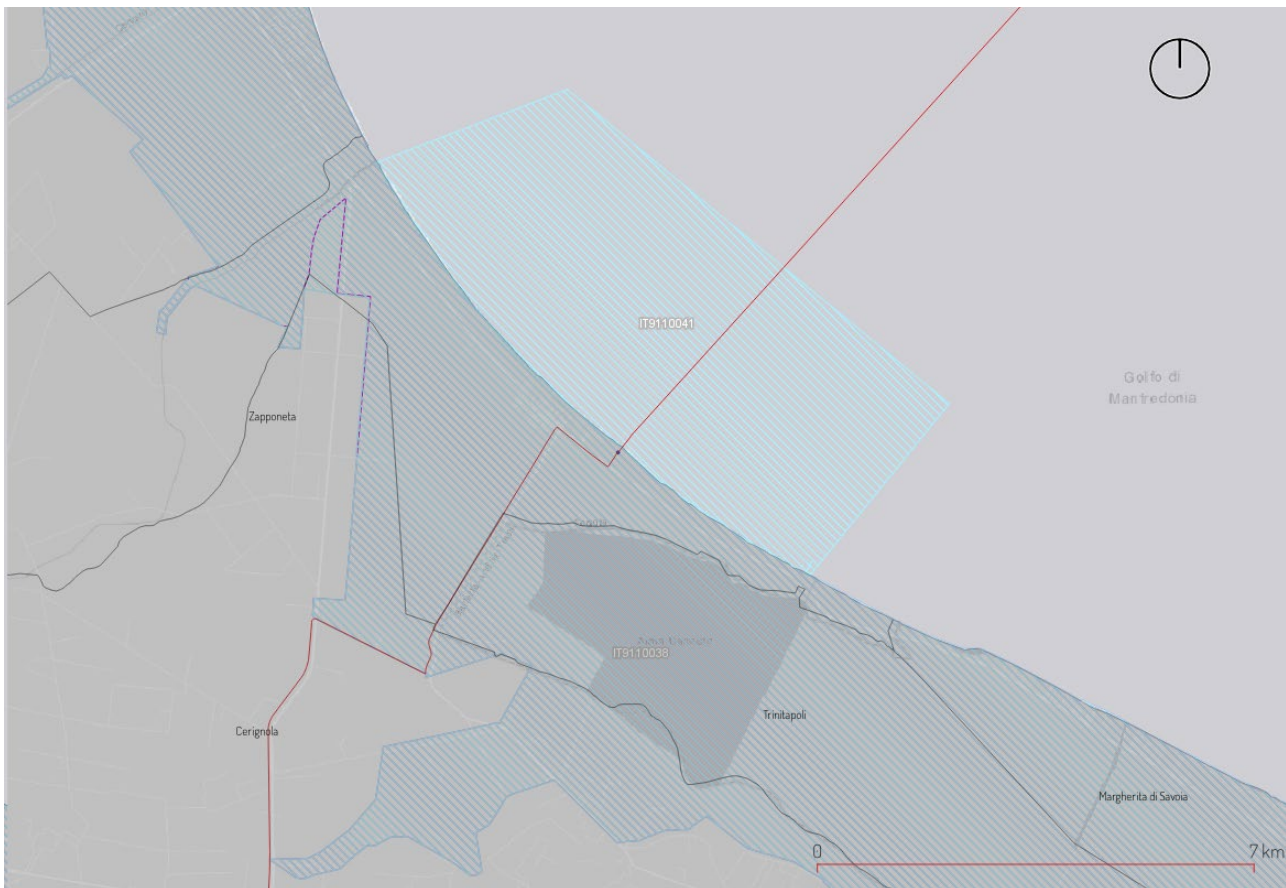
Al contrario, il tratto terminale del cavidotto AT da posare a mare attraversa per circa 2 miglia nautiche, 4 km, la ZPS marina IT9110041 "Aloisa – Carapelle", che si trova nel comune di Zapponeta.

Le opere onshore, per la cui trattazione si rimanda ai successivi paragrafi, interessano in parte siti della Rete Natura 2000, in particolare: 8 km di tratto di cavidotto interrato a terra attraversano la ZPS terrestre IT9110038 "Paludi presso il Golfo di Manfredonia" e la ZSC/SIC IT9110005 "Zone umide della Capitanata" che si estendono tra i comuni di Manfredonia, Zapponeta, Cerignola, Trinitapoli e Margherita di Savoia.

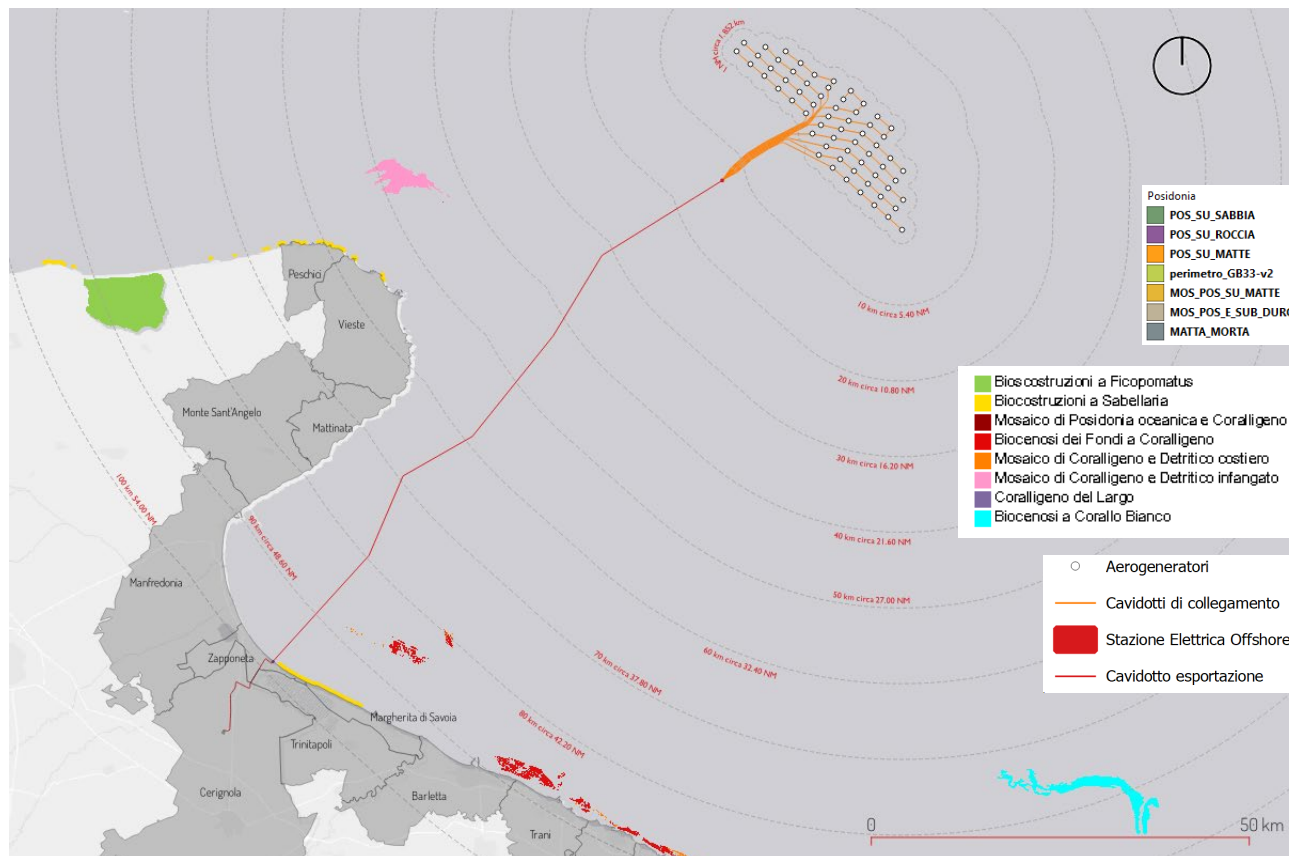
Inoltre, gli stessi 8 km di percorrenza del cavidotto onshore sono collocati all'interno di un'area importante per gli uccelli: l'IBA (Important Bird Areas) n. 203 - Promontorio del Gargano e zone umide della Capitanata.



Aree Rete Natura 2000 e zone di restrizione alla pesca – inquadramento generale



Aree Rete Natura 2000 inquadramento area di approdo



Inquadramento dell'impianto eolico su cartografia delle biocenosi marine - CRISMA

Sulla base della documentazione bibliografica e degli studi di dettaglio presentati finora, si è proceduto a un inquadramento delle aree e alla definizione del layout di progetto. Successivamente, è stata pianificata in modo adeguato la conduzione delle indagini di dettaglio, che hanno consentito di caratterizzare in maniera specifica l'area coinvolta nelle opere.

6.2 MORFOLOGIA E BATIMETRIA DEI FONDALI

L'area interessata dalle opere in progetto è stata interessata nei mesi di novembre 2023, dicembre 2023, e gennaio 2024 da rilievi geoacustici. Il rilievo pianificato lungo i collegamenti e cavidotti previsti per l'impianto, è stato eseguito lungo un corridoio di larghezza di circa 1000 m centrato sulla rotta teorica di ciascun cavidotto. Nelle aree di collocazione del cavidotto di connessione, nelle zone di approdo e di avvicinamento alla costa sono state realizzate nei giorni 11 e 12 gennaio 2024 delle ispezioni visive del fondale tramite veicolo robotico filoguidato ROV.

Le attività svolte sono le seguenti:

- Rilievo batimetrico con ecoscandaglio multifascio
- Rilievo morfologico mediante sonar a scansione laterale, Side Scan Sonar SSS
- Rilievo stratigrafico mediante Sub Bottom Profiler SBP
- Ispezione video tramite mezzo subacqueo filoguidato (R.O.V. Remote Operated Vehicle)

Sono state elaborate cartografie tematiche di dettaglio con la caratterizzazione geologica e geomorfologica dei fondali da utilizzare quali strumenti di supporto alla stesura del progetto e alla individuazione delle soluzioni tecniche caratterizzate dal minor impatto sull'ambiente e sulla biodiversità. Le risultanze di tali rilievi sono contenute in dettaglio negli elaborati della sezione denominata "SIA.ES.6 indagini e caratterizzazione dei fondali".

Al fine di una corretta pianificazione del rilievo, prima dell'inizio delle attività di campo è stata eseguita una piccola ricerca bibliografica per il reperimento di dati utili alla progettazione del servizio.

In dettaglio, è stata reperita e collezionata in un unico database GIS, la seguente documentazione:

- Carte nautiche IIM
- Batimetrie da database GEBCO e EmodNet
- Database relitti
- Database geologici da pubblicazioni

Sulla base delle informazioni cartografiche di base è stata progettato un piano di navigazione di dettaglio qui descritto:

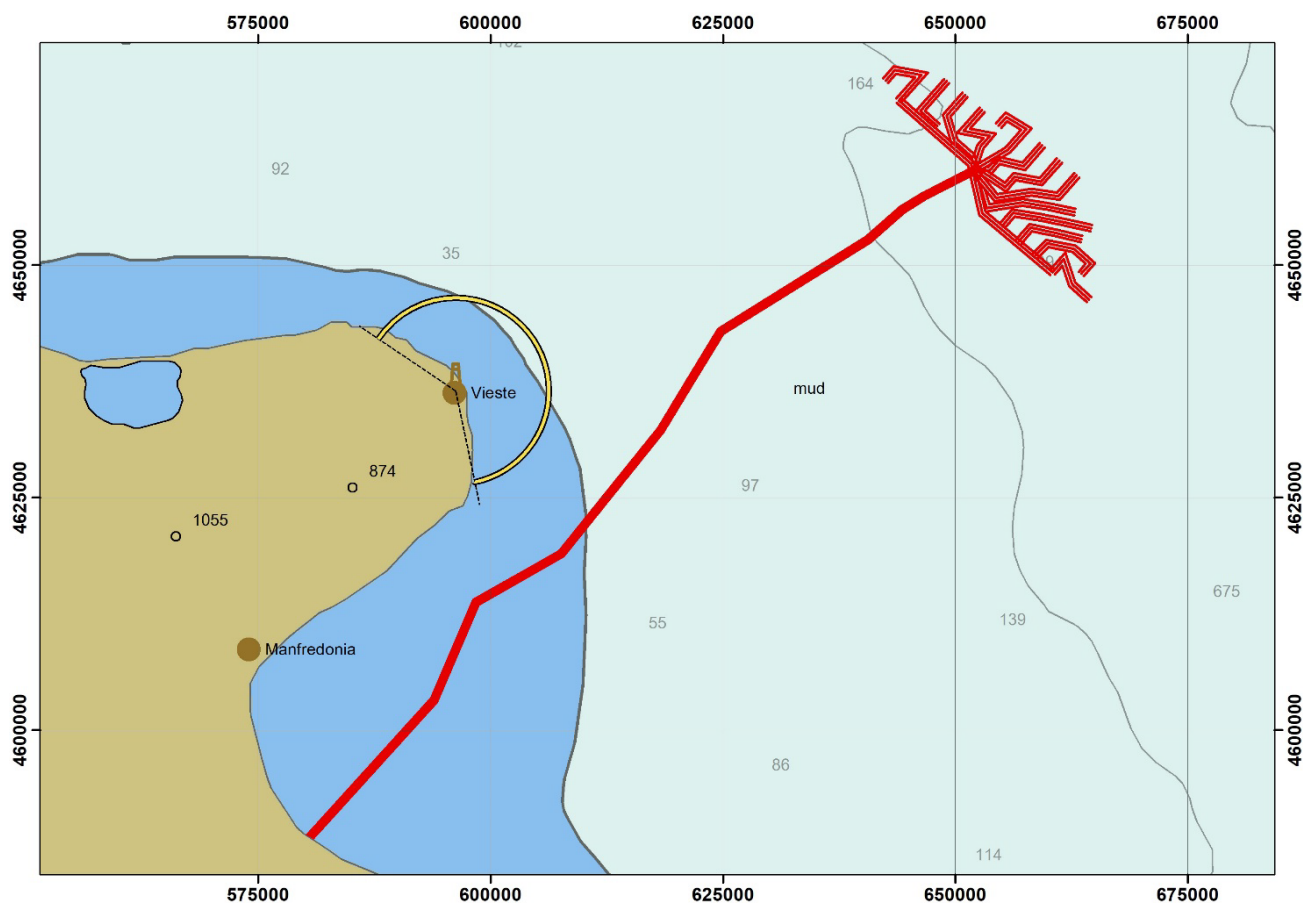
Cavidotto:

- N° 5 linee longitudinali con interasse 180 m lungo l'intero corridoio da rilevare

Campo:

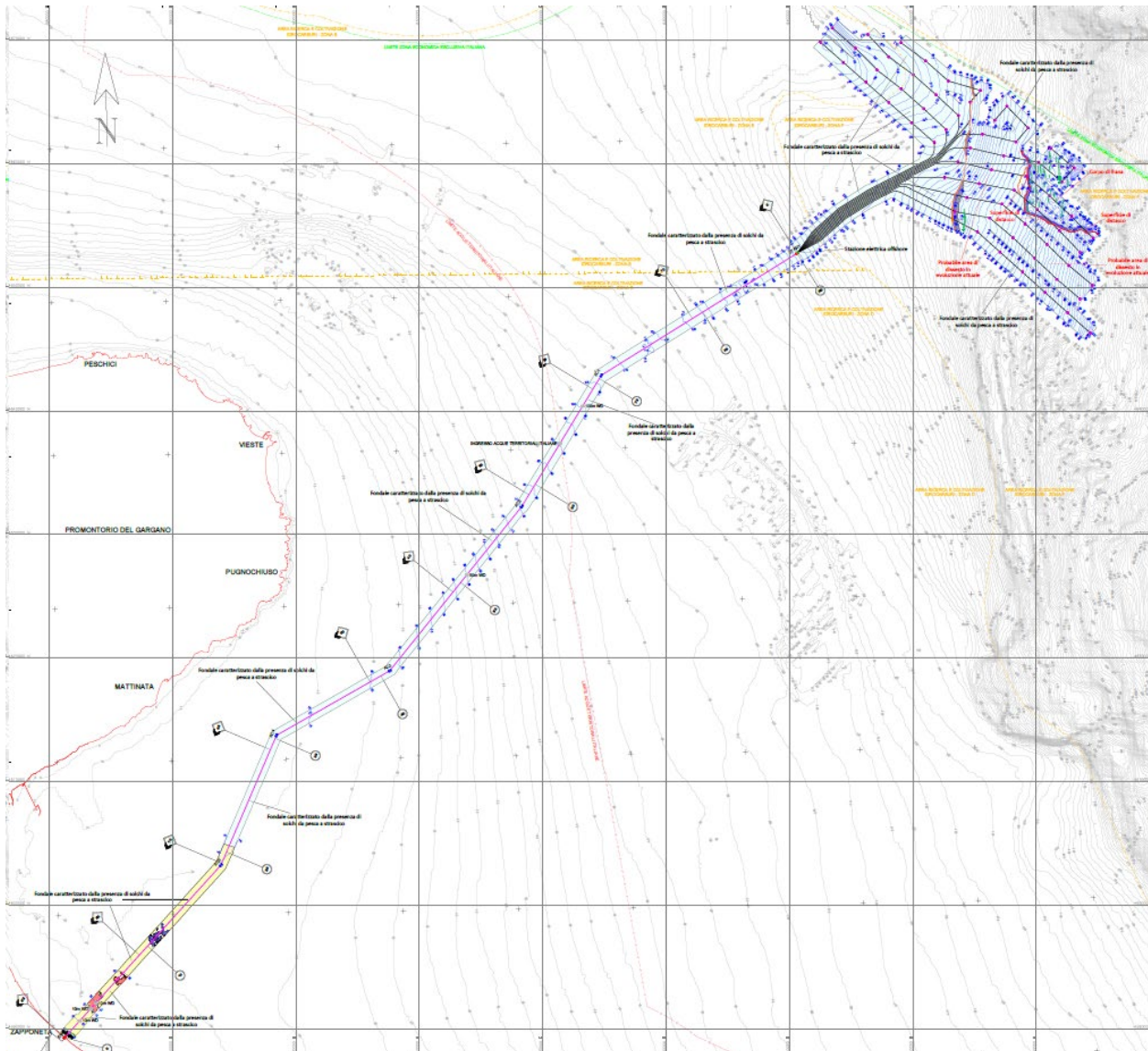
- N° 3 linee parallele lungo gli allineamenti ed i cavidotti di connessione degli aerogeneratori.

Le linee sono state identificate con codice univoco ed inserite nel software di navigazione.



Schema del piano di navigazione

I rilievi effettuati tramite multibeam hanno permesso di elaborare, in ambiente GIS, la mappa delle batimetrie dell'area di studio. L'elaborazione spaziale di questo tematismo ha consentito la produzione delle isobate ogni metro di profondità.



Mappa batimetrica generale

In generale, i risultati del rilievo geofisico confermano la batimetria, le morfologie e la geologia superficiale attese in un'area marina compresa tra la parte costiera e la scarpata attuale.

Le profondità minime rilevate di circa 2,5 m (KP 89) degradano costantemente verso il largo con pendenze di pochi gradi sino alla profondità massima registrata di circa 520 m nell'estremità sud-orientale del campo.

Il fondo si presenta piatto e con pendenze molto basse in tutta l'area del corridoio del cavidotto mentre nell'area del campo, la presenza della scarpata attuale genera caratteristiche morfologiche legate a instabilità del versante pregresse ed in atto.

L'analisi ed interpretazione del dato Side Scan Sonar, supportata da video ispezioni eseguite con ROV, ha evidenziato la presenza di una copertura superficiale di sedimenti sciolti a granulometria media (sabbie) e fine (limi/argille), di *Cymodocea nodosa*, di alcune aree di subaffioramento ed affioramento del substrato e di biocenosi biocostruttive (Coralligeno). La presenza della fanerogama viva è stata identificata esclusivamente tra la profondità minima di 2,5 m e massima di 7 m. Le aree di sub-affioramento ed affioramento sono limitate tra 10 m e 15 m di profondità mentre le biocostruzioni sono state rilevate tra KP 78.7 e 76.9 a circa 17 m di profondità. La copertura delle biocostruzioni non appare continua all'interno del corridoio indagato ma risulta alternata ad aree a copertura sabbiosa.

I dati stratigrafici evidenziano la presenza di una copertura sedimentaria di sedimenti sciolti di spessore mediamente maggiore di qualche metro che si riduce a meno di qualche decimetro in corrispondenza delle aree di subaffioramento del substrato (tra KP 86 e 84.4 e tra KP 83 ed 82) e si annulla in corrispondenza dell'area di affioramento (KP 82). Nell'area orientale del campo, sono state identificate delle zone di dissesto: una frana già esistente (visibile anche nei dati EMODnet) e zone di intensa deformazione e fratturazione che evidenziano dei fenomeni in atto che possono coinvolgere sedimenti superficiali attuali che faranno da fondazione per gli ancoraggi degli aerogeneratori.

In tutto il corridoio di posa del cavidotto di trasporto ed in parte dell'area del campo, sono state registrate morfologie superficiali chiaramente ricollegabili ad attività antropiche di pesca a strascico. In particolare, solchi sono stati identificati nei dati sonar aventi, a tratti, grandissima densità, indicando una fortissima pressione antropica.

In generale, l'area destinata alla installazione degli aerogeneratori e delle sottostazioni presenta caratteristiche morfologiche differenti rispetto al corridoio del Cavidotto di Trasporto.

L'area comprende la piattaforma esterna (area nord-occidentale) ed il ciglio di scarpata attuale (area sud-orientale).

Il fondo marino aumenta da circa 165 m fino alle profondità massime registrate (520 m circa).

Nell'area nord-occidentale non sono state individuate superfici di evidenti affioramenti del substrato, oggetti o morfologie riconducibili a biocenosi. È stata identificata un'area di instabilità nella zona più orientale. Il fondale è costituito da sedimenti sciolti molto fini (probabilmente silt sabbiosi) di spessori notevoli.

Nell'area sud-orientale sono presenti evidenze di fenomeni di instabilità superficiale e di dissesto attivi e morfologie di instabilità già evolute.

La copertura sedimentaria è costituita da sedimenti sciolti molto fini (probabilmente silt sabbiosi) e, nelle aree di depressione, da sedimenti sciolti caotici.

Sono stati individuati solchi da pesca a strascico nelle aree meno dissestate.

Non sono stati identificati relitti o altri oggetti potenzialmente pericolosi per il sistema.

I dati stratigrafici hanno messo in evidenza delle aree di deformazione e fratturazione nella parte più orientale. Sulla base dei dati acquisiti, in questa fase, non sono valutabili gli spessori dei sedimenti sciolti coinvolti in queste strutture sedimentarie.

I dati raccolti hanno permesso di definire con maggior dettaglio le scelte progettuali con riferimento alle procedure di posa ed interro del cavidotto marino (TOC e microtrenching e posa dei cavi in appoggio sul fondale con metodi di alta precisione a basso impatto sulle aree caratterizzate dalla presenza di *Cymodocea nodosa* e coralligeno e posa in trincea sui fondali caratterizzati da sedimenti sciolti), al dimensionamento delle strutture di fondazione per la Sottostazione Offshore su piattaforma fissa e alla progettazione delle opere di ancoraggio e ormeggio per le sottostrutture di fondazione galleggianti degli aerogeneratori.

6.3 GEOLOGIA E SISMICA

Dal punto di vista geologico, al fine di ipotizzare l'assetto stratigrafico e la tipologia di sedimenti attesi nell'area del progetto Nemetun Island, le informazioni derivanti dalle prospezioni geofisiche mediante sub-bottom profiler sono state confrontate e complementate con le seguenti fonti di informazione:

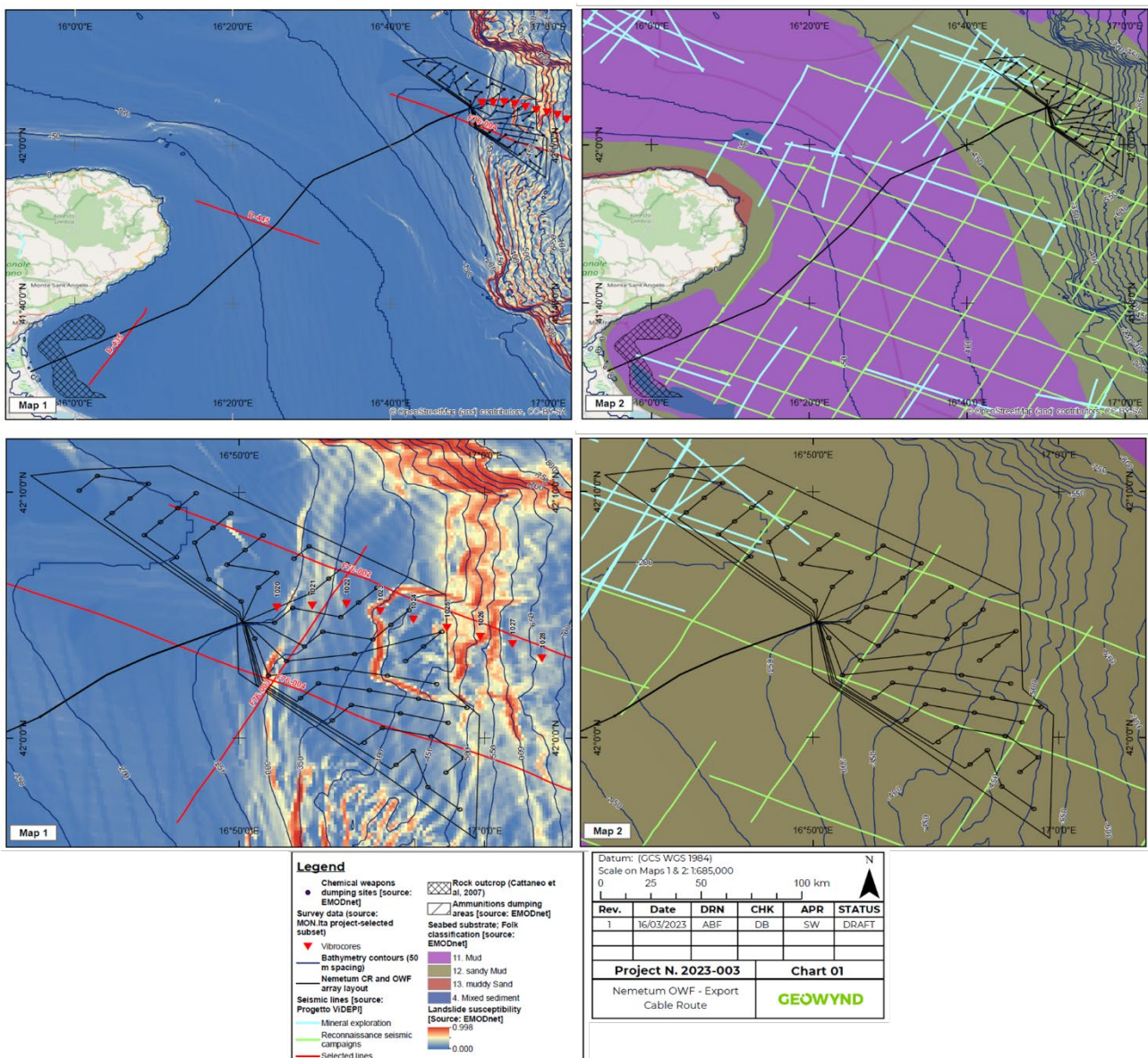
- Letteratura scientifica
- Database EMODnet – "European Marine Observation and Data Network"
- Progetto ViDEPI – "Visibilità dei dati afferenti all'attività di esplorazione petrolifera in Italia"

Sulla base dei dati EMODnet, i sedimenti superficiali del fondale marino nell'area di progetto si classificano secondo la classificazione di Folk (1980) come "Sandy Mud" (fanghi sabbiosi), diventando "Mud" (fanghi) lungo la rotta del cavo di esportazione. Nella porzione sotto costa del corridoio del cavo, ci si attende che i sedimenti superficiali diventino gradualmente più sabbiosi, come confermato dalla mappatura EmodNet, secondo la

quale a profondità d'acqua inferiori ai 20 m si riscontra una fascia di “mixed sediments” (sedimenti misti) per poi tornare ad esserci “Mud” e “Sandy Mud” nella zona più vicina alla costa e nel punto di approdo, rispettivamente.

L'interpretazione dei dati del sub-bottom profiler ha permesso di identificare all'interno dell'area di progetto l'andamento della superficie erosiva che demarca i sedimenti sciolti di recente deposizione (olocene) e quello che viene definito ‘substrato pre-glaciale’. Come evidenziato nel report delle indagini, non è possibile sulla base dei dati acquisiti determinare con certezza la natura e consistenza di tale ‘substrato pre-glaciale’, il quale tuttavia viene ipotizzato essere costituito da sedimenti stratificati più competenti, e di varia natura.

Una possibile interpretazione è che il ‘substrato pre-glaciale’ identificato sulla base dei dati SBP, rappresenti le sequenze deposizionali più antiche associate alla trasgressione e alla regressione della linea di costa legate alle variazioni del livello medio mare. Questa interpretazione è considerata compatibile con la sequenza stratigrafica osservata in altre aree del margine occidentale Sud-Adriatico, come confermato anche dalla stratificazione in leggera pendenza osservata all'interno di questa formazione, compatibile con quella riscontrata all'interno del cuneo sedimentario al largo del promontorio del Gargano, e dovuta a deposizione trasgressiva.



Mappatura dei sedimenti superficiali (Fonte EmodNET) e linee sismiche VIDEPI

Per ulteriori approfondimenti sullo studio delle indagini effettuate si rimanda alla relazione R.1.3.2_ *Relazione Geologica Offshore*.

6.4 ASPETTI CLIMATICI

Lo studio meteomarinario di dettaglio del sito è contenuto negli elaborati della sezione denominata “SIA.ES.7 CLIMA METEOMARINO”. Di seguito si riporta una sintesi dei dati climatici più significativi utilizzati per la progettazione delle opere in progetto rinviando ogni approfondimento agli elaborati specialistici.

6.4.1 Regime anemologico

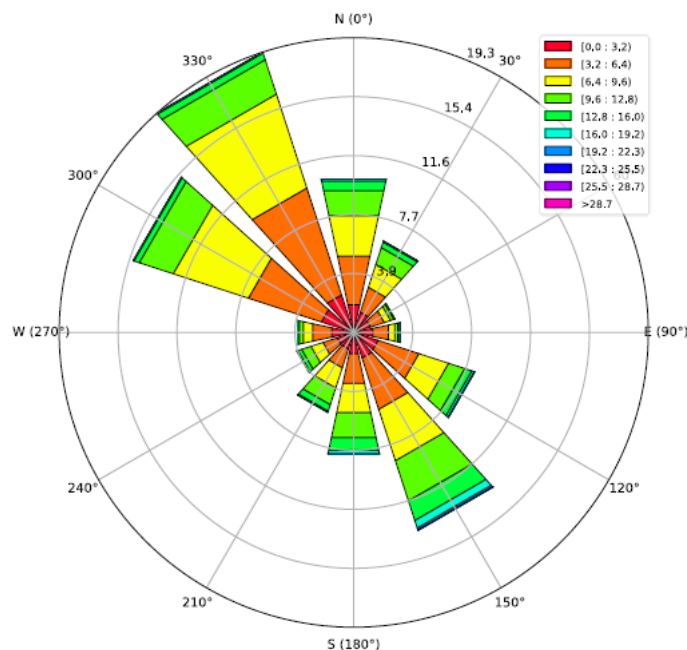
Il clima anemologico della zona di interesse è caratterizzato da venti periodici come la Bora, lo Scirocco e il Maestrone e da venti occasionali come il Libeccio, il Grecale e la Tramontana. Gli stati di vento più frequenti (venti regnanti) sono associati ai settori di provenienza NO, N e NE, mentre per gli stati di vento più intensi (venti dominanti) è più significativa la prevalenza del settore NO.

Le analisi delle variabili di vento presentate in questa sezione sono basate sui dati di rianalisi hindcast del database ERA5, per le coordinate 42.0 N 17.0 E, per il periodo che va dal 01/01/1983 al 31/12/2022, con discretizzazione temporale pari a 1 ora, è stato scelto come quota rappresentativa della velocità media quella a livello 100 m s.l.m.m., ovvero il livello più rappresentativo del vento all'altezza del mozzo del rotore della turbina eolica usata.

Le velocità medie del vento tendono a raggiungere i loro valori più alti nei mesi invernali (picco in dicembre) e i più bassi nei mesi estivi (minimo in agosto), e questo si riscontra anche nelle velocità massime e la deviazione standard, anche se non esattamente negli stessi mesi: per esempio il V100m massimo si è registrato in novembre, mentre il V100m medio massimo si ha in dicembre. I valori di minimo, invece, sono vicini allo zero, indicando che ci sono dei periodi senza vento (o vento molto basso) per tutti i mesi.

		All	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Sep	Ott	Nov	Dic
V100m,1h [m/s]	Min	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
	Media	6,8	7,4	7,6	7,5	7,2	6,5	6,1	6,2	5,8	5,9	6,4	7,4	7,6
	Max	28,7	24,9	26,3	26,6	23,4	26,6	22,7	18,4	21,5	21,4	25,3	28,7	25,5
	Std	3,8	4,1	4,2	4,0	3,8	3,5	3,3	3,1	3,1	3,3	3,8	4,3	4,3

Statistiche mensili e annuali della velocità del vento



Rosa dei venti, a 100 m s.l.m

V _{100m,1h}	Velocità vento [m/s] 100m s.l.m.														
	0-2	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-22	22-24	25-26	26-28	
TOT	8,858%	17,786%	19,768%	18,442%	15,211%	10,157%	5,520%	2,562%	1,089%	0,413%	0,139%	0,042%	0,012%	0,002%	
0	10,232%	0,833%	1,819%	2,052%	1,851%	1,513%	1,115%	0,628%	0,285%	0,099%	0,030%	0,007%	0,001%	0,000%	
30	6,275%	0,709%	1,116%	1,074%	1,004%	0,977%	0,747%	0,402%	0,173%	0,052%	0,015%	0,005%	0,000%		
60	2,819%	0,626%	0,817%	0,564%	0,348%	0,214%	0,135%	0,078%	0,021%	0,014%	0,001%	0,001%			
90	3,101%	0,647%	0,984%	0,611%	0,341%	0,194%	0,122%	0,096%	0,056%	0,033%	0,015%	0,002%	0,001%		
120	8,318%	0,752%	1,642%	1,747%	1,473%	1,103%	0,695%	0,468%	0,236%	0,122%	0,052%	0,021%	0,006%	0,001%	
150	13,601%	0,770%	1,818%	2,254%	2,275%	2,088%	1,786%	1,254%	0,680%	0,375%	0,186%	0,073%	0,029%	0,010%	
180	8,115%	0,698%	1,241%	1,230%	1,206%	1,216%	1,101%	0,740%	0,431%	0,181%	0,056%	0,013%	0,002%	0,000%	
210	5,486%	0,609%	0,869%	0,777%	0,848%	0,900%	0,741%	0,462%	0,201%	0,068%	0,011%	0,001%	0,000%		
240	3,904%	0,635%	0,779%	0,592%	0,522%	0,507%	0,422%	0,247%	0,137%	0,050%	0,009%	0,003%	0,001%		
270	3,718%	0,723%	1,140%	0,765%	0,468%	0,302%	0,190%	0,084%	0,029%	0,010%	0,005%	0,000%	0,000%		
300	15,162%	0,921%	2,397%	3,265%	3,421%	2,929%	1,548%	0,494%	0,130%	0,037%	0,013%	0,006%	0,001%	0,000%	
330	19,270%	0,935%	3,164%	4,838%	4,685%	3,269%	1,556%	0,566%	0,181%	0,048%	0,020%	0,007%	0,001%	0,000%	

Tabella di frequenza delle velocità del vento a 100 m s.l.m

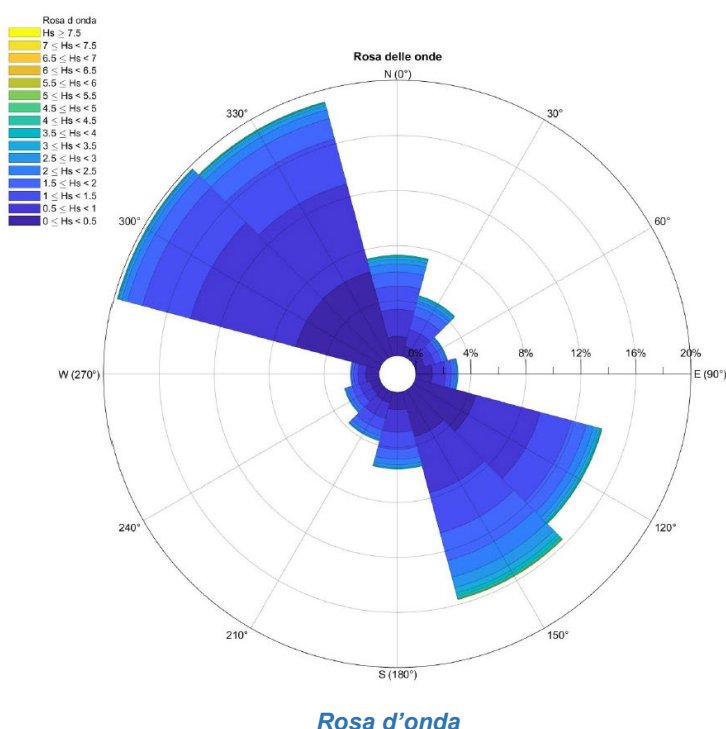
6.4.2 Moto ondoso

Il moto ondoso è stato analizzato considerando i dati di rianalisi hindcast del database ERA5, per le coordinate 42.0 N 17.0 E, per il periodo che va dal 01/01/1983 al 31/12/2022, con discretizzazione temporale pari a 1 ora. L'Hs medio presenta valori più alti nei mesi invernali e più bassi nei mesi estivi, con un rapporto di circa 2:1 (i.e. ~1,35 m in dicembre, contro ~0,69 m in giugno/agosto). La deviazione standard dell'Hs presenta un andamento stagionale simile all'Hs medio, mentre l'Hs massimo presenta un andamento meno regolare, anche se in generale tende a essere più basso nei mesi estivi e più alto in quelli invernali. Sia il T_P che il T_Z hanno un andamento stagionale simile, e vicino all'andamento stagionale dell'Hs medio, con l'energia dello spettro che si concentra in periodi più alti nei mesi invernali e più bassi nei mesi estivi, e con onde di periodo medio (TZ) più lungo nei mesi invernali e più corto nei mesi estivi.

		All	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Sep	Ott	Nov	Dic
H_s [m]	Min	0,05	0,06	0,11	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,08
	Media	1,01	1,30	1,34	1,21	1,02	0,80	0,69	0,70	0,69	0,80	0,96	1,25	1,35
	Max	7,69	7,06	7,24	7,69	5,47	6,11	6,17	3,70	3,66	5,10	6,57	6,82	6,29
	Std	0,76	0,86	0,89	0,84	0,69	0,58	0,48	0,47	0,47	0,53	0,69	0,87	0,91
		All	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Sep	Ott	Nov	Dic
T_p [s]	Min	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16
	Media	5,03	5,60	5,66	5,44	5,19	4,68	4,32	4,27	4,24	4,61	5,01	5,60	5,69
	Max	14,90	14,90	13,90	12,10	12,31	11,48	10,06	9,21	9,01	10,34	12,96	13,41	12,93
	Std	1,54	1,53	1,58	1,58	1,55	1,44	1,15	1,07	1,07	1,26	1,53	1,67	1,62
		All	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Sep	Ott	Nov	Dic
T_z [s]	Min	1,67	1,67	1,94	1,69	1,70	1,67	1,67	1,67	1,68	1,72	1,68	1,80	1,80
	Media	3,58	3,94	3,99	3,84	3,64	3,33	3,16	3,14	3,12	3,34	3,56	3,90	4,00
	Max	8,12	7,46	8,12	8,03	7,24	7,25	7,02	5,78	5,99	6,55	7,72	7,75	7,96
	Std	0,88	0,88	0,91	0,91	0,83	0,76	0,66	0,63	0,64	0,71	0,85	0,94	0,94

Statistiche mensili e annuali di H_s, T_p e T_z

La distribuzione delle direzioni nella rosa d'onda è fortemente dominata dalla direzione WNW (300°) e NNW (330°), da cui provengono (cumulativamente) circa il 39% delle onde, seguita da un 30% di onde provenienti da ESE (120°) e SSE (150°), da cui provengono (cumulativamente) circa il 30% delle onde. Seppur non identica, questa distribuzione è simile a quella della rosa dei venti, il che significa che le onde sono in larga parte dovute a venti locali (sea waves) e in minor misura dovute a onde generate da venti non locali e propagatesi fino al luogo di interesse (swell waves). In termini di direzionalità delle altezze significative più alte, si può vedere che se si considerano solo gli H_s più alti di 2,5 m (circa il 5,1% di tutti i valori di H_s), il 33% provengono da SSE (150°), che è anche la direzione delle onde con altezza significativa più alta in assoluto.



H_S -dir.		Altezza significativa H_S [m]															
		0-0.5	0.5-1.0	1.0-1.5	1.5-2.0	2.0-2.5	2.5-3.0	3.0-3.5	3.5-4.0	4.0-4.5	4.5-5.0	5.0-5.5	5.5-6.0	6.0-6.5	6.5-7.0	7.0-7.5	7.5-8.0
	TOT	28,436%	32,714%	18,980%	9,734%	5,029%	2,565%	1,326%	0,637%	0,326%	0,140%	0,068%	0,027%	0,011%	0,006%	0,002%	0,001%
Direzione [deg N]	0	7,317%	1,400%	1,974%	1,683%	1,037%	0,593%	0,319%	0,179%	0,072%	0,050%	0,009%	0,001%	0,000%			
	30	4,562%	0,756%	1,260%	1,037%	0,677%	0,428%	0,202%	0,106%	0,066%	0,019%	0,007%	0,003%	0,001%			
	60	2,436%	0,686%	0,772%	0,498%	0,229%	0,136%	0,052%	0,029%	0,015%	0,013%	0,003%	0,002%				
	90	3,073%	1,181%	0,978%	0,416%	0,222%	0,134%	0,062%	0,050%	0,017%	0,010%	0,004%					
	120	14,069%	4,566%	4,838%	2,350%	1,121%	0,541%	0,305%	0,184%	0,084%	0,044%	0,017%	0,011%	0,006%	0,002%		
	150	15,641%	3,382%	4,212%	3,027%	2,086%	1,257%	0,781%	0,403%	0,250%	0,130%	0,058%	0,027%	0,013%	0,008%	0,005%	0,001%
	180	5,567%	1,273%	1,626%	1,219%	0,737%	0,418%	0,179%	0,071%	0,024%	0,010%	0,007%	0,002%				
	210	3,688%	0,830%	1,186%	0,856%	0,485%	0,206%	0,082%	0,034%	0,007%	0,001%	0,001%					
	240	2,658%	0,721%	0,787%	0,560%	0,335%	0,161%	0,060%	0,025%	0,005%	0,002%	0,001%	0,001%				
	270	2,094%	0,970%	0,567%	0,323%	0,131%	0,067%	0,021%	0,009%	0,004%	0,002%						
	300	19,765%	6,307%	7,927%	3,624%	1,137%	0,434%	0,186%	0,079%	0,034%	0,020%	0,009%	0,005%	0,001%	0,001%	0,001%	0,000%
	330	19,130%	6,364%	6,587%	3,386%	1,538%	0,655%	0,317%	0,156%	0,057%	0,024%	0,025%	0,017%	0,005%	0,000%		

Tabella di frequenza, in percentuale (%), delle combinazioni H_S -direzione

6.4.3 Correnti marine

Le analisi della velocità della corrente marina presentate in questa sezione sono basate sui dati di rianalisi del database MEDSEA, per le coordinate 42.1042 N 16.8750 E, per il periodo che va dal 01/01/1990 al 31/12/2019, con discretizzazione temporale di 1 ora. I dati MEDSEA non includono le correnti marine indotte dalle maree, che sono state aggiunte sulla base dei dati del database TPXO9.2, considerando le stesse coordinate e gli stessi istanti di tempo per calcolare la velocità totale della corrente.

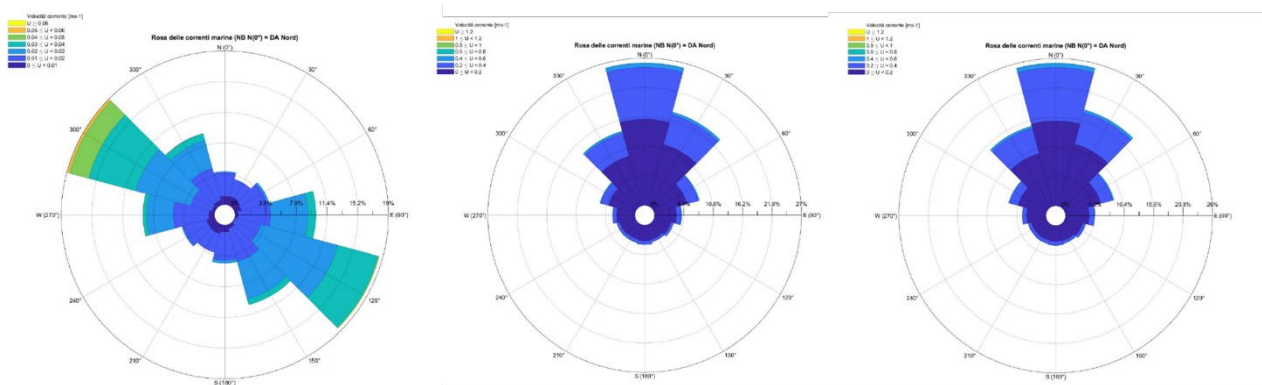
Le analisi dei dati di velocità e direzione della corrente marina sono stati realizzati distinguendo le tre componenti come segue:

- componente deterministica, mareale (tidal),
- componente non deterministica, residua (resid),
- componente totale (tot).

La componente mareale (tide) delle velocità di corrente media mensile è molto ridotta confrontata con la componente residua (resid), con un andamento generalmente costante nel corso di tutto l'anno e velocità marginalmente più elevata in giugno e dicembre. La velocità media della componente residua, invece, tende a raggiungere i valori più alti nei mesi estivi, e i più bassi nei mesi di fine inverno (febbraio, marzo), con un andamento simile anche per la deviazione standard. La velocità di corrente totale è nettamente dominata dalla componente stocastica (resid), da cui prende gli andamenti nel corso dell'anno.

		All	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Sep	Ott	Nov	Dic
$U_{0m,1h,tide}$ [m/s]	Min	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01
	Media	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03
	Max	0.06	0.06	0.05	0.04	0.05	0.05	0.06	0.06	0.05	0.04	0.05	0.06	0.06
	Std	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
$U_{0m,1h,resid}$ [m/s]	Min	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Media	0.16	0.16	0.15	0.14	0.15	0.17	0.18	0.19	0.18	0.18	0.15	0.16	0.15
	Max	1.20	0.59	0.83	0.89	0.72	0.79	1.20	0.93	0.79	0.89	0.98	0.86	0.87
	Std	0.10	0.09	0.10	0.09	0.09	0.10	0.11	0.11	0.10	0.10	0.09	0.09	0.09
$U_{0m,1h,tot}$ [m/s]	Min	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Media	0.16	0.16	0.15	0.14	0.15	0.17	0.18	0.19	0.18	0.18	0.16	0.16	0.15
	Max	1.19	0.64	0.82	0.89	0.72	0.79	1.19	0.96	0.79	0.89	0.98	0.85	0.89
	Std	0.10	0.09	0.10	0.09	0.09	0.10	0.11	0.11	0.10	0.10	0.09	0.10	0.09

Statistiche mensili e annuali della velocità della corrente (omnidirezionale), componenti mareale (in alto), residua (al centro) e totale (in basso)



Rosa delle correnti, componente mareale, residua e totale

6.5 VERIFICA DI COMPATIBILITÀ CON IL PPTR PUGLIA

Il documento denominato “Linee guida sulla progettazione e localizzazione di impianti di energia rinnovabile” del PPTR fornisce gli indirizzi e le prescrizioni da considerare in fase di progettazione e nel corso dell’iter autorizzativo degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili.

Le Linee Guida regionali affrontano anche il tema dello sviluppo delle centrali eoliche offshore nel paragrafo “B1.2.3.3 Eolico off-shore” che merita di essere riportato interamente poiché costituisce un punto di riferimento essenziale per tutta l’attività di progettazione sia termini di localizzazione dell’impianto che di scelte tecnologiche:

“Le centrali eoliche off-shore potranno essere localizzate ad una distanza minima dalla costa di 4 km, previo accertamento dei requisiti minimi di ventosità ed acquisizione delle autorizzazioni di competenza del Demanio Marittimo.

Non sarà inoltre consentita la localizzazione di impianti off-shore:

- in aree SIC mare ed in aree marine protette
- in corrispondenza di aree dove si riscontrì la presenza di posidonieti e biocenosi marine di interesse conservazionistico
- nell’ambito dei conì visuali dei paesaggi costieri di particolare valore.

In considerazione delle caratteristiche dei fondali pugliesi, con particolare riferimento alle biocenosi presenti, nonché all’andamento delle isobate, si privilegia l’uso di strutture galleggianti che consentano l’installazione degli aerogeneratori a profondità maggiori dei 60 m e che richiedano un ancoraggio ad impatto limitato.

La fattibilità di impianto ed opere accessorie, oltre che da un punto di vista ambientale, dovrà essere verificata e dimostrata da un punto di vista tecnico. In particolare, la producibilità di ogni singola macchina d’impianto dovrà essere certificata da enti di ricerca e/o società accreditate nel settore e non dovrà essere inferiore alle 2000 ore equivalenti.

Dovranno effettuarsi indagini mirate ad accertare le interferenze dei cavidotti sottomarini con le specie biocenosi esistenti, e adottare tecniche di posa ed approdo mirate alla minimizzazione dell’impatto. La posa interrata dei cavidotti sottomarini è consentita esclusivamente su fondali a fango, privi di biocenosi rilevanti.”

La presente proposta di parco eolico offshore risulta conforme alle citate previsioni del PPTR, in quanto:

- il sito rispetta i vincoli e le distanze prescritte,
- è previsto l’utilizzo di fondazioni galleggianti,
- le analisi preliminari svolte confermano anche il rispetto della soglia minima di producibilità
- gli studi bibliografici analizzati fanno presumere la minima interferenza tra i cavidotti sottomarini e le specie biocenosi esistenti.

- La posa interrata avverrà sui fondali di tipo sciolto, per le altre tipologie di fondale sono previste tecnologie differenti e appositamente studiate per garantire la maggior tutela.

Più in generale, come anticipato in premessa e riportato al par. 2.3.2.1.1, le Linee guida del P.P.T.R. invitano a ripensare la realizzazione dei parchi eolici in termini di “progetto di paesaggio”, ovvero in un quadro di gestione, piuttosto che di protezione dello stesso, con l’obiettivo di predisporre una visione condivisa tra i vari attori interessati dal processo.

In altri termini, le Linee guida del P.P.T.R. invitano a ripensare la realizzazione dei parchi eolici in termini di “progetto di paesaggio”, ovvero in un quadro di gestione, piuttosto che di protezione dello stesso, con l’obiettivo di predisporre una visione condivisa tra i vari attori interessati dal processo.

In tal senso, la Società proponente intende sviluppare un modello di business innovativo fondato sulla creazione di valore sociale e ambientale e ha definito specifici interventi di compensazione e valorizzazione, come descritto in dettaglio nella relazione R.6.1 allegata al progetto definitivo, comprensivi di azioni volte:

- alla valorizzazione del patrimonio paesaggistico e naturalistico,
- al sostegno e alla formazione alle comunità locali per la green economy,
- al supporto al settore della ricerca e dell’istruzione superiore,
- alla promozione della creatività e delle arti.

Per l’attuazione delle suddette azioni, sono stati siglati specifici protocolli d’intesa con stakeholders di livello locale e nazionale, quali INARCH, Legambiente, Pigment e atenei universitari.

Si rimanda al cap. 6 della presente relazione e agli elaborati della *sezione 6* allegati al progetto definitivo per i necessari approfondimenti.

L’aspetto relativo alle interferenze **delle opere offshore** con i beni paesaggistici e gli ulteriori contesti paesaggistici è approfondito nei successivi paragrafi, si rimanda comunque all’allegato *T.1.3.2 - Inquadramento opere onshore - quadro vincolistico* per l’inquadramento delle opere sulla cartografia del Piano Paesaggistico.

6.6 ASPETTI SOCIO ECONOMICI

6.6.1 Il Traffico marittimo

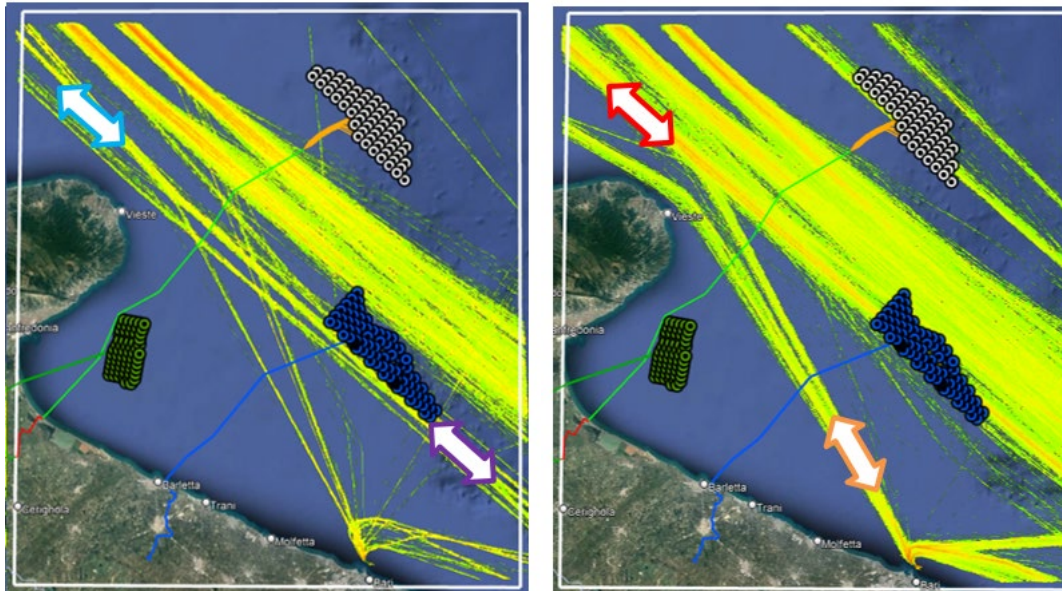
Le aree di progetto a mare sono state oggetto di uno studio realizzato dal RINA per verificare l’interferenza con le principali rotte di navigazione e valutare il rischio connesso all’attività di navigazione. Le risultanze di tale studio sono contenute nell’elaborato *ES.4.1_ Valutazione dell’impatto sulle condizioni di navigazione* parte degli studi specialistici collegati al SIA.

L’analisi del traffico marittimo nell’area prevista per il parco eolico di Nemetun Island è stata effettuata sulla base dell’elaborazione dei dati di traffico navale rilevato dai tracciati AIS e condotta su un’area di circa 15000 km² intorno alla posizione del parco. Nell’area di interesse è stato incluso anche il vicino campo eolico della società Barium Bay S.r.l. al fine di includere, nella rappresentazione dei corridoi di traffico, i potenziali impatti generati dalla presenza combinata di entrambi i campi. L’analisi ha tenuto conto anche della presenza del campo eolico Seanergy per valutare il possibile impatto sui corridoi di traffico; tale parco (posizionato più sottocosta di fronte a Manfredonia) non sembra provocare impatti significativi sulla direzione e posizione dei corridoi di traffico di interesse per la valutazione di rischio del campo Nemetun Island. Dall’analisi dei dati AIS sono stati identificati un totale di 15 corridoi di traffico marittimo nell’area diversamente utilizzati dalle differenti classi di stazze.

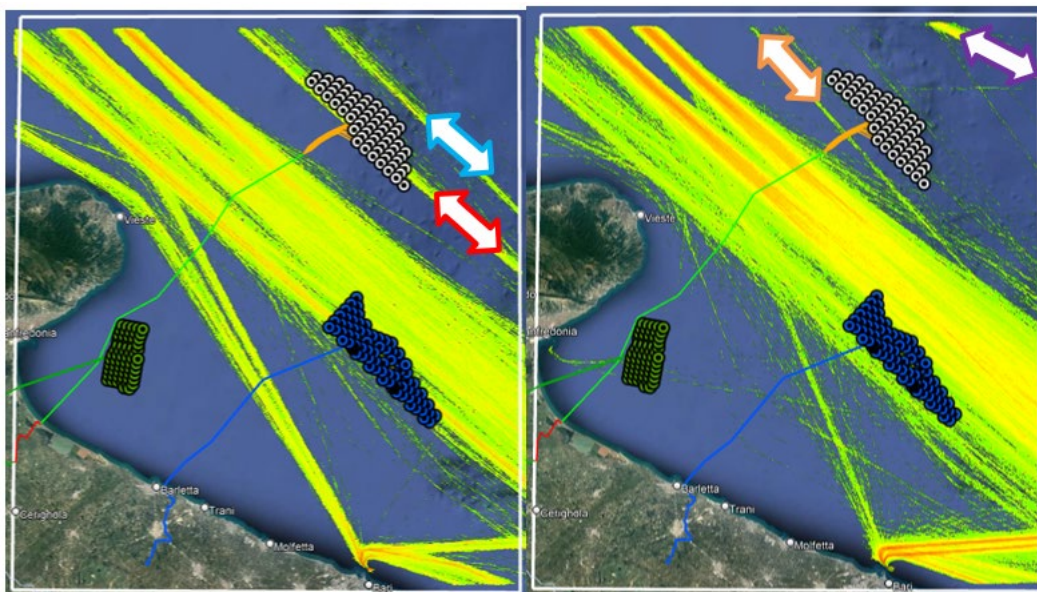
Si è quindi considerata la presenza dei parchi eolici valutando l’impatto sulla navigazione secondo la seguente metodologia:



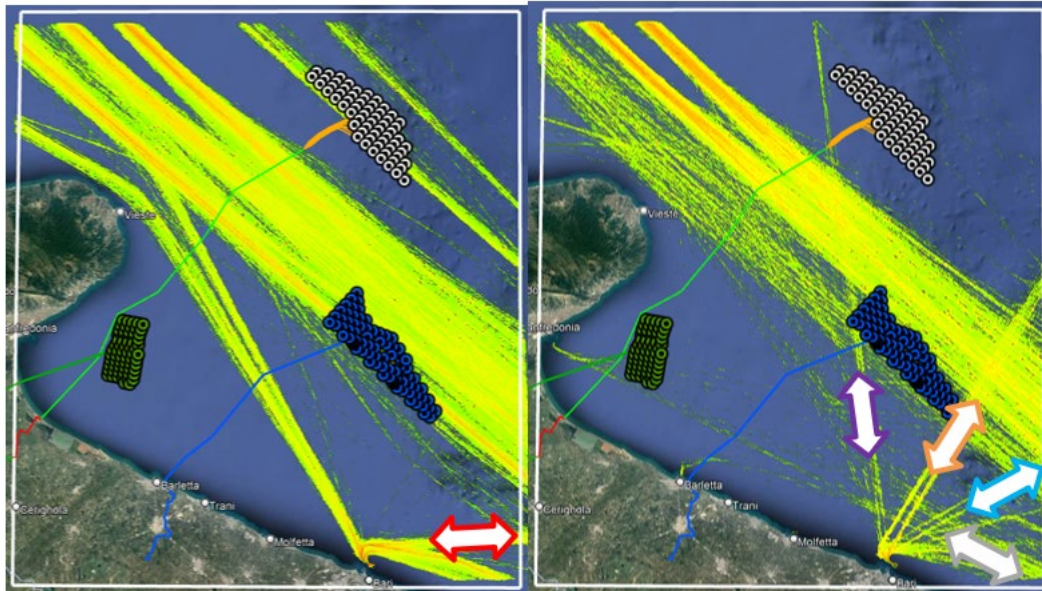
- 1- sono state esaminate le possibili interazioni tra i corridoi e i parchi eolici e si è ipotizzata una modifica delle rotte dei corridoi che mostrano una potenziale interferenza in modo da mantenere sempre una distanza minima di 1 miglio nautico tra i corridoi e gli aerogeneratori;
- 2- per ciascun corridoio è stata calcolata la frequenza di interazione con l'aerogeneratore più vicino al corridoio di traffico, tenendo conto delle modifiche descritte al punto 1;
- 3- si è così potuto individuare i corridoi critici, cioè i corridoi di traffico in grado di interessare uno o più aerogeneratori con una frequenza di interazione superiore alla soglia di credibilità assunta pari a $1E-08$ ev/anno
- 4- Si è quindi calcolata la frequenza di interazione con i singoli aerogeneratori considerando i contributi dei soli corridoi definiti critici.



Corridoi di traffico 3 (azzurro), 4 (viola), 5 (arancione) e 6 (rosso) – Mappa di densità classe GRT 5 (sinistra) e classe GRT 6 (destra). In bianco parco Nemetun Island, in blu parco Barium Bay e in verde parco Seanergy



Corridoi di traffico 7 (rosso), 8 (azzurro), 9 (arancione) e 10 (viola) – Mappa di densità classe GRT 5 (sinistra) e classe GRT 4 (destra). In bianco parco Nemetun Island, in blu parco Barium Bay e in verde parco Seanergy



Corridoi di traffico 11 (rosso), 12 (viola), 13 (arancione), 14 (azzurro) e 15 (grigio) – Mappa di densità classe GRT 5 (sinistra) e classe GRT 3 (destra). In bianco parco Nemetun Island, in blu parco Barium Bay e in verde parco Seanergy

Dall'analisi dei risultati presentati è possibile osservare che:

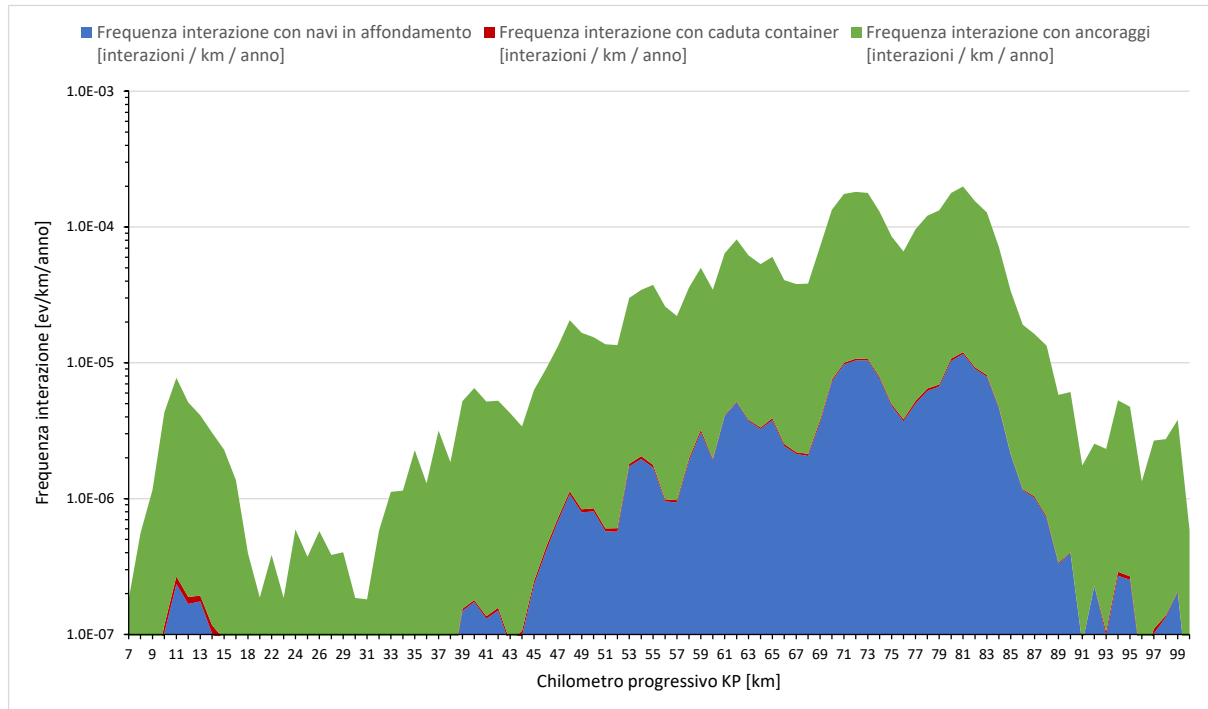
- 24 aerogeneratori (38% del totale) hanno una frequenza di interazione minore a 10^{-7} interazioni/anno;
- 12 aerogeneratori (19% del totale) hanno una frequenza di interazione compresa tra 10^{-7} e 10^{-6} interazioni/anno
- 13 aerogeneratori (21% del totale) hanno una frequenza di interazione compresa tra 10^{-6} e 10^{-5} interazioni/anno;
- 7 aerogeneratori (11% del totale) hanno una frequenza di interazione compresa tra 10^{-5} e 10^{-4} interazioni/anno
- 7 aerogeneratori (11% del totale) hanno una frequenza di interazione compresa tra 10^{-4} e 10^{-3} interazioni/anno

Per eliminare il rischio di interazione tra le strutture che costituiscono il parco eolico offshore e le imbarcazioni, tutta l'area su cui insiste il parco eolico sarà inibita alla navigazione.

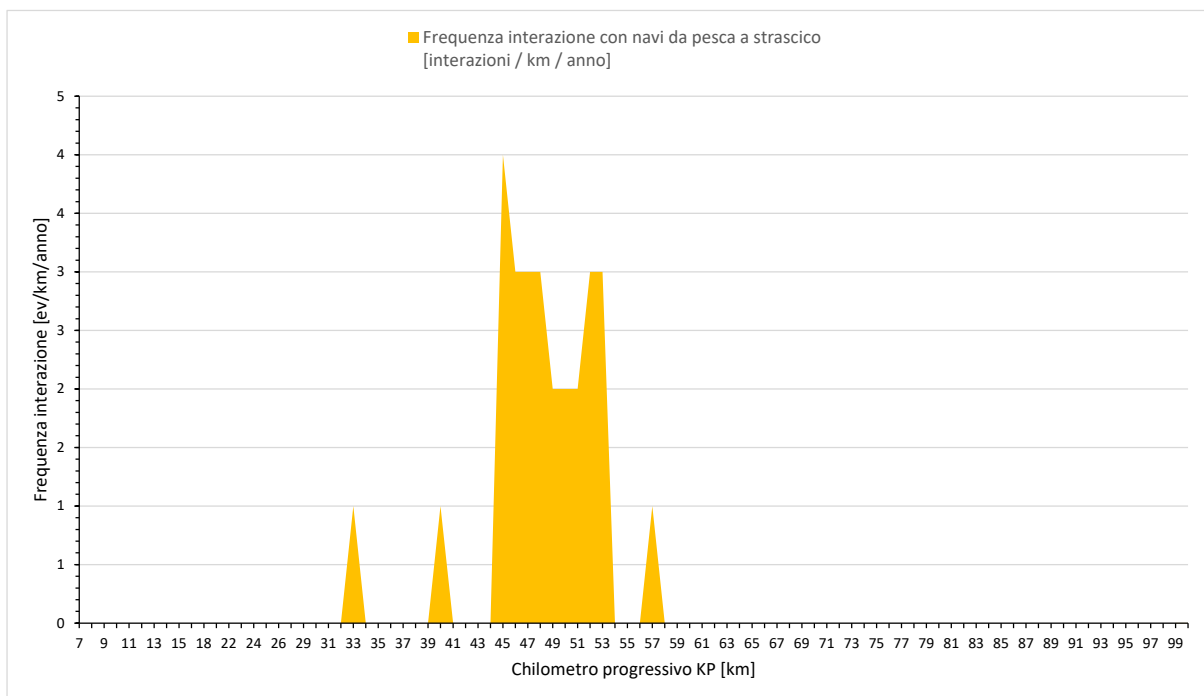
Per quanto concerne l'elettrodotto marino previsto per la connessione dell'impianto a terra è stata calcolata la frequenza di interazione con attività esterne legate al traffico marittimo nelle zone interessate.

Lo studio si è soffermato in particolare nel valutare l'interazione tra il tracciato del cavidotto con navi in affondamento, caduta di ancore o caduta di container e con navi da pesca, specificatamente per l'attività di pesca a strascico. Dai dati raccolti emerge che l'effetto negativo sulla attività ittica di tipo industriale è trascurabile in quanto, come introdotto nello scenario di base, il percorso del cavidotto non è realmente interessato da attività di pesca a strascico. I KP 0-45 del cavidotto (lato terra) hanno una profondità inferiore ai 50 metri e pertanto le interazioni con la pesca a strascico sono trascurabili (pesca a strascico illegale); sono registrate due interazioni al KP 33 e 40 associati probabilmente al passaggio di vessel senza attività di strascico. Per tutti gli altri KP del cavidotto, la pesca a strascico presenta comunque un numero di passaggi molto limitato (massimo 4 passaggi per anno).

In ogni caso per annullare il rischio di eventuali interazioni si prevede l'assunzione di misure di mitigazione quali l'interramento del cavidotto o la posa di barriere fisiche che lo proteggano.



Frequenza interazione con cavidotti per ciascun contributo legato al traffico marittimo, caratterizzato per KP di cavidotto

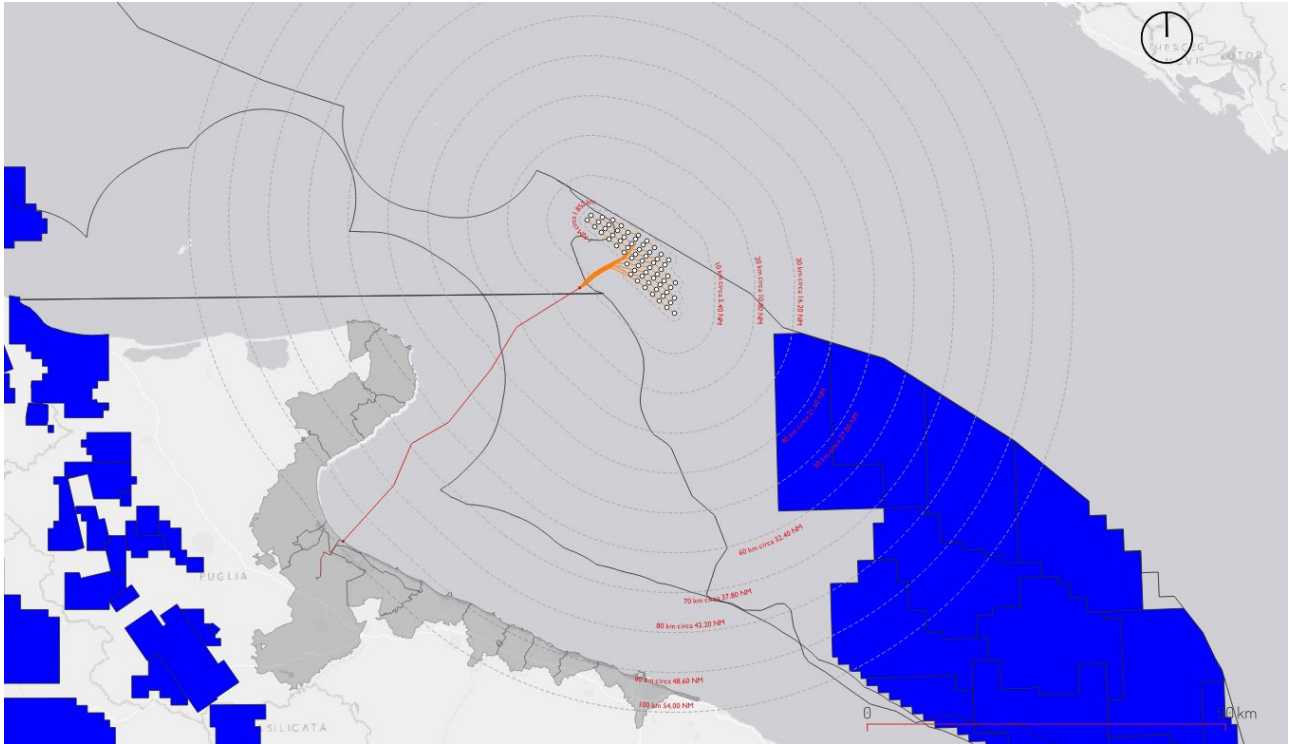


Frequenza interazione con cavidotti per imbarcazioni adibite alla pesca a strascico, caratterizzato per KP di cavidotto

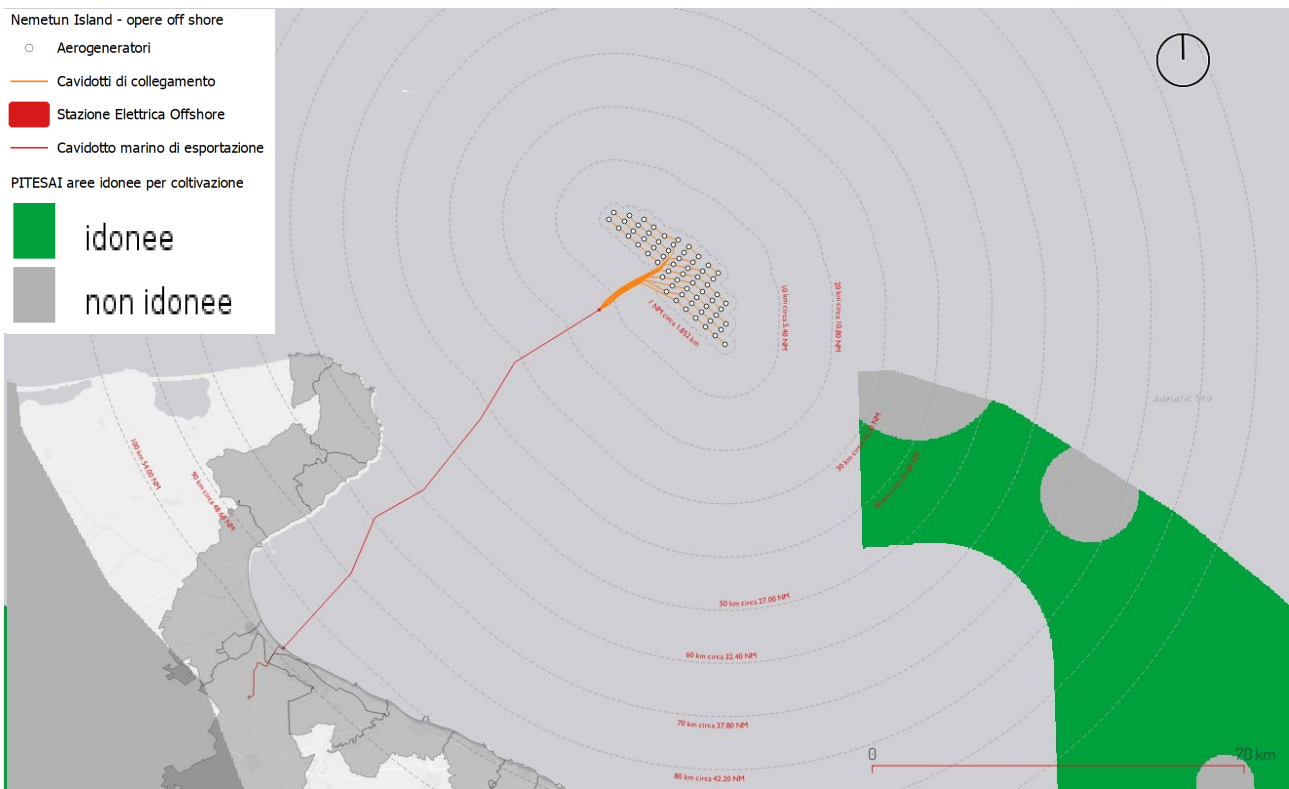
6.6.2 Titoli di ricerca idrocarburi

Nel basso 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 circa 14 NM ovvero 30 Km, dalle aree di interesse ai fini della ricerca sottomarina di idrocarburi.



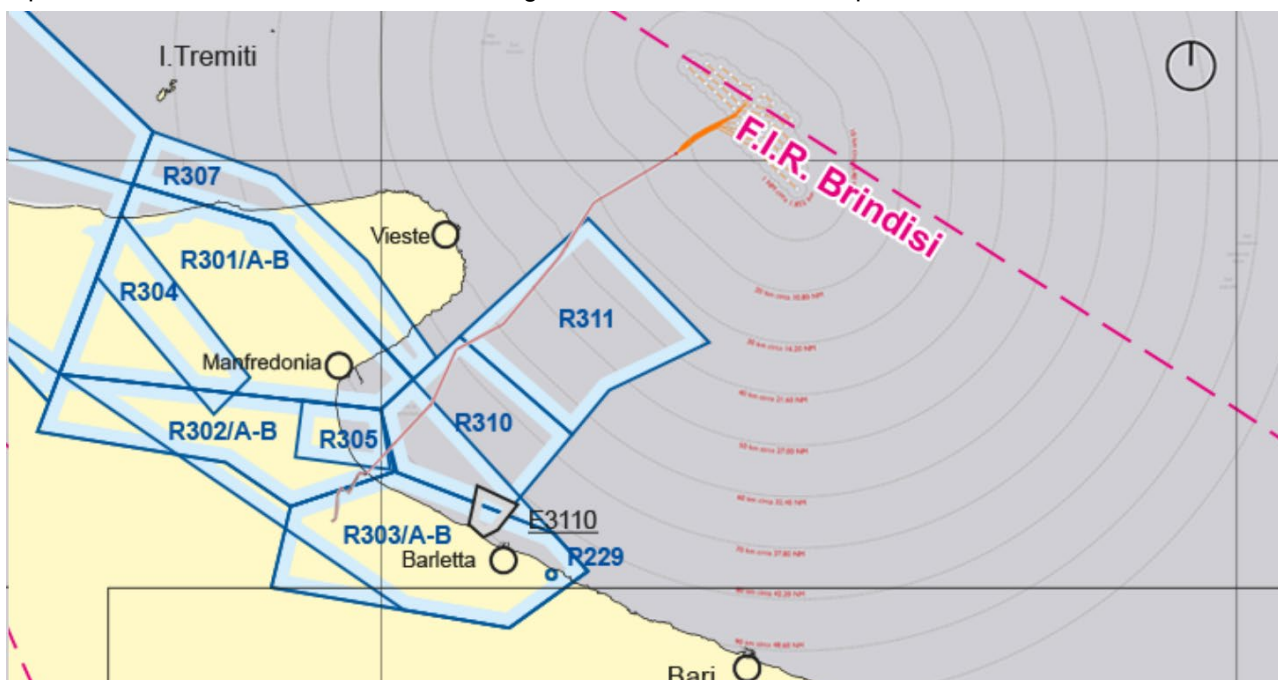
Inquadramento dell'impianto eolico offshore su cartografia MASE - Titoli minerari e istanze richieste



Inquadramento dell'impianto eolico offshore su cartografia MASE - Aree idonee e non idonee per attività di prospezione e di ricerca e per le attività di coltivazione idrocarburi

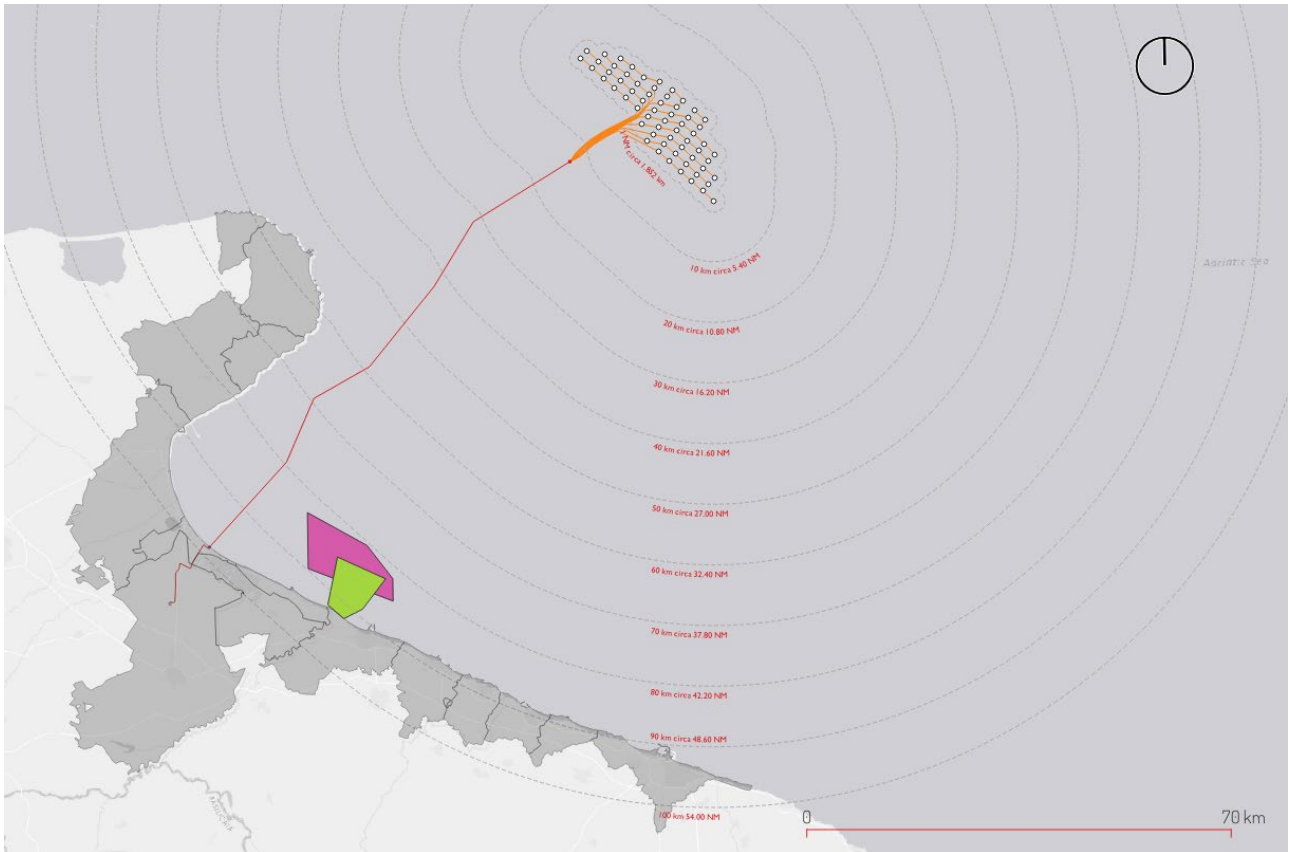
6.6.3 Vincoli militari e ordigni bellici

In base alla pubblicazione “Avvisi ai naviganti di carattere generale” emessa annualmente dall’Istituto Idrografico della Marina, l’area interessata dal progetto e dalle opere di connessione è situata al di fuori delle cosiddette “Zone normalmente impiegate per le esercitazioni navali di tiro”; tuttavia, il tracciato del cavidotto offshore lambisce alcune “Zone Regolamentate R” definite come “Spazio aereo di dimensioni definite, al di sopra del territorio o delle acque territoriali di uno Stato, entro il quale il volo degli aeromobili è subordinato a determinate specifiche condizioni”, le operazioni di realizzazione del cavidotto marino non comporteranno l’impiego di aeromobili di qualsiasi tipo, ma operazioni realizzate esclusivamente mediante mezzi navali. Come già avvenuto durante la realizzazione delle indagini sul campo, tutte le operazioni in mare saranno subordinate a preventiva richiesta di autorizzazione e segnalazione al comando competente.



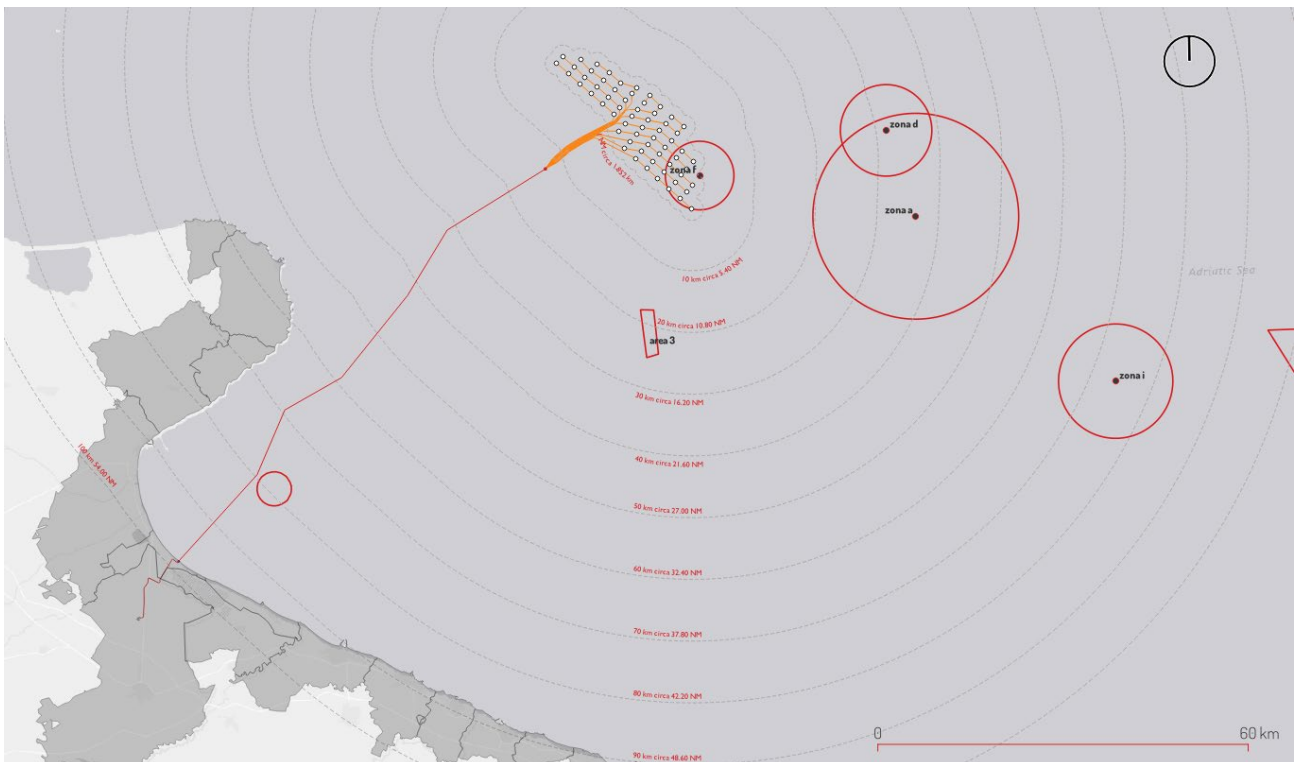
Cartografia vincoli militari con indicazione dell’area di progetto – fonte Avvisi ai Naviganti di carattere generale Istituto geografico della Marina – 2023

Ad ovest dell’abitato di Barletta si trovano due zone adibite a esercitazioni militari. In particolare, una di queste è identificata come zona tipo E 3, denominata E 3310 Barletta - Foce Ofanto (indicata in verde sulla mappa sotto) ed è permanentemente interdetta alla navigazione e alla pesca a causa della presenza di proiettili inesplosi sul fondo. L’altra zona è classificata come tipo T 8 e destinata ad esercitazioni di tiro Mare-Terra (indicata in viola sulla mappa sotto). Entrambe le aree si trovano al di fuori dell’area di installazione del cavidotto di esportazione e delle altre strutture dell’impianto Nemetun Island.



Sovrapposizione cartografica dei vincoli militari

La medesima pubblicazione dell'istituto Idrografico della Marina offre indicazioni utili ad individuare aree con possibile presenza di ordigni inesplosi di tipo bellico nel Mare Adriatico. In base alle informazioni desunte è stato possibile ricostruire una mappa indicativa delle aree segnalate.



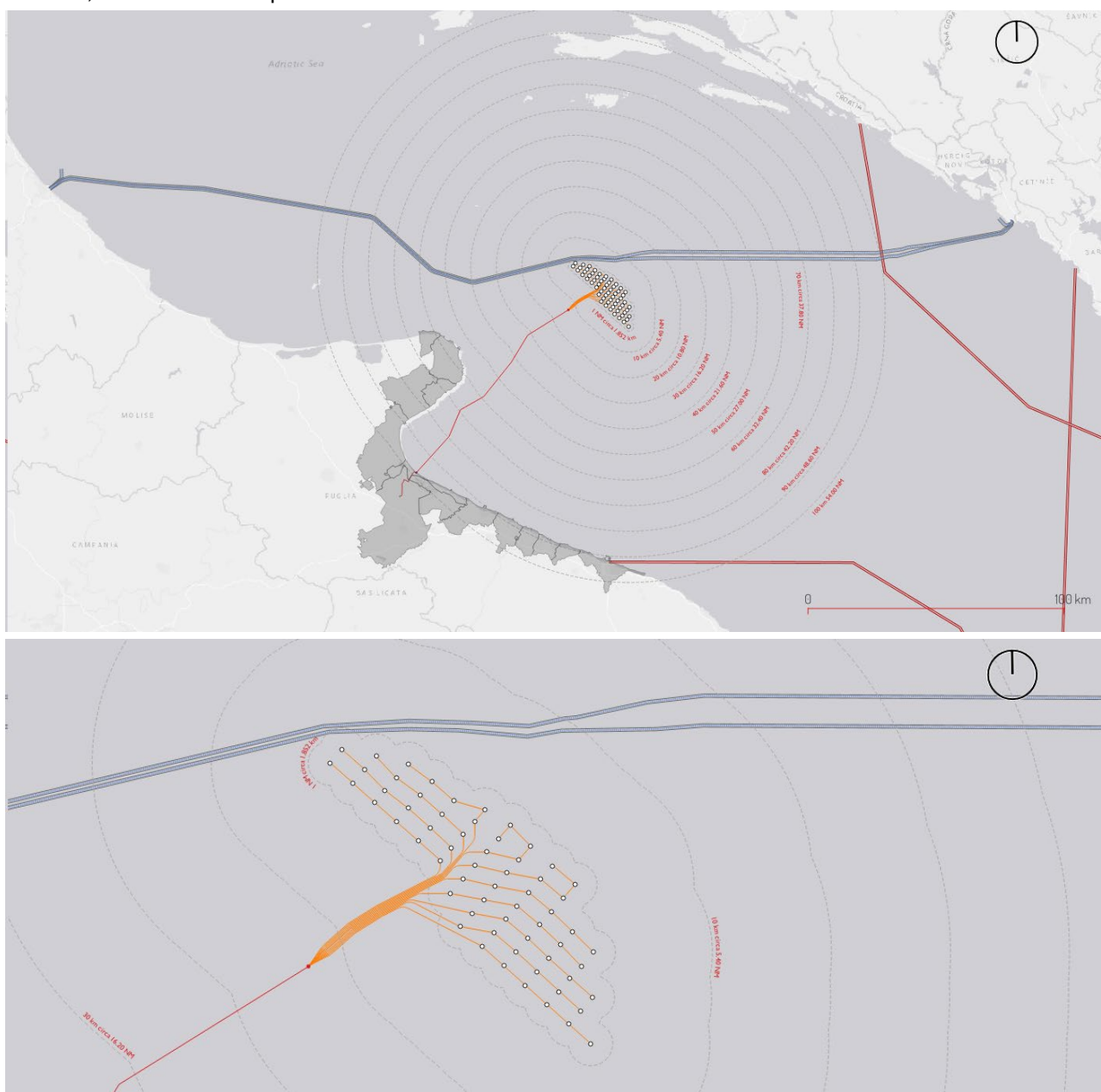
Alcune aree di attenzione, risultano graficamente interferenti con gli specchi d'acqua interessati dall'impianto eolico offshore Nemetun Island, si segnala tuttavia che:

- Dalle analisi condotte mediante l'utilizzo di Side Scan Sonar e Sub Bottom Profiler per le indagini geognostiche del parco eolico, non emergono prove della presenza di ordigni inesplosi nelle aree dell'impianto.
- Tutte le fasi relative alle indagini dirette sul fondale e alla realizzazione dell'impianto saranno precedute da attività di individuazione e bonifica di eventuali ordigni bellici inesplosi, da autorizzare ed eseguire conformemente alla normativa vigente in materia.

6.6.4 Interferenze con altre opere lineari presenti nell'areale

L'impianto Nemetun Island non ha interferenze dirette con altre infrastrutture energetiche quali elettrodotti o gasdotti.

Tuttavia, l'area a nord del parco eolico offshore è lambita dalla infrastruttura di rete denominata MON.ITA.



Linea elettrica MON.ITA e il parco eolico Nemetun Island



Linea Elettrica MON.ITA. sezione schematica

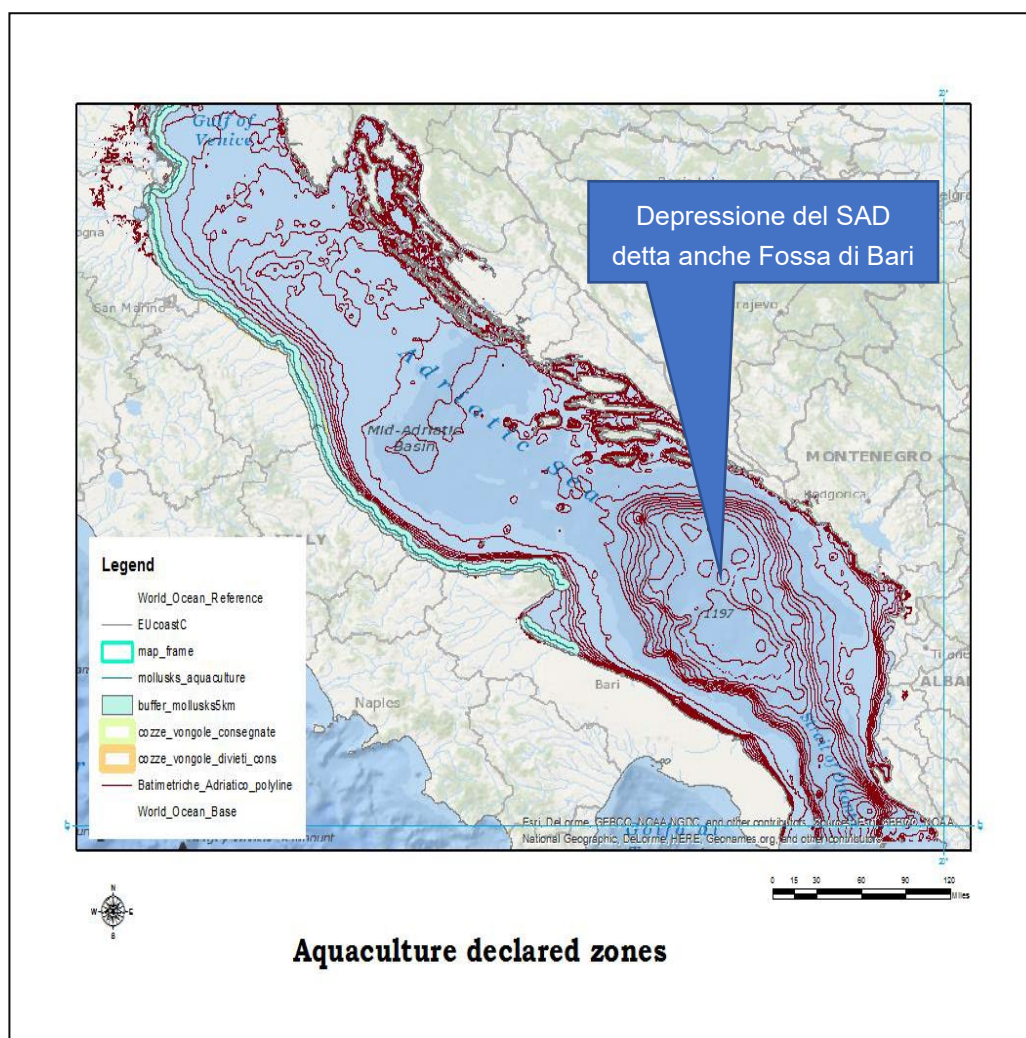
La linea elettrica MON.ITA costituisce un progetto di rilevanza nell'ambito dell'Unione Europea, mirante a creare uno scambio di energia elettrica tra il Montenegro e l'Italia. Questa infrastruttura è composta da due cavi sottomarini, ciascuno lungo 423 km, posizionati sotto le acque dell'Adriatico a profondità massime di 1.215 metri. A questi si aggiungono 22 km di cavo interrato, di cui 16 in Italia (dal punto di approdo costiero fino alla stazione di Cepagatti) e 6 in Montenegro (da Budva alla stazione di Kotor).

Il tracciato della linea elettrica è situato a una distanza minima di circa 1 miglio nautico (1,8 km) dagli aerogeneratori dell'impianto Nemetun Island, garantendo così l'assenza di interferenze dirette sull'operatività della rete internazionale. Altre infrastrutture per il trasporto del gas sono situate a distanze superiori alle 60 miglia nautiche, anche in questo caso le interferenze dell'impianto e delle lavorazioni potranno essere escluse.

6.6.5 La pesca

Si riportano alcuni estratti della 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" contenente una descrizione dettagliata del sistema pesca pugliese, inoltre alcuni dati di analisi derivano dallo studio del progetto POWERED Project of Offshore Wind Energy: Research, Experimentation, Development, finalizzato alla valutazione degli impatti dell'installazione di impianti offshore sul sistema Pesca della costa pugliese.

L'area di progetto fa parte dell'area geografica 18 (GSA 18 - Basso Adriatico) che si estende tra le coste italiane della Regione Puglia e quelle di Montenegro e Albania ed è caratterizzata per la presenza dell'ampia depressione centrale denominata "Depressione del SAD" e detta anche "fossa di Bari". In questa zona il fondo marino raggiunge la profondità di 1.233 m.



Are destinate all'acquacoltura - Progetto Powered IPA – WP5 Final Report

Il litorale del Basso Adriatico contribuisce in modo sostanziale alla produzione ittica nazionale con un apporto paragonabile a quello dello Stretto di Sicilia e pari, nel 2010, a circa 13% (dati Irepa, 2010). La flotta italiana del Basso Adriatico è costituita da circa 1.100 battelli: il 44% delle barche adopera attrezzi della pesca artigianale, il 43% lo strascico e il 7% le draghe per la pesca dei molluschi bivalvi (dati Irepa, 2009).

I principali porti pescherecci del Basso Adriatico sono Manfredonia, Bisceglie, Molfetta, Mola di Bari e Monopoli.

Le alici (*Engraulis encrasicolus*), al primo posto per contributo alla formazione del rendimento commerciale del Basso Adriatico, raggiungono circa il 29% del pescato nel 2010 (dati Irepa, 2010). Il Golfo di Manfredonia rappresenta l'area lungo la costa italiana con la più alta concentrazione di forme giovanili di piccoli pelagici. Le alici e le sardine allo stadio adulto vengono pescate durante tutto l'anno in aree del circolitorale parallelo alla costa, prevalentemente con reti a circuizione, "ciancioli" o "lampare" e con reti da traino pelagiche di tipo "volante". La pesca del bianchetto (giovanili di sardina, *Sardina pilchardus*), molto sviluppata a Manfredonia, è oggi oggetto di profonda revisione e di piani specifici di gestione a seguito dell'entrata in vigore del reg. (CE) 1967/2006, noto anche come "Regolamento Mediterraneo".

Le abitudini di pesca cambiano fra le marinerie e sono in buona misura dipendenti dalla capacità della flotta. Le principali risorse demersali della pesca in Basso Adriatico sono rappresentate dalle seguenti specie:

- il nasello (*Merluccius merluccius*),
- la seppia (*Sepia officinalis*),
- lo scampo (*Nephrops norvegicus*),
- Il totano (*Illex sp.*),
- Il gambero rosa (*Parapenaeus longirostris*),
- I moscardini (*Eledone spp.*)
- La triglia di fango (*Mullus barbatus*).

Il solo nasello ha rappresentato, nel 2010, circa il 13,6% delle catture del versante occidentale del bacino (dati Irepa), mentre le altre specie appena citate raggiungono tutte insieme circa il 21%. Si tratta quindi complessivamente di un pool che si attesta attorno al 34% della produzione del versante occidentale dell'Adriatico meridionale

Negli anni dal 1994 al 2010, la biomassa della maggior parte dei gruppi faunistici, stimata sul versante occidentale del Basso Adriatico, varia, ma senza alcuna tendenza, ad eccezione del gruppo dei Cefalopodi che ha un aumento significativo. Si evidenzia anche, in particolare nell'ultimo anno, un incremento delle biomasse di Selaci e Crostacei.

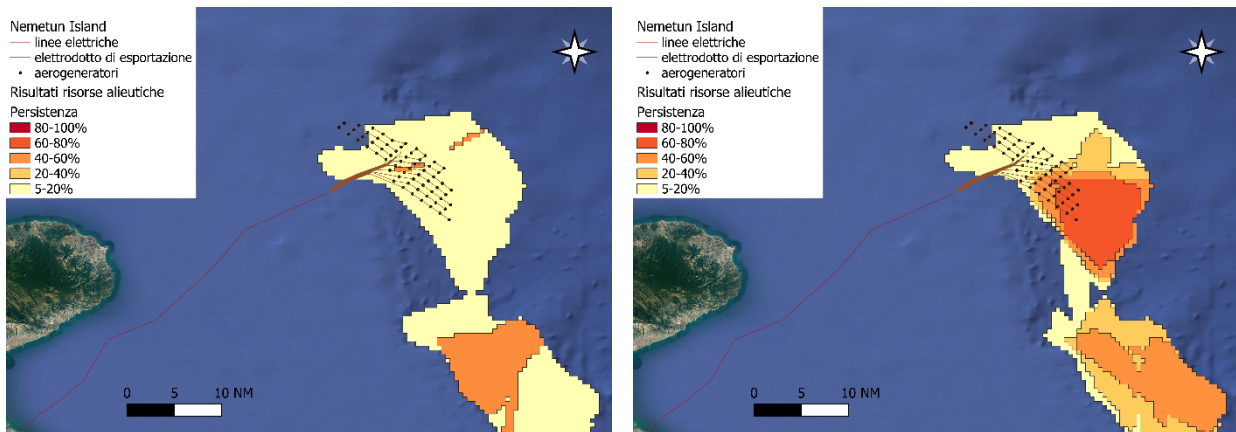
Il periodo di riproduzione delle diverse specie, stimato combinando sia i dati ottenuti dalle campagne sperimentali sia i dati dello sbarcato commerciale, evidenzia un pattern di deposizione continuo per il nasello, che si riproduce tutto l'anno con un picco nei mesi tardo autunnali e invernali (dicembre-marzo), per il gambero rosa e per il totano comune, mentre la stagione riproduttiva della triglia di fango è concentrata in pochi mesi, nel periodo tardo-primaverile estivo. Una condizione intermedia si osserva per moscardino e scampo.

Una valutazione condotta in collaborazione fra ricercatori italiani, di Montenegro e Albania sulla condizione di sfruttamento del nasello costituisce un caso emblematico e rappresentativo per la GSA 18. Come precedentemente evidenziato il nasello è un sequential spawner che si riproduce tutto l'anno, con un picco nei mesi tardo autunnali e invernali (dicembre-marzo). Ha elevata fecondità e la taglia di prima maturità sessuale delle femmine in Basso Adriatico è di circa 33 cm di lunghezza totale.

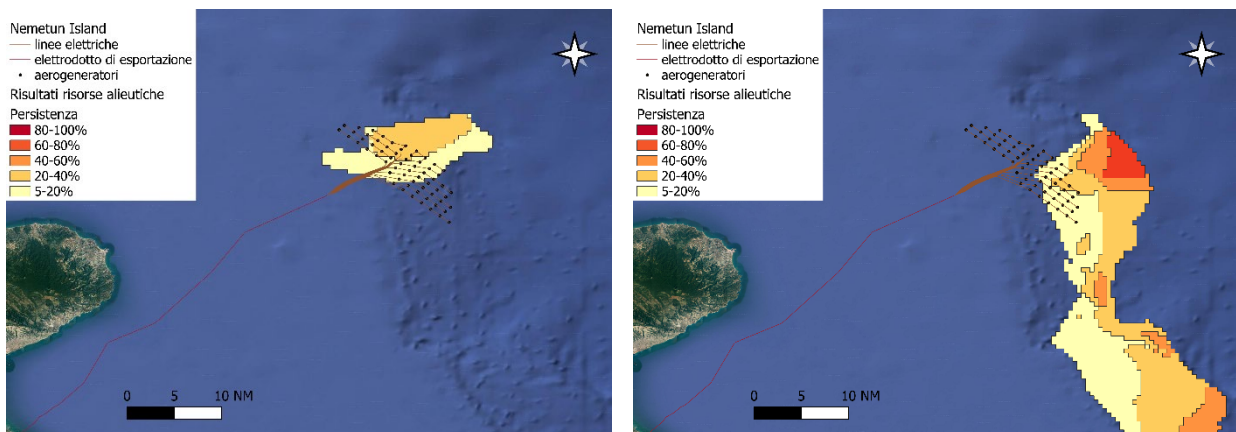
Il reclutamento presenta due picchi stagionali, uno alla fine della primavera (giugno-luglio) e un altro in autunno. Le zone di pesca sono localizzate sulla piattaforma continentale e sulla parte superiore della scarpata. Le catture dello strascico provengono da profondità comprese fra 50 e 500 m; il nasello è pescato con altre importanti specie commerciali: *Illex coindetii*, *Mullus barbatus*, *Parapenaeus longirostris*, *Eledone spp.*, *Todaropsis eblanae*, *Lophius spp.*, *Pagellus spp.*, *Phycis blennoides*, *Nephrops norvegicus*.

Le indagini condotte da COISPA Tecnologia & Ricerca, basate su dati di letteratura disponibili con delle verifiche effettuate presso le marinerie maggiormente coinvolte attraverso survey tra i pescatori e strumenti più facilmente accessibile come il sistema automatico di tracciamento AIS (Sistema di Identificazione Automatica), confermano che l'area scelta per il parco eolico Nemetun Island ricade in zone di reclutamento e riproduzione di specie commerciali identificate come prioritarie per il GFCM (General Fisheries Commission

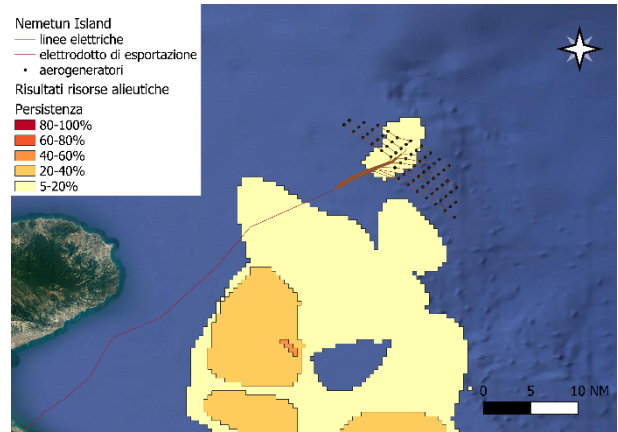
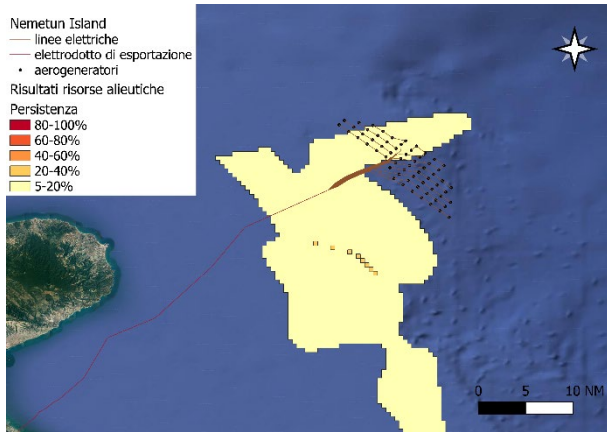
for the Mediterranean): *Aristeus antennatus*, *Illex coindetii*, *Merluccius merluccius*, *Eledone cirrhosa*, *Aristaeomorpha foliacea*, *Galeus melastomus*, *Mullus barbatus*, *Parapenaeus longirostris* e *Nephrops norvegicus*. In particolare, *N. norvegicus* presenta un hotspot di riproduzione nella parte N-O del parco con persistenze dal 5 al 100%, mentre *A. foliacea* ha sia aree di nursery e che di riproduzione molto ampie che coprono quasi tutta l'area del parco. *A. antennatus* presenta aree di riproduzione nella parte S-E del parco, nella stessa zona ritroviamo anche riproduttori di *G. melastomus*, mentre la sua area di nursery è più concentrata nella parte centrale del parco. *P. longirostris* ha piccoli hot spot di riproduttori di cui uno confinante con la parte centrale del parco verso N-E e di reclutamento invece che coprono quasi tutta la metà N-O del parco. *E. cirrhosa* presenta grandi aree di reclutamento e riproduzione che confinano nella parte meridionale del parco. *I. coindetii* ha una persistenza minima nell'area centrale del parco sia per i riproduttori che per le reclute. *M. merluccius* ha una maggior persistenza di reclute nell'area del parco rispetto a quella dei riproduttori. Infine, troviamo una minima presenza di riproduttori di *M. barbatus* nella parte N-O del parco.



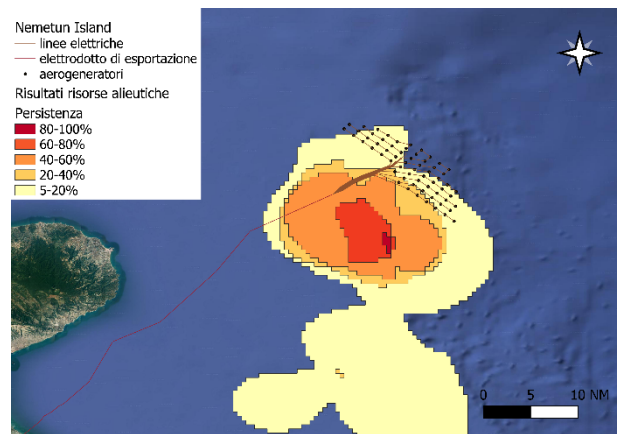
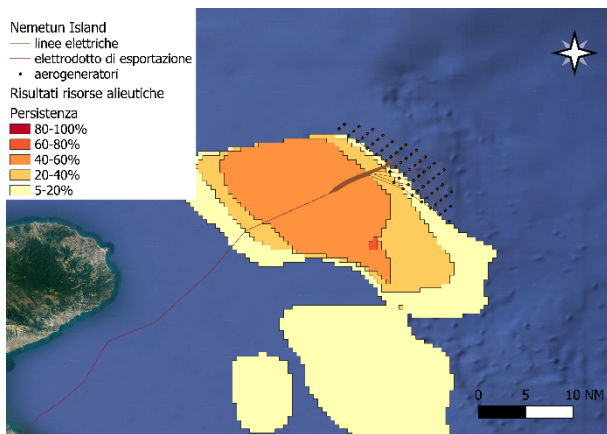
Persistenza di reclute (sinistra) e riproduttori (destra) di *Aristaeomorpha foliacea* ricadenti nell'area dell'impianto eolico



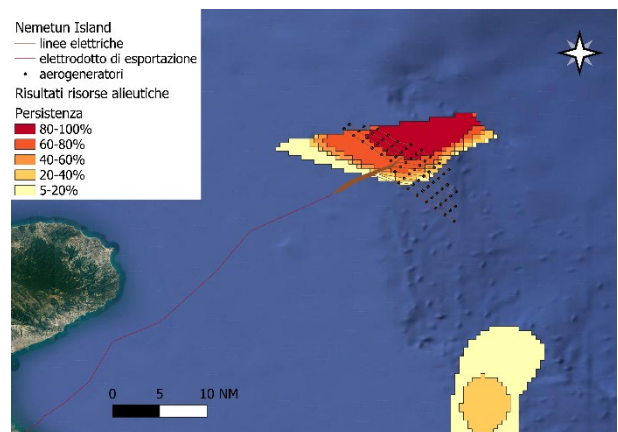
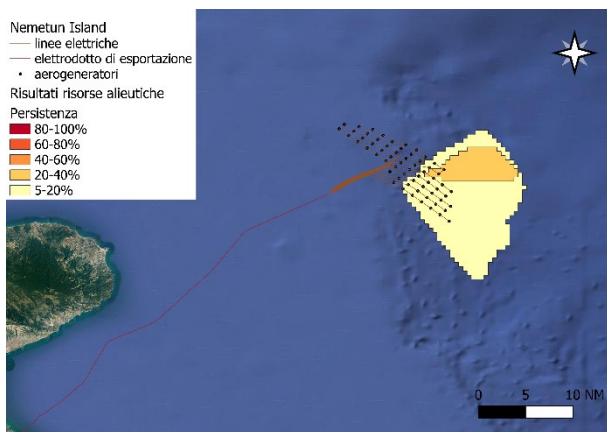
Persistenza di reclute (sinistra) e riproduttori (destra) di *Galeus melastomus* ricadenti nell'area dell'impianto eolico



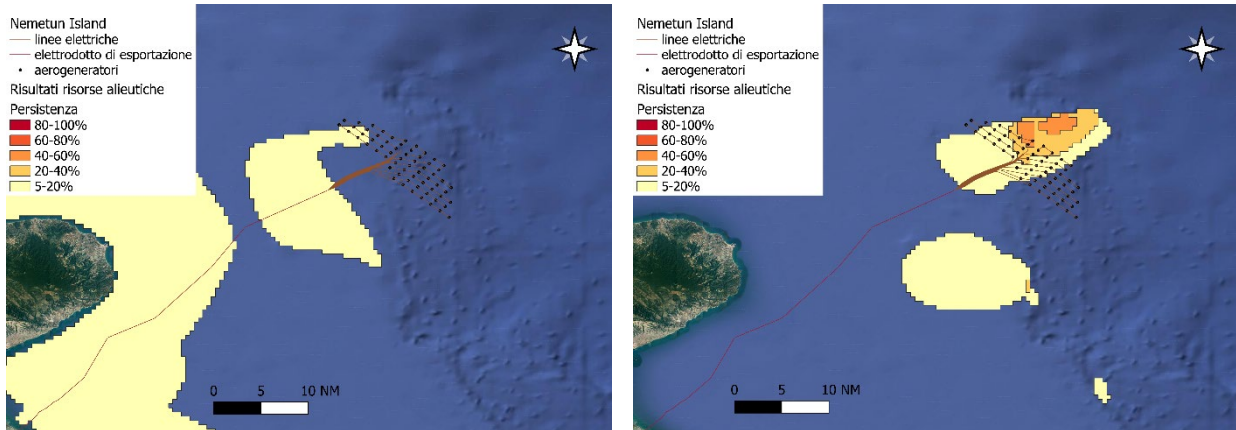
Persistenza di reclute (sinistra) e riproduttori (destra) di Illex coindetii ricadenti nell'area dell'impianto eolico



Persistenza di reclute (sinistra) e riproduttori (destra) di Merluccius merluccius ricadenti nell'area dell'impianto eolico



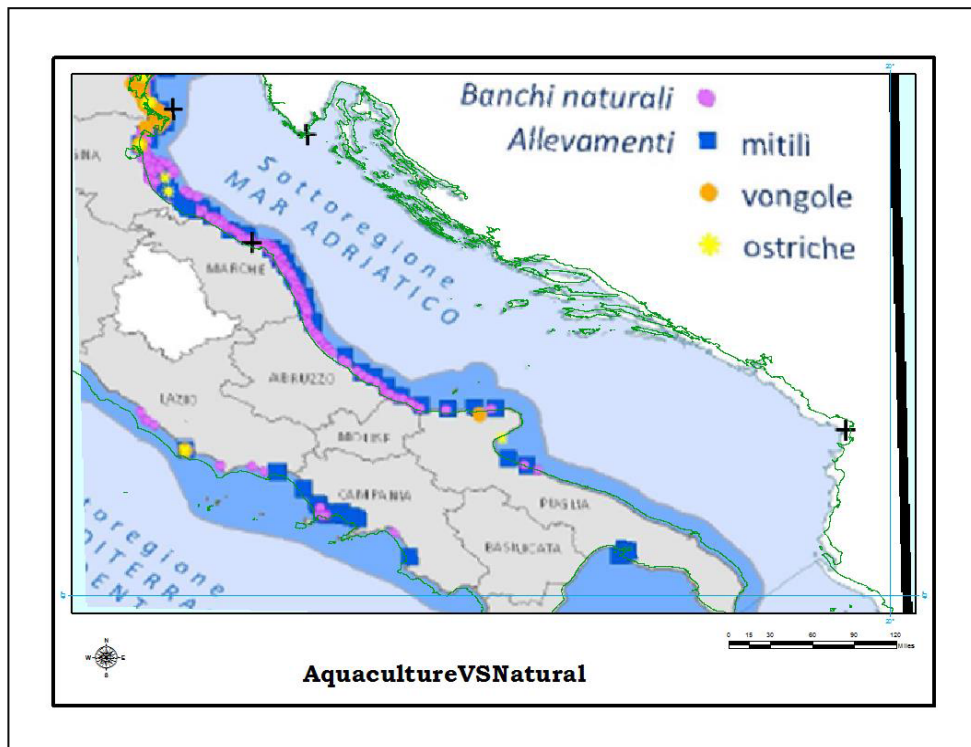
Persistenza di riproduttori di Aristeus antennatus (sinistra) e di Nephrops norvegicus (destra) ricadenti nell'area dell'impianto eolico



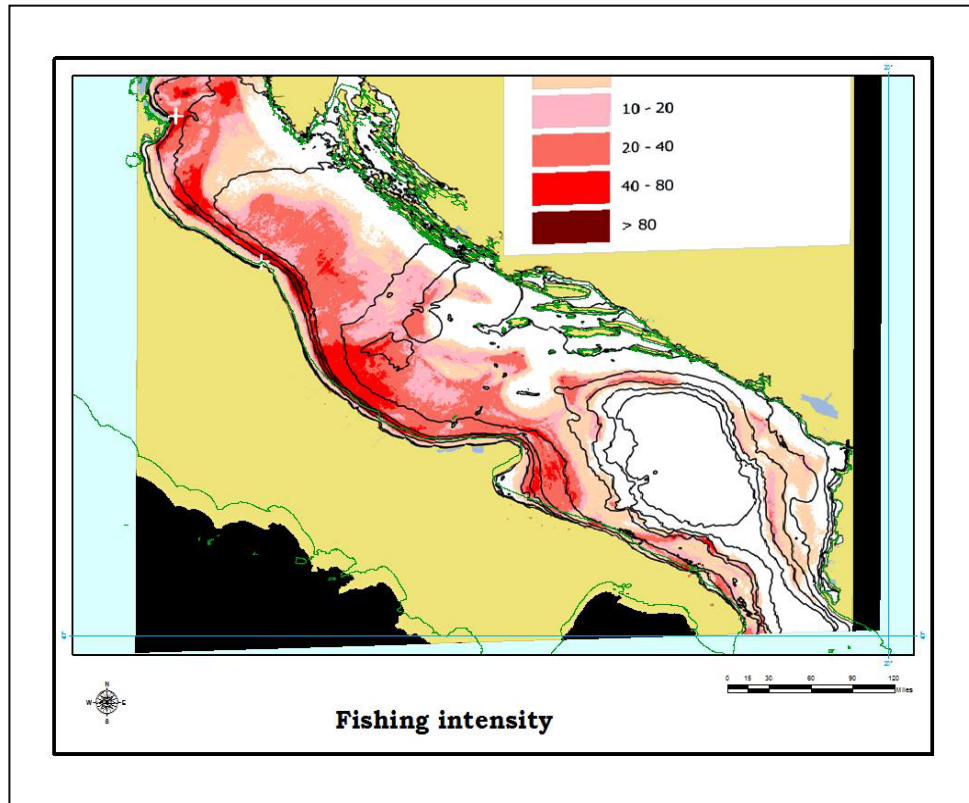
*Persistenza di riproduttori di *Mullus barbatus* (sinistra) e di reclute di *Parapenaeus longirostris* (destra) ricadenti nell'area dell'impianto eolico*

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 si sovrappongono parzialmente alle aree particolarmente vocate ad acquacultura; infatti, nei pressi della zona di approdo sono presenti allevamenti di mitili che insieme a quelli di ostriche si trovano sotto costa tra Manfredonia e Bari; l'attività di pesca nell'area del progetto appare praticata a bassa intensità, come si evince sia dalle informazioni fornite tramite sistema AIS, che dalle indagini in campo con il Side Scan Sonar (SSS). Pertanto, si ritiene che il tratto di mare scelto non sia tra quelli più vocati all'attività di pesca.

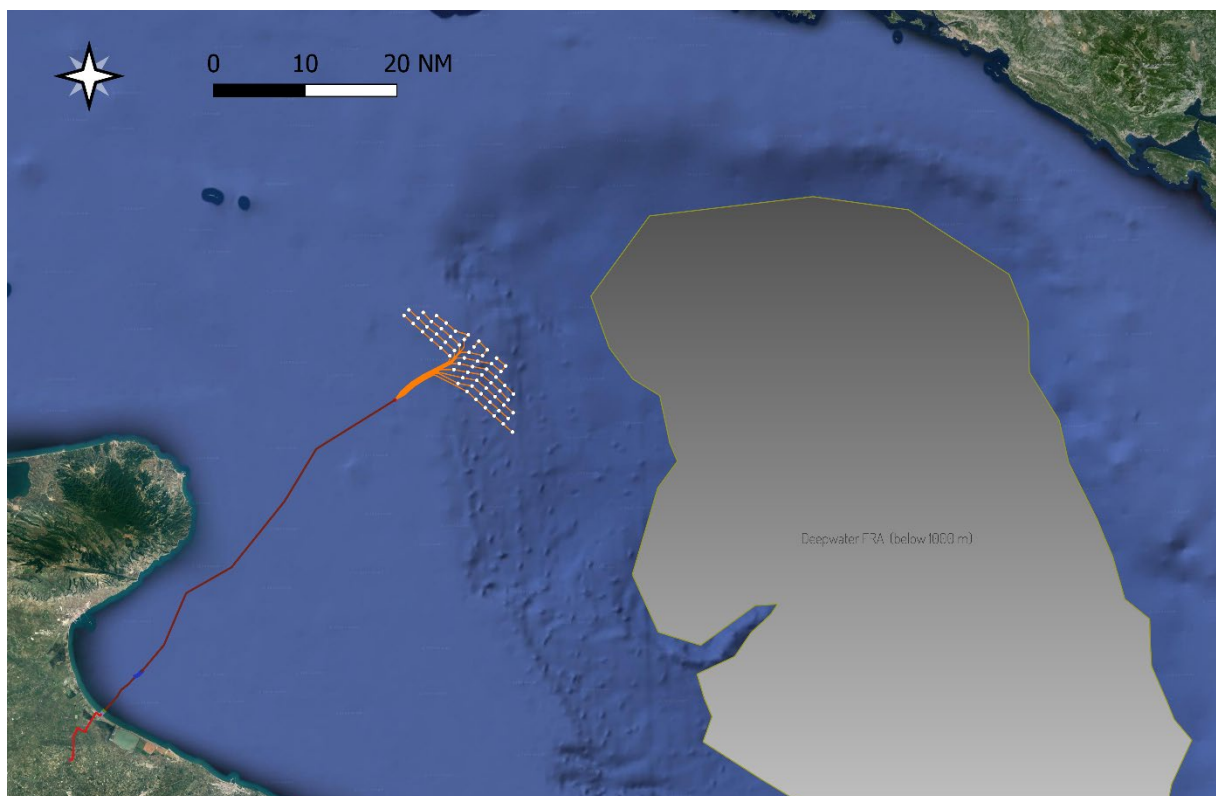
Inoltre, dall'esame dell'area vasta interessata dal progetto si evidenzia nelle vicinanze (a circa 10 NM) la presenza dell'area sottoposta al divieto di pesca (Fisheries Restricted Areas – FRAs), denominata Deepwater FRA (below 1000 m).



Acquacultura e banchi naturali di molluschi edibili - Progetto Powered IPA – WP5 Final Report



Mapa dell'intensità di pesca nel Mare Adriatico - Progetto Powered IPA – WP5 Final Report



Area ristretta alla pesca nelle vicinanze del parco eolico – Deepwater FRA (below 1000 m)

7 PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO - LE OPERE A TERRA

7.1 DESCRIZIONE TECNICA DELLE OPERE DI CONNESSIONE

La soluzione tecnica di connessione rilasciata da TERNA con preventivo di connessione **Codice 202201688** Prevede che l'impianto Nemetun Island venga collegato in antenna a 380 kV su di un futuro ampliamento della costruenda Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 380 kV "Foggia-Palo del Colle", previa realizzazione di:

- Raccordi 380 kV dell'ampliamento della SE RTN suddetta all'elettrodotto 380 kV "Manfredonia-Andria";

Realizzazione dei seguenti interventi di cui al Piano di Sviluppo:

- Elettrodotto 380 kV Foggia – Larino – Gissi (cod. 402-P);
- Elettrodotto 380 kV Brindisi Sud – Andria (cod. 512-S);
- Elettrodotto 380 kV Aliano – Montecorvino (cod. 546-P);
- Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Benevento (cod. 506-P);
- Elettrodotto 380 kV area Nord Benevento (553-N).

Le opere previste da Piano di Sviluppo TERNA hanno iter autorizzativo indipendente gestito dalla citata Società di Gestione della RTN e sono motivate da esigenze di rete che prescindono dalla realizzazione dell'impianto eolico Nemetun Island. La maggior parte dei citati interventi previsti dal Piano di Sviluppo Terna sono peraltro già autorizzati e hanno tempi di realizzazione previsti compatibili con quelli di costruzione dell'impianto in progetto.

Nell'iter di progetto dell'impianto eolico offshore saranno comprese le opere di rete e le opere di utenza per la connessione indicate da TERNA secondo le definizioni dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i.

Nel caso specifico:

- Le **opere di rete** sono costituite dallo stallo assegnato nella futura Stazione Elettrica di Ampliamento a 380 kV della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione a 380/150 kV attualmente in fase di costruzione nel comune di Cerignola.
- Le **opere di utenza** sono costituite dall'elettrodotto a 380 kV da inserire in antenna per il collegamento dell'impianto eolico offshore.

Nel documento di assegnazione del punto di connessione (STMG), la società di gestione della RTN specifica che, per ottimizzare l'uso delle strutture di rete, sarà necessario condividere lo stallo dedicato all'impianto Nemetun Island con altri eventuali impianti di produzione. In altre parole, per collegare l'energia prodotta dalla centrale Nemetun Island alla rete, **l'impianto utente dovrà essere dotato di una Sottostazione Elettrica condominiale (SSE), che permetta di condividere lo stesso stallo di connessione con altri produttori.**

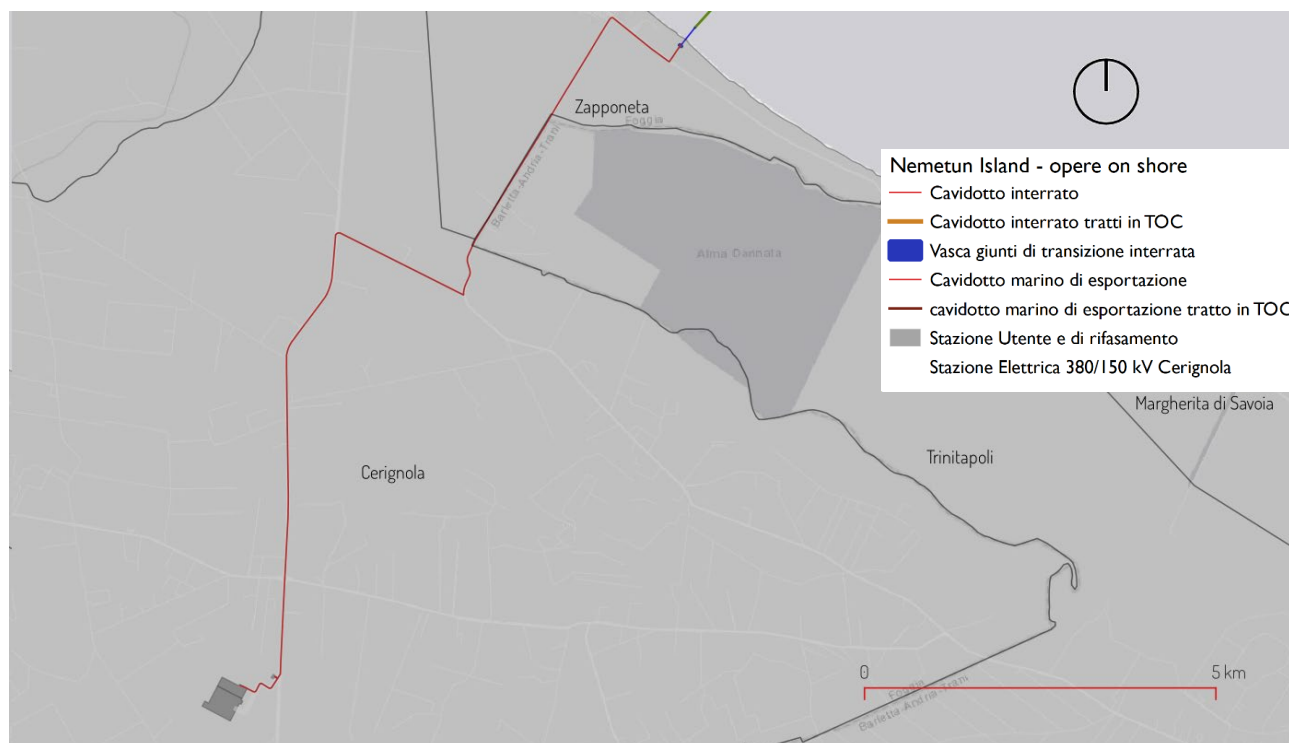
Nelle vicinanze del punto di sbarco previsto nel comune di Zapponeta verrà realizzata una buca giunti interrata di transizione da cavo marino a cavo terrestre e da lì in poi il cavo proseguirà con posa interrata seguendo la viabilità pubblica esistente. L'energia prodotta verrà quindi convogliata nella Sottostazione elettrica condominiale dotata di un Gruppo di rifasamento della capacità massima di 420 MVA, previsti all'interno di un edificio industriale nelle vicinanze della Stazione Elettrica TERNA di Cerignola e del suo futuro ampliamento.

In tali ipotesi le opere a terra dell'**impianto di Utenza** constano di:

- **La vasca giunti di transizione interrata**, posizionata nelle vicinanze del punto di approdo nel comune di Zapponeta, consentirà la transizione dal cavo sottomarino al cavo destinato alla posa interrata;
- **Un elettrodotto interrato in doppia terna a 380 kV**, esteso per circa 16 km, sarà prevalentemente situato in affiancamento alla viabilità pubblica nei territori dei comuni di Zapponeta, Trinitapoli e Cerignola, con brevi transiti su terreni agricoli. La posa avverrà principalmente attraverso scavi a sezione obbligata, ma per gestire interferenze lungo il percorso, saranno realizzati 11 tratti posati

- mediante la tecnica priva di scavi denominata "Trenchless Onsite Construction" (TOC). Gli 11 tratti avranno lunghezze variabili, come rappresentato negli elaborati di progetto;
- **Una serie di 17 vasche giunti intermedie**, situate lungo il tracciato del cavidotto interrato con interdistanza variabile tra 700 e 950 metri, le giunzioni intermedie saranno realizzate nell'ambito dello scavo a sezione obbligata previsto per la posa dell'elettrodotto;
 - **Una Sottostazione elettrica di utenza per la condivisione dello stallo che sarà dotata di un gruppo di rifasamento isolato in GIS dedicato all'impianto Nemetun Island**, con una capacità massima di 420 MVA, composto da due reattori di tipo Shunt, che sarà collocata in un edificio industriale situato nel comune di Cerignola, nelle vicinanze del punto della nuova Stazione Elettrica e del suo futuro ampliamento.

Per quanto riguarda le **Opere di Rete** è importante notare che, secondo la decisione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e Ambiente, la progettazione dell'**ampliamento alla Stazione Elettrica di Cerignola** è responsabilità di un soggetto 'capofila', selezionato da Terna S.p.a. tra i produttori coinvolti nelle stesse opere di rete. Tale documentazione è da includere nella documentazione progettuale e nelle procedure autorizzative di tutti gli impianti di produzione da collegare a tali opere di rete. Nel caso specifico, il ruolo di capofila è affidato a un soggetto terzo, pertanto il pacchetto progettuale completo riferito alla nuova Stazione Elettrica di Ampliamento a 380 kV sarà inserito tra gli elaborati progettuali dell'impianto Nemetun Island, così come redatto dalla società Capofila presso Terna s.p.a.



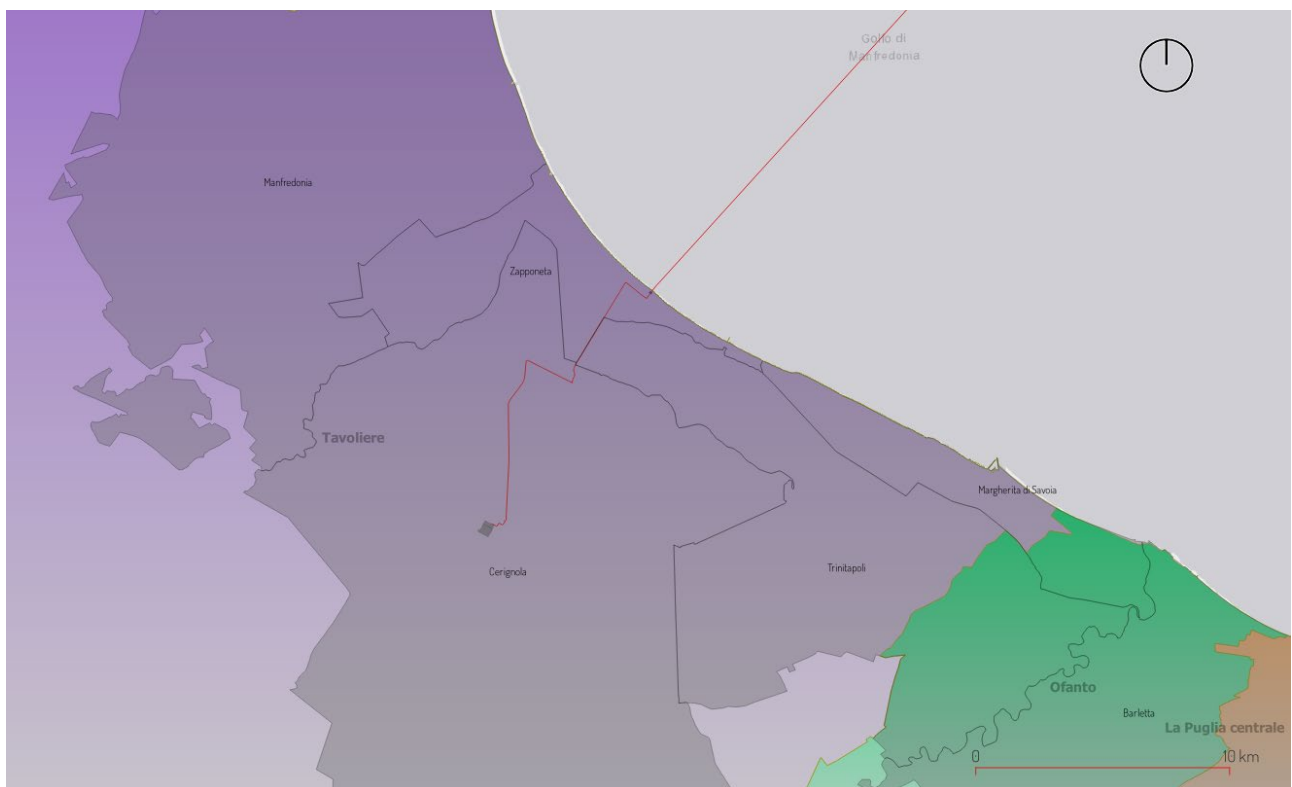
Rappresentazione sintetica delle opere a terra



Le opere di Utente e le opere di Rete presso il punto di connessione

7.2 OPERE ONSHORE - VERIFICA DI COMPATIBILITÀ CON IL PPTR PUGLIA

Le opere onshore relative gli interventi di progetto ricadono principalmente nell’ambito paesaggistico n. 3 "Tavoliere", e più precisamente nelle figure territoriali e paesaggistiche denominate “Le saline di Margherita di Savoia” e “Il mosaico di Cerignola”.



Ambiti territoriali PPTR

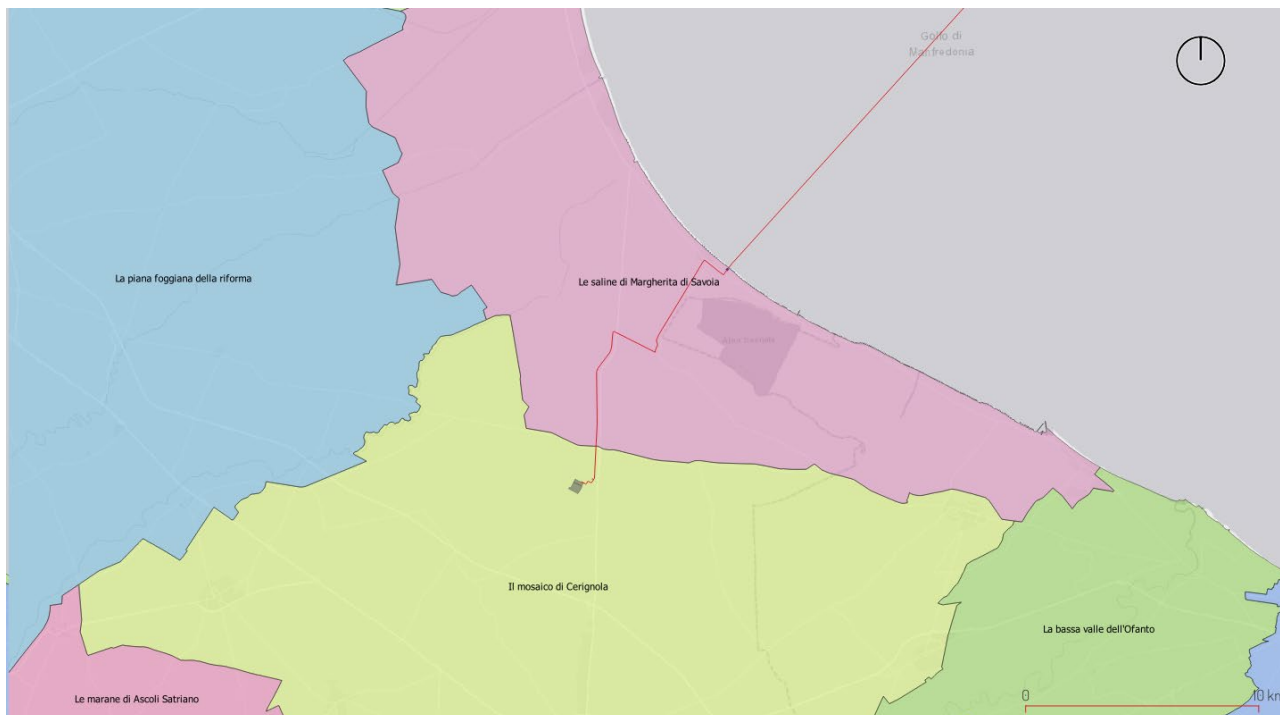


Figure territoriali PPTR

La figura territoriale numero 3.4 delle saline di Margherita di Savoia si estende dal terrazzo pedegarganico a nord fino alle Saline di Margherita di Savoia e la foce dell'Ofanto a sud. Si tratta del paesaggio costiero della Capitanata luogo delle fasi più significative della storia e dell'economia idraulica regionale, che ha visto, prima lo sfruttamento delle risorse offerte dalle aree umide, poi le ingenti trasformazioni della bonifica idraulica, e attualmente una volontà di tutela naturalistica.

La figura territoriale numero 3.3 del Mosaico di Cerignola appartiene al paesaggio del mosaico agrario del Tavoliere meridionale si sviluppa sul territorio compreso tra il fiume Ofanto e il torrente Carapelle, attorno al grosso centro agricolo di Cerignola, che con la raggiera di strade che si dipartono dal centro, organizza la figura territoriale. Alcuni di questi assi si prolungano divenendo importanti collegamenti territoriali (ad esempio l'asse con Canosa, che attraversa l'Ofanto). Lungo la direttrice da Foggia il paesaggio monotono della piana bassa e piatta del tavoliere centrale si movimentava progressivamente, dando origine a lievissime colline vitate punteggiate di masserie, che rappresentano i capisaldi del sistema agrario storico.

I punti di riferimento visivi mutano in questa figura: lasciato alle spalle l'altopiano del Gargano si intravedono a sud i rialti delle Murge e, sugli estesi orizzonti di viti e olivi, spicca il centro compatto di Cerignola, attorno al quale il mosaico agricolo è caratterizzato dalla geometria della trama agraria che si struttura a raggiera, con una maglia sempre più fitta man mano che ci si avvicina al margine urbano.

Il progetto è stato elaborato nel rispetto puntuale del sistema delle tutele introdotto dal PPTR ed articolato nei beni paesaggistici ed in ulteriori contesti paesaggistici con riferimento a tre sistemi che di fatto non differiscono in misura significativa da quelli previsti dal PUTT/p, ovvero:

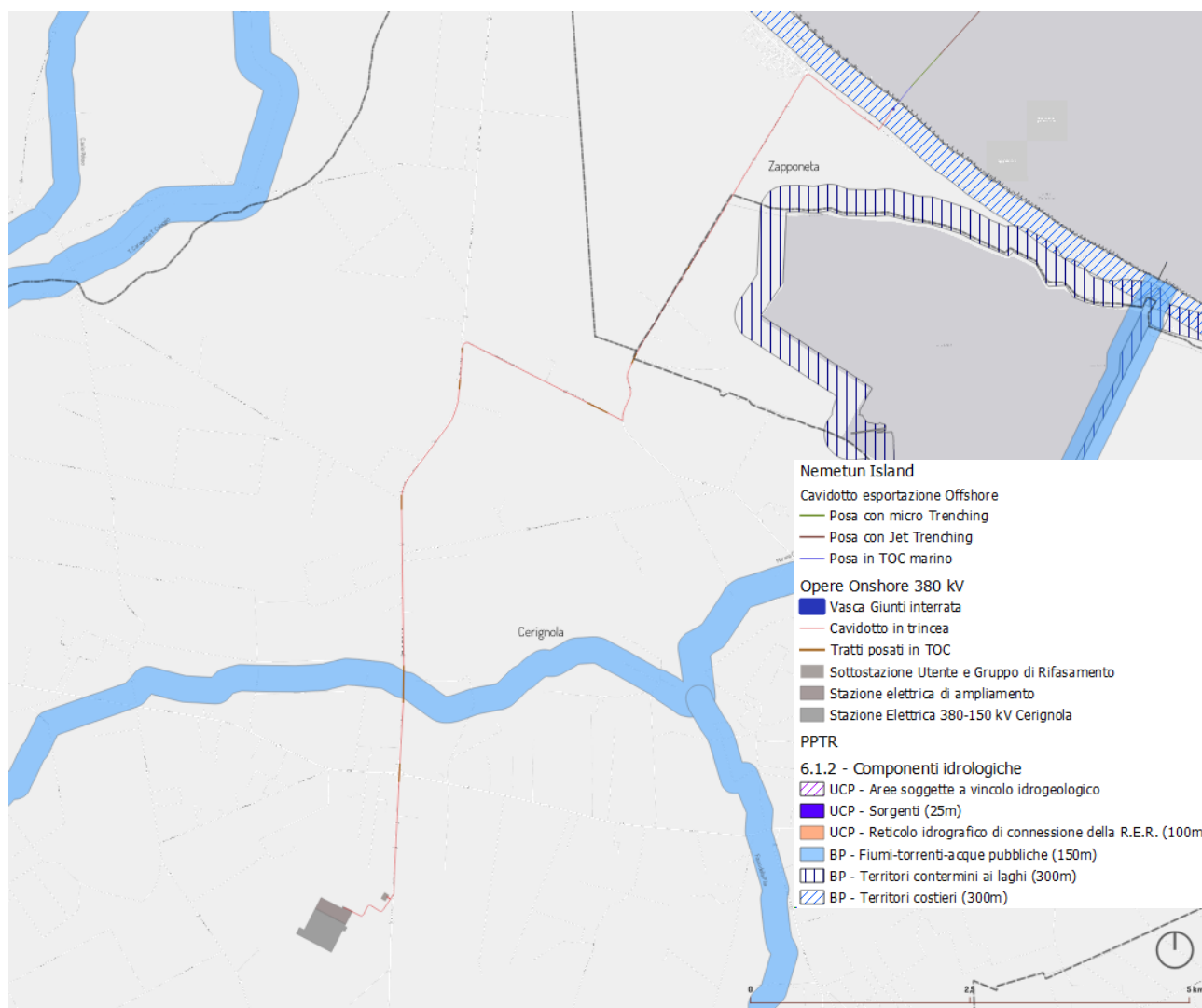
1. Struttura idrogeomorfologica
 - a. Componenti geomorfologiche
 - b. Componenti idrologiche
2. Struttura ecosistemica e ambientale
 - a. Componenti botanico vegetazionali
 - b. Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici
3. Struttura antropica e storico culturale
 - a. Componenti culturali ed insediative
 - b. Componenti dei valori percettivi

Come si evince dalle immagini che seguono, l'analisi degli atlanti del PPTR ha fatto emergere alcune interferenze riguardanti beni paesaggistici e ulteriori contesti paesaggistici, come indicato nella seguente tabella. La compatibilità delle opere progettate è stata valutata più approfonditamente nello Studio di Impatto Ambientale e nello Studio di Valutazione di Incidenza Ambientale.

Si rimanda ai contenuti dell'elaborato T.1.3.2 – *opere onshore inquadramento vincolistico* per un dettaglio grafico che consenta un maggiore approfondimento degli stralci cartografici qui riportati.

	STRUTTURA IDROGEOMORFOLOGICA	STRUTTURA ECOSISTEMICA E AMBIENTALE	STRUTTURA ANTROPICA E STORICO-CULTURALE
OPERE A TERRA			
Vasca Giunti <i>Interferenze con PPTR</i>	BP – Territori costieri	UCP – Siti di rilevanza naturalistica	----
Vasca Giunti <i>Verifica di compatibilità PPTR</i>	Opere interrato su terreni agricoli e viabilità esistente da sottoporre ad autorizzazione ambientale	Opere interrato su terreni agricoli e viabilità esistente da sottoporre ad autorizzazione ambientale	
Elettrodotto interrato 380 kV <i>Interferenze con PPTR</i>	BP – Fiumi torrenti e acque pubbliche	UCP – Aree umide UCP – Siti di rilevanza naturalistica	UCP – Rete tratturi e relativa fascia di rispetto BP – Zone di interesse archeologico UCP – Strade a valenza paesaggistica
Elettrodotto interrato 380 kV <i>Verifica di compatibilità PPTR</i>	Posa con tecnologia TOC	Posa su infrastrutture viarie esistenti in rilevato	Posa su infrastrutture viarie esistenti in rilevato
Sottostazione Elettrica di utenza in GIS e gruppo di rifasamento <i>Interferenze con PPTR</i>	----	----	----
Sottostazione Elettrica di utenza in GIS e gruppo di rifasamento <i>Verifica di compatibilità PPTR</i>	----	----	----

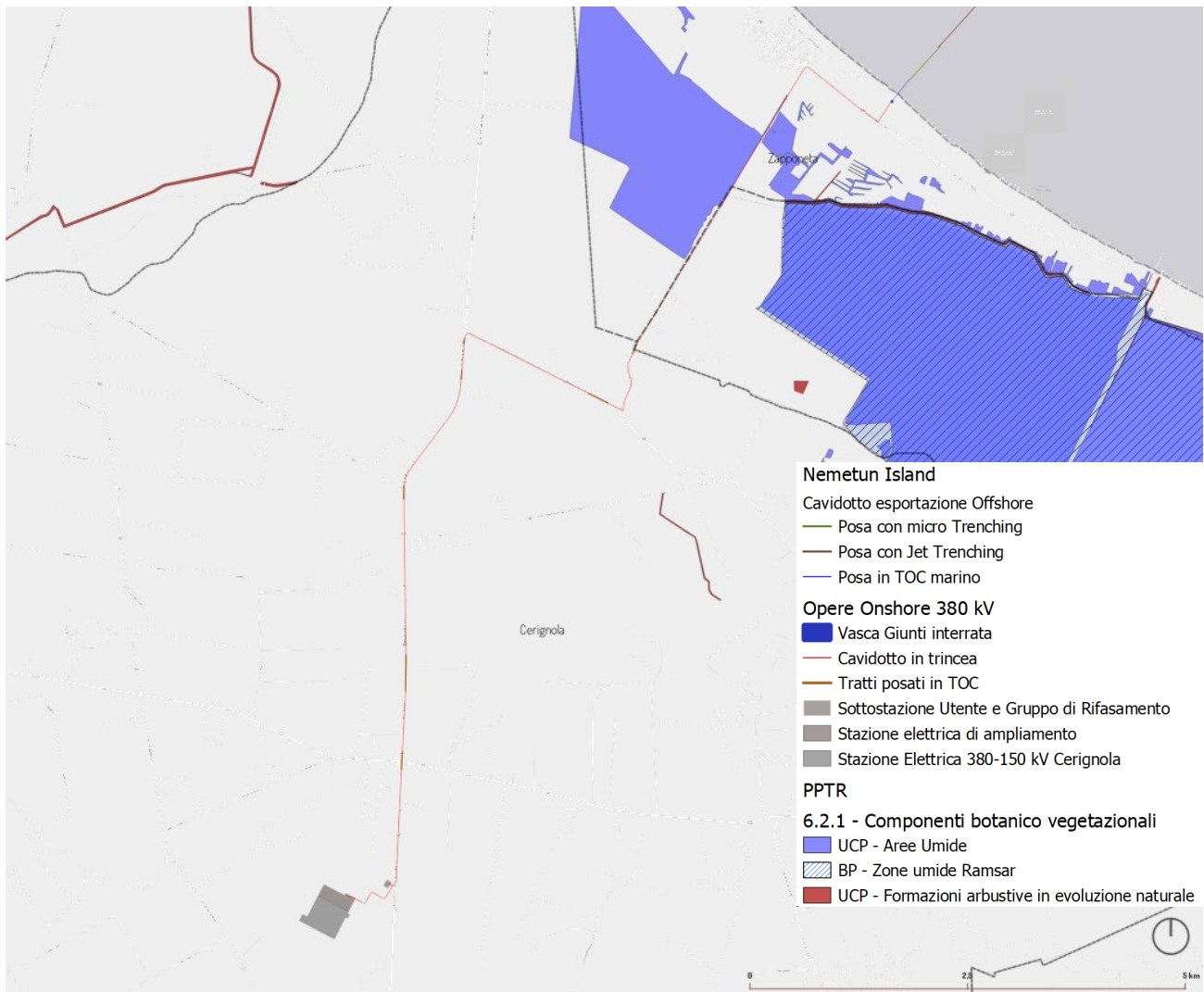
7.2.1 Struttura idrogeomorfologica - Componenti idrologiche



Opere onshore su PPTR - Struttura idrogeomorfologica – Componenti idrologiche

Riguardo alle componenti idrogeomorfologiche si segnala l'assenza di interferenze con le componenti geomorfologiche, per le componenti idrologiche è evidente l'attraversamento della Marana di Castello, che verrà eseguita tramite tecnica "Trenchless Onsite Construction" (TOC). Le opere sul tratto costiero (BP-territori costieri) sono costituite dall'approdo eseguito mediante TOC marina, della vasca giunti interrata e da un tratto di cavidotto AT interrato in trincea su terreno agricolo.

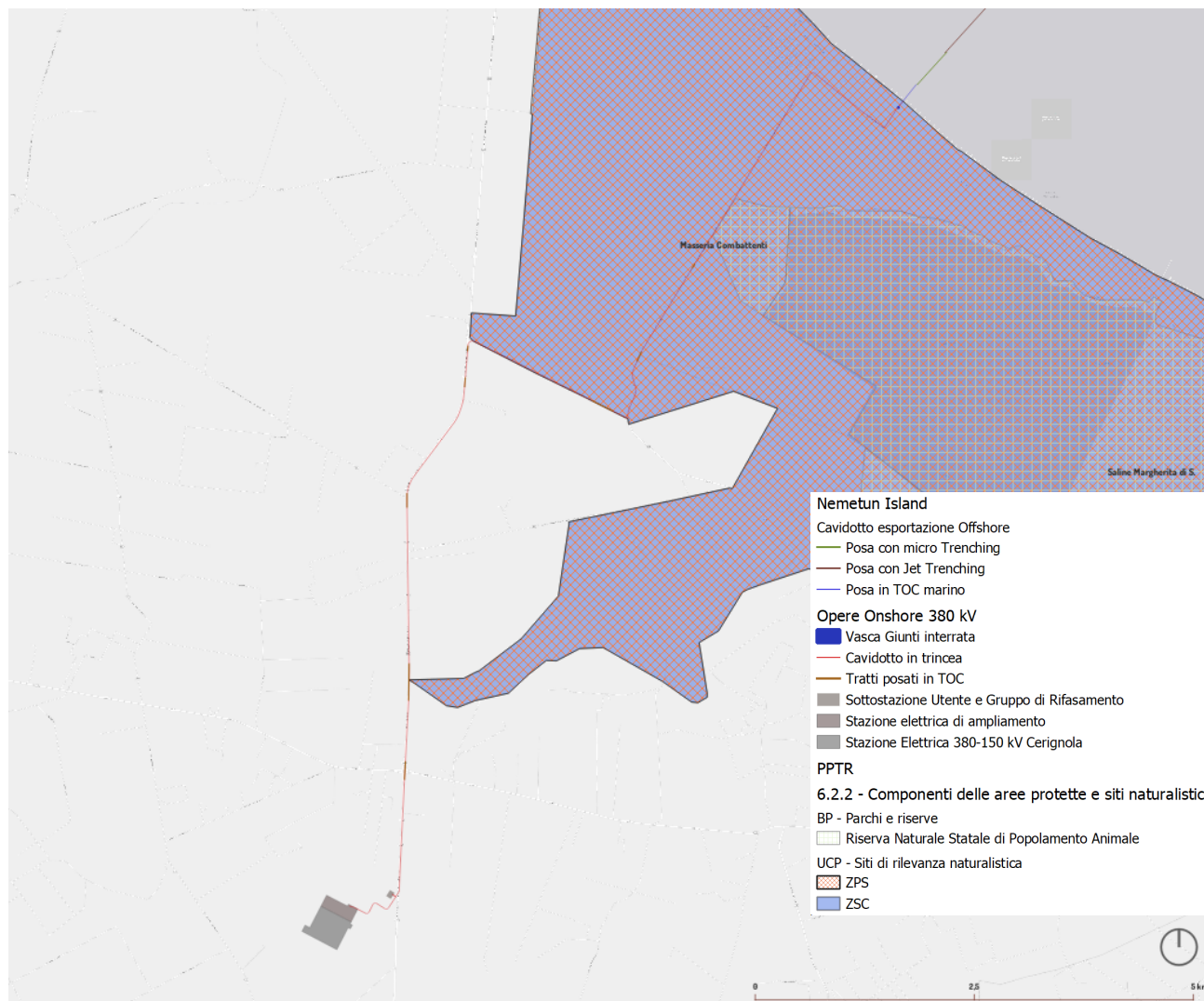
7.2.2 Struttura ecosistemica e ambientale - Componenti botanico vegetazionali



Opere onshore su PPTR - Struttura ecosistemica e ambientale – Componenti botanico-vegetazionali

In relazione alla struttura ecosistemica e ambientale, si evidenzia la prossimità con le UCP – zone umide nel comune di Zaponeta. Tuttavia, il transito del cavidotto onshore e l'installazione delle vasche giunti intermedie influenzeranno solo il tracciato stradale della SP 66, che è elevato rispetto alle zone circostanti. Di conseguenza, non sono previste interferenze come la perdita di habitat.

7.2.3 Struttura ecosistemica e ambientale - Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici



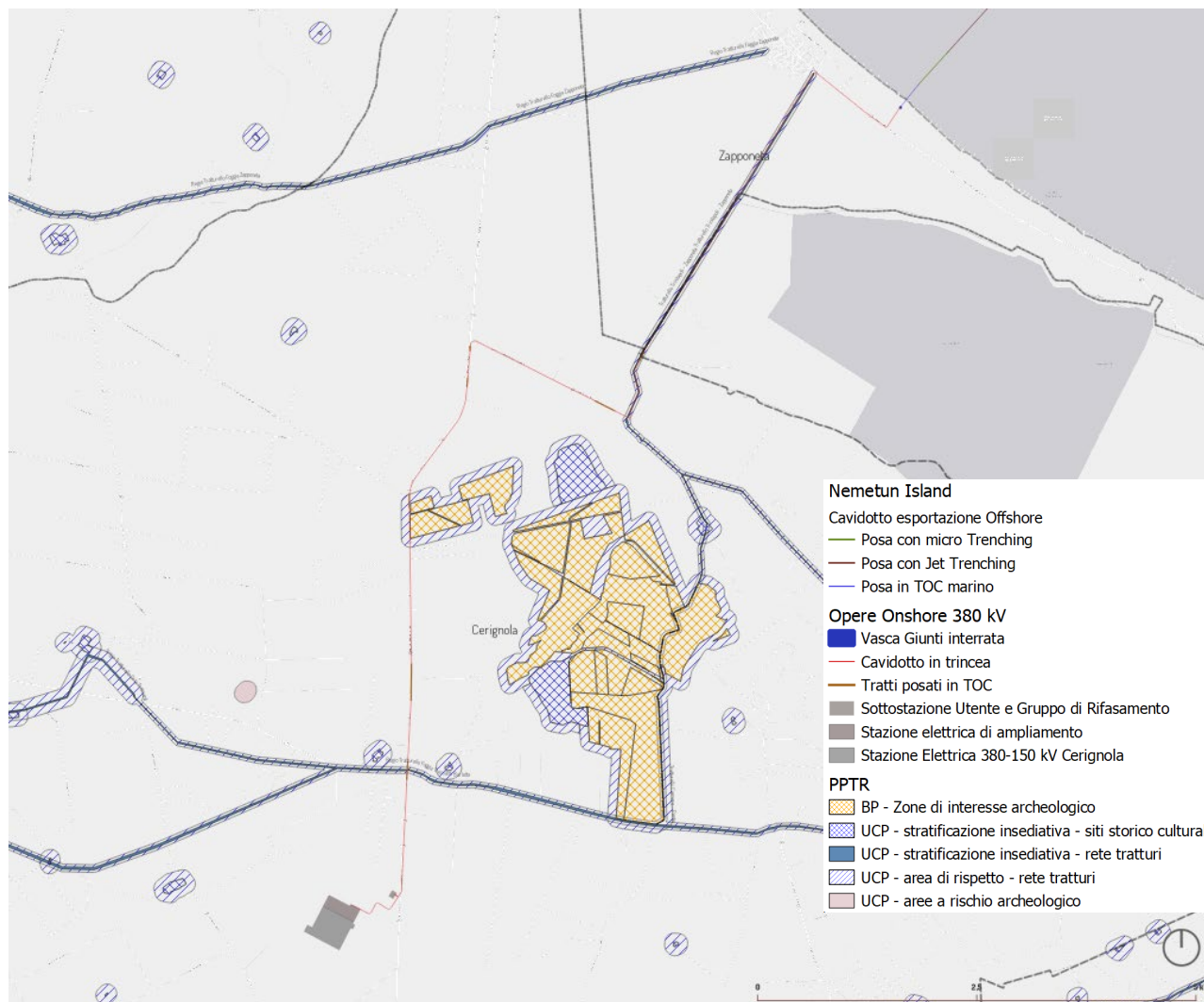
Opere onshore su PPTR - Struttura ecosistemica e ambientale – Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici

La componente delle aree protette e i siti naturalistici segnala la presenza delle zone ZPS IT9110038 "Paludi presso il Golfo di Manfredonia" e ZSC/SIC IT9110005 "Zone umide della Capitanata". Tuttavia, la ZPS marina IT9110041 "Aloisa – Carapelle", di recente formazione, non è inclusa nella cartografia PPTR.

Anche in questo caso, si sottolinea che il transito del cavidotto onshore e l'installazione delle vasche giunti intermedie influenzeranno esclusivamente il tracciato stradale della SP 66, che si eleva rispetto alle zone circostanti. Di conseguenza, non sono previste interferenze dirette come la perdita di habitat rilevanti.

Per ulteriori dettagli sugli impatti discretizzati relativi alle varie fasi del ciclo di vita dell'opera, si rimanda ai paragrafi successivi e allo Studio di Valutazione di Incidenza Ambientale.

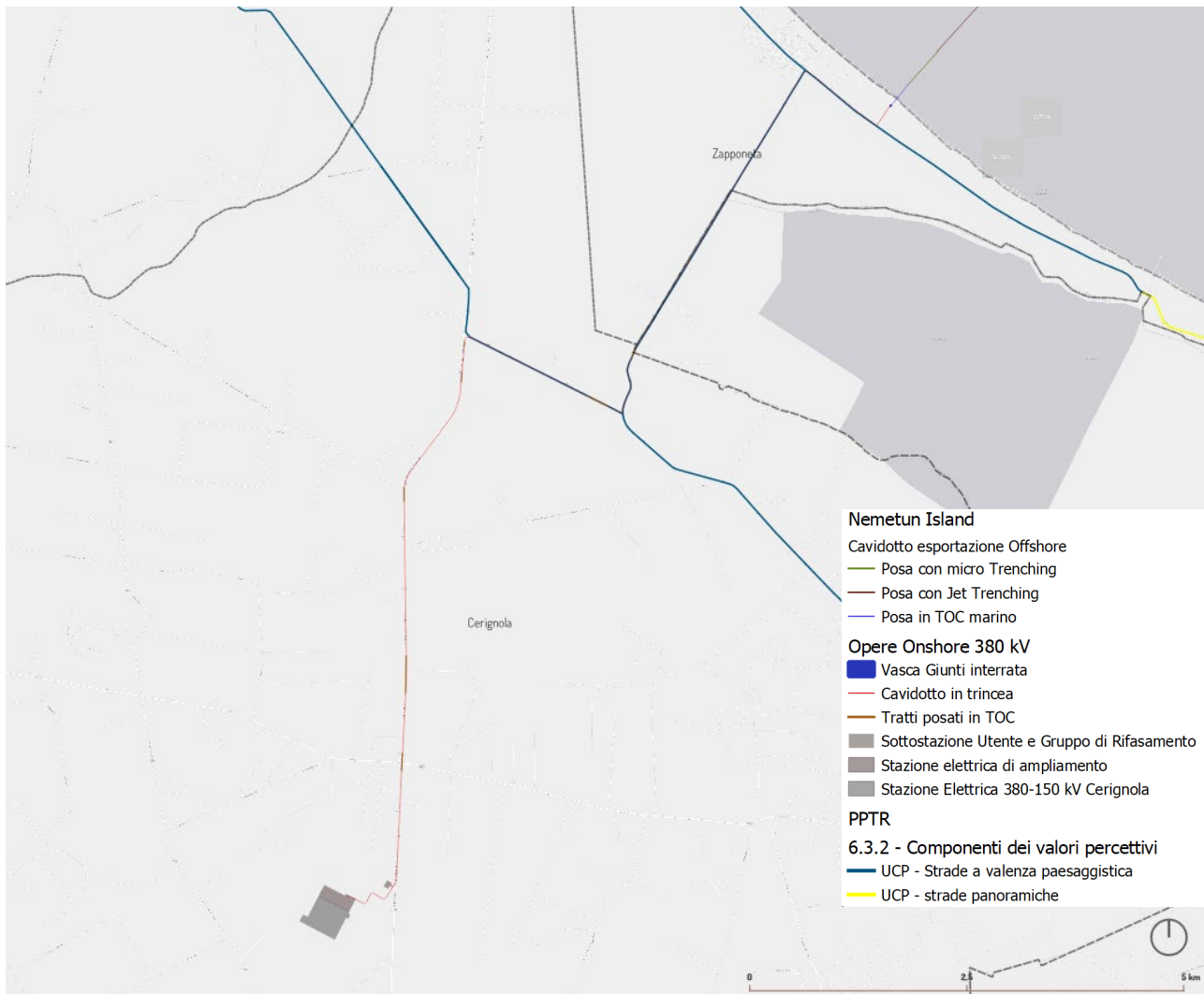
7.2.4 Struttura antropica e storico culturale - Componenti culturali e insediative



Opere onshore su PPTR - Struttura antropica e storico culturale - Componenti culturali e insediative

Si segnala la percorrenza del tracciato del cavidotto in affiancamento al Tratturello Trinitapoli – Zapponeta e, più avanti, l'attraversamento del Tratturello Foggia Tressanti Barletta. Nel primo scenario, le opere (cavidotto interrato e vasche giunti intermedie) coinvolgeranno la strada SP66, che è situata in rilevato su un tracciato leggermente differente rispetto al percorso storico del tratturello. Nel secondo caso, l'attraversamento sarà eseguito utilizzando la tecnica TOC. Per ulteriori dettagli sulla componente archeologica, si rimanda alla sezione dedicata nell'ambito del SIA. È importante sottolineare che per l'esecuzione delle opere è prevista la sorveglianza archeologica conformemente alla normativa vigente in materia.

7.2.5 Struttura antropica e storico culturale - Componenti dei valori percettivi



Opere onshore su PPTR - Struttura antropica e storico culturale - Componenti dei valori percettivi

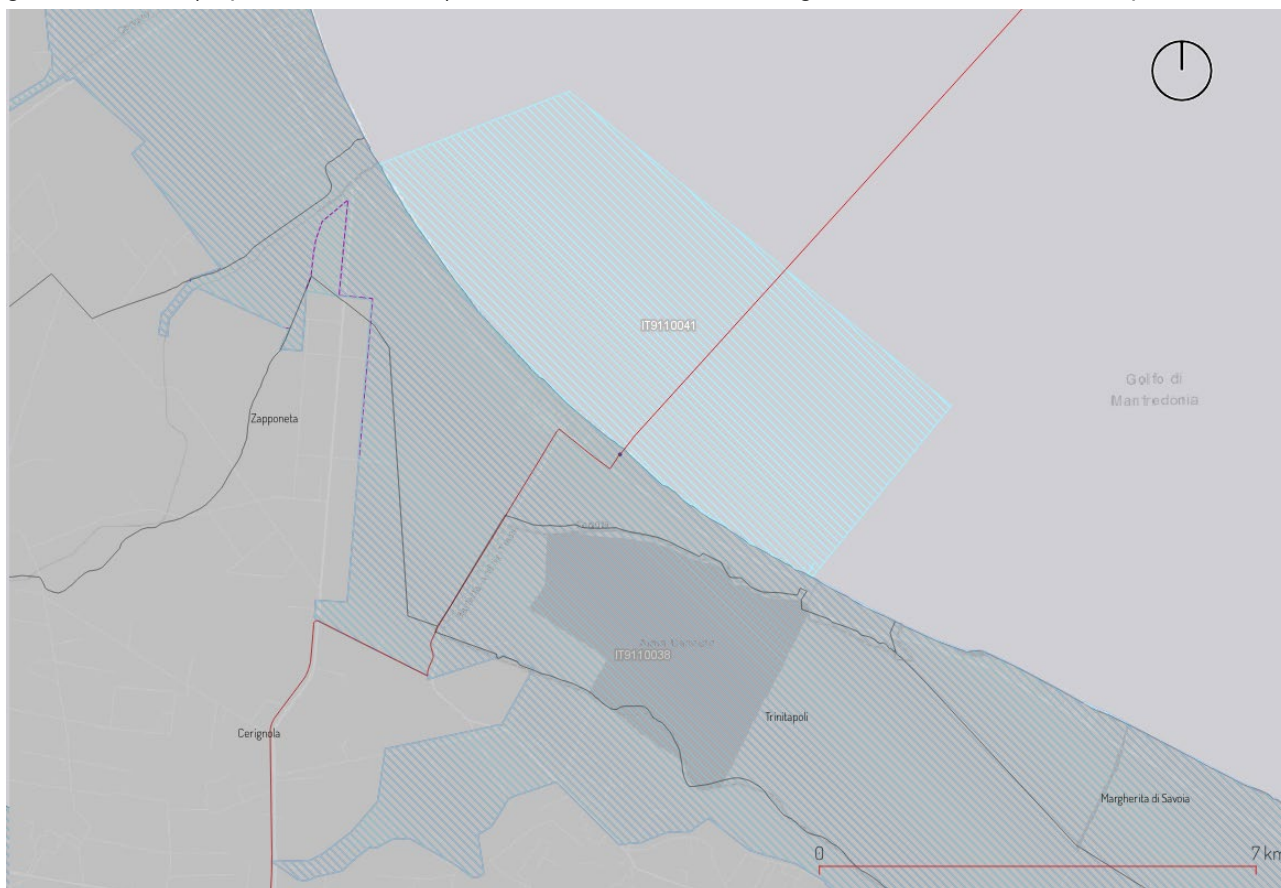
Il percorso del cavidotto onshore coincide con alcune strade indicate come Strade a valenza paesaggistica nelle UCP. Tuttavia, il cavidotto interrato non modifica le caratteristiche percettive delle strade interessate. Le attività di cantiere, che sono di breve durata, non si distinguono significativamente in termini di impatto rispetto alle normali operazioni di manutenzione delle strade.

7.3 OPERE ONSHORE – AREE PROTETTE E SITI RETE NATURA 2000

Il tratto terminale del cavidotto AT da posare a mare attraversa per circa 2 miglia nautiche, 4 km, la ZPS marina IT9110041 “Aloisa – Carapelle”, che si trova nel comune di Zapponeta.

Le opere onshore interessano in parte siti della **Rete Natura 2000**, in particolare: 8 km di tratto di cavidotto interrato a terra attraversano la ZPS terrestre IT9110038 “Paludi presso il Golfo di Manfredonia” e la ZSC/SIC IT9110005 “Zone umide della Capitanata” che si estendono tra i comuni di Manfredonia, Zapponeta, Cerignola, Trinitapoli e Margherita di Savoia.

Inoltre, gli stessi 8 km di percorrenza del cavidotto onshore sono collocati all’interno di un’area importante per gli uccelli: l’IBA (Important Bird Areas) n. 203 - Promontorio del Gargano e zone umide della Capitanata.



Aree Rete Natura 2000 inquadramento area di approdo

- IT9110038 Paludi presso il Golfo di Manfredonia

Il sito ZPS è stato istituito con DGR n. 347 del 10/2/2010 e ricadente nella regione biogeografica “Mediterraneo”, ha un’estensione complessiva di 14437,0 ha, di cui il 100% è area terrestre.

Tipi di habitat - IT9110038 Paludi presso il Golfo di Manfredonia	Superficie (ha)
1150*: Lagune costiere	2830,4
1310: Vegetazione annua pioniera a <i>Salicornia</i> e altre specie delle zone fangose e sabbiose	721,85
1410: Pascoli inondatai mediterranei (<i>Juncetalia maritimi</i>)	1443,7
1420: Praterie e fruticeti alofili mediterranei e termo-atlantici (<i>Sarcocornietea fruticosi</i>)	3320,51

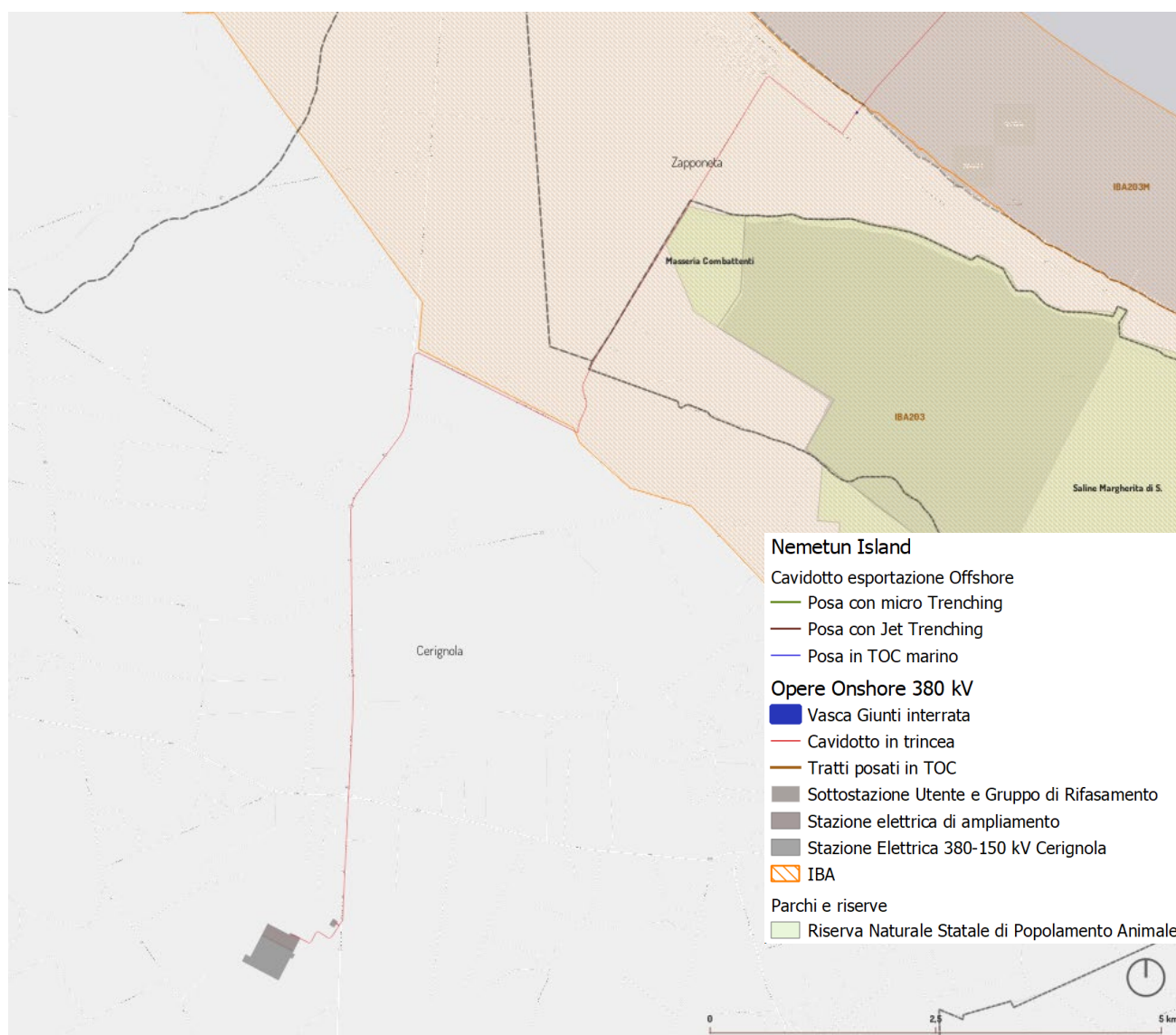
- IT9110005 Zone umide della Capitanata

Il sito ZSC è stato istituito con DM 28/12/2018 (G.U. 19 del 23-01-2019) e ricadente nella regione biogeografica “Mediterraneo”, ha un’estensione complessiva di 14110,0 ha, di cui il 100% è area terrestre. Entro l’area del sito sono presenti i seguenti tipi di habitat:

Tipi di habitat - IT9110005 Zone umide della Capitanata	Superficie (ha)
1150*: Lagune costiere	2830,4
1210: Vegetazione annua delle linee di deposito marine	282,18
1310: Vegetazione annua pioniera a <i>Salicornia</i> e altre specie delle zone fangose e sabbiose	2821,8
1410: Pascoli inondatai mediterranei (<i>Juncetalia maritimi</i>)	846,54
1420: Praterie e fruticeti alofili mediterranei e termo-atlantici (<i>Sarcocornietea fruticosi</i>)	5220,33
92D0: Gallerie e forteti ripari meridionali (<i>Nerio-Tamaricetea</i> e <i>Securinegion tinctoriae</i>)	60,4

Per i tratti di cavidotto e le opere connesse (vasche giunti e tratti in TOC) ricadenti all'interno dei citati siti rete Natura 2000, verranno presi opportuni accorgimenti, riguardanti soprattutto la fase di cantiere, al fine di eliminare o ridurre al minimo i possibili impatti sulla fauna.

Per quanto riguarda le **Aree Protette** è opportuno evidenziare che una porzione non significativa del cavidotto interrato, estesa per circa 500 metri, percorre la SP 66 in prossimità della **Riserva Naturale Statale "Masseria Combattenti"** in continuità con le **Saline di Margherita di Savoia**. È importante evidenziare che il cavidotto interrato è situato su un'infrastruttura stradale preesistente, posta in rilevato rispetto alla riserva naturale, non si ravvedono pertanto particolari impatti negativi dovuti alla presenza dell'opera, quali la sottrazione di habitat.



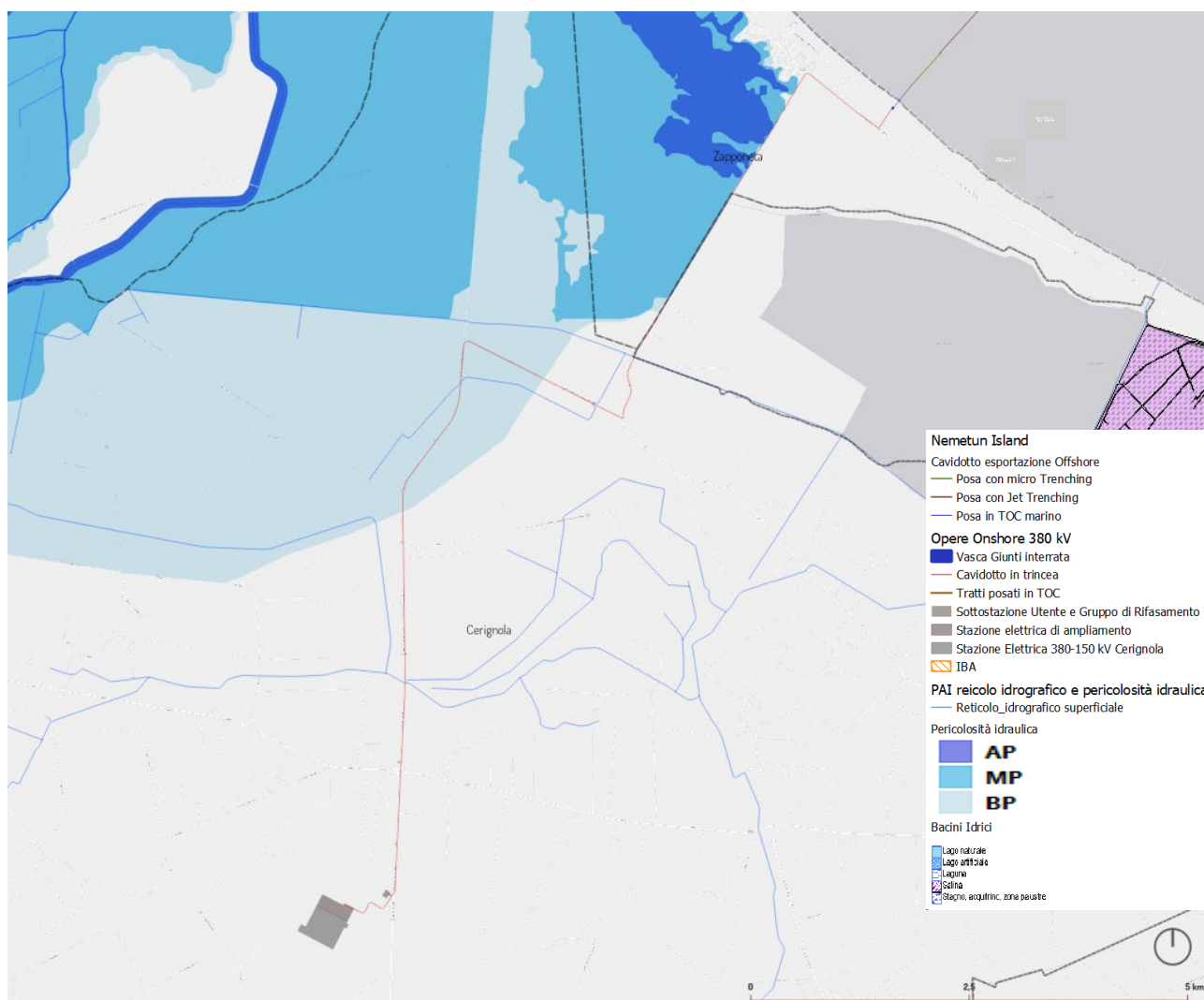
Aree IBA e aree protette

7.4 OPERE ONSHORE – INQUADRAMENTO SU CARTOGRAFIA PAI

Dalla Consultazione della “Carta del Rischio” del Piano stralcio per la Difesa dal Rischio Idrogeologico dell’Autorità di Bacino Distrettuale dell’Appennino Meridionale della Puglia, è emerso che nell’area in esame sono presenti perimetrazioni PAI con grado basso, medio e alto relativamente alla pericolosità Idraulica. L’area di intervento non è caratterizzata dalla presenza di importanti vincoli PAI, gli attraversamenti del reticolo idrografico e delle infrastrutture a rete (gasdotti, reti elettriche e idriche) verranno gestiti facendo ricorso alla tecnica denominata "Trenchless Onsite Construction" (TOC). LA TOC è una tecnica no dig (ovvero senza scavo) per la posa di tubazioni e cavi interrati. 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.

Sui siti attraversati dall’elettrodotto onshore non sono presenti aree a pericolosità geomorfologica di qualsiasi natura.

Si rimanda all’elaborato *R.1.3.1_Relazione geologia opere onshore* per maggiori approfondimenti.



Inquadramento delle opere onshore su cartografia PAI

8 PROFILO PRESTAZIONALE DEL PROGETTO

8.1 PRINCIPALI CARATTERISTICHE DEL PROGETTO

Il progetto prevede, come detto, la realizzazione di un “Parco Eolico” costituito da n. 63 **aerogeneratori**, installati su altrettante torri tubolari in acciaio e mossi da rotor a tre pale. I generatori che si prevede di utilizzare avranno potenza nominale di 15 MW; si avrà pertanto una capacità produttiva complessiva massima di 945 MW, da immettere sulla Rete di Trasmissione Nazionale.

Gli aerogeneratori saranno installati su **fondazioni flottanti ancorate** al fondale marino e collegati da **cavi a 66 kV** con una **sottostazione elettrica offshore** installata su piattaforma di tipo fisso a circa 6 NM (11 km) dall’impianto eolico. La piattaforma è costituita da una sottostruttura (Jacket) ancorata con pali di fondazione ed una sovrastruttura (Topsides) all’interno della quale sono alloggiati i componenti elettrici. All’interno della sottostazione l’energia elettrica prodotta sarà convertita innalzandone la tensione da 66 kV a 380 kV. L’energia trasformata nella sottostazione offshore sarà poi trasportata a terra mediante un **elettrodotto** marino.

8.2 AEROGENERATORI

Il progetto prevede al momento l’utilizzo di 63 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
-------------	---------------

Caratteristiche della Vestas V236-15.0 MW



Vestas V236-15.0 MW

Si tratta di uno dei modelli di turbina eolica per installazioni offshore più avanzato al mondo. La turbina prevista è composta da:

- Tre pale in carbonio e fibra di vetro da 115,5 m che giuntate al mozzo formano un rotore di complessivi 236 m e un'area spazzata di 43742 m²;
- un sistema di controllo del pitch idraulico posto su ciascuna pala,
- mozzo e albero principale per il trasferimento della potenza dalle pale al gear box,
- il gear box che aumenta la velocità di rotazione adeguandola al generatore,
- il sistema di imbardata montato sulla base della navicella, che, ruotando, consente il posizionamento ottimale dell'aerogeneratore rispetto alla direzione del vento,
- una torre tubolare di sezione massima pari a 7,5 m costituita da più sezioni assemblate tramite giunti a flangia imbullonati tra loro di altezza (base-mozzo) pari a 150 m,
- la navicella in acciaio e fibra di vetro che contiene all'interno di compartimenti i componenti meccanici (albero, cuscinetti, gear box, ecc.), le apparecchiature elettriche (generatore, trasformatori, convertitori, sistemi di controllo) e i sistemi ausiliari (pompa idraulica, trasformatore ausiliario, deumidificatore, batterie, ecc.) mentre sul tetto sono posizionati i sensori di vento ed una piattaforma per l'atterraggio con elicottero.

8.3 LE SOTTOSTRUTTURE DI FONDAZIONE GALLEGGIANTI

8.3.1 Procedura di selezione delle sottostrutture di fondazione

Per la progettazione delle fondazioni galleggianti è stata avviata una collaborazione con l'University of Strathclyde, università britannica con sede nella città di Glasgow in Scozia, questo istituto è all'avanguardia negli studi sulle fonti rinnovabili marine.

L'Università di Strathclyde vanta 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 dall'università 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.

Lo studio svolto ha permesso di selezionare la tipologia di fondazione e realizzare il dimensionamento della struttura in base alle condizioni meteomarine e di batimetria.

In particolare, sono state prese in considerazione tutte le principali configurazioni adottate dalle turbine eoliche offshore galleggianti che risultano già installate e operative o in costruzione. Queste configurazioni sono state inquadrare secondo le principali caratteristiche e classificate nelle tre classi principali (stabilizzato con figura di galleggiamento, stabilizzato con zavorra e stabilizzato in ormeggio). Per ciascuna configurazione si è spiegato il criterio di classificazione analizzando i principali vantaggi e svantaggi.

Sono stati adottati due principali criteri di selezione per scegliere le configurazioni più adatte al sito prescelto:

	Criterio	Descrizione
A	Livello di industrializzazione della tecnologia	TRL \geq 7: sviluppo almeno a livello pre-commerciale, ovvero almeno un parco eolico offshore con più unità in condizioni operative, con una capacità totale del parco superiore a 5 MW.
B	Pescaggio operativo minimo rispetto alla profondità dell'acqua	Configurazione compatibile con le profondità riscontrate nel sito: Min: 180 m Max 500 m

Le informazioni sul sito web di Quest Floating Wind Energy sono state utilizzate per filtrare le configurazioni delle turbine eoliche galleggianti che soddisfano il criterio TRL definito come base, e i risultati sono presentati di seguito. Le configurazioni identificate sono (in ordine alfabetico), sono:

- Stabilizzato da zavorra, (SPAR)
- Stabilizzato dal piano d'acqua, semisommersibile.

In termini di livello di TRL, entrambe le configurazioni raggiungono il livello massimo di TRL, poiché sia per il SPAR che per il semisommersibile sono presenti parchi eolici offshore commerciali completi, con capacità installata totale pari o superiore a 50 MW:

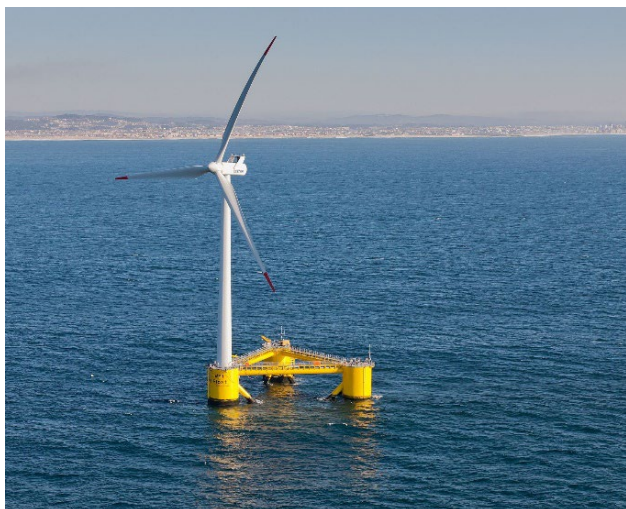
- per lo SPAR si evidenzia il progetto Hywind Tampen, commissionato nel 2022, costituito da 11 turbine eoliche, per una potenza complessiva di 88 MW;
- per il semisommersibile vi è il progetto Kincardine, in Scozia (tranche 2), commissionato nel 2021, costituito da 5 turbine eoliche, per una capacità complessiva di 47,5 MW.

In termini di profondità dell'acqua:

- la configurazione stabilizzata da zavorra, se si considera la configurazione con la massima potenza nominale, cioè 9,5 MW del progetto Hywind III, richiede un pescaggio operativo minimo di circa 130 m. Se si tiene conto del fatto che il presente progetto considera un aerogeneratore da 15 MW, con un'altezza del mozzo più elevata e una spinta massima maggiore, è probabile che sia necessario un pescaggio operativo minimo superiore a 130 m. Tuttavia, poiché la profondità dell'acqua minima nel

sito è di 180 m, questo progetto sarebbe, in linea di principio, compatibile con questa profondità dell'acqua.




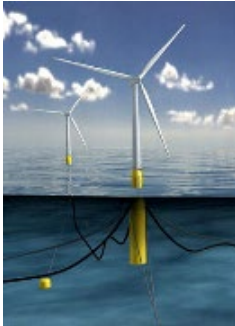


- la configurazione semisommersibile è pienamente compatibile con la profondità dell'acqua del sito considerato: si ha infatti che la struttura semisommersibile utilizzata per il progetto Kincardine richiede per l'aerogeneratore da 9,5 MW una profondità minima di 40 m. Anche aumentando la dimensione dell'aerogeneratore (a 15 MW), a causa del meccanismo di stabilizzazione utilizzato, la piattaforma aumenterà in larghezza, ma non necessariamente in pescaggio, in modo che la profondità minima richiesta non cambi: ciò può essere osservato confrontando i tre progetti realizzati utilizzando questa tecnologia che hanno la stessa profondità operativa minima nonostante ma utilizzano aerogeneratori di potenza nominale diversa.



(a sinistra) semisommersibile di Principle Power, (a destra) Hywind spar

Progettista	Prodotto	TRL	Max MW	Config.	Draft	Pescaggio minimo	Progetti realizzati con questa tecnologia
Principle Power	WindFloat	9	10	Semisub	18	40	WindFloat Atlantic, Kincardine Tranche 2, EFGL Leucate, Gofio, Sahariano, Cabildo, Alisio, Colombino, AIWind, Erebus, Valorous
Equinor	Hywind II	9	10	Spar	78	100	Hywind Scotland, Juan Grande FOWCA, Morro Bay I
Equinor	Hywind III	9	10	Spar	90	130	Hywind Tampen
Principle Power	WindFloat	9	9	Semisub	18	40	Emerald Ph I, Emerald Ph II, WindFloat Japan, Korean Floating Wind A, Korean Floating Wind B, Korean Floating Wind C

Progetti realizzati con le tecnologie selezionate

Classificazione	Criteri di selezione	
	TRL \geq 7	Minimo pescaggio operativo VS profondità acqua
Stabilizzato da figura di galleggiamento (semisommersibile) 	 La configurazione semisommersibile ha raggiunto TRL 9	 Anche considerando la maggiore altezza del mozzo e la spinta aerodinamica dell'aerogeneratore da 15 MW, questa piattaforma scala principalmente in larghezza, non in pescaggio, quindi è ragionevole ipotizzare una profondità minima richiesta di circa 40 m anche per una versione da 15 MW.
Stabilizzata da zavorra (SPAR) 	 La configurazione Spar ha raggiunto TRL 9	 Il progetto Hywind Tampen, composto da 11 turbine eoliche da 8,6 MW, richiede una profondità minima di circa 130 m. Non sono state costruite e installate configurazioni SPAR per turbine eoliche da 15 MW, ma è probabile che possano essere installate a una profondità di 180 m (profondità minima dell'acqua considerata nel sito) e certamente possono essere installate a 500 m (massima profondità dell'acqua considerata).

8.3.2 Criteri di trasportabilità dei floater

Le turbine eoliche offshore possono richiedere operazioni di manutenzione importanti durante la loro vita utile. Nel caso della configurazione semisommersibile, è possibile adottare l'approccio cosiddetto "Traino a terra", mediante il quale la turbina eolica galleggiante viene trasportata a terra per le operazioni di manutenzione principali, dopo aver staccato il cavo di alimentazione elettrica e il sistema di ancoraggio. Infatti, una semisommersibile può raggiungere un pescaggio di trasporto molto basso. Questo non è possibile per una configurazione SPAR: è di solito molto difficile trovare una struttura portuale con una profondità dell'acqua compatibile con il pescaggio di un'intera fondazione flottante SPAR assemblata delle dimensioni considerate. La profondità minima del pescaggio può essere determinante nella scelta tra le due opzioni, poiché un pescaggio superiore a 100 metri non è compatibile con le infrastrutture portuali italiane e comporterebbe significative difficoltà durante la realizzazione e la manutenzione delle turbine installate.

Questo criterio ha orientato la selezione verso una struttura semisommersibile stabilizzata da figura di galleggiamento.

8.3.3 Criteri di assemblaggio

Il semisommersibile può essere completamente assemblato all'interno dell'infrastruttura portuale, ovvero l'RNA e la torre possono essere montati sulla sottostruttura galleggiante, poiché è richiesto un pescaggio molto limitato. I vantaggi di questa possibilità sono:

- **maggiore economicità:** un'operazione di montaggio condotta a terra o presso il molo ha un costo inferiore rispetto allo stesso montaggio condotto in prossimità della costa o in mare aperto.
- **finestre meteorologiche più ampie:** l'operazione di montaggio può essere condotta solo al di sotto di una certa velocità del vento massima e, se soggetta a carichi ondosi, al di sotto di una certa altezza significativa delle onde. A terra o in prossimità della costa, le velocità del vento sono generalmente

inferiori rispetto a quelle in mare aperto e, soprattutto, il montaggio può avvenire in aree riparate, dove le altezze delle onde sono notevolmente ridotte. Pertanto, le operazioni di montaggio a terra o in prossimità della costa possono svolgersi per una parte maggiore dell'anno rispetto a quelle in mare aperto.

Anche questo criterio è stato considerato favorevole per la selezione di una fondazione semisommersibile.

8.3.4 Sviluppo dell'indotto locale

Uno dei principali criteri di progettazione che ha guidato il proponente e il progettista nella pianificazione del parco eolico offshore Nemetun Island è stata la preferenza per la produzione e la gestione dell'impianto a livello locale. In particolare, si preferirebbe produrre la sottostruttura galleggiante in Italia, possibilmente in Puglia, al fine di concentrare gli investimenti sul territorio direttamente coinvolto nelle operazioni.

Una piattaforma semisommersibile, per la semplicità delle strutture e degli assemblaggi di cui è composta, non richiede una specializzazione diversa da quella normalmente impiegata in un ordinario cantiere edile, questo tipo di manodopera può essere facilmente reperita a livello locale. Al contrario, una struttura di tipo SPAR richiede un livello di specializzazione navale più avanzato, che è meno facilmente disponibile nel sud Italia.

A questo riguardo, è degno di nota il nuovo design semisommersibile di Principle Power denominato "WindFloat F", caratterizzato da un'architettura a pannello piatto, a differenza dell'opzione originale "WindFloat T", che si basa su elementi cilindrici e quindi calandrati. L'adozione del design a pannello piatto potrebbe essere considerata come un ulteriore semplificazione del processo produttivo, poiché non richiederebbe la realizzazione in officina di elementi calandrati, ma solo l'uso di lamiere più facilmente reperibili sul mercato e assemblabili.

Tuttavia, al momento il modello WindFloat T è quello considerato, data la sua attuale fase di sviluppo tecnologico (TRL), in attesa che il livello di TRL del WindFloat F venga incrementato.



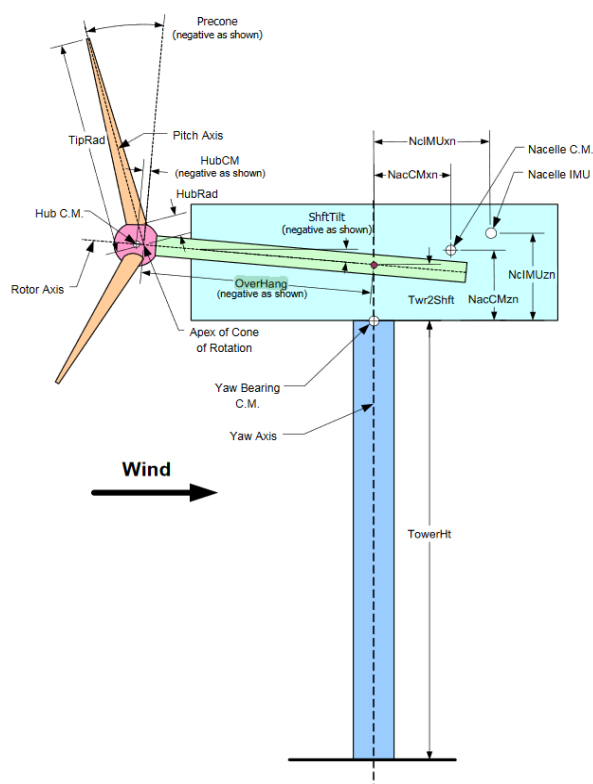
Windfloat F Principle Power <https://www.principlepower.com/windfloat/the-windfloat-advantage>

8.3.5 Criteri di dimensionamento strutturale della fondazione flottante

Ai fini del dimensionamento strutturale del floater è individuato un modello di riferimento per la turbina eolica offshore selezionata. L'Agenzia Internazionale dell'Energia (www.iea.org) ha definito un modello di turbina eolica offshore di riferimento, da 15 MW, a libero accesso. La turbina eolica offshore di riferimento IEA Wind da 15 MW. Questo modello è adottato come turbina eolica di riferimento per il presente progetto, poiché rappresenta un design industrialmente rilevante e fornisce diversi dettagli tecnici di solito non forniti dai produttori di turbine eoliche (OEM), consentendo quindi un'analisi più avanzata e risultati più accurati.

Questo aerogeneratore a tre pale, orientato controvento, è una macchina di Classe 1B, con un diametro del rotore di 240 m e un'altezza del mozzo di 150 m. Strategie di controllo a velocità variabile e di passo collettivo sono impiegate per regolare le prestazioni dell'aerogeneratore. Ad esempio, a un livello elevato per velocità del vento al di sotto di quella nominale, il controllore della coppia del generatore è attivo per regolare la velocità di rotazione del rotore, al fine di ottenere il rapporto di velocità alle estremità ottimale ed estrarre il massimo dell'energia dal vento, mentre per velocità del vento superiori a quella nominale, il controllore del passo delle pale diventa attivo per garantire una coppia costante del generatore / velocità di rotazione del generatore, erogando una potenza costante. Alla velocità del vento nominale (10,6 m/s), la potenza di uscita (nominale) è di 15 MW e la forza di spinta raggiunge il suo massimo, 2,5 MN.

Sulla base di questa configurazione è stato possibile determinare i parametri chiave dell'aerogeneratore di riferimento e in analogia all'aerogeneratore selezionato determinare un "rotor and nacelle assembly" (RNA) utile a parametrizzare il calcolo.



Rotor and Nacelle Assembly RNA

Le condizioni ambientali nel sito di destinazione sono importanti per guidare la scelta della configurazione ottimale della struttura di supporto galleggiante, così come sono necessarie per il suo progetto concettuale e di base.

Queste informazioni sono raggruppate in tre sezioni:

- Batimetria

- Condizioni geotecniche
- Condizioni meteomarine, inclusi vento normale ed estremo, onde, correnti marine, livello del mare, salinità e temperature, basate sul rapporto di Scientific Engineering Ltd

La configurazione selezionata è stata quindi dimensionata. Per il dimensionamento si sono adottate due metodologie indipendenti:

1. Un dimensionamento preliminare basato sui principi fondamentali dell'architettura navale e dell'ingegneria oceanica, considerando i vincoli di galleggiabilità, stabilità, massimo valore dell'angolo di inclinazione medio alla velocità del vento nominale, pescaggio minimo e bordo libero, e garantendo una buona risposta dinamica in termini di periodi minimi del corpo rigido. Nell'ambito del dimensionamento preliminare si è anche operato per ridurre al minimo la quantità di acciaio per MW e quindi minimizzare il costo della piattaforma
2. Un approccio di "scaling up", basato sui dati disponibili in letteratura per la tipologia di configurazione di sottostruttura di fondazione da progettare ma riferiti per turbine eoliche più piccole (non sono disponibili dati per turbine eoliche da 15 MW).

Come indicato nella norma IEC 61400-3-1 [10], per ciascun caso di carico di progettazione, il tipo di analisi è indicato da:

- "F", che si riferisce all'analisi dei carichi da fatica,
- "U", che si riferisce all'analisi dei carichi ultimi,

I casi di carico di progettazione indicati con "U" sono classificati come:

- "N" normale
- "A" anomalo.

I casi di carico di progettazione normali sono previsti che si verifichino frequentemente, mentre le situazioni di progettazione anomale sono meno probabili. Il tipo di situazione di progettazione (N o A) determina il fattore di sicurezza parziale da applicare ai carichi ultimi.

Si rimanda alla relazione *R.3 Relazione sulle strutture di fondazione galleggianti* per maggiori dettagli sui criteri utilizzati.

8.3.6 Il WindFloat

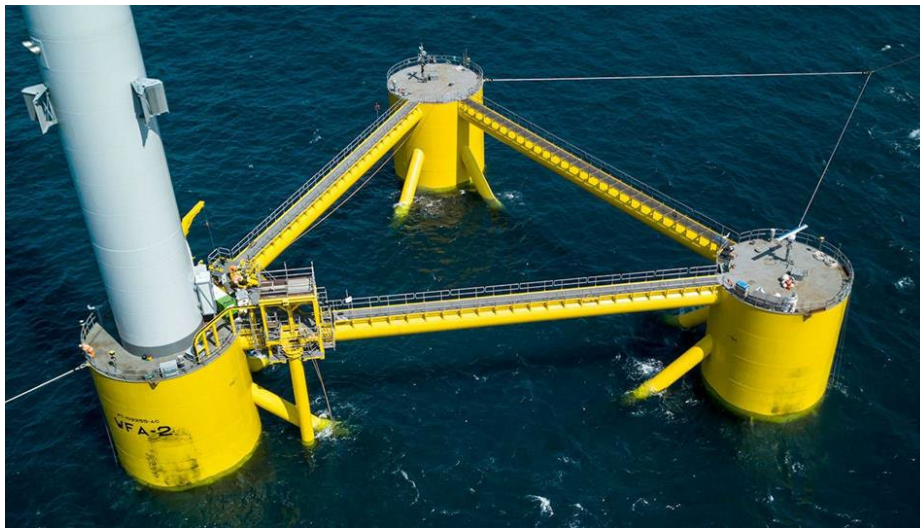
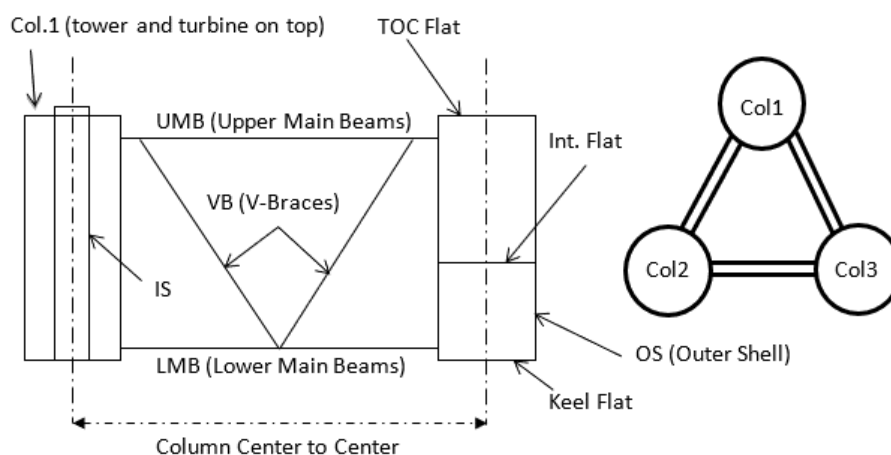


Foto di un impianto dimostrativo del WindFloat

Il WindFloat è una piattaforma galleggiante semisommersibile a tre colonne per turbine eoliche dotata di un sistema intelligente di gestione dell'assetto dello scafo che si adatta alle differenti condizioni meteo marine spostando la zavorra d'acqua contenuta al suo interno tra le colonne per mantenere la torre della turbina eolica in verticale, massimizzando la produzione e riducendo al minimo i carichi.

Questo tipo fondazione semisommersibile raggiunge la stabilità di galleggiamento attraverso la combinazione di tre fattori dimensionali: la superficie complessiva di ingombro sul piano d'acqua (impronta), il pescaggio ed il diametro delle tre colonne. Il design a tre colonne è pertanto dimensionabile fino a poter ospitare le più grandi turbine eoliche offshore, gestendo in modo efficiente i carichi con un aumento minimo della massa strutturale. Il WindFloat ha una struttura a pescaggio ridotto che consente l'installazione della turbina nella maggior parte dei porti eliminando la necessità di sollevamento di carichi pesanti in mare aperto ed è intrinsecamente stabile durante la movimentazione. La zavorra d'acqua permanente viene utilizzata per abbassare la piattaforma fino al suo pescaggio operativo mentre il sistema intelligente di assetto dello scafo sposta l'acqua da una colonna all'altra per compensare i carichi medi di spinta della turbina durante il funzionamento, aumentando le prestazioni e la resa energetica.

Le tre colonne conferiscono pertanto galleggiabilità e stabilità alla struttura. Le colonne sono opportunamente distanziate e disposte secondo una disposizione triangolare per contrastare il grande momento di ribaltamento indotto dal vento. Di seguito è riportata in figura la tipica configurazione globale del Wind Float.



Componenti principali del Wind Float

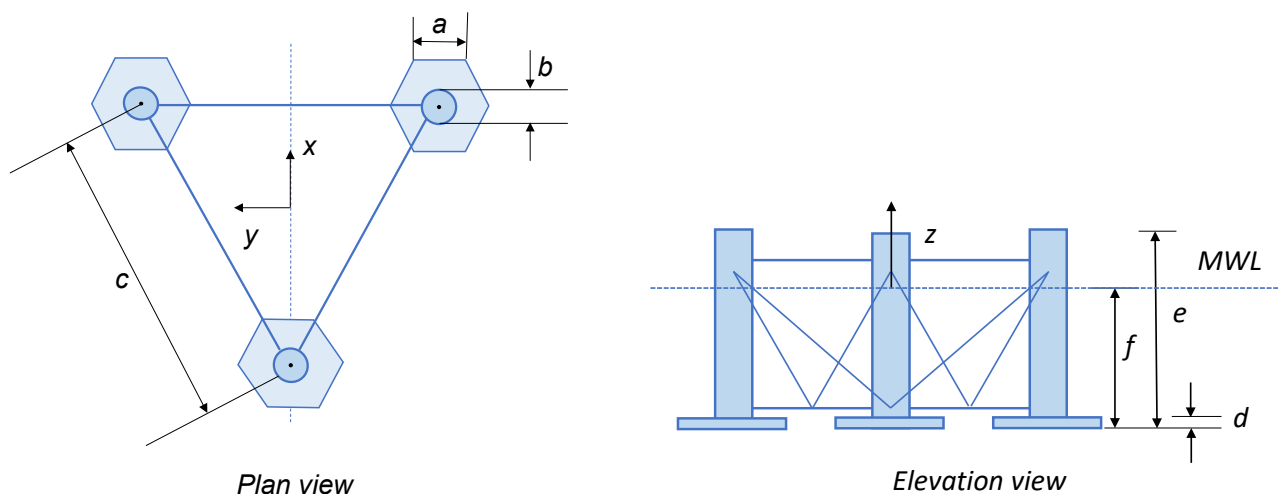
La Colonna 1 si differenzia dalle altre due poiché è la colonna che ospita il WTG. Questo elemento contiene un vano tecnico cilindrico sulla cui sommità viene imbullonata la torre di sostegno dell'aerogeneratore mediante una flangia di accoppiamento. Il diametro interno del vano è conforme al diametro della torre. Questa componente fornisce continuità strutturale alla torre e funge da struttura portante principale. All'interno del vano interno si trovano i locali della sala macchine.

Per completare la piattaforma semisommersibile, le colonne sono interconnesse con una struttura reticolare composta da travi principali e controventi. Ogni WindFloat richiede tre sottoassiemi di travature con telaio tubolare composti da una trave principale inferiore (LMB - Lower Main Beams), una trave principale superiore (UMB - Upper Main Beams) e dai controventi di interconnessione (V-Braces).

Nella parte inferiore delle colonne sono presenti delle piastre di intrappolamento dell'acqua (WEP - Water Entrapment Plates) che forniscono ulteriore inerzia idrodinamica alla piattaforma aumentando il volume spostato e aggiungendo smorzamento viscoso al sistema nei movimenti di rollio, beccheggio e sollevamento. Questo allontana le frequenze naturali delle piattaforme dai picchi dello spettro delle onde, evitando la risonanza.

8.3.7 Dimensioni tipiche del Wind Float

Di seguito si riportano i parametri principali e le dimensioni tipiche di un Wind Float, per ulteriori dettagli si rinvia agli elaborati della sezione 3 "Strutture di fondazione aerogeneratori".



Principali parametri dimensionali di un Wind Float

Parametri	Unità	Valore
a. lunghezza lato "water entrapment plate"	m	17.0
b. diametro colonna	m	16.0
c. distanza da centro a centro della colonna	m	85.0
d. altezza della "water entrapment plate"	m	1.4
e. altezza totale della colonna	m	30.0
f. draft	m	20.0
Dislocamento (volumetrico)	m ³	~15 200
Massa di acciaio (compresi torre e RNA)	t	~3.400
Angolo di inclinazione statico alla velocità nominale del vento	gradi	4.5

Dimensioni tipiche di un Wind Float

8.4 I SISTEMI DI ORMEGGIO E ANCORAGGIO

L'University of Strathclyde, unitamente alla selezione e alla progettazione delle strutture di fondazione galleggianti, ha realizzato anche la scelta e il dimensionamento dei sistemi di ormeggio e ancoraggio.

8.4.1 Sistemi di ormeggio

Per i sistemi FOWT si adottano tipicamente tre configurazioni di ormeggio:

- Sistemi di ormeggio a catenaria: parte della linea di ormeggio è adagiata sul fondo del mare in posizione di equilibrio statico. Il peso della linea fa assumere alla stessa una forma a catenaria, e il cambiamento della lunghezza della catena sospesa a seguito del movimento della struttura offshore genera le forze di ripristino necessarie in abbrivio, deriva e imbardata. Gli ancoraggi non subiscono mai carichi verticali.
- Sistemi di ormeggio taut: nessuna parte della linea di ormeggio giace sul fondo del mare in posizione di equilibrio statico, con la linea tesa dall'ancoraggio sul fondo del mare al passacavo sul galleggiante. Le forze di ripristino sono generate dal cambiamento di tensione nelle linee. Gli ancoraggi sono progettati per sostenere carichi verticali (oltre che orizzontali).
- Sistemi di ormeggio semi-taut: un ibrido tra le due soluzioni precedenti, in cui parte della linea è tesa (tipicamente in fibra poliestere o simile) e parte assume una forma catenaria (tipicamente una catena). Gli ancoraggi possono subire carichi verticali, ma in misura minore rispetto ai sistemi di ormeggio taut.

In fase di progettazione preliminare, la scelta della configurazione del sistema di ormeggio più idoneo è dettata principalmente dalla profondità dell'acqua, come mostrato in tabella:

<i>Configurazione</i>	<i>Adatto a</i>
<i>Catenaria</i>	<i>Profondità medio-basse</i>
<i>Semi-taut</i>	<i>Profondità medie</i>
<i>Taut</i>	<i>Acque profonde</i>

Configurazione di ormeggio VS profondità dell'acqua

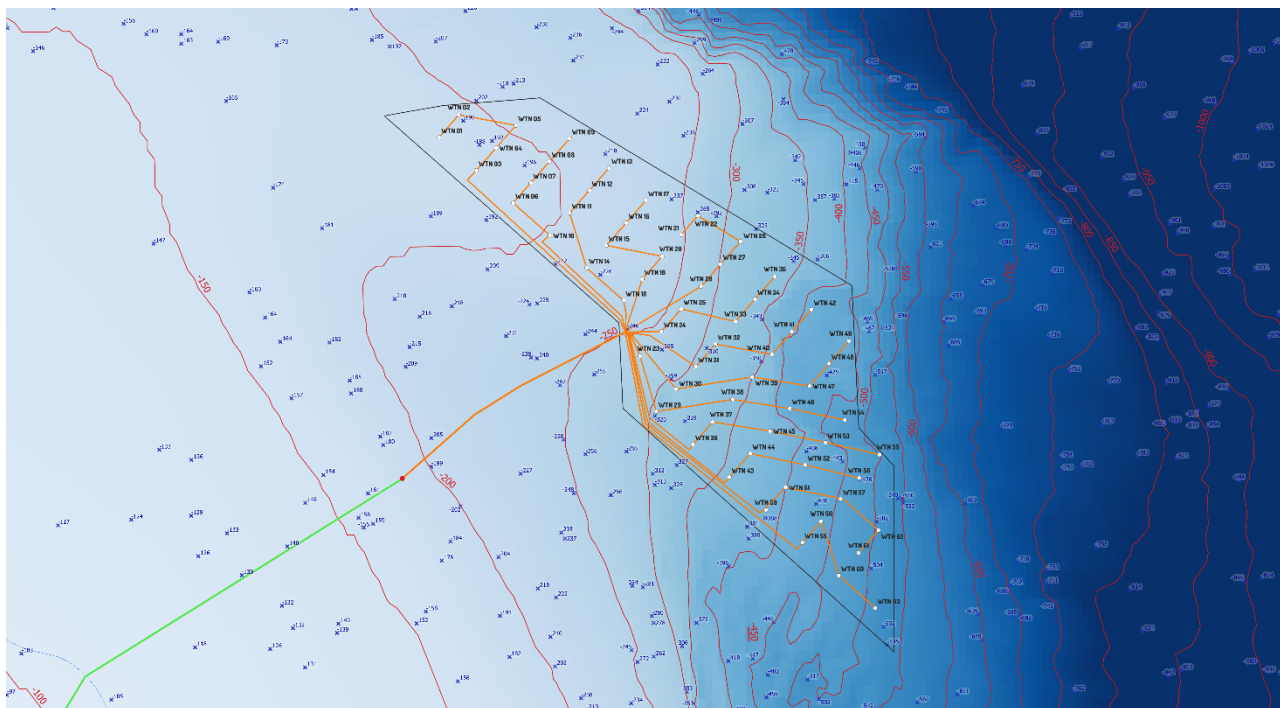
La profondità dell'acqua varia da un minimo di 180 m a un massimo di 509 m. A causa di questa ampia gamma, si è convenuto di dividere l'area del parco eolico offshore in due aree rappresentative, con due diverse fasce di profondità dell'acqua:

- Area A: area del parco eolico offshore con profondità dell'acqua inferiore a 250 m.
- Area B: area del parco eolico offshore con profondità dell'acqua superiore a 250 m.

Sulla base della batimetria, è stata calcolata la profondità media dell'acqua in ciascuna area, considerando la profondità dell'acqua alle coordinate di ciascuna turbina eolica di ciascuna area:

- Profondità media dell'acqua nell'area A: ~210 m
- Profondità media dell'acqua nell'area B: ~375 m

Nelle fasi successive del progetto, queste profondità medie dell'acqua verranno considerate come profondità dell'acqua di riferimento per le due aree.



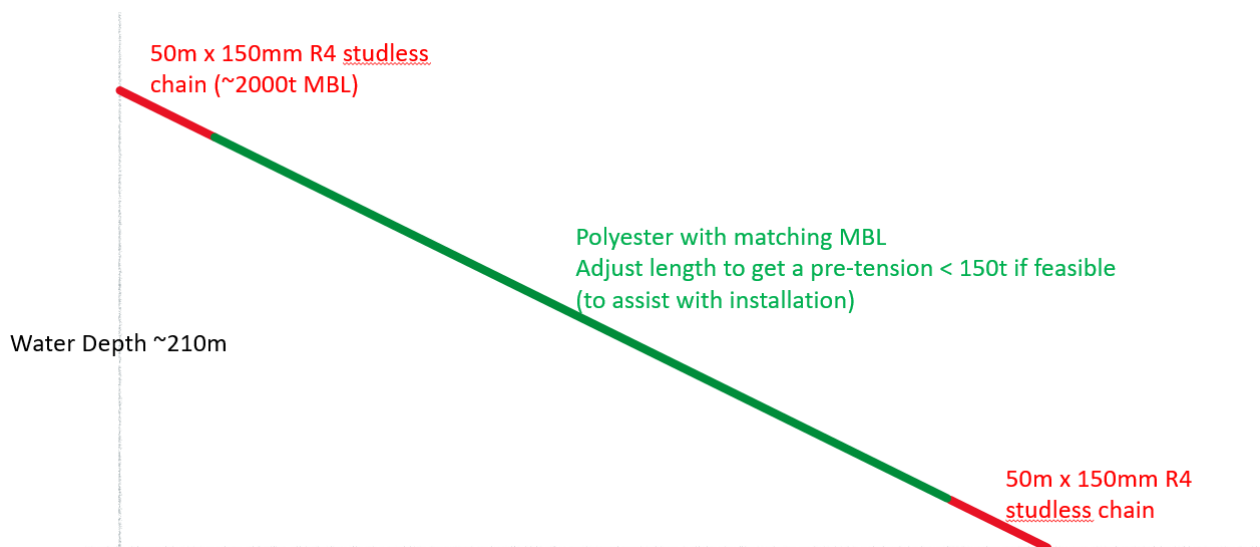
Batimetria dell'area

Questo è il risultato finale di una serie di configurazioni di ormeggio valutate, cercando di ridurre al minimo la distanza tra il centro della piattaforma e i punti di ancoraggio, nonché la quantità di lunghezza della catena, mantenendo lo spostamento orizzontale massimo a meno del 10% della profondità dell'acqua. La configurazione di ormeggio finale per le due aree è illustrata nella tabella e nelle figure che seguono.

- **Area A (profondità media 210 m):**

Parametro	Unità	Valore
Tipo di sistema di ormeggio	-	Taut
Profondità ancoraggio	m	210
Profondità passacavo	m	20
Numero di linee	-	6
Segmenti per linea	-	3 (catena – poliestere – catena)
Tipo segmento 1 (e 3)	-	Catena a maglie R3S
Diametro nominale segmento catena	m	0.150
Massa/lunghezza segmento catena (a secco)	kg/m	454
Resistenza alla rottura del segmento catena	kN	19.728
Rigidità assiale segmento catena	kN	1.452E+06
Tipo segmento 2	-	Corda in fibra di poliestere
Diametro nominale segmento in poliestere	m	0.258
Massa/lunghezza segmento in poliestere (secco)	kg/m	9.75
Carico di rottura del segmento in poliestere	kN	19.777
Rigidità assiale segmento in poliestere	kN	3.92 E+05
Lunghezza della linea (non allungata) (da passacavo ad ancoraggio)	m	50 m (catena), 110 m (poliestere), 50 m (catena)

AREA A (profondità media 210 m) Configurazione della linea di ormeggio

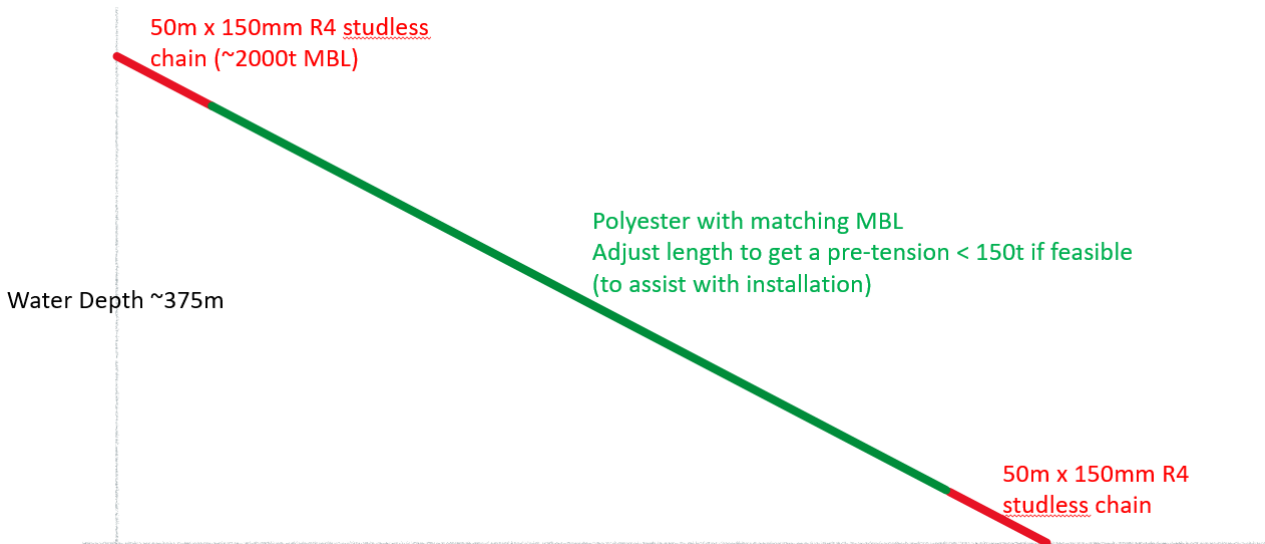


Configurazione schematica dell'ormeggio teso - Area A

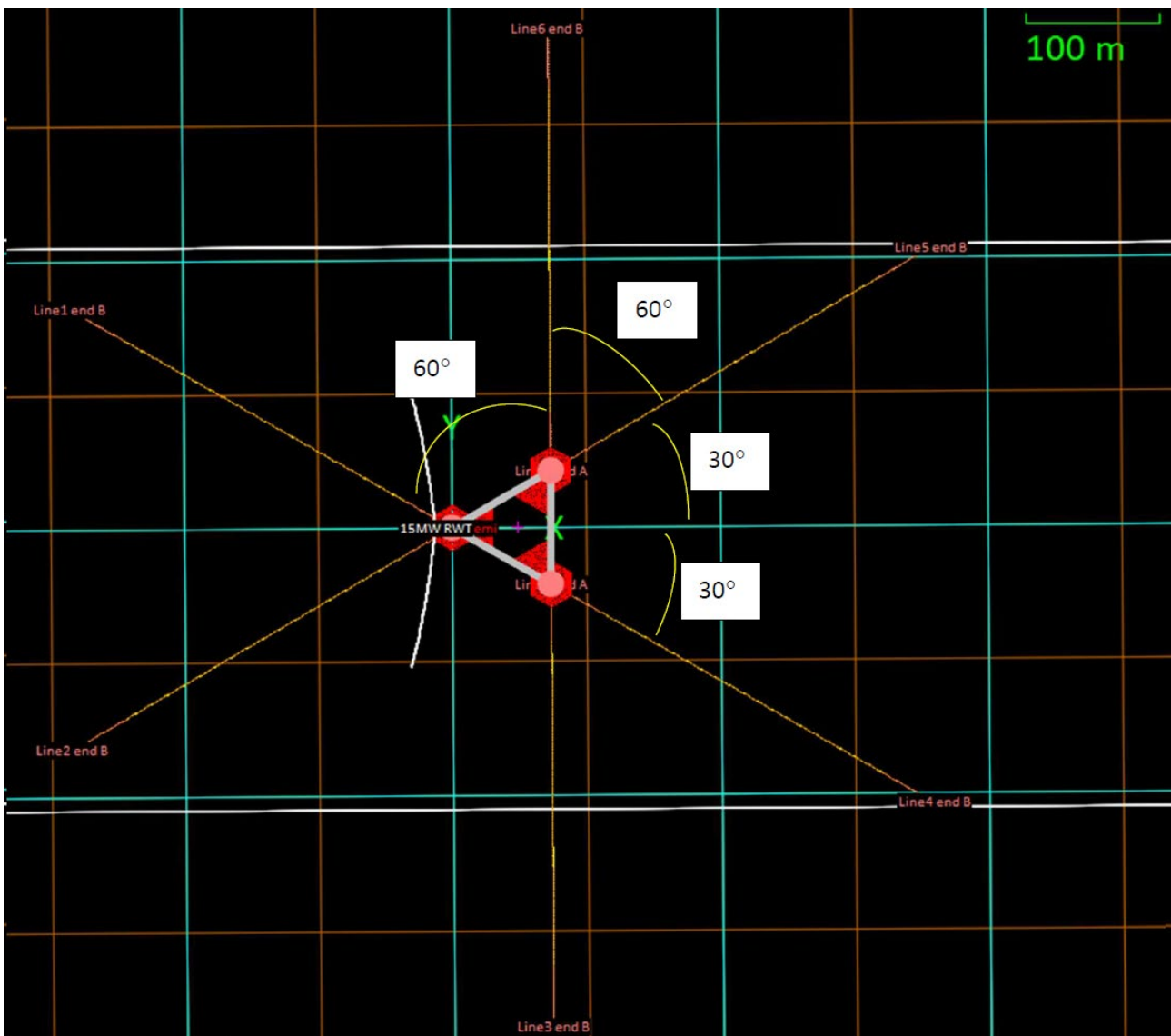
- Area B (profondità media 375 m):

Parametro	Unità	Valore
Tipo di sistema di ormeggio	-	Taut
Profondità ancoraggio	m	375
Profondità passacavo	m	20
Numero di linee	-	6
Segmenti per linea	-	3 (catena – poliestere – catena)
Tipo segmento 1 (e 3)	-	Catena a maglie R3S
Diametro nominale segmento catena	m	0.150
Massa/lunghezza segmento catena (a secco)	kg/m	454
Resistenza alla rottura del segmento catena	kN	19.728
Rigidezza assiale segmento catena	kN	1.452E+06
Tipo segmento 2	-	Corda in fibra di poliestere
Diametro nominale segmento in poliestere	m	0.258
Massa/lunghezza segmento in poliestere (secco)	kg/m	9.75
Carico di rottura del segmento in poliestere	kN	19.777
Rigidità assiale segmento in poliestere	kN	3.92 E+05
Lunghezza della linea (non allungata) (da passacavo ad ancoraggio)	m	50 m (catena), 275 m (poliestere), 50 m (catena)

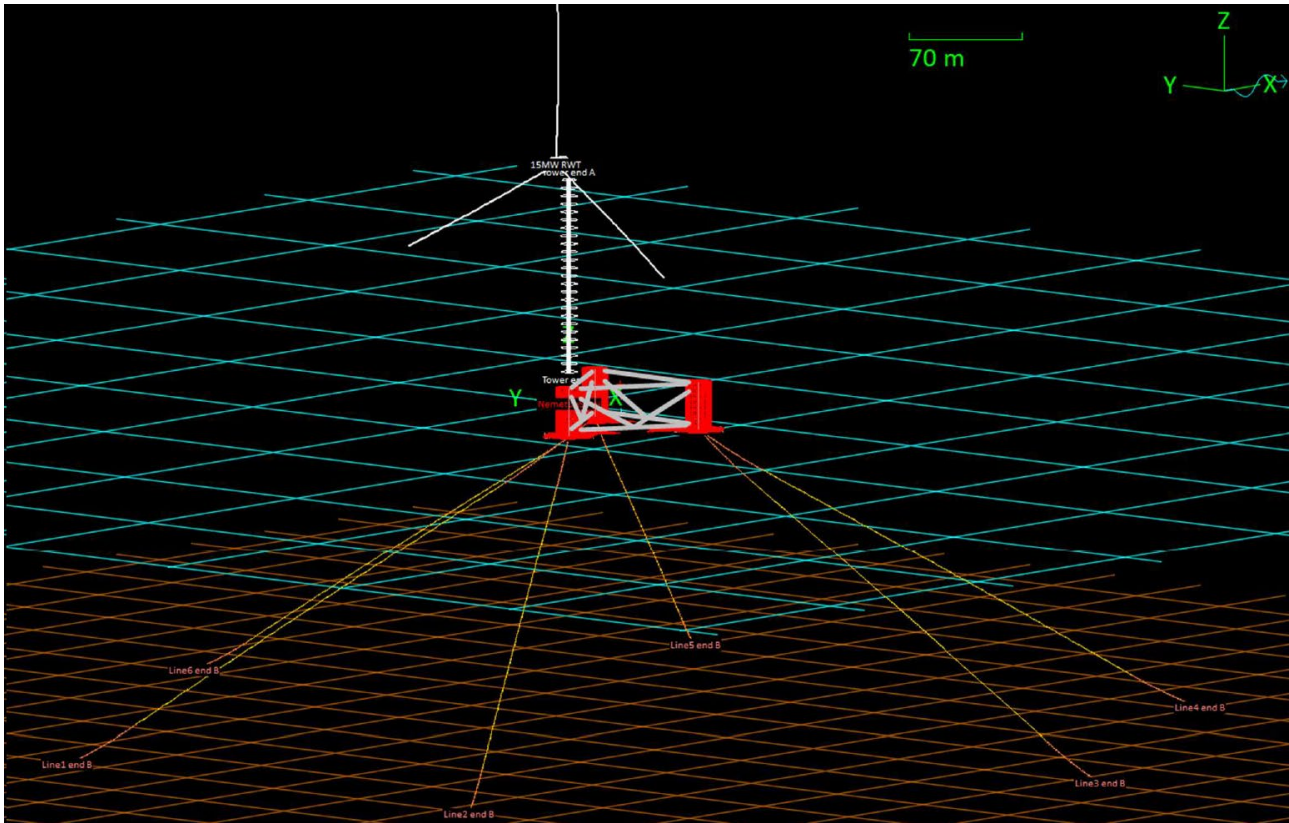
AREA B (profondità media 375 m) Configurazione della linea di ormeggio



Configurazione schematica dell'ormeggio teso – Area B



Schema grafico del sistema di ormeggio – pianta

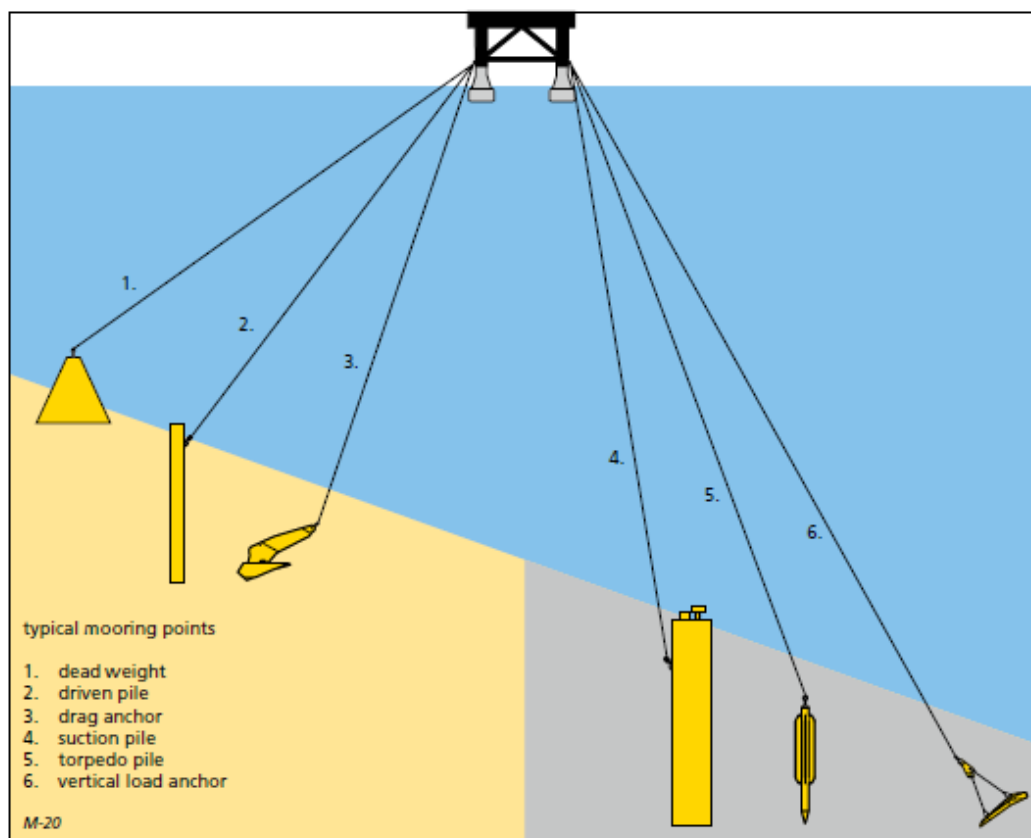


Schema grafico del sistema di ormeggio con linee tese – grafico 3D

8.4.2 Tipologie di ancoraggi

Nell'industria offshore esistono diverse soluzioni di ancoraggio per strutture galleggianti con ormeggi tesi. L'individuazione del sistema più idoneo è subordinata a una serie di condizioni a contorno, che dipendono anche dalle caratteristiche geotecniche e geomorfiche del sito.

La figura seguente mostra le diverse tipologie di punto di ancoraggio al variare della profondità d'acqua (da bassa ad alta) e delle caratteristiche del suolo (da alta densità o roccioso a sciolto o con bassa consistenza).



Tipologie di ancoraggio

Le soluzioni di ancoraggio per un fondale caratterizzato da sedimenti di natura rocciosa, o sedimenti cementati, sono di seguito elencate e descritte approfonditamente nella relazione “R.3 Relazione sulle strutture di fondazione e gli ancoraggi”:

- Ancore a gravità (dead weight)
- Ancore a trascinamento (Drag Embedded Anchor- DEA)
- Cassoni o ancore ad aspirazione (Suction Buckets)
- Pali infissi (driven piles)
- Pali trivellati (drilled piles)

In tabella vengono invece presentate le diverse tipologie di ancoraggi in relazione alla caratterizzazione geofisica del fondale.

SISTEMA DI ANCORAGGIO	FONDALE		
	SABBIE SCIOLTE	SABBIE MEDIO/ALTA DENSITÀ	FONDALI ROCCIOSI
ANCORE A GRAVITA'			
ANCORE A SUZIONE			
PALI INFISSI			
PALI TRIVELLATI			
DRAG ANCHORS			

Non applicabile
Parzialmente applicabile
Applicabile

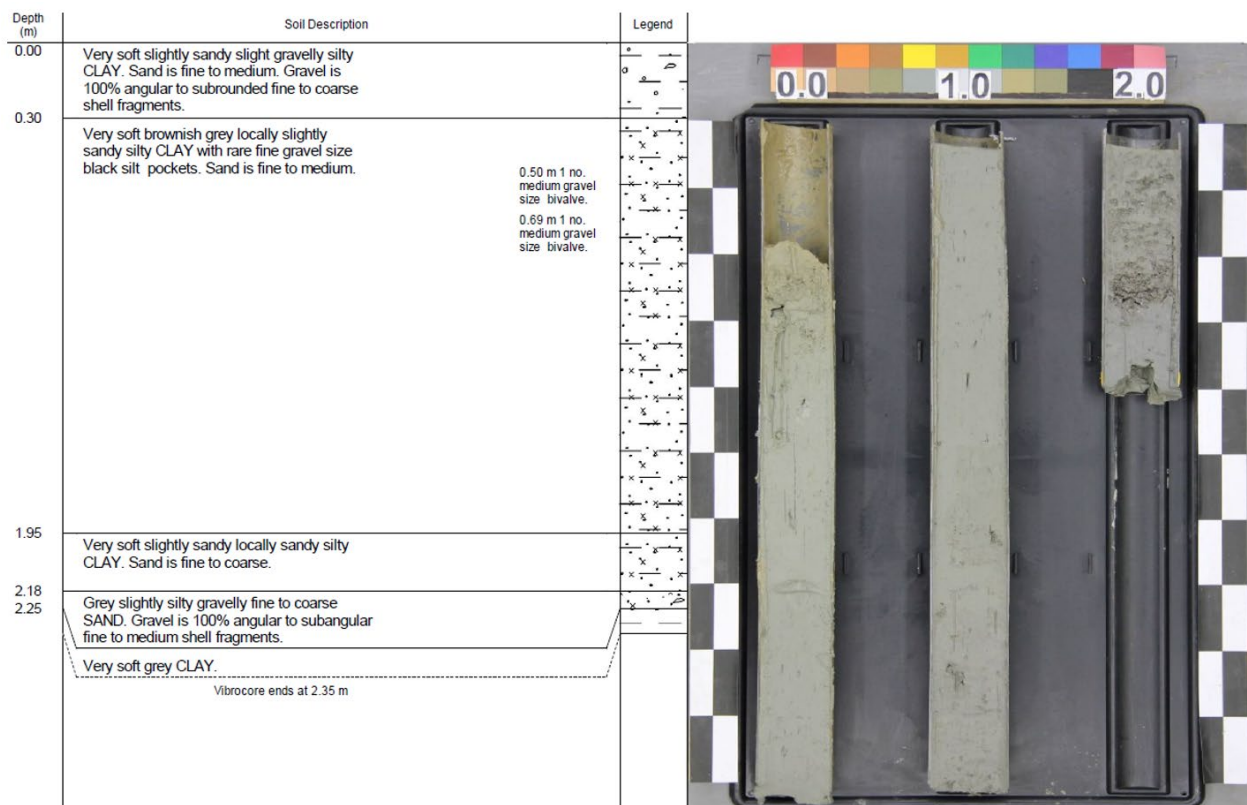
Tipologie di ancoraggi in relazione alla caratterizzazione geofisica del fondale.

8.4.3 Condizioni generali del fondale nell'area di progetto

Le informazioni disponibili per l'area del progetto Nemetun Island sono state tratte dalle seguenti fonti di letteratura scientifica e analisi di campo:

- EMODnet, "European Marine Observation and Data Network" [5]
- Progetto ViDEPI, "Visibilità dei dati afferenti all'attività di esplorazione petrolifera in Italia"
- Report N. 2023-003-R-01 (01), "Studio Desktop – realizzato da Geowynd per la in proponente"
- Prospezioni geofisiche realizzate da ENSU nell'ambito del progetto Nemetun Island

In base a questi dati i sedimenti del fondale marino nell'area dell'impianto eolico Offshore si classificano come "fango sabbioso" secondo la classificazione di Folk, diventando "fango" lungo la maggior parte del percorso di esportazione del cavo. In base ai risultati delle prove di classificazione del suolo effettuate sui campioni e disponibili in letteratura, il suolo è generalmente classificato come argilla molto tenera a tenera, occasionalmente sabbiosa/ghiaiosa, con sottili strati di sabbia incontrati casualmente all'interno della matrice argillosa. La resistenza non drenata del suolo tende a diminuire all'aumentare della profondità dell'acqua.



Campione di letteratura effettuato in prossimità dell'impianto Nemetun Island

In sintesi, ci si aspetta che le condizioni del suolo nell'area dell'impianto Nemetun Island consistano in un sottile strato di argilla sabbiosa/molle molto tenera che si estende almeno fino a 3 m al di sotto del fondo marino (ma probabilmente più spesso), sovrastando spesse sequenze deposizionali di depositi quaternari altamente stratificati. Non ci si aspetta la presenza di roccia madre all'interno della gamma di interesse per il design degli ancoraggi dei FOWT.

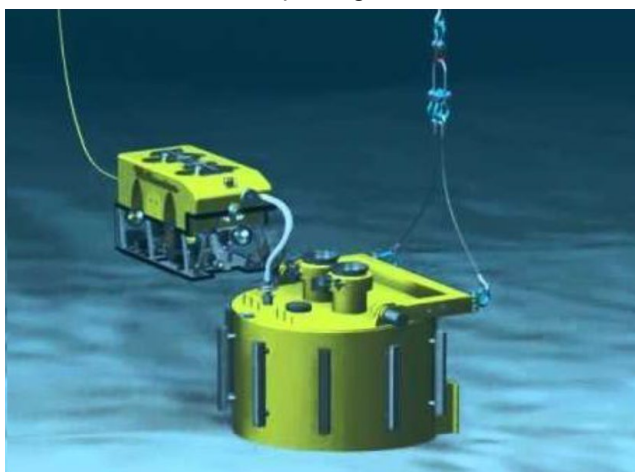
Dati confermati anche dalle prospezioni geofisiche effettuate. Per gli approfondimenti si rimanda alla sezione *ES.6 Indagini e caratterizzazione dei fondali* contenuta nello Studio di Impatto Ambientale.

8.4.4 Tipologie di ancoraggi selezionate

In base alle prospezioni geofisiche ed alle caratteristiche batimetriche del fondale sono state selezionate due categorie principali di ancoraggi:

- **Ancore a suzione:**

I Suction Buckets, o cassoni ad aspirazione, vengono installati nel fondale marino finché non raggiungono la profondità desiderata aspirando acqua e creando una depressione all'interno del cassone, che così affonda. Le caratteristiche meccaniche del suolo rappresentano il vincolo principale per questa soluzione, che può essere impiegata con successo in argille morbide o medie e in sabbie addensate, ma non è adatta per argille dure e fratturate o rocce compatte.

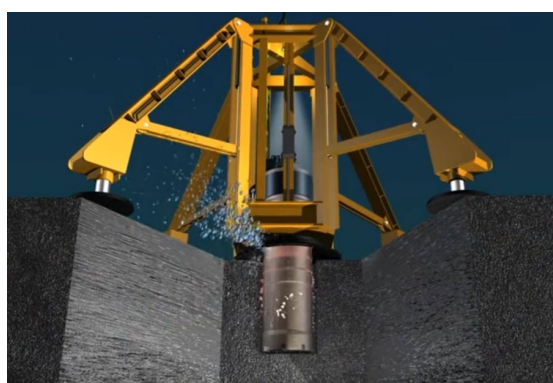


Cassoni a suzione

- **Ancore in pali trivellati o battuti**

Il palo è un tubo d'acciaio cavo, prefabbricato in unico pezzo, che viene infisso nel fondale per mezzo di battipalo idraulico subacqueo (hydraulic hammer) o di vibratore (vibro-hammer). La capacità di tenuta del palo è generata dalla combinazione dell'attrito del terreno lungo il fusto del palo e la resistenza passiva laterale del terreno stesso. Il palo è in grado di resistere sia ai carichi orizzontali che verticali. Grazie alla capacità di portare carichi anche molto elevati, questa soluzione è spesso utilizzata nell'industria oil and gas. Quando l'infissione mediante battitura o vibrazione non è possibile, si può ricorrere alla trivellazione per l'installazione del palo.

I pali trivellati sono installati in tre fasi: la perforazione con asportazione del terreno, la posa del palo e l'iniezione della malta cementizia.



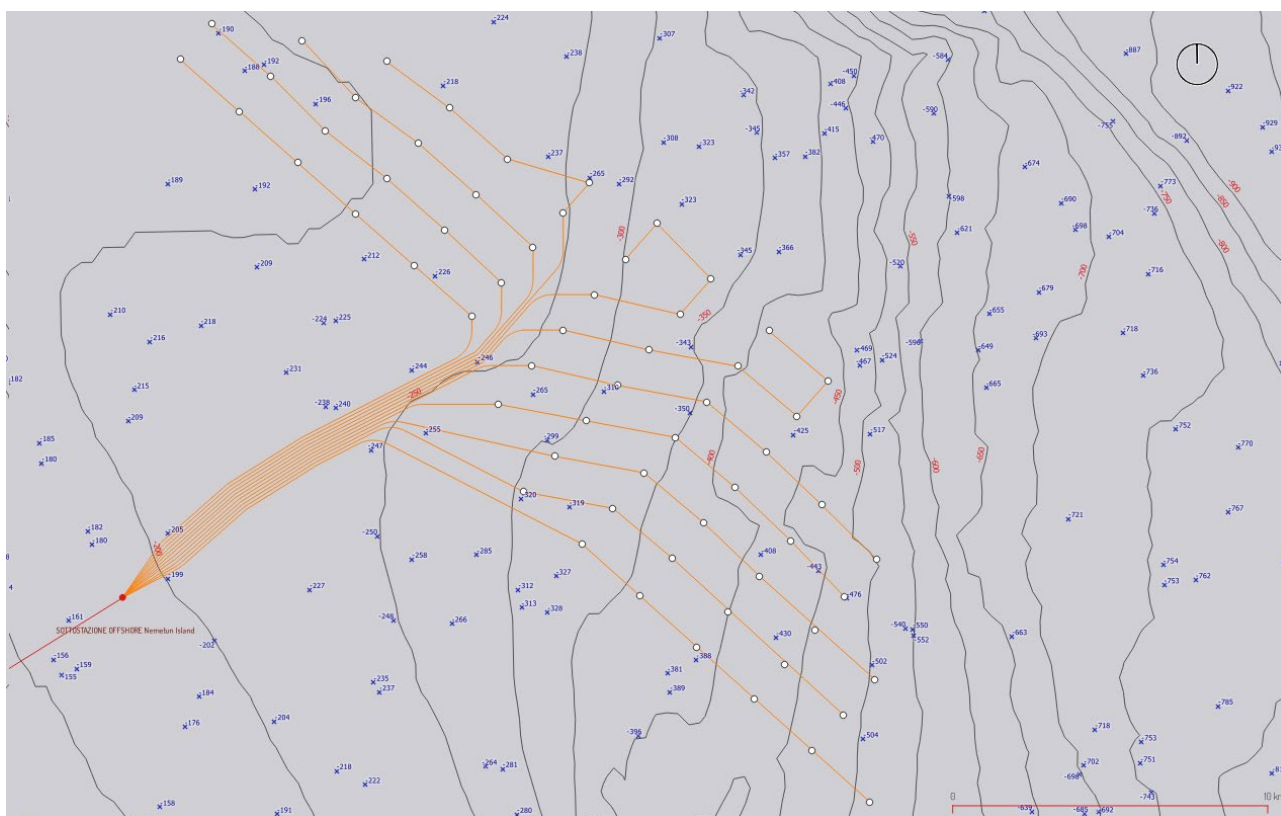
Pali trivellati o infissi

8.5 LA SOTTOSTAZIONE ELETTRICA SU PIATTAFORMA

Di seguito si riporta una descrizione sintetica delle opere rinviando ogni informazione tecnica di dettaglio agli elaborati contenuti nella sezione di progetto denominata *4_ Stazione di trasformazione offshore* a cura di ESE e TECON srl.

8.5.1 Il punto di collocazione

Il campo eolico di Nemetun Island include una stazione di trasformazione offshore, posizionata a circa 6 miglia nautiche di distanza dall'area di installazione dell'impianto. La decisione di collocare la sottostazione in un'area separata, seppur vicina, rispetto all'impianto offshore è basata su considerazioni di fattibilità e sull'utilizzo di tecnologie già disponibili sul mercato, come l'installazione di una sottostazione fissa tramite un jacket metallico sul fondale marino. Secondo l'analisi delle alternative condotta nello Studio di Impatto Ambientale, sebbene l'opzione di una stazione elettrica offshore galleggiante sia stata ritenuta valida, la sua tecnologia non è sufficientemente sviluppata per essere considerata applicabile al momento.



Il punto di collocazione della sottostazione offshore

Inoltre, la quota batimetrica di riferimento per l'installazione del jacket, pari a 160 metri, implica una sfida notevole, ma gestibile con le operazioni di lancio standard comunemente adottate nel settore oil and gas.

8.5.2 Descrizione della struttura

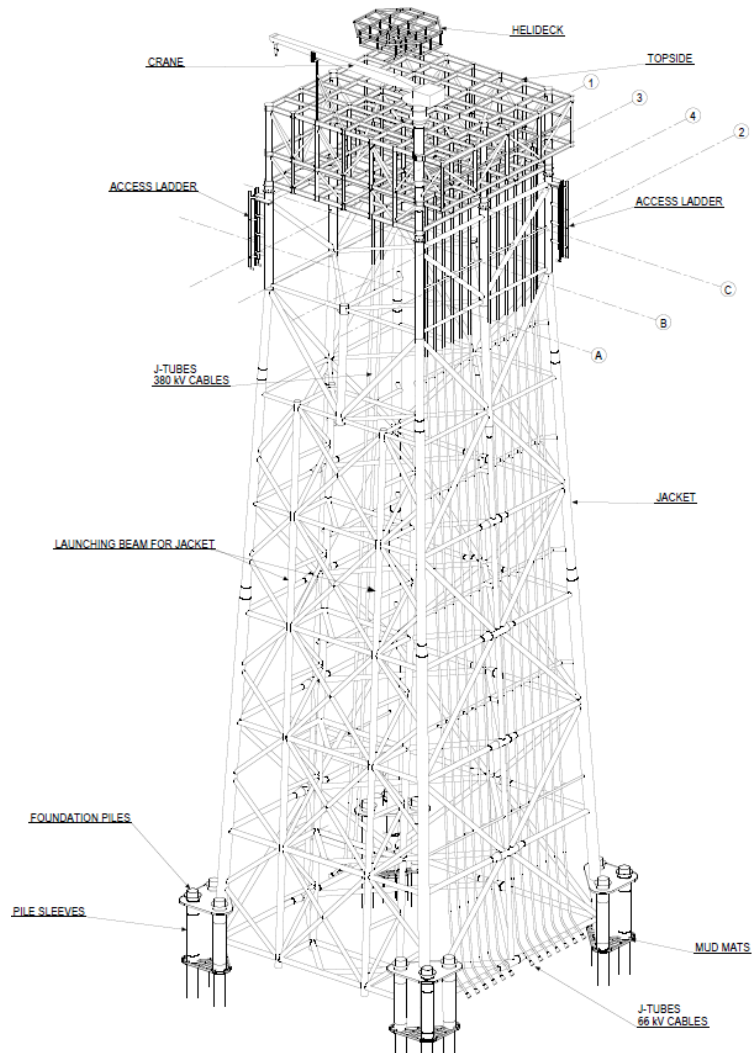
La struttura della sottostazione offshore è costituita dai seguenti componenti:

- sottostruttura (Jacket);
- pali di fondazione;
- sovrastruttura (Topsides)

Il **Jacket** corrisponde alla parte immersa della struttura della sottostazione offshore e consiste in una struttura reticolare saldata in acciaio tubolare a 4 gambe di forma tronco piramidale, che si estende dal fondale, -170 m, a elevazione +13,3 m sul livello del mare. Gli elementi tubolari e diagonali di controventatura sono disposti su quattro file principali, con inclinazione di 1/20, e 5/6 piani orizzontali, con distanza massima di interpiano di 26 m.

I **J-tubes** sono tubi in acciaio che forniscono guida e protezione meccanica per i cavi sottomarini in risalita dal fondale, che sono contenuti al loro interno. I cavi entrano attraverso la campana predisposta sul fondo (bellmouth) e sono guidati fino a raggiungere il cable deck (+16.0m), piano a cui si trovano i sistemi di sospensione (hang-off).

All'interno della struttura del Jacket sono presenti n°11 J-tube di import da 16" e n°2 J-tubes di export da 24", opportunamente vincolati alla struttura del Jacket tramite un sistema di guide che limita la lunghezza delle campate libere e il rischio di vibrazioni indotte da vortici (VIV) in condizioni di corrente, onde, corrente e vento.



Struttura della stazione elettrica su piattaforma tipo fisso

La piattaforma è dotata di due attracchi disposti sulle due gambe del Jacket lato est per consentire l'accesso dal mare tramite Crew Transfer Vessel (CTV). Gli attracchi sono fissati alla struttura principale e pertanto saranno installati insieme al Jacket.

La struttura del Jacket è ancorata al fondale mediante pali di fondazione di tipo 'skirt piles', posizionati ai quattro angoli. I pali sono infissi nel terreno a mezzo battitura (con battipalo idraulico subacqueo) attraverso delle opportune guide (pile sleeves) saldamente connesse alla base del jacket. Una volta raggiunta l'infissione di progetto, i pali saranno collegati al Jacket pompando malta di cemento nell'intercapedine tra palo e guida con apposito sistema di iniezione.

Il Topsides è una struttura tralicciata a 4 livelli, al cui interno si trovano tutte le apparecchiature elettriche, gli impianti e il modulo alloggi.

La struttura dei Topsides si appoggia sul Jacket in corrispondenza delle sei colonne principali, disposte su due file con maglia principale di 42m x 45m.

I principali livelli previsti sono (quote rispetto al livello del mare):

- Livello 1 – el. +16.0m - Cable deck e Main deck: piano a cui arriva la sommità dei J-tubes, dedicato a fornire adeguata portata e spazio per i sistemi di pulling e per il routing dei cavi ai GIS 66kV e 380kV; e a cui si trovano main transformers e shunt reactors;
- Livello 2 - el. +23.0m – Utility deck: semi-piano a cui sono alloggiati i GIS 66kV, 380kV e le control rooms;
- Livello 3 - el. +28.6m – Accommodation: semi-piano intermedio per gli alloggi;
- Livello 4 - el. +34.0m - Weather deck: copertura di capacità portante adeguata al carico e la movimentazione di attrezzature, che alloggia i cooler dei main transformers/shunt reactors e i generatori diesel;
- Livello 5 - el. +37.0m - Helideck: piano di appontaggio per elicotteri.

8.5.3 Dimensioni e pesi

Dimensioni e peso	Sottostazione
Jackets	
Altezza	183.3m (da -170m a +13.3m da livello mare)
Ingombro complessivo alla base	74 m x 72 m
Interasse gambe in testa al Jacket	42 m x 45m
Interasse gambe sul fondale	61 m x 58 m
N. di piani orizzontali	7
Elevazione piani orizzontali	el. -9.0m, -35.0m, -61.0m, -87.0m, -113.0m, -139.0m, -165.0m
Peso stimato	9500t
Pali di fondazione	
Nr pali per gamba	3
Nr pali totale	12
diametro	2000 mm - 2500 mm
lunghezza	120 m infissi per 100 m
peso complessivo	5400 t (12pali)
Topsides	
Ingombro massimo previsto:	L=58.0 m, B=58.0 m, H=24.0m
Interasse colonne principali:	42.0 m x 45.0m
N. di piani di servizio:	n.4 + n.1 eliporto
Elevazione piani di servizio dal livello mare:	+16m, +23m, +28.6m, +34m, +37m
Peso previsto al sollevamento:	5000 t

8.5.4 Configurazione impiantistica e componenti principali

La sottostazione elettrica offshore in oggetto convoglia la potenza prodotta dall'impianto eolico verso terra. Il parco eolico è composto da n°63 turbine eoliche di potenza unitaria pari a 15 MW. La sottostazione raccoglie la potenza delle turbine, raggruppate in n°11 stringhe. Più precisamente, n°6 stringhe sono connesse al GIS 66kV-1 e n°5 stringhe sono connesse al GIS 66kV-2.

Tali stringhe sono collegate tramite cavi sottomarini a 66kV agli stalli dei GIS 66kV presenti nella sottostazione elettrica offshore.

Ogni sottostazione innalza il livello di tensione da 66kV a 380kV tramite n°2 Trasformatori Elevatori di potenza nominale pari a 580MVA.

La sottostazione offshore è collegata alla RTN tramite due collegamenti in cavo, denominati L1 e L2, ciascuno della lunghezza complessiva (marino + terrestre) di circa 110km.

La sottostazione è composta da n°2 GIS 66kV e da n°1 GIS 380kV, come di seguito descritto.

Il GIS 66kV-1 è formato da:

- n°6 stalli (baie) in ingresso dal parco eolico;
- n°2 stalli (baie) per alimentazione dei n°2 trasformatori ausiliari utili all'alimentazione degli ausiliari di impianto;
- n°2 stalli collegati ai Trasformatori Elevatori da 580MVA per innalzare il livello di tensione a 380kV;
- il sistema è diviso in due semisbarre collegate tramite un congiuntore normalmente aperto. Ogni semisbarra è equipaggiata con trasformatore di tensione e sezionatore di messa a terra ad alta velocità.

Il GIS 66kV-2 è formato da:

- n°5 stalli (baie) in ingresso dal parco eolico;
- n°2 stalli collegati ai Trasformatori Elevatori da 580MVA per innalzare il livello di tensione a 380kV;
- il sistema è diviso in due semisbarre collegate tramite un congiuntore normalmente aperto. Ogni semisbarra è equipaggiata con trasformatore di tensione e sezionatore di messa a terra ad alta velocità.

Il GIS 380kV comprende n°2 baie necessarie per:

- collegamento tramite n°2 cavi sottomarini alla sottostazione onshore per l'esportazione dell'energia prodotta dall'impianto eolico;
- collegamento ai n°2 Trasformatori Elevatori 66/380kV;
- collegamento dei n°4 Reattori Shunt da 250MVA ciascuno, previsti per la compensazione dell'energia capacitiva dovuta al collegamento in cavo.

Dagli stalli dei trasformatori abbassatori del GIS 66kV-1, l'energia è distribuita agli ausiliari di sottostazione tramite n°2 trasformatori AT/BT. Ogni trasformatore si collega al quadro principale di Bassa Tensione che alimenta a sua volta gli ausiliari di impianto.

Il sistema in BT è caratterizzato da:

- n°1 quadro di Bassa Tensione a 400V per l'alimentazione dei sottoquadri ausiliari. Il quadro è diviso in n°3 semisbarre con due interruttori di accoppiamento sbarre automatico (ATS). Il quadro è normalmente alimentato dai due trasformatori ausiliari ed in caso di emergenza da n°2 generatori diesel;
- Sistema in corrente continua (DC UPS);
- Gruppo di continuità in corrente alternata (AC UPS).

In aggiunta a quanto sopra, sono previsti tutti i sistemi ausiliari d'impianto, necessari al corretto funzionamento della sottostazione, quali ad esempio:

- Sistema di controllo e protezione;
- Sistema HVAC;
- Sistema antincendio;
- Sistema luci e prese;
- Sistema di ausilio alla navigazione;
- Sistema di videosorveglianza;
- Sistema trattamento acqua.

8.6 CAVI DI COLLEGAMENTO E TRASPORTO DELL'ENERGIA - CARATTERISTICHE

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

- cavo marino a 380 kV AC di collegamento tra la Stazione Elettrica offshore e il punto di approdo/giunzione a terra (cavo di export);
- cavi marini dinamici 66 kV in CA di collegamento tra le turbine e la Sottostazione Elettrica offshore (cavi inter-array);
- cavo terrestre a 380 kV tra il punto di approdo/giunzione a terra e la Sottostazione Elettrica onshore
- cavo terrestre a 380 kV tra la Sottostazione Elettrica onshore e la Stazione elettrica RTN di Cerignola.

8.6.1 Cavo marino a 380 kV in CA – cavo di export

Un dimensionamento preliminare del cavidotto Export viene fatto in base ai requisiti elettrici e di installazione secondo le norme IEC. I calcoli di portata vengono eseguiti per i vari scenari termici, includendo le sezioni all'interno del TOC, le sezioni in acqua, le sezioni interrato, le sezioni con altre protezioni esterne, le sezioni nell'aria interna del tubo a J alla stazione offshore.

Un carico costante del 100% è considerato nel cavo per la portata e i calcoli elettrici (cioè, tutto il FWTG che produce al 100% della sua capacità). Oltre ai calcoli elettrici, vengono forniti i seguenti parametri dimensionali: Diametro esterno, peso in aria, peso in acqua, massima tensione di trazione, MBR.

I dati meccanici (rigidezze assiali, flessionali e torsionali) saranno proposti per le sezioni trasversali specifiche sulla base di un approccio di riferimento, escludendo qualsiasi calcolo di analisi locale.

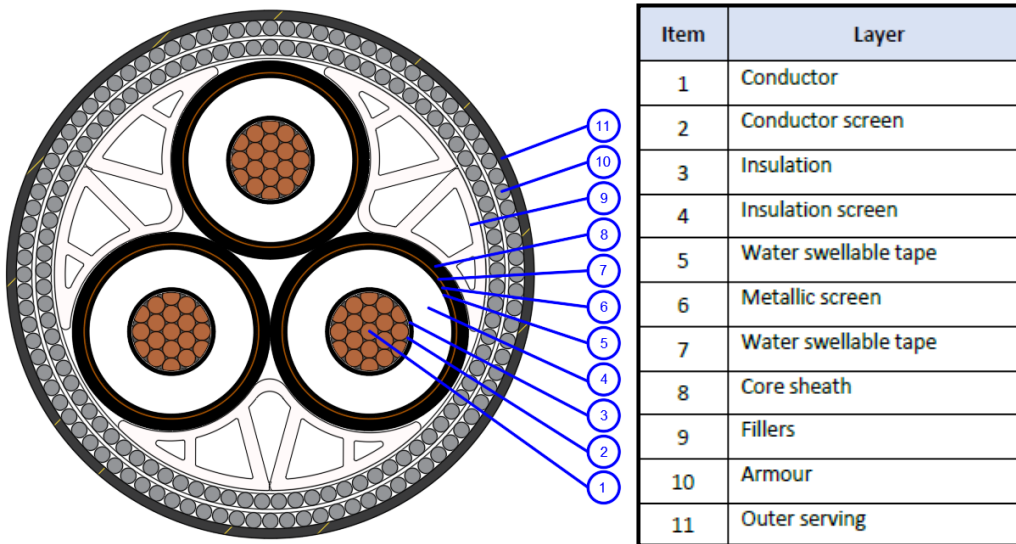
Parameters	Values
Total wind farm power transmitted [MW]	945
Max. power transmitted by each export cable [MW]	472
Max. power transmitted by each IAC Type 1 cable [MW]	90
Max. power transmitted by each IAC Type 2 cable [MW]	45
IAC Rated voltage, U [kV]	66
Export cable Rated voltage, U [kV]	380
Frequency [Hz]	50
Power factor for IAC	0.9
Power factor for export	0.7
Cable lifetime [years]	32
Load [%]	100

Parametri elettrici

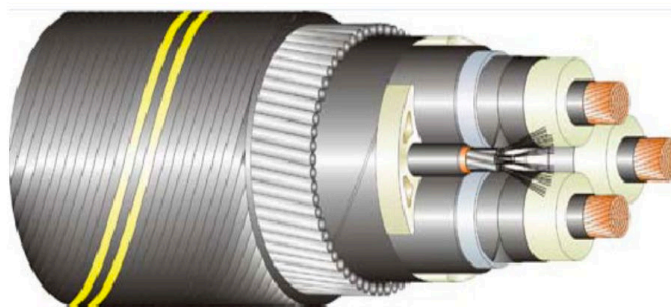
Le sezioni dei cavi calcolati sono indicate sotto:

Cable cross section	Installation scenario	Conductor operating temperature at I_N (°C)	Rated current at 90°C, I_{MAX} (A)	Cable capacity utilization rate I_N/I_{MAX} (%)
Export 1 630mm ² Static	Inside J-tube	71.7	720	76
	At landfall	62.9	677	81

Sezione del cavo Export



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.



Particolare di un cavo marino tripolare con isolamento in XLPE e armatura in acciaio



Sezione di un cavo marino tripolare con isolamento in XLPE e armatura in acciaio

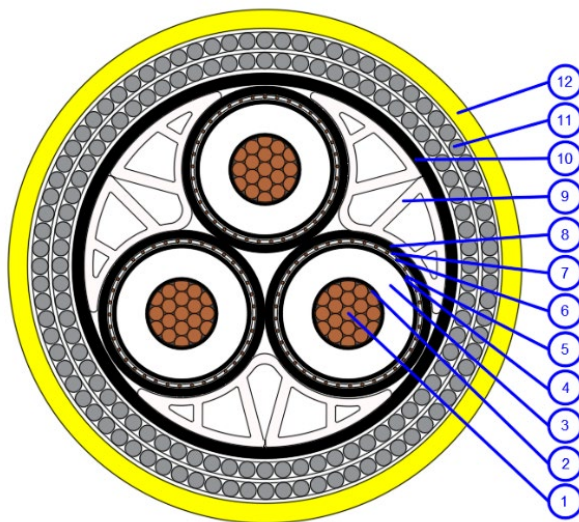
8.6.2 Cavo marino a 66 kV in CA - cavi di inter-array

Il dimensionamento dei cavi inter-array segue un processo simile ai cavi export, includendo calcoli elettrici e stima dei parametri dimensionali. Inoltre, i dati meccanici (rigidezze assiali, flessionali e torsionali) sono stimati per permettere il dimensionamento delle configurazione dinamiche.

Le sezioni dei cavi calcolati sono indicate sotto:

Cable cross section	Installation scenario	Conductor operating temperature at I_N ($^{\circ}C$)	Rated current at $90^{\circ}C$, I_{MAX} (A)	Cable capacity utilization rate I_N/I_{MAX} (%)
IAC 1 300mm ² Dynamic	Inside I-tube	75.8	474	83
	Buried	47.9	572	69
IAC 1 300mm ² Static	Inside J-tube	74.4	487	81
	Buried	47.4	580	68
IAC 2 1200mm ² Dynamic	Inside I-tube	87.2	815	97
	Buried	68.3	931	85
IAC 2 1200mm ² Static	Inside J-tube	89.3	795	99
	Buried	72.9	896	88

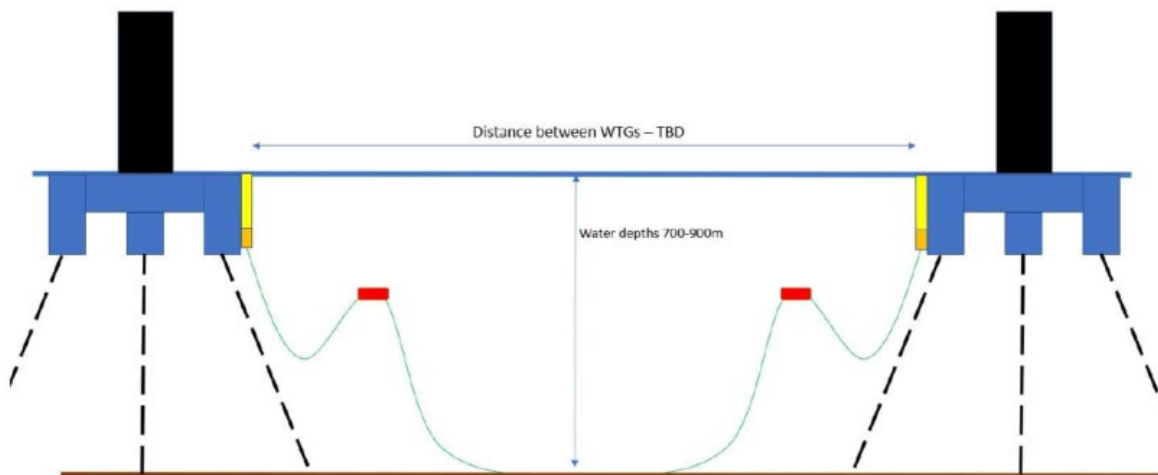
Sezione dei cavo di collegamento



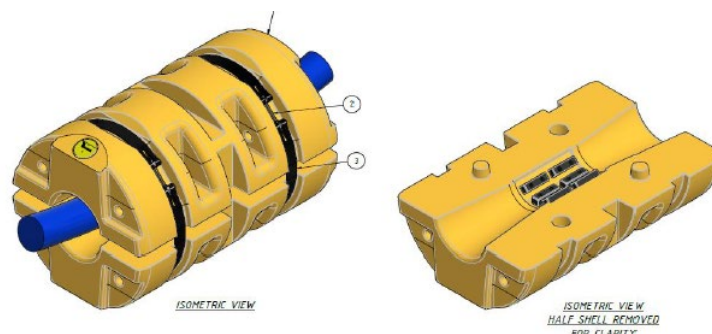
Item	Layer
1	Conductor
2	Conductor screen
3	Insulation
4	Insulation screen
5	Water swellable tape
6	Metallic screen
7	Water swellable tape
8	Core sheath
9	Fillers
10	Inner sheath
11	Armour
12	Outer sheath

Per il percorso del cavo dinamico nei tratti tra la piattaforma ed il punto di arrivo sul fondale (touchdown point) si adatterà la configurazione ad onda pigra ("lazy wave") installando moduli di galleggiamento lungo specifiche sezioni del cavo: si è infatti dimostrato che le prestazioni della "lazy wave" sono superiori a quelle della più classica forma a catenaria nel compensare il movimento della fondazione galleggiante e ridurre, quindi, i cicli massimi di danno dovuti a tensione e fatica.

Le tratte di cavo tra due touchdown point successivi potranno essere semplicemente appoggiate sul fondale o posati in trincea. Nel primo caso, se necessario per assicurare il livello di stabilizzazione o di protezione meccanica richiesto al touchdown point o lungo la tratta, i cavi potranno essere ricoperti con inerti di tipo cementizio (es. materassi in cls) o massi (rockdumping).



Posa dei cavi dinamici "lazy wave" realizzata mediante galleggianti



Tipico del galleggiante

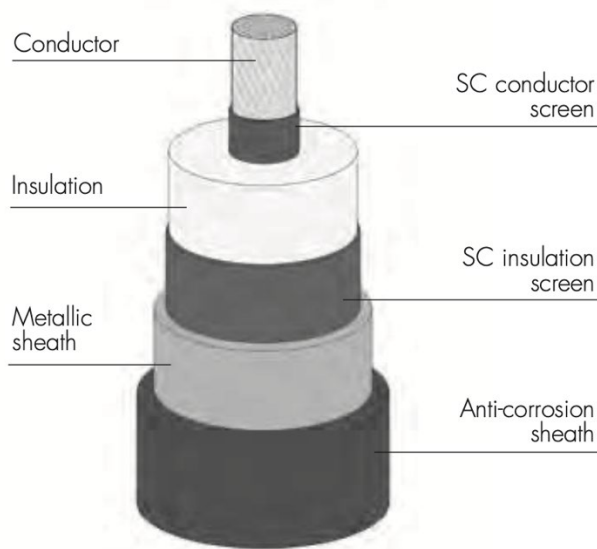
8.6.3 Cavo terrestre a 380 kV in CA

L'elettrodotto terrestre è costituito da un primo tratto di collegamento tra il punto di sbarco e la sottostazione onshore e da un secondo tratto che interconnette la sottostazione alla stazione RTN

La tensione nominale di esercizio del cavo di connessione sarà a 380 kV in corrente alternata. Nel primo tratto, considerando sia la potenza attiva massima di produzione che la potenza reattiva si considera una corrente nominale totale di produzione di circa 2100 A da ripartire sulle due terne di cavi. Nel tratto compreso tra la Sottostazione Elettrica onshore e la Stazione Elettrica RTN di Cerignola si ipotizza invece di installare una singola terna di cavi della sezione massima possibile considerando quindi la possibilità che lo stallo in stazione RTN venga condiviso con altri produttori per il tramite della sottostazione onshore.

I cavi scelto per la posa interrata su terra ferma saranno del tipo unipolare con isolamento in XLPE e armatura in acciaio, con le seguenti caratteristiche:

Tensione nominale:	380 kV
Frequenza nominale:	50 Hz
Formazione:	2x3x1x2000 - 3x1x2500
Tipo di conduttore:	Rame
Isolamento:	XLPE
Tensione massima permanente di esercizio:	420 kV
Diametro esterno massimo singolo cavo:	132,8 mm - 140,8 mm



Cable components

8.7 LE OPERE DI CONNESSIONE - LA SOTTOSTAZIONE UTENTE E IL GRUPPO DI RIFASAMENTO

Le opere sono oggetto di specifici elaborati di progetto e pertanto di seguito si riporta solo una descrizione sintetica rinviando ogni informazione tecnica di dettaglio agli elaborati R.5.3 - Relazione tecnica sottostazione utente e gruppo di rifasamento e alle tavole di progetto della serie T.5.5._ - Sottostazione Elettrica e gruppo di rifasamento

8.7.1 Motivazione dell'opera

Prima di essere immessa in rete, l'energia prodotta verrà convogliata all'interno di una Sottostazione elettrica utente dotata di un Gruppo di rifasamento. Tale opera si rende necessaria per due ordini di ragioni:

1. realizzare la compensazione della potenza reattiva prodotta dalla rete in cavo marino e interrato secondo le specifiche di rete. Il sistema di rifasamento dei cavi AT sarà realizzato proquota sia sulla sottostazione di trasformazione offshore sia sulla sottostazione di utenza onshore posta nelle immediate vicinanze della futura stazione Terna 380 kV.
2. condividere lo stallo assegnato del gestore di rete nella Stazione Elettrica RTN con altri impianti di produzione al fine di razionalizzare l'utilizzo delle strutture di rete realizzando un condominio con altri eventuali produttori, il tutto come indicato da TERNA nel preventivo di connessione.

8.7.2 Ubicazione dell'opera

L'ubicazione della Sottostazione Elettrica tiene conto di un sistema di indicatori sociali, ambientali e territoriali, che hanno permesso di valutare gli effetti della pianificazione elettrica nell'ambito territoriale considerato, nel pieno rispetto degli obiettivi della salvaguardia, tutela e miglioramento della qualità dell'ambiente, della protezione della salute umana e dell'utilizzazione accorta e razionale delle risorse naturali.

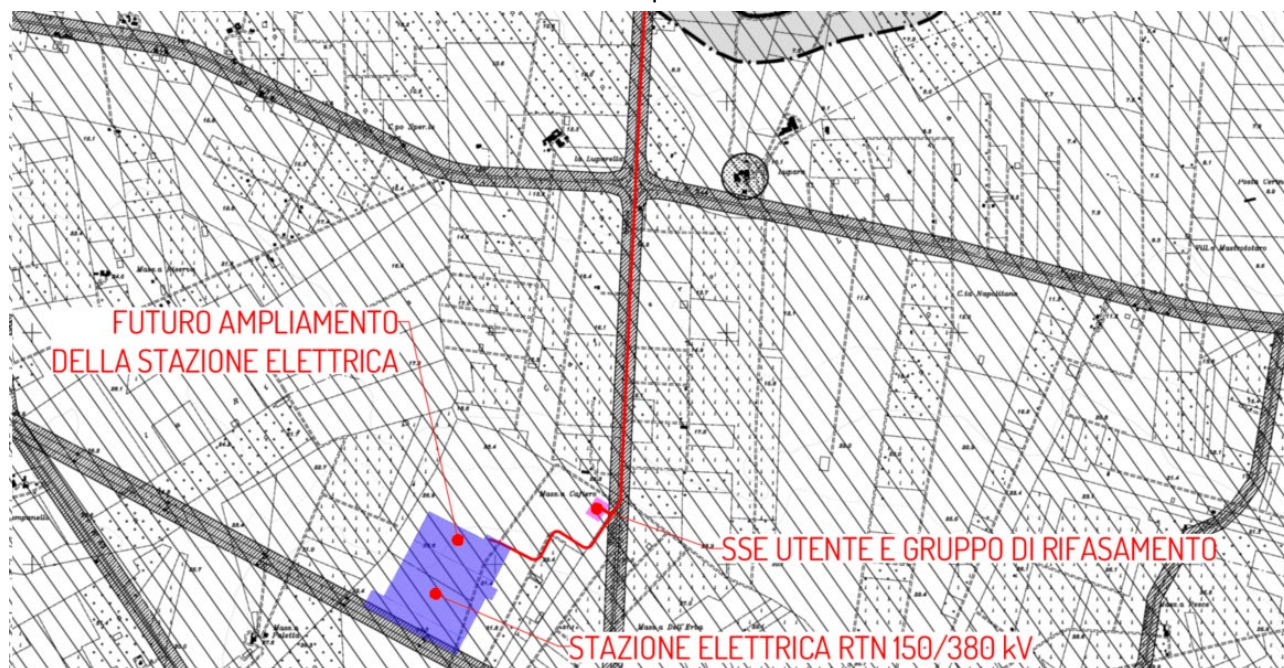
Tra le possibili soluzioni si è scelto di ubicare la Sottostazione onshore nelle immediate vicinanze della Stazione Elettrica RTN 380 kV di Cerignola, indicata da TERNA quale punto di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale. Tale ubicazione risulta la più funzionale in considerazione di tutte le esigenze e delle possibili ripercussioni sull'ambiente, con riferimento alla legislazione nazionale e regionale vigente in materia. La posizione della sottostazione di utenza onshore, quale risulta dagli inquadramenti cartografici di progetto, è stata studiata comparando le esigenze della pubblica utilità delle opere con gli interessi pubblici e privati coinvolti, cercando in particolare di:

- minimizzare l'interferenza con le zone di pregio ambientale, naturalistico, paesaggistico e archeologico;
- evitare, per quanto possibile, l'interessamento di aree urbanizzate o di sviluppo urbanistico;
- evitare aree di pregio agricolo;
- recare minor sacrificio possibile alle proprietà interessate, avendo cura di vagliare le situazioni esistenti sui fondi da asservire rispetto anche alle condizioni dei terreni limitrofi;
- permettere il regolare esercizio e manutenzione dell'impianto;
- contenere la lunghezza delle strade di accesso;
- minimizzare le lunghezze delle future linee di collegamento alla SE
- contenere la distanza dalle linee elettriche MT per l'alimentazione dei servizi ausiliari;

Per ridurre l'impatto ambientale si è inoltre scelto di realizzare la sottostazione ricorrendo a sistemi isolati in gas invece che ai classici sistemi con isolamento in aria. Tali sistemi consistono nel realizzare l'isolamento delle parti attive confinandole all'interno di un guscio metallico riempito con gas SF₆ ad una certa pressione e sono comunemente chiamati GIS (Gas Insulated Switchgear) sistemi in esecuzione blindata con isolamento in esafluoruro di zolfo (SF₆). Il gas SF₆ ha elevata rigidità dielettrica che aumenta con la pressione e viene utilizzato come dielettrico in cabine e stazioni elettriche. Utilizzando questo gas come isolante invece dell'aria si possono ridurre le distanze tra parti attive e quindi costruire le opere elettriche in Media e Alta Tensione in spazi più contenuti consentendo di installare l'opera elettrica completamente all'interno di un edificio. Tale

soluzione comporta inoltre ulteriori vantaggi tecnici permettendo di ridurre le manutenzioni degli apparati sottoposti ad agenti climatici e garantendo un livello di sicurezza molto elevato in virtù della tecnologia utilizzata. La realizzazione di una sottostazione in GIS non solo consente di ridurre gli ingombri dell'opera, ma permette anche di contenere l'impatto visivo, atteso che tutte le apparecchiature elettromeccaniche sono completamente schermata all'interno dell'edificio industriale.

La sottostazione utente così progettata occuperà un'area di 5355 m² sita in una zona Agricola (zona E) nel tessuto periurbano del comune di Cerignola. L'opera risulta facilmente accessibile dalla Strada Provinciale 77, anche tale scelta consente di minimizzare eventuali impatti dovuti alla realizzazione della viabilità di accesso.



Ubicazione della sottostazione utente onshore

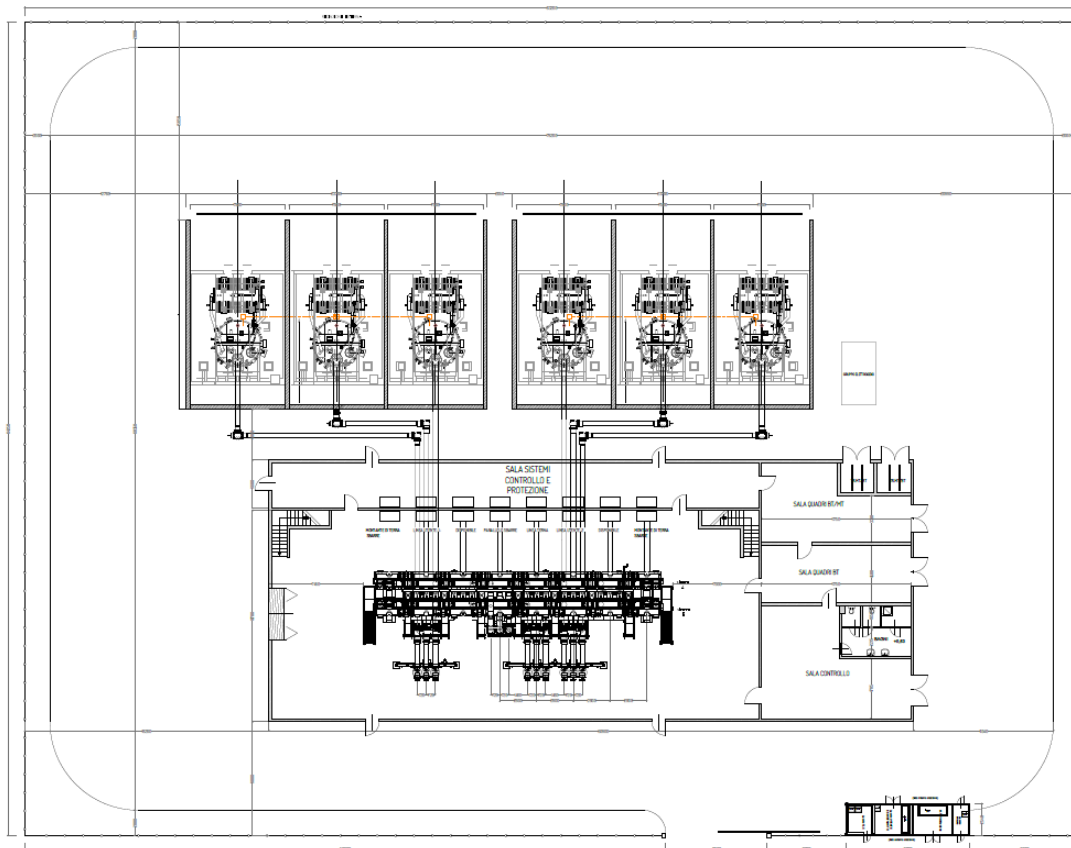
8.7.3 Disposizione elettromeccanica

La sottostazione, vista nel suo complesso sarà formata da un edificio di potenza atto a contenere tutti i componenti qui di seguito elencati.

La sottostazione interamente isolata in SF6 sarà composta da:

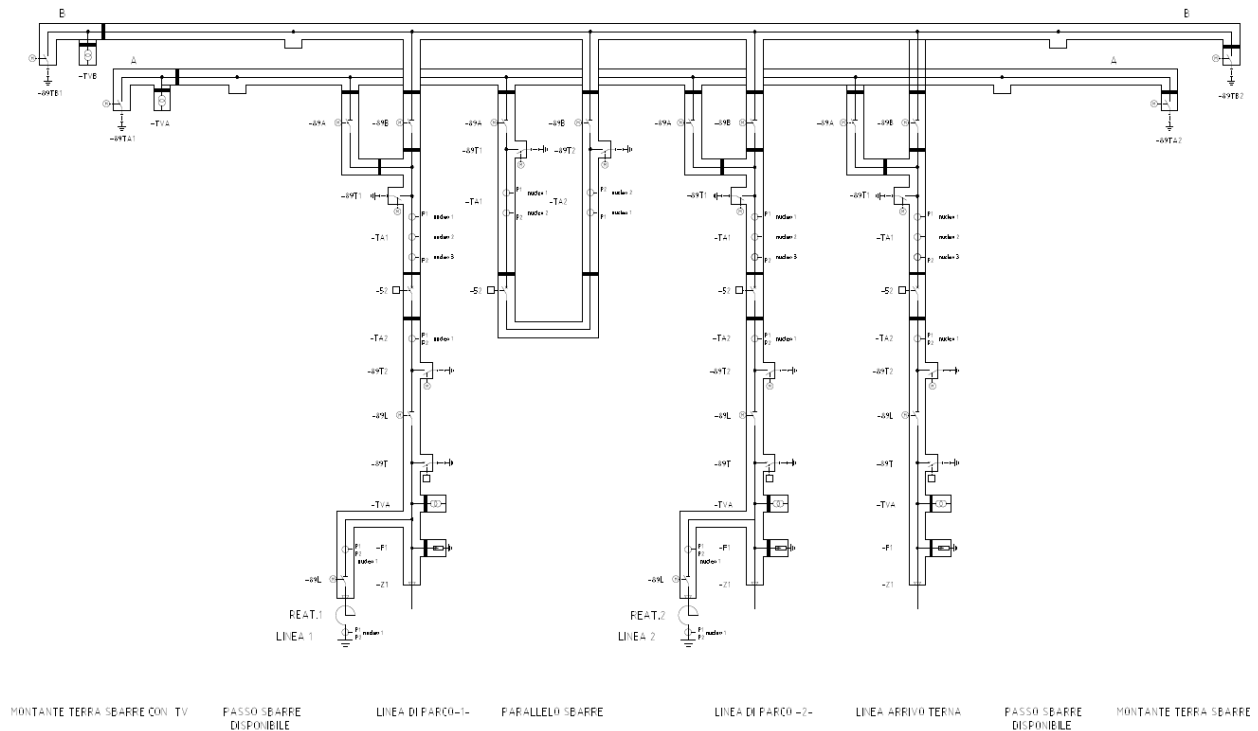
- Nr. 2 stalli di linea per arrivo in cavo 420kV e reattore di compensazione dal lato mare
- Nr.1 stallo di linea per arrivo in cavo verso la stazione RTN
- Nr.1 stallo congiuntore
- Nr.2 sistemi di sbarre segregate ed isolate tra loro.
- Nr.2 stalli disponibili
- Nr.2 Generali di Sezione, TV di sbarra e terra sbarre.

Si prevedono inoltre spazi per aggiungere ulteriori stalli linea di altri produttori per l'eventuale condivisione dello stallo 380 kV nella stazione TERNA.



Pianta elettromeccanica dell'opera

8.7.4 Schema elettrico

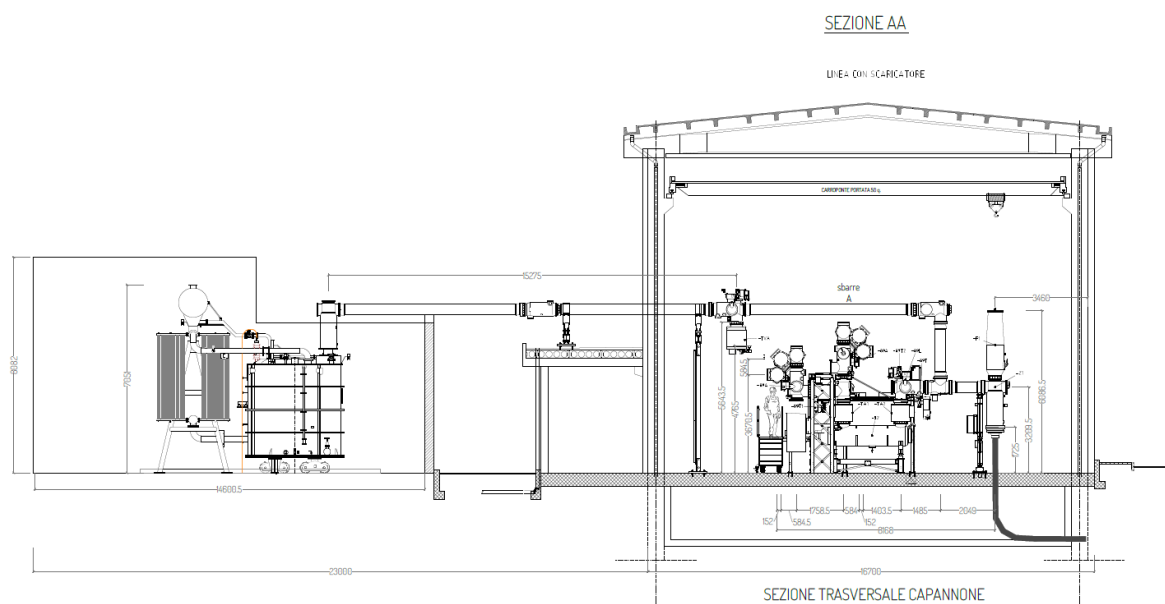


Schema elettrico unifilare

8.7.5 Opere civili

8.7.5.1 Edificio principale

Sarà realizzato un edificio industriale principale all'interno del quale allocare le apparecchiature elettromeccaniche della sottostazione di utenza onshore. L'edificio sarà formato da un corpo di dimensioni in pianta di 50,9 x 20,80 m ed altezza fuori terra di 13,9 m. L'edificio contiene il quadro AT con tutte le apparecchiature elettromeccaniche, i quadri di comando e controllo della stazione, gli apparati di teleoperazione e i vettori, gli uffici ed i servizi igienici per il personale di manutenzione, nonché un deposito. La costruzione sarà di tipo prefabbricato (struttura portante costituita da pilastri prefabbricati in c.a.v., pannelli di tamponamento prefabbricati in c.a., finitura esterna con intonaci al quarzo) o, dove ciò non fosse possibile, di tipo tradizionale con struttura in c.a. e tamponature in muratura di laterizio rivestite con intonaco di tipo civile. La copertura a tetto piano, sarà opportunamente coibentata ed impermeabilizzata. Gli infissi saranno realizzati in alluminio anodizzato naturale. Particolare cura sarà osservata ai fini dell'isolamento termico impiegando materiali isolanti idonei in funzione della zona climatica e dei valori minimi e massimi dei coefficienti volumici globali di dispersione termica, nel rispetto delle norme di cui alla Legge 373 del 4 aprile 1976 e successivi aggiornamenti, nonché alla Legge 10 del 9 gennaio 1991 e successivi regolamenti di attuazione.



8.7.5.2 Edificio per punti di consegna MT

Il punto di consegna MT sarà destinato ad ospitare i quadri contenenti i Dispositivi Generali ed i quadri arrivo linea e dove si attesterà la linea a media tensione di alimentazione dei servizi ausiliari della stazione e le consegne dei sistemi di telecomunicazioni. Si prevede di realizzare un edificio costituito da un manufatto prefabbricato delle dimensioni in pianta di 9,8 x 2,5 m con altezza 2,2 m costituito da n. 4 vani di cui uno a servizio del Distributore per la consegna dell'alimentazione MT, un vano contatore, un locale per punto di consegna contenente le celle MT dei Dispositivi Generali per le alimentazioni MT mentre nell'ultimo vano verrà predisposto il punto di consegna dei servizi di telecomunicazione (TLC) necessaria alla teleconduzione della Stazione.

8.7.5.3 Viabilità interna e finiture

Le aree interessate dalle apparecchiature elettriche saranno sistemate con finitura a ghiaietto, mentre le strade e piazzali di servizio destinati alla circolazione interna, saranno pavimentate con binder e tappetino di usura in conglomerato bituminoso e delimitate da cordoli in calcestruzzo prefabbricato.

8.7.5.4 Recinzione

La recinzione perimetrale sarà del tipo cieco realizzata

8.7.6 Reattori di compensazione

Al fine di compensare la potenza reattiva capacitiva dei cavi a 380 kV sono stati inseriti reattori di compensazione a monte ed a valle delle linee in cavo.

La potenza dei singoli reattori trifase potrà essere modificata nelle fasi successive di progetto in base alle reali esigenze tecniche.

I reattori saranno realizzati con gradini di regolazione sottocarico tale da permettere la correzione del reattivo in condizioni di funzionamento del parco, oltre che a permettere un corretto funzionamento dello stesso reattore.

8.7.6.1 Caratteristiche

Per il reattore si applicano le definizioni delle norme della serie CEI EN 60076; per le parti componenti e per gli accessori si applicano le definizioni delle rispettive norme.

Il reattore sarà costruito in accordo alle regole dello stato dell'arte e di buona tecnica, affinché sia idoneo a sopportare le normali sollecitazioni di servizio (sovratensioni, ecc.) senza perdita o degrado delle prestazioni richieste.

Il reattore sarà idoneo all'installazione in esterno; le condizioni di servizio sono quelle definite dalla norma CEI EN 60076-1 sez. 1.2.1, con le seguenti precisazioni:

- il valore di accelerazione sismica al suolo da considerare è 5 m/s² (Riferimento all'accelerazione del suolo AG5 secondo norma CEI EN 60068-3-3);
- l'ambiente di installazione è di tipo C5-M (altamente corrosivo, marino).

8.7.6.2 Dati di targa

Le caratteristiche nominali del reattore sono riportate nella seguente tabella.

<i>Dato di targa</i>	<i>Simbolo e formula</i>	<i>Valore</i>	<i>Definizione</i>
tipo di reattore		reattore in derivazione	60076-6 3.1.1
nucleo		a traferri	60076-6 3.2.4
fluido di isolamento		in olio	IEV 421-01-15
caratteristica magnetica		lineare fino a 150% U _r	60076-6 3.2.8
numero di fasi		monofase	IEV 411-31-13
frequenza nominale	f _r	50 Hz	IEV 421-04-03
tensione nominale	U _r	400 kV/√3	60076-6 7.3.1
tensione massima di esercizio permanente	U _{max}	420 kV/√3	60076-6 7.3.2
tensione massima di esercizio temporaneo	U _m	450 kV/√3	60076-6 3.2.1
potenza nominale	S _r	300 MVA _r	60076-6 7.3.3
corrente nominale	I _r = S _r / U _r	xxx A	60076-6 7.3.4
reattanza nominale	X _r = U _r ² / S _r	xxx Ω	60076-6 7.3.5
sistema di raffreddamento		ONAN	60076-2 3
regolazione sotto carico		100% ÷ 70% S _r	IEV 421-05-07
numero di posizioni di regolazione		17	60214-1 3.33

Caratteristiche nominali

8.7.6.3 Costruzione

Il reattore sarà costituito da un avvolgimento con un'uscita di linea ed un'uscita di neutro.

Saranno installati tre reattori a formare un banco trifase; i neutri dei reattori saranno comunizzati e collegati francamente a terra.

8.8 LE OPERE DI CONNESSIONE – IL CAVIDOTTO INTERRATO

Come indicato dalla STMG, la connessione dell'impianto eolico Nemetun Island verrà collegato in antenna a 380 kV su di un futuro ampliamento della costruenda Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 380 kV "Foggia-Palo del Colle"

Nell'iter di progetto dell'impianto eolico offshore saranno comprese le opere di rete e le opere di utenza per la connessione indicate da TERNA secondo le definizioni dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i.

Nel caso specifico:

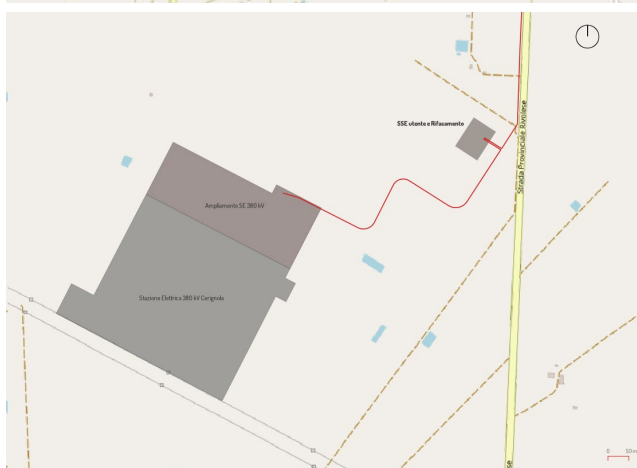
- Le **opere di rete** sono costituite dallo stallo assegnato nella futura Stazione Elettrica di Ampliamento a 380 kV della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione a 380/150 kV attualmente in fase di costruzione nel comune di Cerignola.
- Le **opere di utenza** sono costituite dall'elettrodotto a 380 kV da inserire in antenna per il collegamento dell'impianto eolico offshore e dalla Sottostazione elettrica per la condivisione dello stallo.

Dal punto di sbarco del cavidotto marino fino al punto di connessione all'interno del nuovo Ampliamento della Stazione Elettrica 380 kV di Cerignola si prevede di realizzare un elettrodotto di connessione del tipo interrato, della lunghezza di circa 16 km, l'elettrodotto sarà prevalentemente situato lungo la viabilità pubblica nei territori dei comuni di Zapponeta, Trinitapoli e Cerignola, con brevi transiti su terreni agricoli.

La posa avverrà principalmente attraverso scavi a sezione obbligata, ma per gestire interferenze lungo il percorso, saranno realizzati undici tratti posati mediante la tecnica priva di scavi denominata "Trenchless Onsite Construction" (TOC). Gli 11 tratti avranno lunghezze variabili, come rappresentato negli elaborati di progetto.


Il percorso dell'elettrodotto interrato in AT percorrerà la viabilità pubblica e in minima parte alcuni terreni agricoli privati limitrofi o in parallelismo con la viabilità stessa, il tracciato è stato studiato in armonia con quanto dettato dalla normativa vigente, comparando le esigenze della pubblica utilità delle opere con gli interessi pubblici e privati coinvolti, cercando in particolare di:


- contenere per quanto possibile la lunghezza del tracciato per occupare la minor porzione possibile di territorio;
- minimizzare l'interferenza con le zone di pregio ambientale, naturalistico, paesaggistico e archeologico;
- recare minor sacrificio possibile alle proprietà private, avendo cura di limitare al minimo i fondi da asservire rispetto alla viabilità pubblica;
- evitare, per quanto possibile, l'interessamento di aree urbanizzate o di sviluppo urbanistico;
- assicurare la continuità del servizio, la sicurezza e l'affidabilità della Rete di Trasmissione Nazionale;
- permettere il regolare esercizio e manutenzione dell'elettrodotto per tutto il suo ciclo di vita.




Nemetun Island - opere on shore

Cavidotto interrato

 Vasca giunti di transizione interrata

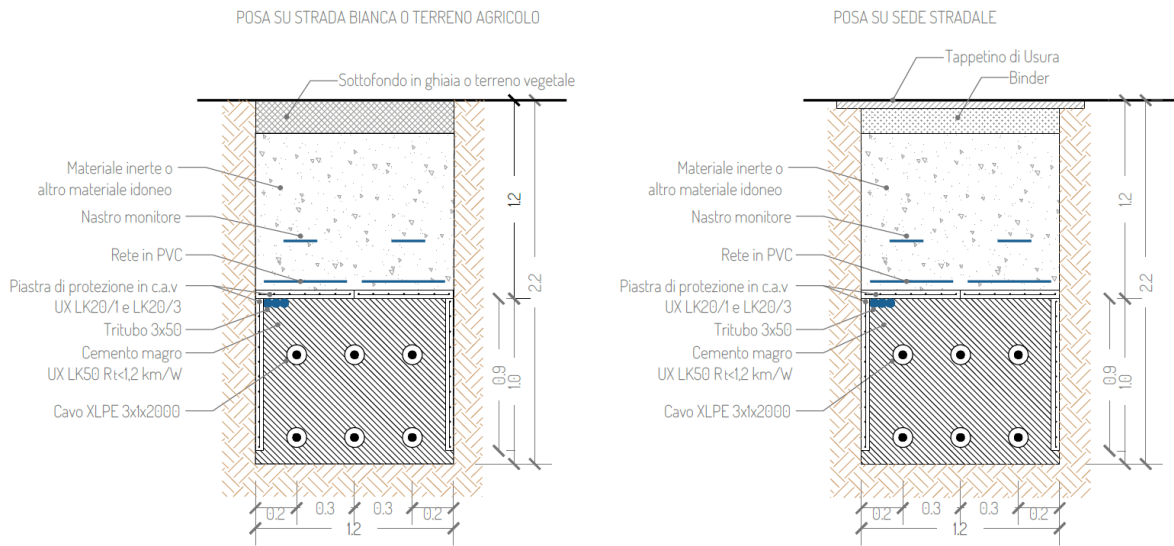
 Cavidotto interrato

 SSE e Rifasamento

Il cavidotto interrato in progetto inquadramento generale

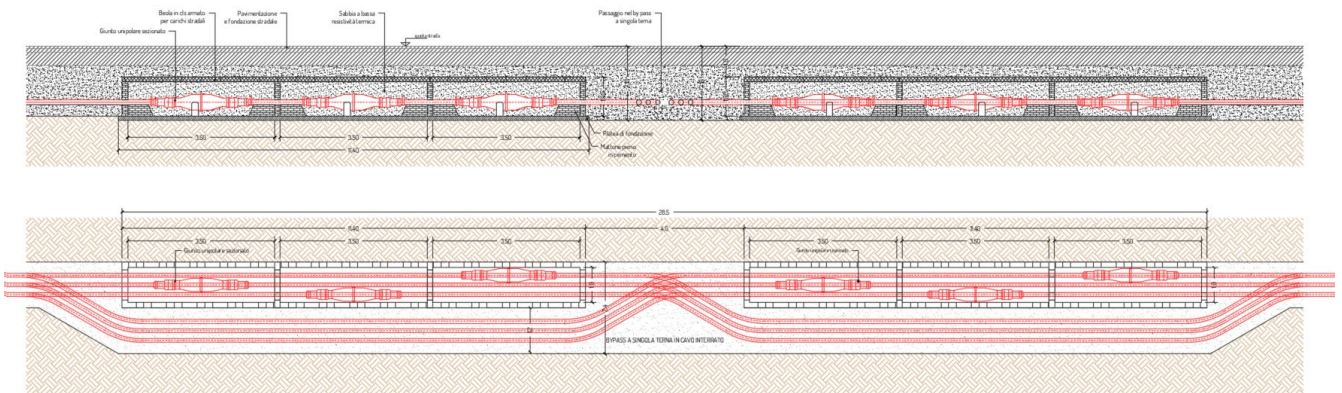
Per garantire la manutenibilità dell'impianto e gli eventuali interventi sostituzione o isolamento di alcuni tratti di linea, si prevede di realizzare 17 vasche giunti intermedie, situate lungo il tracciato con interdistanza variabile tra 700 e 950 metri, le giunzioni intermedie saranno realizzate nell'ambito dello scavo a sezione obbligata previsto per la posa dell'elettrodotta.

Le successive figure rappresentano le dimensioni tipiche sommarie dell'elettrodotta interrato e degli elementi di giunzione previsti lungo il tracciato, si rimanda alla sezione *5 Opere di connessione alla rete* del progetto definitivo e ai successivi paragrafi per ulteriori dettagli.

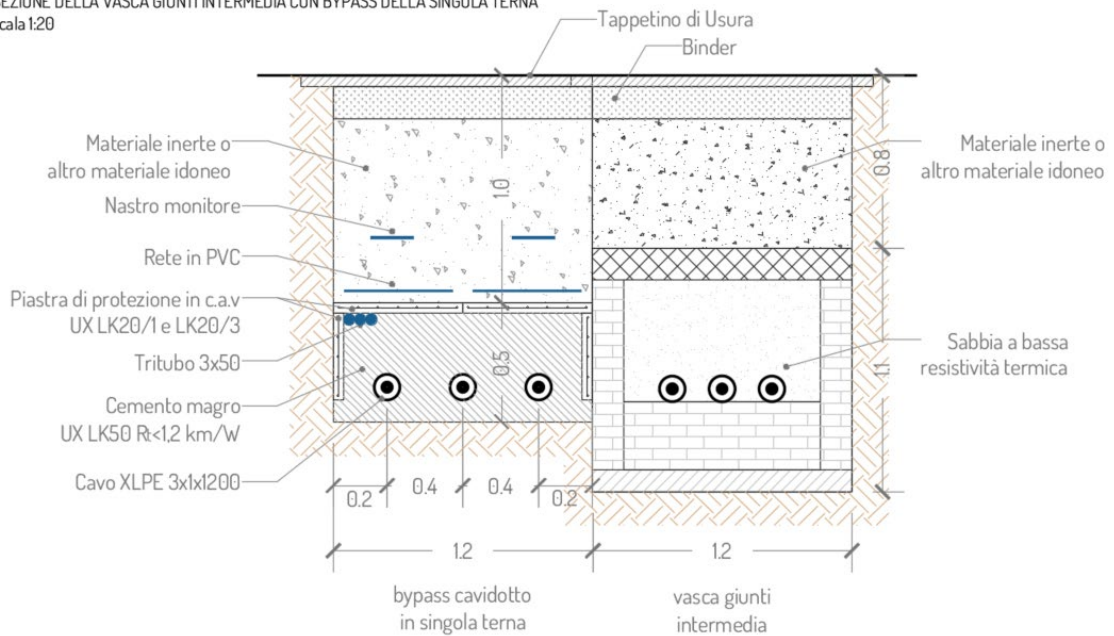


Sezioni tipiche del cavidotto interrato

TIPICI DELLA VASCA GIUNTI INTERMEDIA CON BYPASS DELLA SINGOLA TERNA
scala 1:50



SEZIONE DELLA VASCA GIUNTI INTERMEDIA CON BYPASS DELLA SINGOLA TERNA
scala 1:20



Tipico della vasca giunti intermedia

9 MODALITÀ DI INSTALLAZIONE, MANUTENZIONE E DISMISSIONE

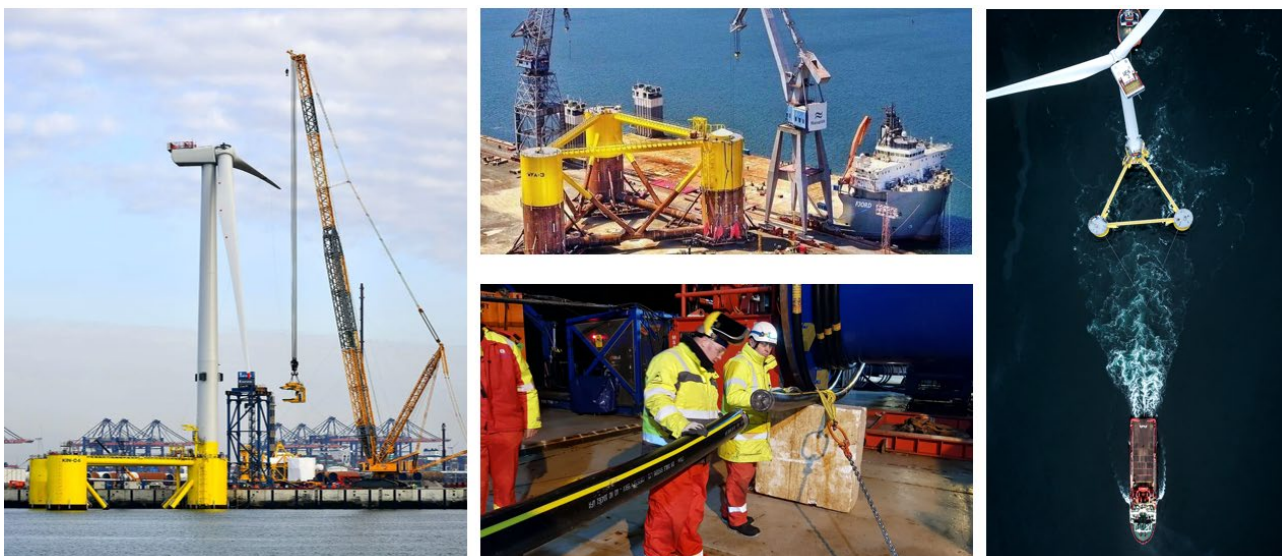
La descrizione delle modalità di costruzione, manutenzione e dismissione dell'impianto è fornita negli elaborati del capitolo 7 del progetto ed in particolare nella Relazione generale R.7.1 a cui si rimanda per maggiori approfondimenti.

9.1 FONDAZIONI FLOTTANTI

Le piattaforme semisommersibili sono realizzate integralmente a terra, dove viene eseguita anche l'erection dell'aerogeneratore, per poi essere trasportate in galleggiamento, mediante rimorchiatori, nel sito di installazione.

Normalmente, per queste strutture è possibile definire due possibili scenari di assemblaggio:

- Fabbricazione in un unico sito: sono ovviamente richieste aree di cantiere molto ampie, nelle quali è necessario organizzare tutta la filiera per la costruzione, assemblaggio e stoccaggio. Si tratta in sostanza di progettare un vero e proprio stabilimento in grado di produrre centinaia di tonnellate al giorno di acciaio, richiedendo occupazione di spazi difficilmente disponibili nelle aree portuali. Di seguito una immagine di un cantiere con tre unità in parallelo.



Installazione degli aerogeneratori e delle fondazioni flottanti

- Fabbricazione modulare: il floater può essere realizzato assemblando moduli fabbricati separatamente da più imprese locali, consentendo di massimizzare la produttività e minimizzare le superfici impegnate in area portuale. Il floater è suddivisibile in tre macro-componenti: le colonne, le travi reticolari, le piastre di base (water entrapment plate).

9.2 INSTALLAZIONE DELL'AEROGENERATORE

L'installazione dell'aerogeneratore sul floater dovrebbe avvenire il più vicino possibile all'area del parco eolico per ridurre al minimo i rischi e i ritardi nella messa in posizione della piattaforma a causa della disponibilità di finestre meteorologiche adeguate. Le operazioni di erection sono quelle che richiedono i requisiti più stringenti all'infrastruttura portuale (es. banchina in acque profonde, elevata capacità portante), limitando le opzioni disponibili. Possono essere adottati diversi metodi di installazione:

- Installazione in banchina mediante gru a terra
- Installazione in banchina mediante gru a terra in aree con basso pescaggio:
- Installazione in banchina mediante gru a terra con piattaforma poggiata sul fondale
- Installazione in posizione riparata vicino alla costa

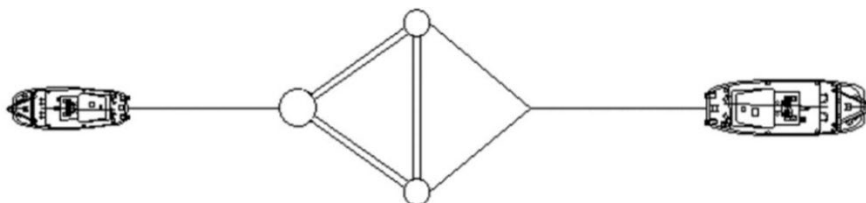
Una volta installato l'aerogeneratore, sono necessarie una serie di attività prima del traino della piattaforma nella posizione di esercizio. Queste attività includono il pre-commissioning della WTG, così come lo zavorramento della piattaforma fino alla sua posizione operativa. La piattaforma viene sganciata dalla banchina e una volta che la piattaforma si trova in acque più profonde, viene effettuato lo zavorramento per raggiungere il pescaggio operativo della piattaforma.

A quel punto, individuata una finestra meteorologica adatta, sarà avviato il traino della piattaforma verso la sua posizione di progetto. Le operazioni di traino vengono eseguite collegando un rimorchiatore offshore alle colonne 2 e 3 tramite una briglia. La velocità di traino deve essere limitata a 3,0 nodi e ridotta in caso di maltempo.



Configurazione traino

All'arrivo in posizione, l'assistente rimorchiatore recupererà la cima di alaggio di emergenza già collegata alla Colonna 1 per posizionare con precisione la piattaforma durante le operazioni di ormeggio, come nella figura seguente.



Configurazione del collegamento della linea di ormeggio

La metodologia di connessione dipenderà dal tipo di connettore di ormeggio della piattaforma. Il metodo di connessione preferito è un connettore "plug and play" scollegabile che consente di recuperare la cima di ormeggio dal fondo del mare, tirarla dentro e collegarla immediatamente, diventando sicura contro le tempeste nel più breve tempo possibile.

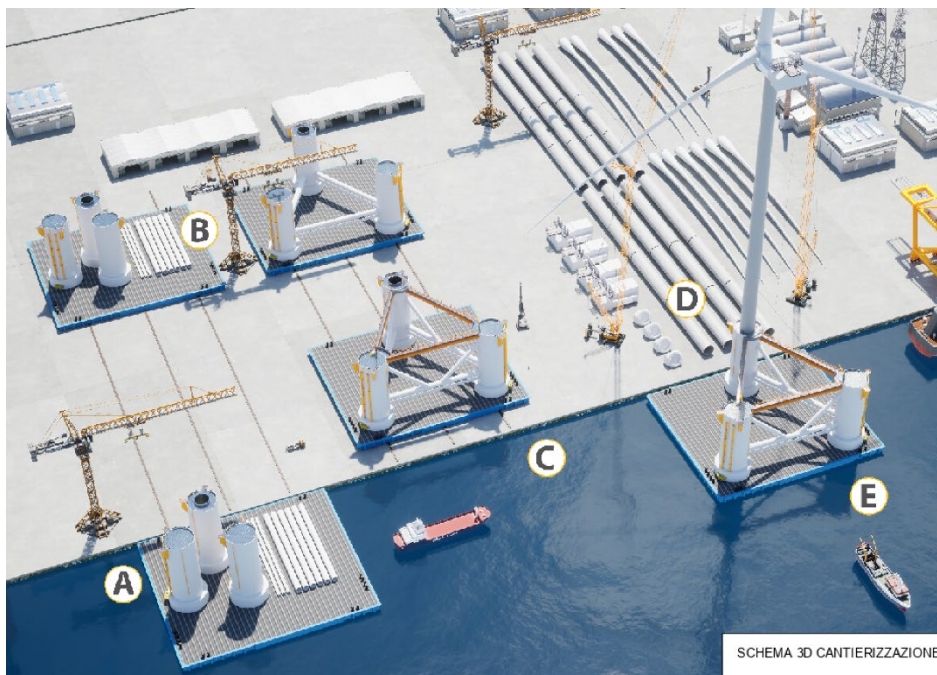
9.3 CANTIERE TIPO E INDIVIDUAZIONE AREE PORTUALI POTENZIALMENTE IDONEE

Per poter realizzare un parco eolico come quello in esame in tempi ragionevoli, è necessario disporre di una filiera di produzione in grado di assemblare un floater ogni due settimane: per conseguire tale obiettivo dovrebbero essere previste almeno 4 linee in parallelo. Per la successiva integrazione dell'aerogeneratore la soluzione ideale sarebbe, come riportato sopra, quella di disporre di aree utili il più vicino possibile al sito di installazione finale. Vista la dimensione delle opere da realizzare e il numero degli aerogeneratori (63) sarà probabilmente necessario fare affidamento su più infrastrutture portuali, magari gestendo diverse funzioni.

In definitiva le caratteristiche base che devono avere le infrastrutture portuali sono:

- Lunghezza banchina: > 250 m
- Pescaggio: > 12 m
- Spazi adeguati allo stoccaggio e l'installazione dei componenti: circa 1,5 ha per ciascun floater
- Capacità portante della banchina: > 15 t/mq
- Compatibilità con la gestione dello spazio aereo

Di seguito si riporta la schematizzazione di un cantiere tipologico con 2 linee in parallelo e l'area attrezzata per l'integrazione dell'aerogeneratore.



TEMPI CANTIERIZZAZIONE

- A. trasporto e carico sul pontile delle componenti
- B. assemblaggio floater
- C. posa del floater su piattaforma galleggiante semissommersibile
- D. assemblaggio del generatore sul floater
- E. immersione della piattaforma e rimorchio del generatore completo di floater verso il sito d'installazione

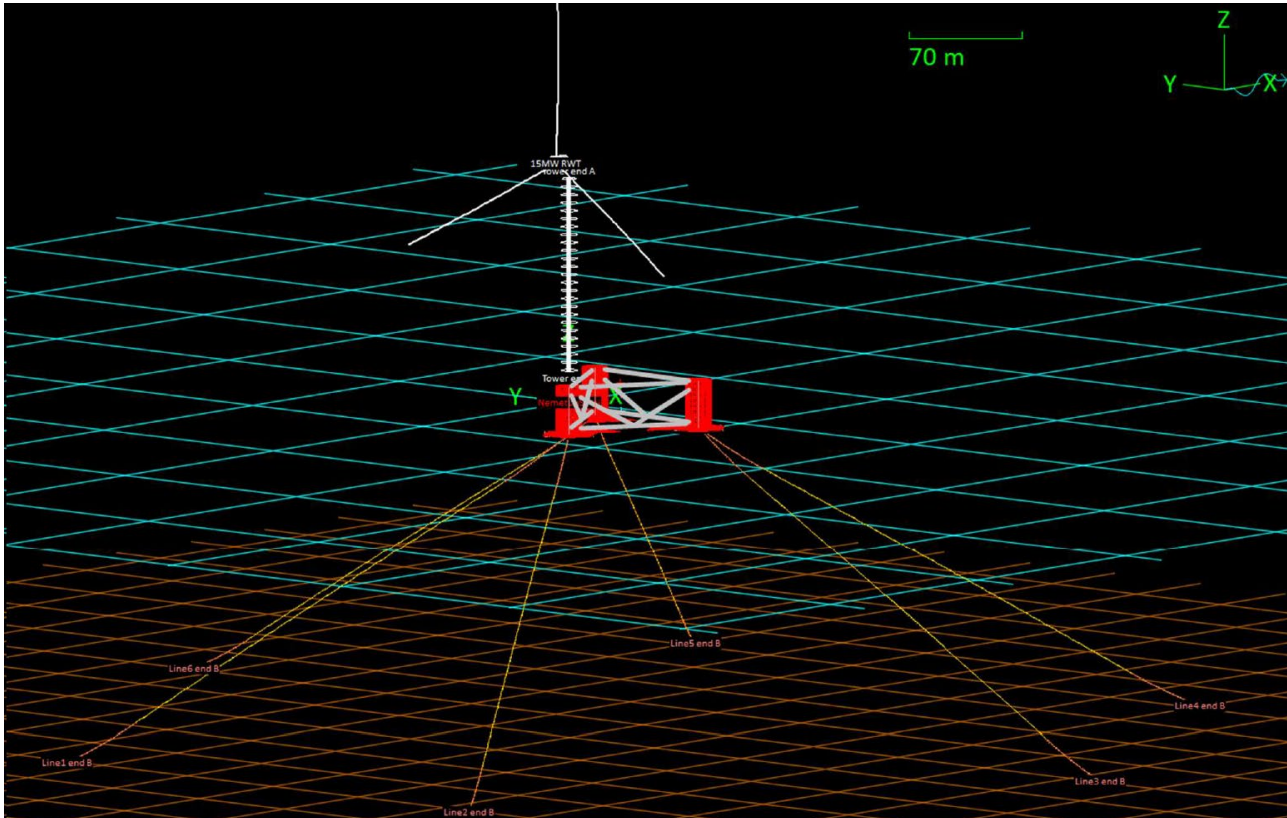
Cantiere tipico con 2 linee in parallelo per la costruzione dei floater e l'area attrezzata per l'integrazione dell'aerogeneratore

Al fine di individuare le aree portuali che presentano le potenzialità per accogliere un cantiere di questo tipo è stata condotta una ricognizione dei porti pugliesi: quelli che possiedono (o possiederanno a seguito di interventi di adeguamento in corso o previsti) le caratteristiche necessarie all'installazione dei floater sono quelli di Bari, Brindisi e Taranto. In particolare, si verifica che:

- il porto di Bari è certamente utilizzabile per l'installazione dei floater, ma per l'installazione degli aerogeneratori sarebbe necessaria una deroga ai vincoli aeroportuali.
- il porto di Brindisi è certamente utilizzabile per l'installazione dei floater, ma per l'installazione degli aerogeneratori sarebbe necessaria una deroga ai vincoli aeroportuali.
- il porto di Taranto è certamente utilizzabile per l'installazione sia dei floater che degli aerogeneratori.

9.4 ANCORAGGI

Come riferito nella documentazione progettuale specifica (cfr capitolo 3 del progetto), le fondazioni flottanti saranno ancorate al fondale mediante un sistema di ormeggi teso a catenaria e pali infissi, come di seguito schematizzato.

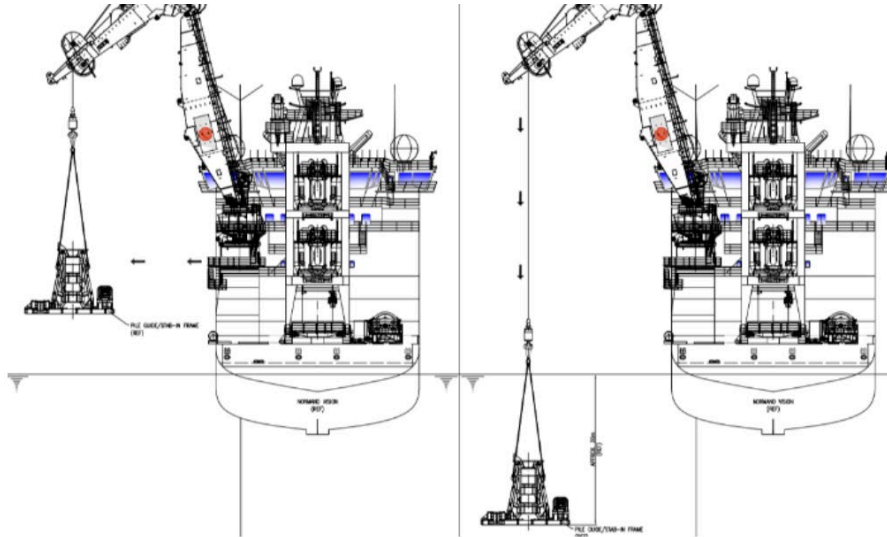


Schema del sistema di ancoraggio e ormeggio

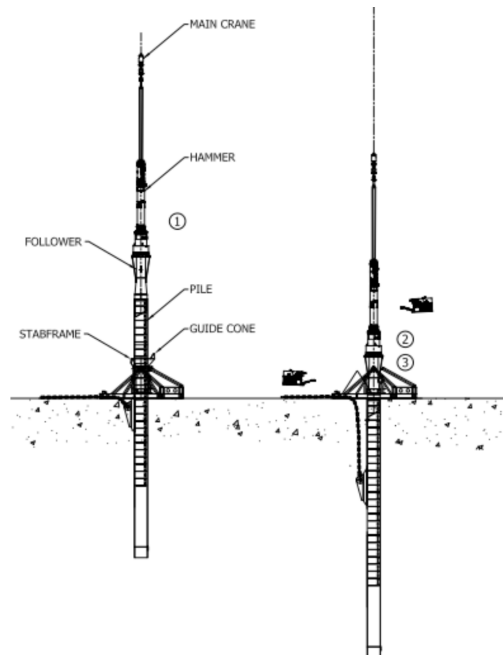
Di seguito si riportano tutte le fasi operative necessarie rimandando alla sezione *7_Cantierizzazione manutenzione e dismissione* del progetto definitivo per maggiori dettagli.

Realizzazione dei pali infissi

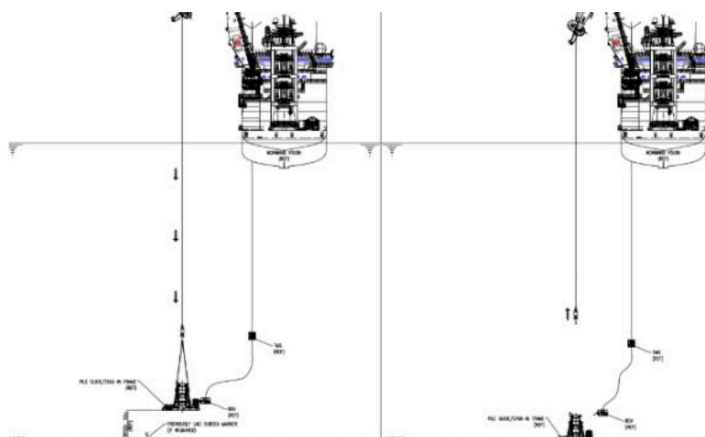
1. Mobilitazione della nave di supporto offshore per costruzioni
2. Trasporto: transito dal porto locale verso il sito designato.
3. Preparazione sul campo delle navi offshore di supporto
4. Installazione del telaio guida dei pali – OCV



5. Installazione dei pali di ancoraggio infissi



6. Riposizionamento e recupero del telaio guida - OCV





Linee di ormeggio e aggancio al floater

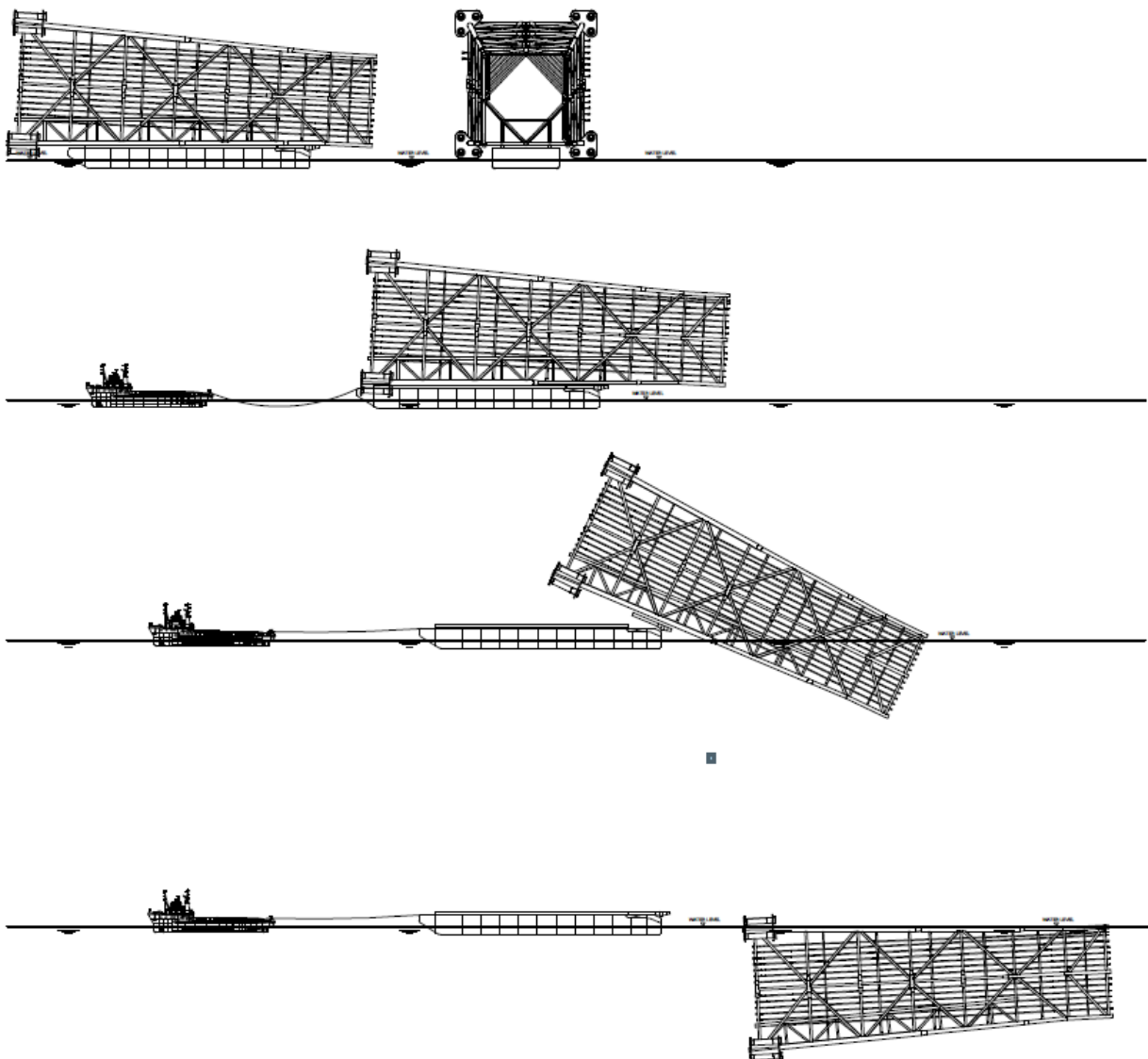
1. Mobilitazione della nave di supporto offshore per costruzioni
2. Mobilitazione della nave per l'installazione di ormeggi – "Anchor Handling Vessel"
3. Trasporto
4. Preparazione sul campo delle navi offshore di supporto
5. Posizionamento della piattaforma galleggiante
6. Installazione delle cime di ormeggio e aggancio alla piattaforma galleggiante.

9.5 SOTTOSTAZIONE OFFSHORE

Prima di iniziare le operazioni di installazione del Jacket sarà eseguito un accurato sopralluogo del fondale nella zona di installazione in modo da individuare eventuali ostacoli da rimuovere e verificare che il fondale sia regolare. Data la profondità, il sopralluogo potrà essere eseguito tramite ROV (Remote Operated Vehicle).

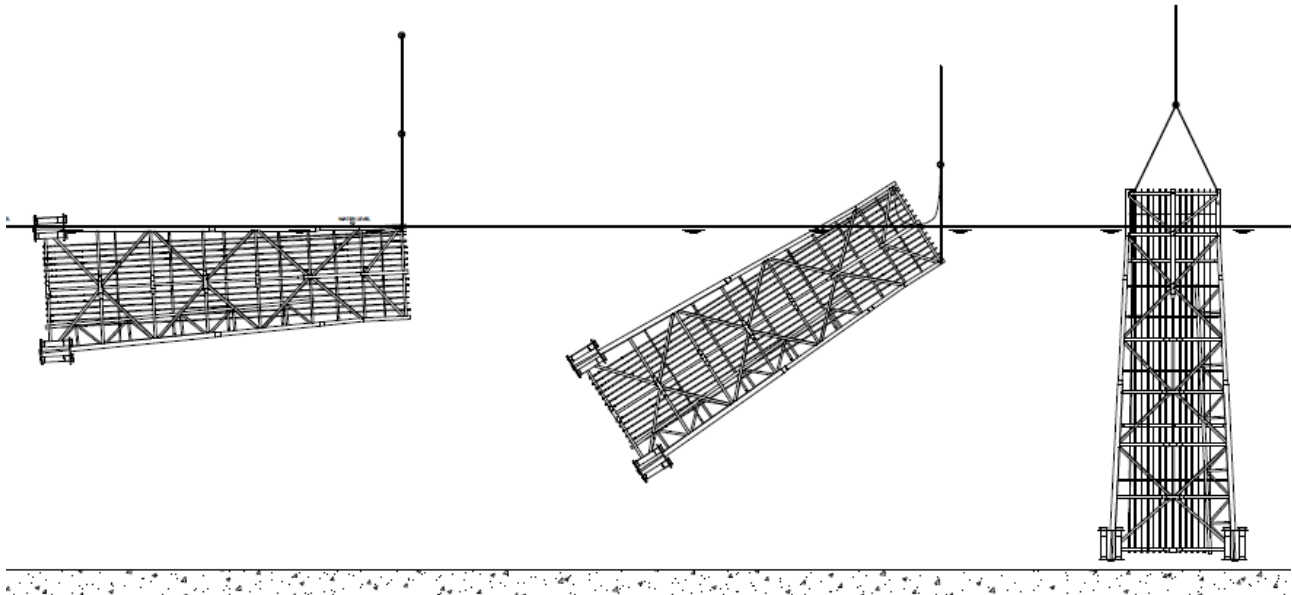
Il trasporto dal cantiere di costruzione al sito di installazione avverrà caricando i Jacket su bettoline da trasporto di adeguata capacità, attrezzate con vie di corsa e bilancino di varo (launching barge). I Jacket saranno costruiti e trasportati in orizzontale.

La messa in galleggiamento del Jacket dalla posizione di trasporto su bettolina è effettuata tramite lancio del Jacket dalla bettolina stessa: in prossimità del sito di installazione la barge viene zavorrata in modo da abbassare la poppa, si inizia quindi a muovere il Jacket verso poppa utilizzando il sistema di tiro o spinta della barge fino a raggiungere il valore critico dell'angolo di sbandamento longitudinale, dopodiché il Jacket inizia a scivolare senza bisogno di sistemi esterni di tiro o spinta fino a quando il baricentro supera la cerniera del bilancino e il bilancino ruota insieme al Jacket che si immerge in acqua e si separa dalla barge rimanendo in equilibrio nella posizione di galleggiamento libero.



Sequenza di lancio del jacket

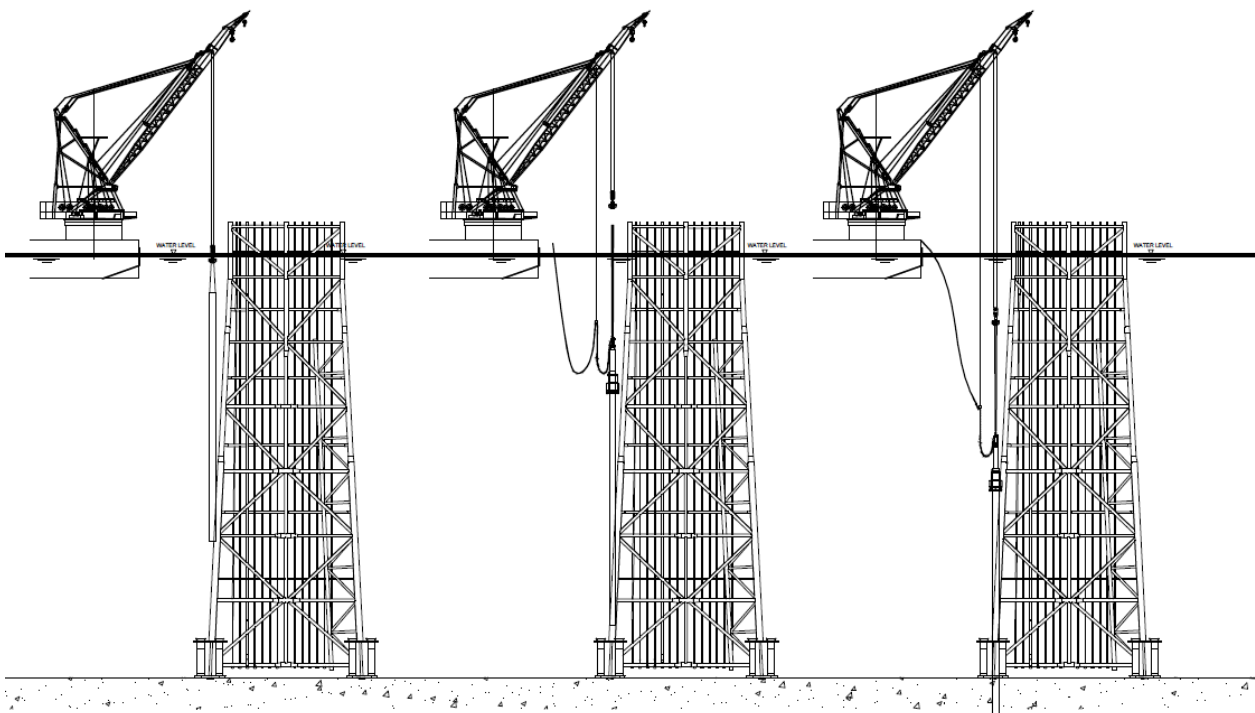
La verticalizzazione del Jacket in acqua viene ottenuta operando con una gru e contemporaneamente allagando alcuni compartimenti nella parte bassa del Jacket. Alla fine di questa operazione il peso del jackets viene completamente scaricato sul fondo e rimane in equilibrio supportato dalle piastre temporanee di fondazione (mud-mats).



Sequenza di verticalizzazione e posizionamento sul fondo

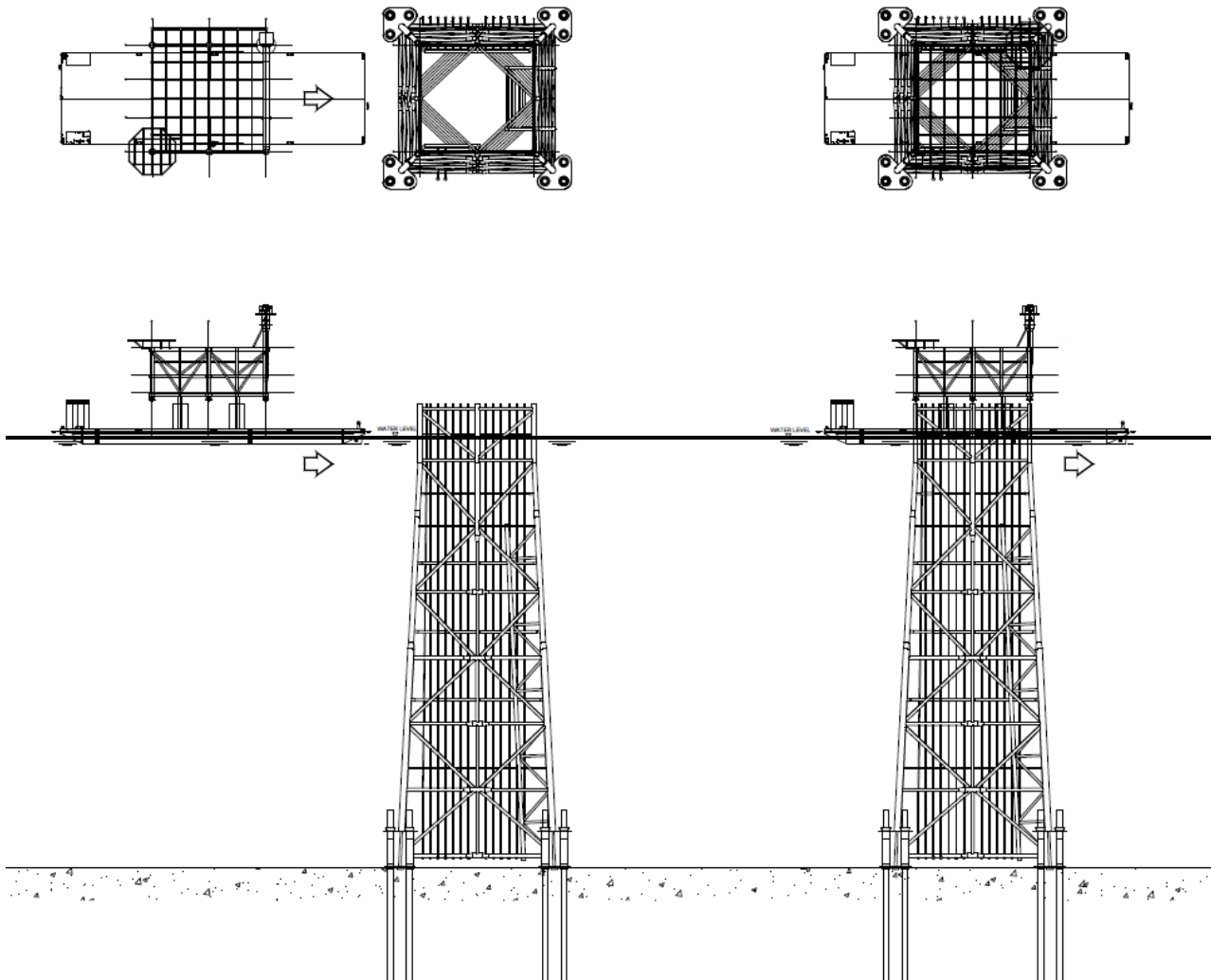
Le fondazioni della piattaforma sono costituite da otto o dodici pali di diametro compreso tra 2 m e 2.5 m. Gli otto pali saranno infissi nel terreno fino alla penetrazione di progetto, pari a circa 100 m.

I pali saranno prefabbricati in unico pezzo e trasportati al sito di installazione su un'apposita bettolina, o sulla stessa bettolina sulla quale sarà trasportato il jacket. L'installazione del palo potrà essere condotta mediante battipalo o trivellazione del foro di alloggiamento, a seconda delle risultanze delle indagini dirette.



Sequenza di installazione dei pali

I topsides sono installati operando il floatover sulla sottostruttura. Il floatover consiste nel trasportare i topsides già preassemblati fino al sito di installazione su una cargo barge standard e posizionare i Topsides direttamente sopra il Jacket facendo entrare la cargo barge al suo interno. Per permettere questa operazione la parte superiore delle file Nord e Sud della struttura del Jacket è aperta (Jacket slot). Una volta in posizione, la barca viene mantenuta ferma e, agendo sul suo sistema di ballastaggio, la sovrastruttura viene gradualmente abbassata trasferendo progressivamente il carico dalla barca alla sottostruttura e attuando l'accoppiamento tra le gambe delle relative strutture (mating). Per sostenere il Topsides durante l'installazione con floatover si utilizza una struttura tralicciata in acciaio chiamata Deck Support Frame (DSF).



Sequenza di installazione del Topsides – ingresso della cargo barge nel Jacket

9.6 CAVI DI COLLEGAMENTO E TRASPORTO DELL'ENERGIA

I sistemi di posa dei cavidotti marini saranno differenziati in base alla tipologia di fondale ed al loro utilizzo, sono previsti cavi marini del tipo flottante, cavidotti interrati sul fondale, semplicemente appoggiati con sistemi di posa di precisione, o eseguiti con tecnologie di scavo controllato, come evidenziato nei seguenti paragrafi.

La posa dei cavi elettrici sottomarini viene eseguita utilizzando navi specializzate per questo tipo di posa, le quali dispiegano il cavo sul fondale marino con il supporto di altre imbarcazioni. Prima di questo processo, vengono condotte attività di ricognizione biocenotica e geofisica per definire le modalità di posa e protezione dei cavi elettrici in base ai risultati di tali indagini.

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



Nave posacavi

Nella fase finale del tracciato marino, si prevede l'approdo da realizzare mediante l'impiego di una specifica tecnica trenchless fino alla buca dei giunti di transizione. Da questo punto in poi, il tracciato proseguirà tramite interrimento lungo strade esistenti o in parallelo ad esse, con posa su terreni agricoli, fino al punto di connessione previsto nel territorio agricolo di Cerignola.

9.6.1 I cavi di collegamento tra gli aerogeneratori e la Stazione Elettrica Offshore

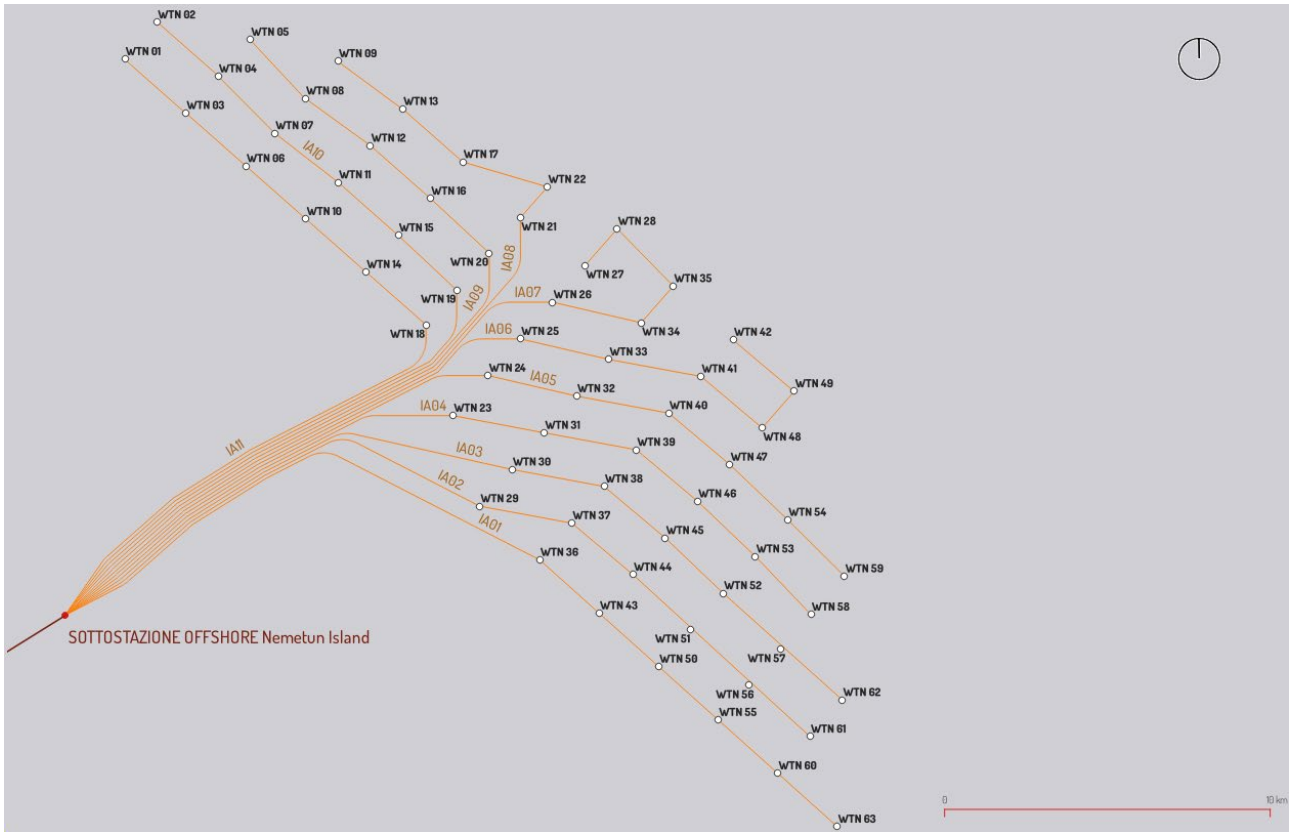
Dal punto di vista elettrico gli aerogeneratori saranno connessi tra loro e alla Sottostazione offshore da linee sottomarine a 66 kV in configurazione entra-esci. La sottostazione raccoglierà la potenza proveniente dei 63 aerogeneratori, suddivisi in 11 sottocampi:

I cavidotti di raccolta gruppi avranno tensione di esercizio 66 kV e le seguenti lunghezze:

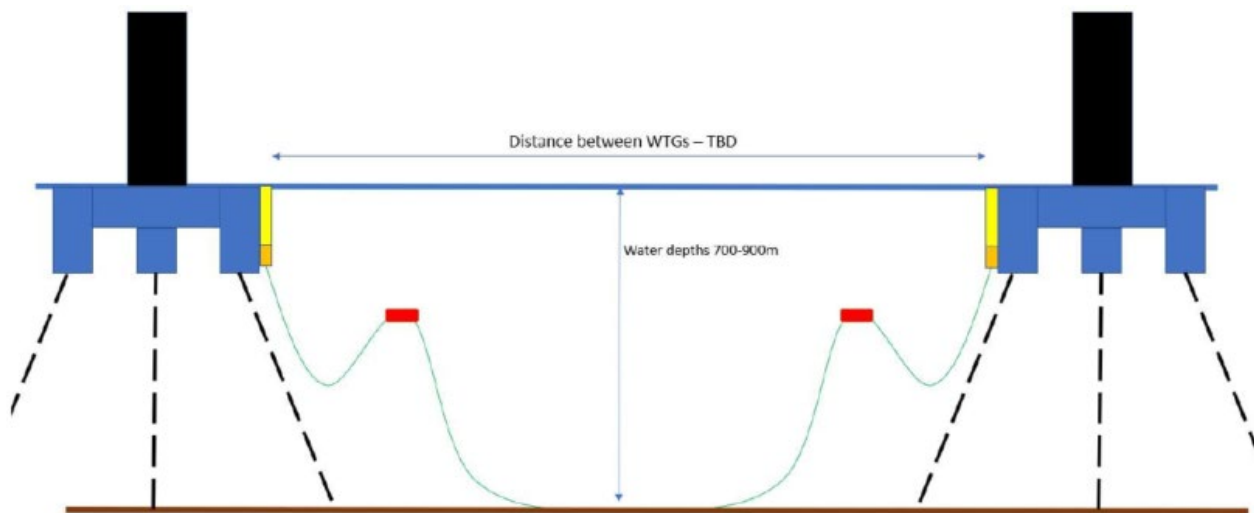
GRUPPO	WTG interconnessi	NR. WTG	Distanza massima WTG - Sottostazione Offshore (km)
IA01	WTN 36, WTN 43, WTN 50, WTN 55, WTN 60 WTN 63	6	29,10
IA02	WTN 29, WTN 37, WTN 44, WTN 51, WTN 56, WTN 61	6	27,51
IA03	WTN 30, WTN38, WTN45, WTN 52, WTN 57, WTN 62	6	28,21
IA04	WTN 23, WTN 31, WTN 39, WTN 46, WTN 53, WTN 58	6	26,85
IA05	WTN 24, WTN 32, WTN 40, WTN 47, WTN 54, WTN 58	6	28,20
IA06	WTN 25, WTN 33, WTN 41, WTN 48, WTN 49, WTN 42	6	28,72
IA07	WTN 26, WTN 34, WTN 35, WTN 28, WTN 27	5	26,43
IA08	WTN 21, WTN 22, WTN 17, WTN 13, WTN 09	5	28,17
IA09	WTN 20, WTN 16, WTN 12, WTN 08, WTN 05	5	27,65
IA10	WTN 19, WTN 15, WTN 11, WTN 07, WTN 04, WTN 02	6	28,59
IA11	WTN 18, WTN 14, WTN 10, WTN 06, WTN 03, WTN 01	6	27,01

Per il percorso del cavo dinamico nei tratti tra la piattaforma ed il punto di arrivo sul fondale (touchdown point) si adotterà la configurazione ad onda pigra ("lazy wave") installando moduli di galleggiamento lungo specifiche sezioni del cavo: si è infatti dimostrato che le prestazioni della "lazy wave" sono superiori a quelle della più classica forma a catenaria nel compensare il movimento della fondazione galleggiante e ridurre, quindi, i cicli massimi di danno dovuti a tensione e fatica.

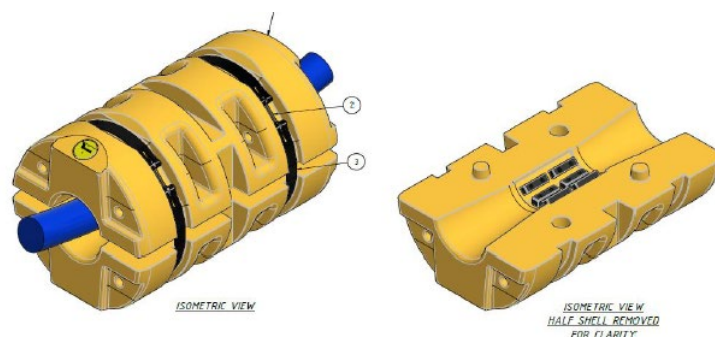
Le tratte di cavo tra due touchdown point potranno essere semplicemente appoggiate sul fondale o posati in trincea. Nel primo caso, se necessario per assicurare il livello di stabilizzazione o di protezione meccanica richiesto al touchdown point o lungo la tratta, i cavi potranno essere ricoperti con inerti di tipo cementizio (es. materassi in cls) o massi (rockdumping).



Cavi di collegamento tra aerogeneratori e sottostazione offshore



Posa dei cavi dinamici "lazy wave" realizzata mediante galleggianti



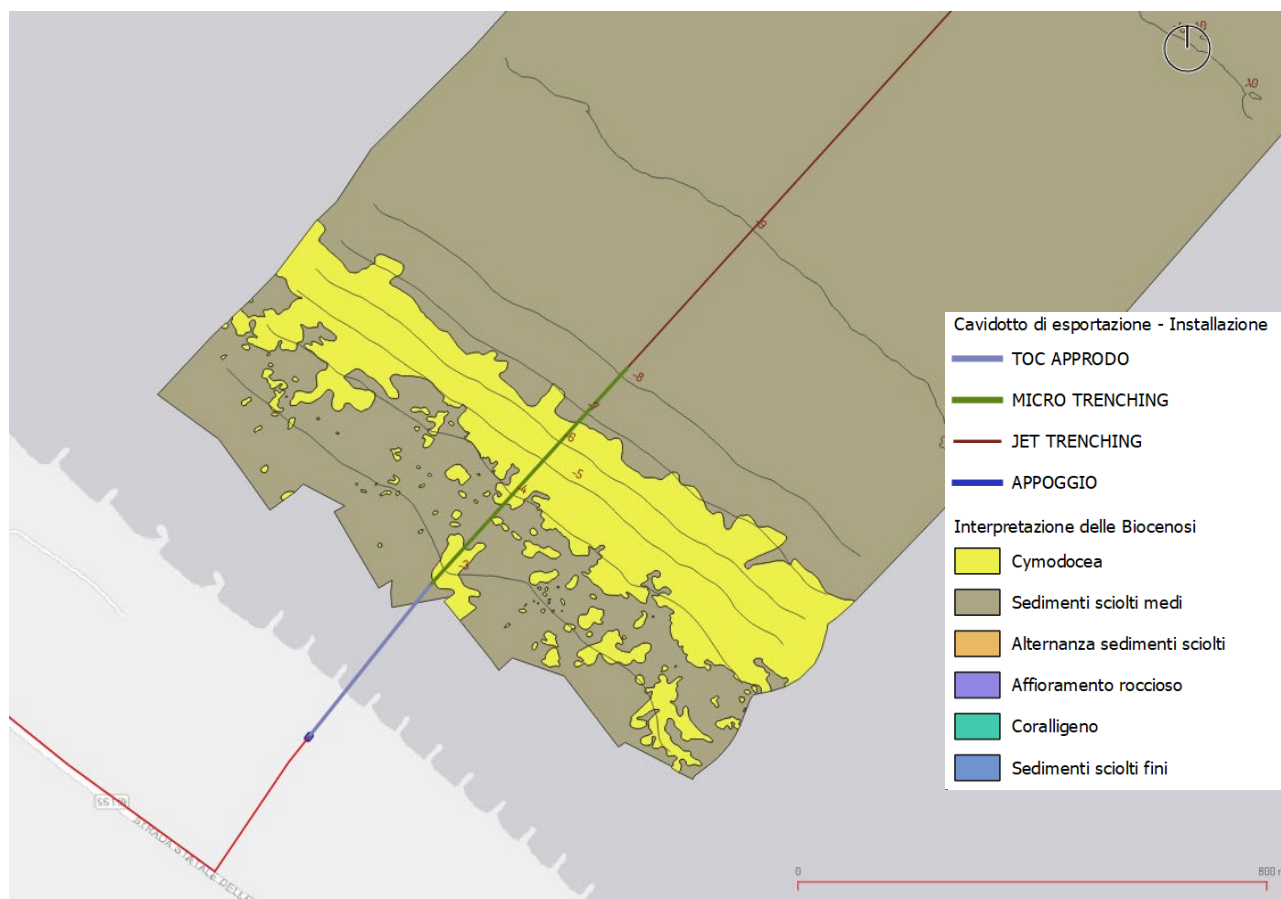
Tipico del galleggiante

9.6.2 Il cavidotto offshore di esportazione

Si prevede la realizzazione di un cavidotto di collegamento tra la sottostazione offshore e il punto di sbarco a terra costituito posando due cavi tripolari disposti lungo tracciati paralleli e distanziati tra loro di almeno 1m. Per preservare al meglio le condizioni ambientali lungo il tracciato previsto, è stato necessario sviluppare modalità di posa del cavo che riducessero al minimo gli impatti ambientali e simultaneamente assicurassero una adeguata protezione del cavo da potenziali rischi derivanti da interferenze con attività di pesca, altri usi del mare - come l'ancoraggio di imbarcazioni o la perdita di carichi trasportati - e condizioni meteomarine avverse.

In base alle specificità dei fondali sono stati individuati i seguenti tipi di posa:

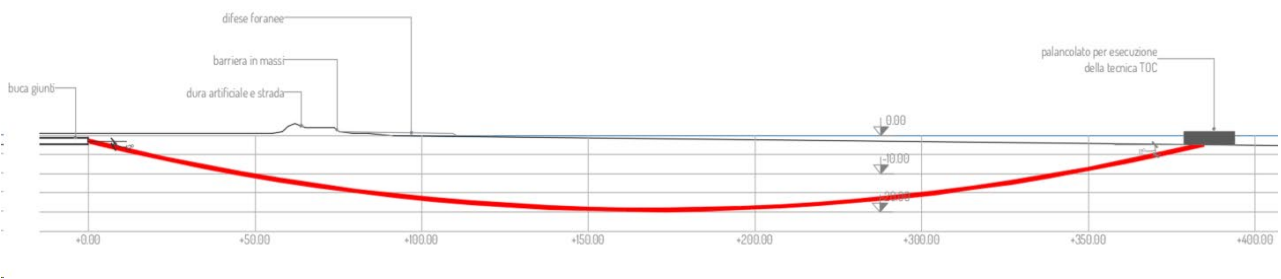
- 1- **In prossimità del punto di approdo** il cavo sarà posato nel fondale marino **per circa 350 m** e fino a raggiungere una batimetria minima di 3 m tramite tecnica **Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC)**. Questa tecnica consentirà di attraversare le opere di difesa presenti sul litorale e di giungere alla vasca giunti di transizione senza operare scavi sulla linea del litorale.
- 2- **Nel segmento successivo**, vicino alla costa, le indagini geofisiche hanno rivelato la presenza di una pseudo prateria di *Cymodocea* costiera che si estende fino alla profondità di 7 metri. Per conservare questa caratteristica biocenotica, il cavidotto sottomarino sarà posato **per 500 metri** utilizzando la tecnica di precisione nota come **microtrenching, o trenching chirurgico**. Questo metodo permette di effettuare un taglio preciso sul fondale con uno scavo a sezione molto ridotta, riducendo al minimo le conseguenze sull'ambiente marino circostante. La decisione sull'uso di questa tecnica dipenderà dalle caratteristiche fisiche del fondale e sarà confermata dopo indagini dirette sul sito durante la fase di esecuzione; in alternativa, potrebbe essere adottato un metodo di posa di precisione mediante semplice appoggio.



Posa del cavidotto marino in corrispondenza dell'approdo



Le difese foranee esistenti



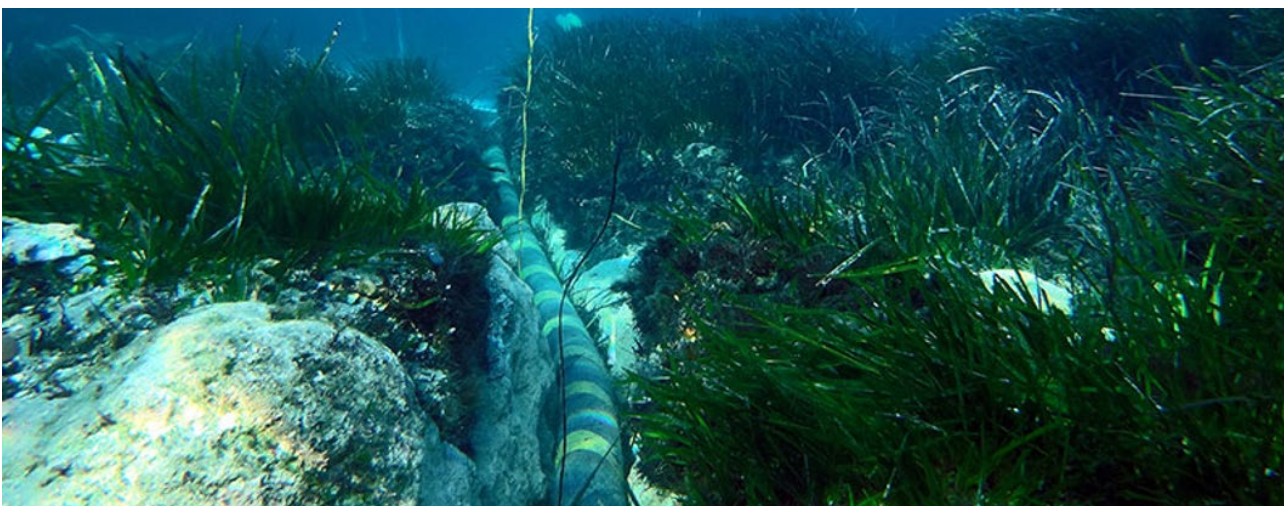
Trivellazione orizzontale controllata profilo schematico



Trivellazione orizzontale controllata, il cantiere base a terra

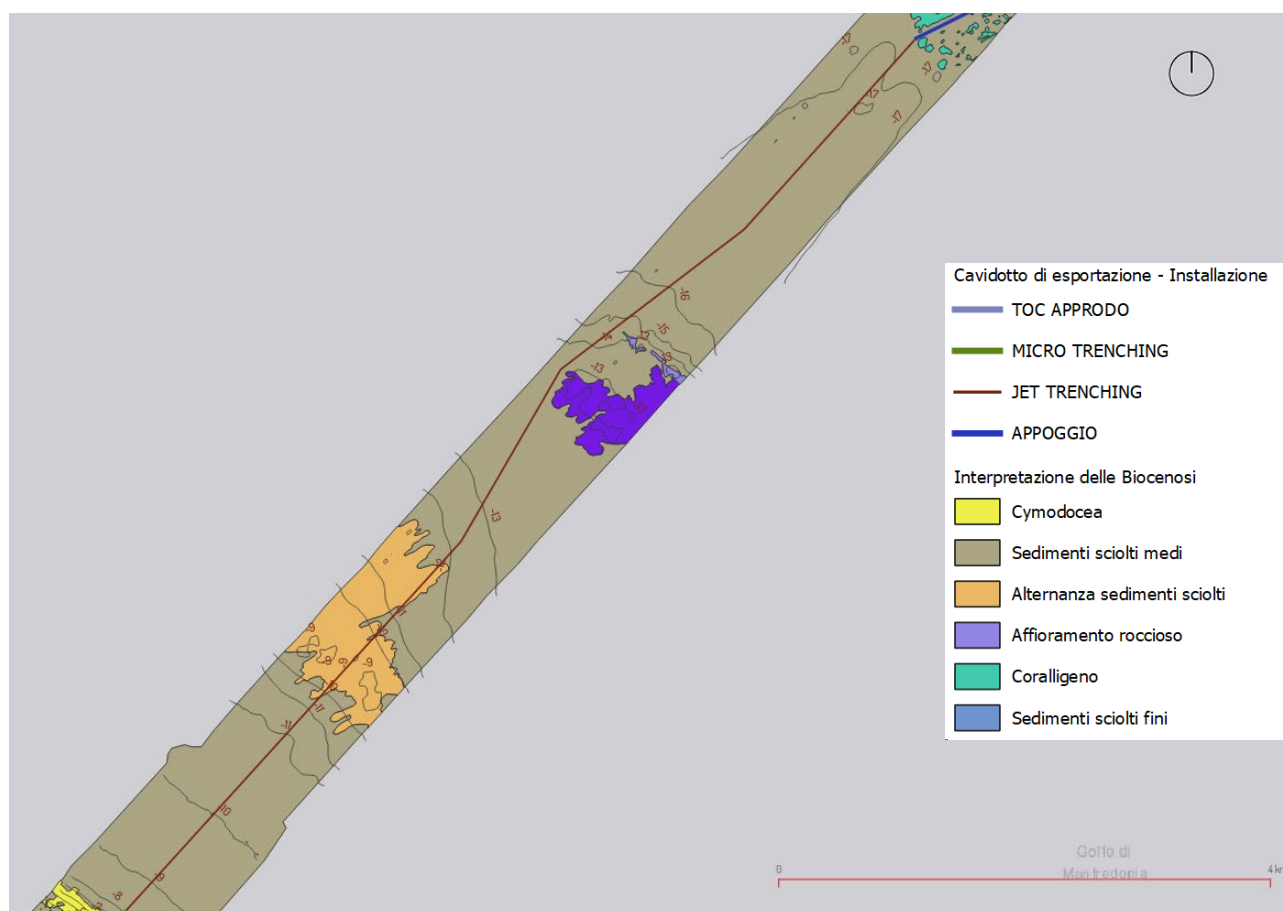


Il trenching chirurgico – esecuzione con aratro a pilotaggio manuale



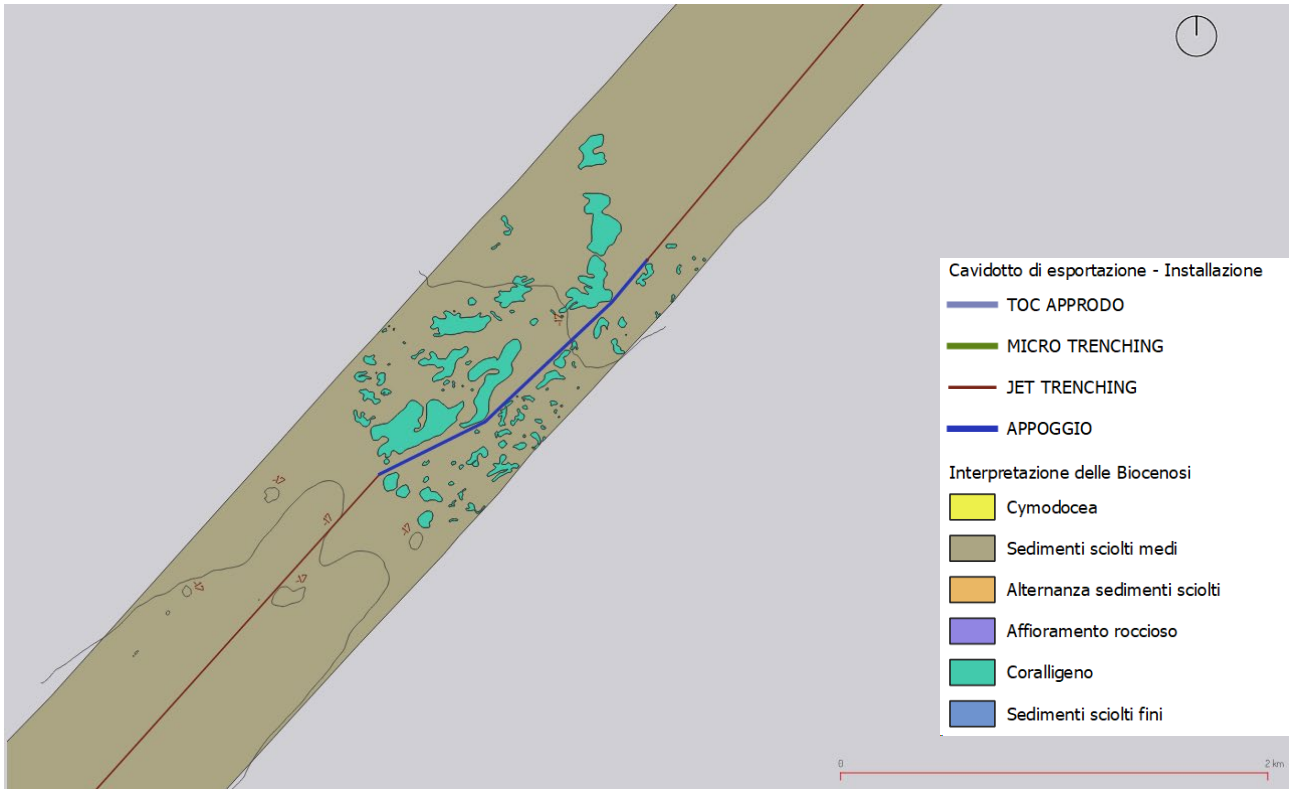
Esempi di esecuzione del trenching chirurgico

- 3- **Nel tratto seguente, per una percorrenza di circa 9.6 chilometri (equivalenti a 5.18 NM)** che va dalla profondità di 8 metri fino a quella di 17 metri, la posa avverrà tramite la tecnica conosciuta come **Jet Trenching**. Questa tecnica sarà utilizzata in fondali caratterizzati da depositi sedimentari sciolti, e il tracciato verrà opportunamente deviato per evitare la presenza di affioramenti rocciosi individuati dalla survey geofisica.

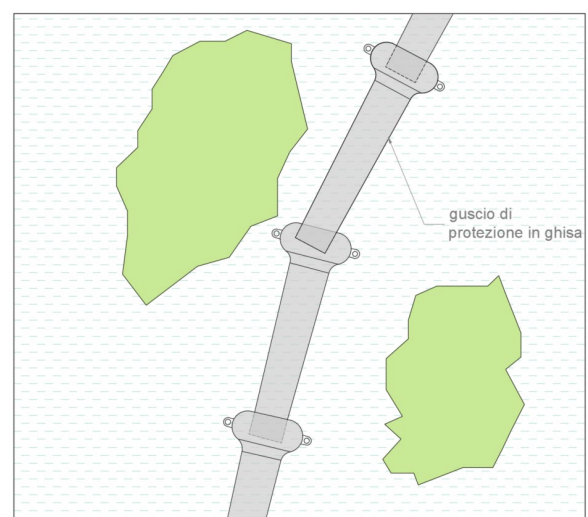
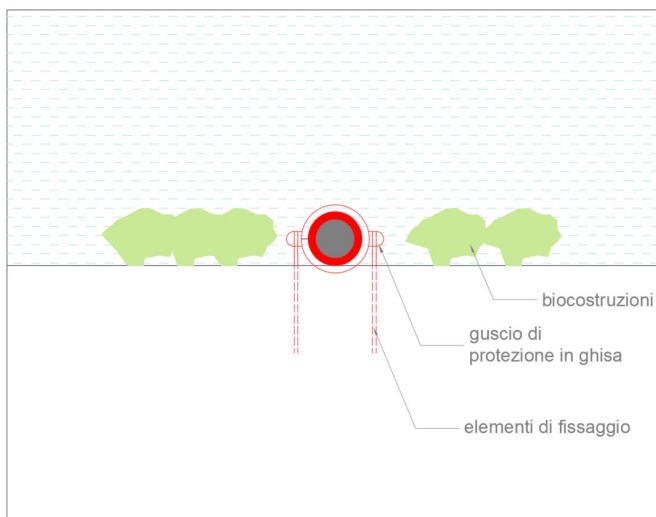


Il tratto in Jet Trenching da -8 m a -17 m S.l.m.m.

- 4- **Alla profondità di 17 metri**, il rilievo geofisico ha identificato la potenziale presenza di biocostruzioni a coralligeno. In questa sezione, **per una percorrenza di 1.6 Km (0.90 NM)** il cavidotto verrà posato **mediante un sistema di semplice appoggio e protezione meccanica** utilizzando elementi tubolari metallici accoppiati, spesso realizzati in ghisa. Questo metodo di posa offre una certa flessibilità al cavo anche dopo l'applicazione della protezione e impedisce il contatto con le biocostruzioni presenti, garantendone la migliore protezione. Inoltre, il materiale metallico fornisce un substrato ottimale per la crescita e la proliferazione delle biocenosi a coralligeno.



Inquadramento del tratto in semplice appoggio



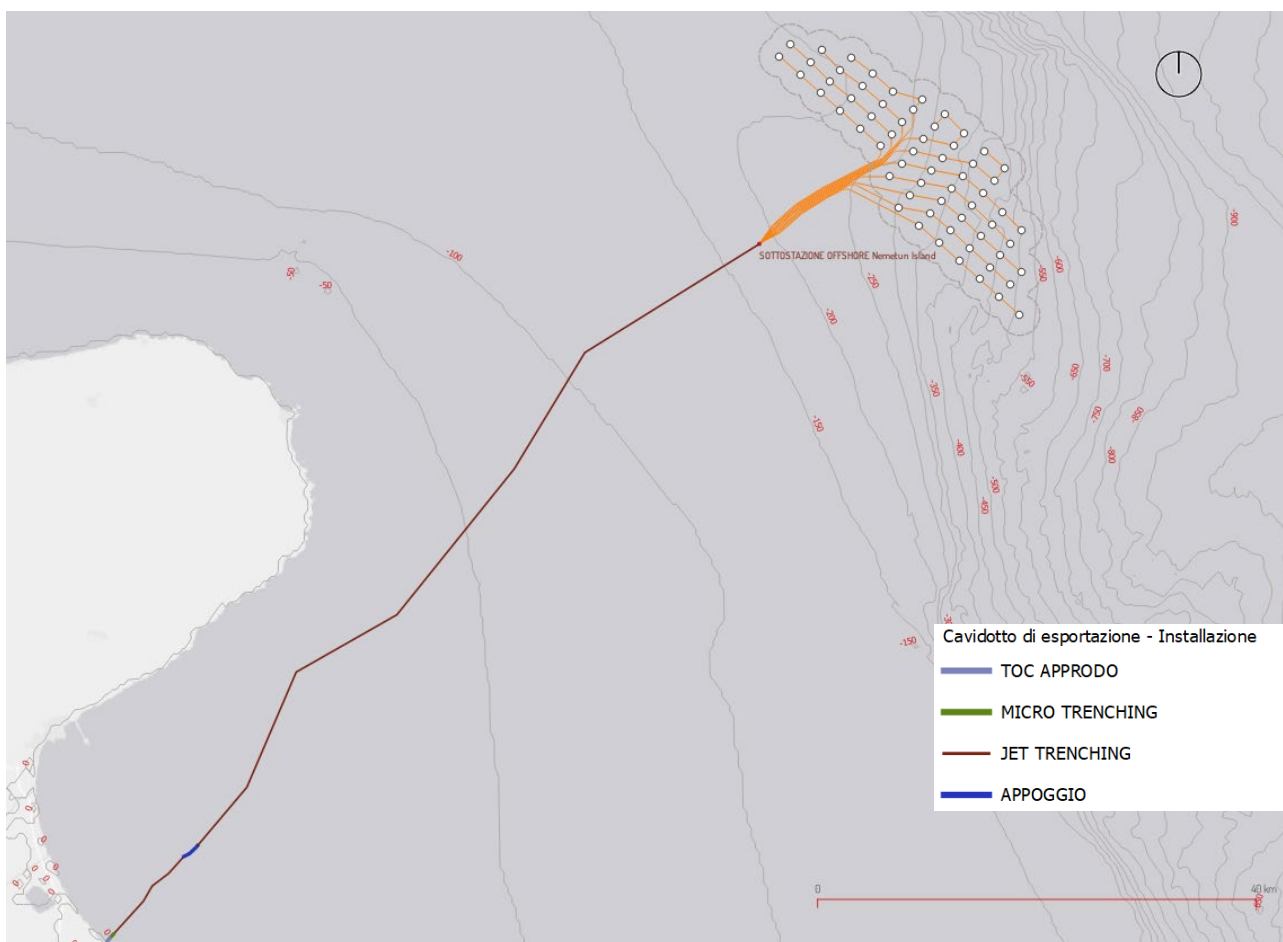
La posa di precisione mediante semplice appoggio

5- **Per il tratto che va dalla quota batimetrica (-17 metri) fino alla stazione elettrica offshore**, lungo un percorso di 77 chilometri (equivalente a circa 41.5 NM), la caratterizzazione del fondale rileva un substrato di depositi sedimentari sciolti, pertanto, il cavidotto sarà installato in trincea utilizzando la tecnica conosciuta come **Jet Trenching**. Questi sistemi scava-trincee a trascinamento impiegano un aratro appositamente progettato per adattarsi a diversi tipi di terreno e profondità di posa. Lo scavo avviene grazie all'azione di traino esercitata sull'aratro da un'imbarcazione da traino, la quale fornisce la necessaria forza di trazione. L'aratro è dotato di getti d'acqua che liquefano il fondale, creando la trincea, posano il cavidotto e contemporaneamente richiudono la trincea.

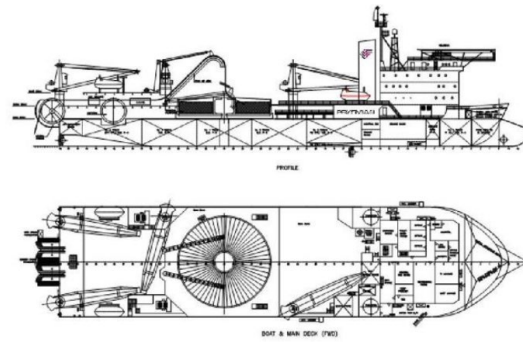
La lavorazione non richiede alcuna movimentazione del cavo sul fondo. L'operazione può essere interrotta in qualsiasi punto ed eventualmente ripresa in un punto successivo. Si prevede, per tutto lo sviluppo della posa in Jet Trenching un tempo di lavorazione di circa 78 ore, da svolgere con minime interruzioni e organizzato nell'arco temporale di dieci giorni. Tutte le operazioni verranno eseguite in stretta collaborazione con le autorità portuali al fine di coordinare i lavori nelle zone soggette a circolazione di natanti.

In generale la tecnica a getto d'acqua "jet trenching" consente:

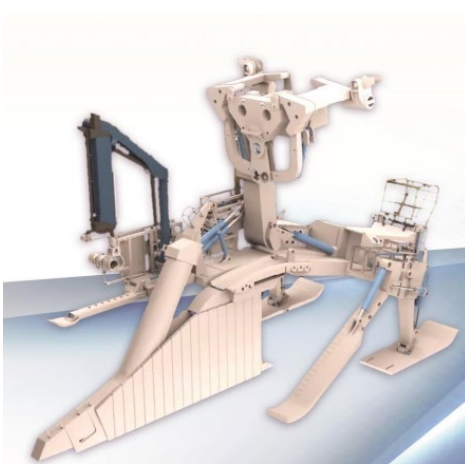
- un modesto impatto sull'ambiente e sugli organismi viventi, limitato al solo periodo dei lavori;
- la ricolonizzazione naturale della zona di posa dopo i lavori;
- nessun impatto dopo la posa.



Sistemi di posa del cavidotto di esportazione – inquadramento generale



Nave posacavi

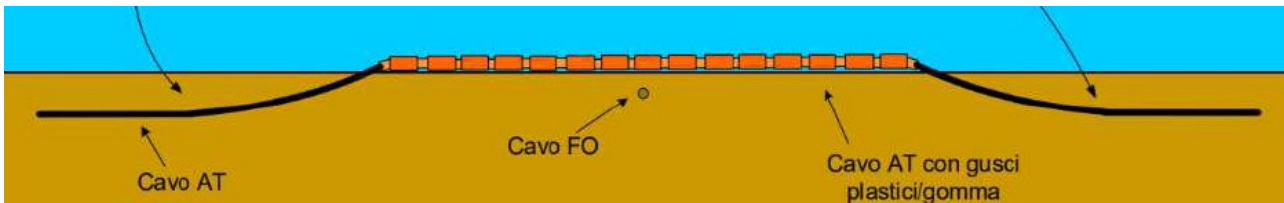


Aratro marino e schema tridimensionale della trincea di scavo

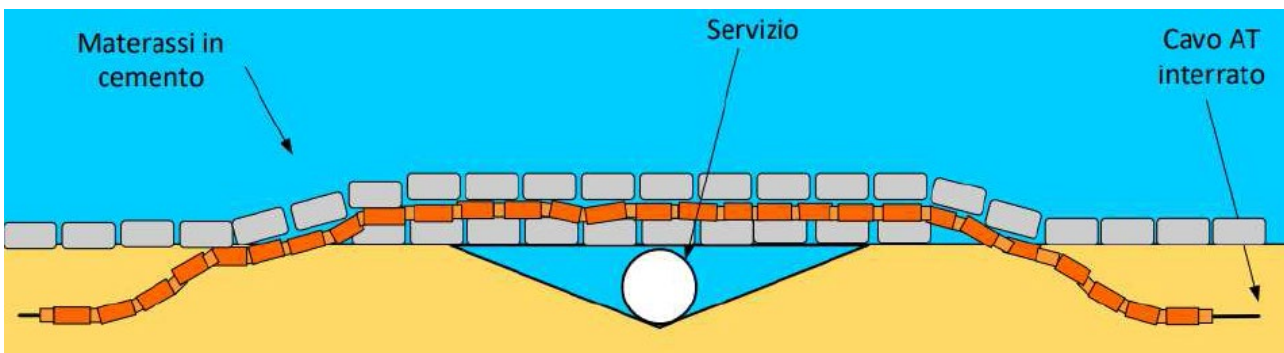
9.6.3 Attraversamento di sottoservizi in mare

Le ricerche condotte non hanno rilevato interferenze con altri servizi sottomarini. Tuttavia, nel caso in cui si rendesse necessario attraversare altri cavi o gasdotti, sarà possibile sovrapporre il cavo da installare al servizio esistente, separando accuratamente i due e adottando soluzioni di ricopertura del cavo con gusci in materiale plastico, seguiti dalla protezione dell'attraversamento mediante materassi di cemento o sacchi riempiti di sabbia, come illustrato nelle figure successive.

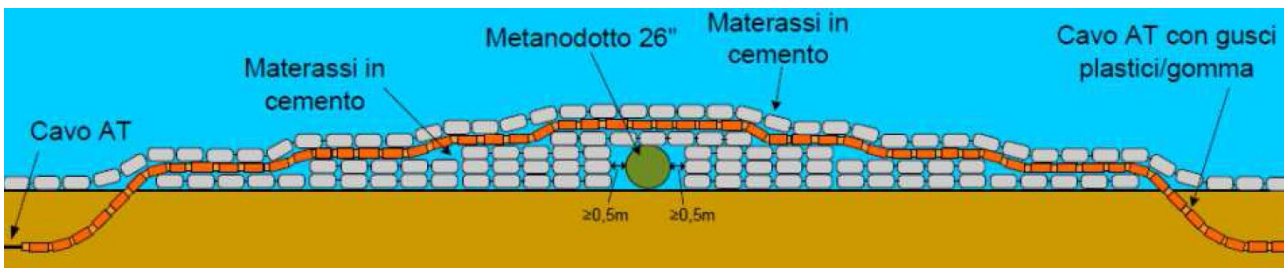
La stessa tecnica può essere necessaria anche in caso che il cavo o il tubo attraversato sia interrato artificialmente o naturalmente.



Tipico di attraversamento di cavo



Tipico di attraversamento di tubazione metallica affiorante

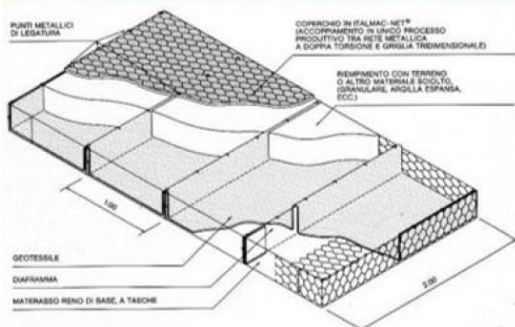


Tipico di attraversamento di gasdotto affiorante

La tecnica di protezione può essere integrata con specifici elementi reattivi per condurre interventi di bonifica in aree localmente contaminate, offrendo inoltre la possibilità di creare un substrato idoneo per l'impianto di biocenosi di valore ecologico.



Sistemi di protezione con gusci in materiale plastico



Materassi zavorrati per la creazione di substrati biocenotici

9.6.4 Giunzione cavo marino/cavo terrestre

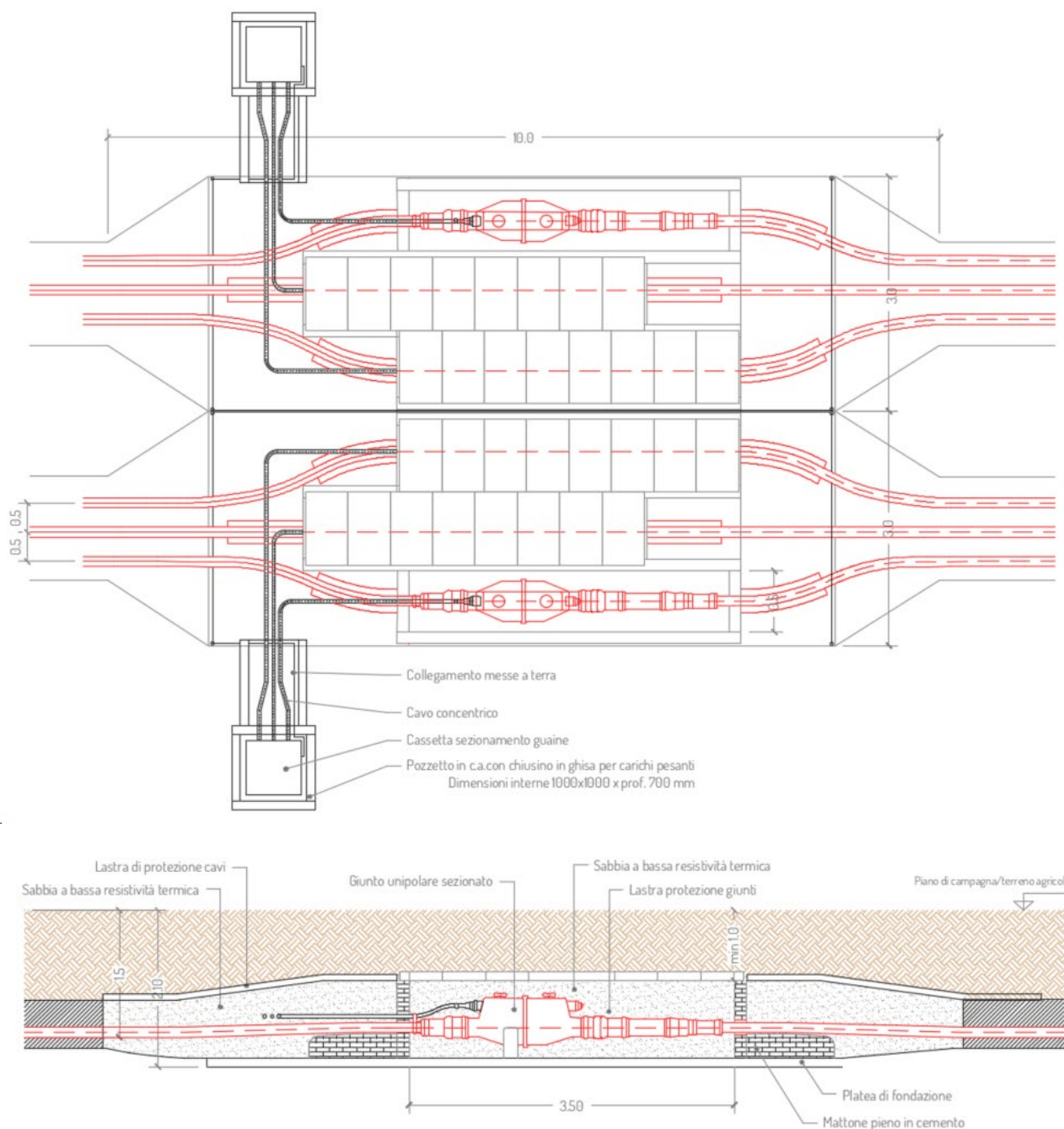
In prossimità del sito di approdo, a circa 120 m dalla linea di costa, il cavo marino verrà giuntato con il cavo terrestre. Il giunto terra-mare sarà realizzato in apposito manufatto in calcestruzzo, da interrare in corrispondenza dell'approdo in una buca giunti. La "buca-giunti" o "vasca giunti" avrà dimensioni indicative di 10 m (lunghezza) x 6 m (larghezza) x 2,1 m (profondità).

I giunti avranno le seguenti caratteristiche:

- Saranno realizzati all'interno di loculi riempiti con sabbia e coperti con lastre in calcestruzzo armato, aventi funzione di protezione meccanica;

- Sul fondo della buca giunti, sarà realizzata una platea di sottofondo in c.l.s., allo scopo di creare un piano stabile sul quale poggiare i supporti dei giunti. Inoltre, sarà realizzata una maglia di terra locale costituita da 4 o più picchetti, collegati fra loro ed alla cassetta di sezionamento, per mezzo di una corda in rame.
- Accanto alla buca di giunzione sarà installato un pozzetto per l'alloggiamento della cassetta di sezionamento della guaina dei cavi. Agendo sui collegamenti interni della cassetta è possibile collegare o scollegare le guaine dei cavi dall'impianto di terra.

TIPICO DELLA VASCA GIUNTI DI APPRODO
scala 1:20



Tipico della vasca giunti

9.6.5 Cavidotto onshore

Il cavidotto onshore è composto da:

- un primo tratto in cavo marino nel tratto realizzato in TOC tra il punto di approdo lungo linea di costa e la buca giunti terra-mare arretrata di circa 120 m;
- un elettrodotto interrato costituito da una doppia terna di cavi terrestri di lunghezza pari a circa 14.5 km a partire dalla buca giunti fino alla sottostazione elettrica onshore di utenza
- un elettrodotto interrato costituito da una terna di cavi terrestri di lunghezza pari a circa 750 m a partire dalla sottostazione elettrica onshore di utenza fino all'ampliamento della costruenda Stazione Elettrica RTN di Cerignola.

Il tracciato dell'elettrodotto interrato sarà in gran parte situato su strade asfaltate esistenti e in parte su terreni agricoli in affiancamento alle vie di transito. I cavi saranno collocati in piano all'interno di trincee con una sezione ristretta, caratterizzate da una larghezza di 1,2 metri e una profondità massima di 2,2 metri.

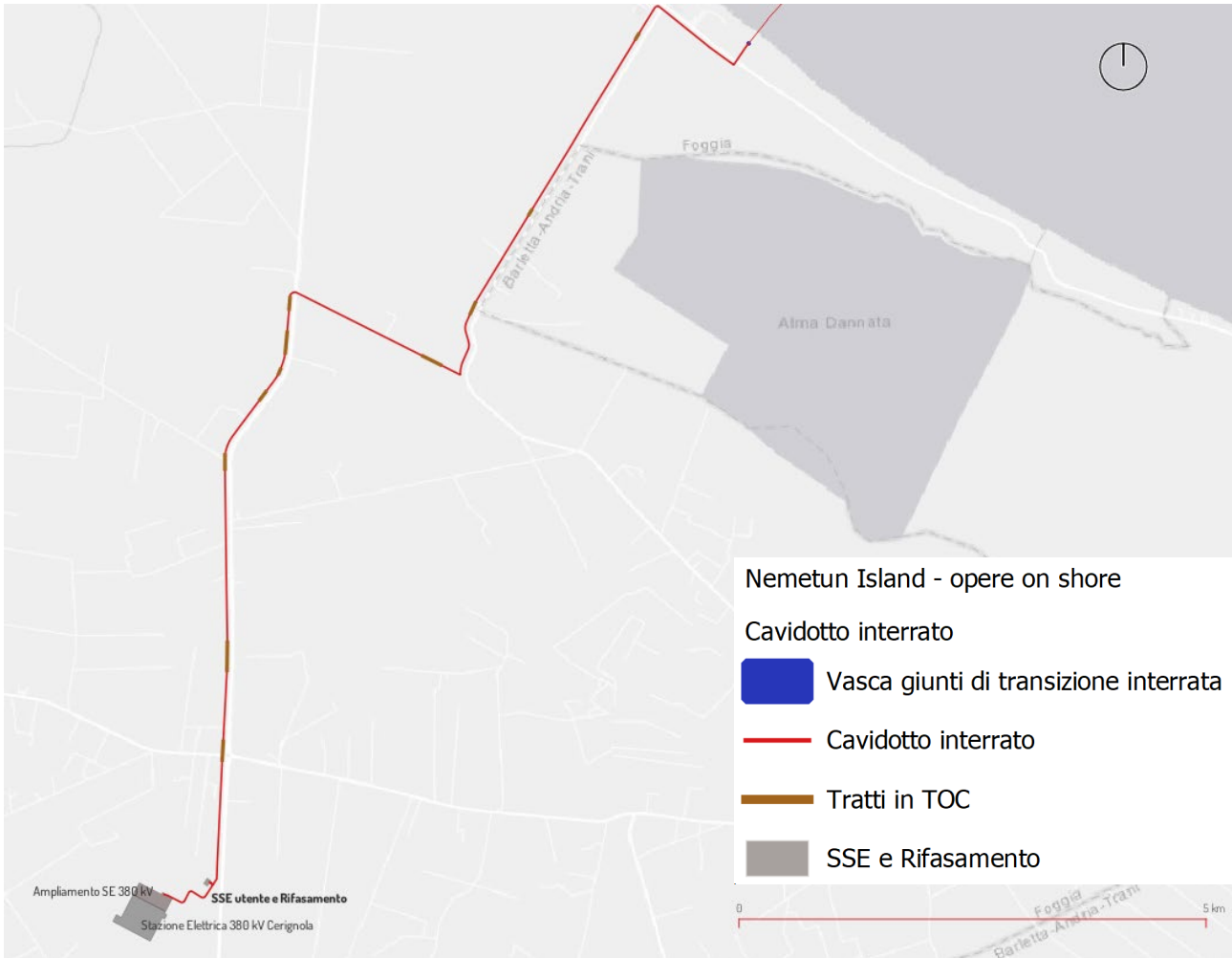
La disposizione standard prevede:

- nel tratto in doppia terna che i cavi vengano posati su due piani distinti posti ad una profondità di -2 metri e -1,5 m rispetto al piano di campagna, con una profondità leggermente maggiore di -1,6/-2,1 metri per la posa su terreni agricoli o su strade non asfaltate. La posa della prima terna di cavi avverrà su un letto di sabbia o cemento magro con uno spessore di circa 10 centimetri. I cavi saranno poi coperti con lo stesso materiale, sabbia o cemento, per uno strato di circa 40 centimetri sopra il quale sarà posata la seconda terna di cavi ricoperta, come la precedente, per ulteriori 40 cm. Sullo strato di copertura in sabbia o cemento magro sarà posata una lastra di protezione in calcestruzzo armato. Ulteriori lastre saranno posizionate ai lati della trincea per fornire una protezione meccanica aggiuntiva.
- Il tratto in singola terna seguirà analoghe prescrizioni di posa con scavo a 1,7 m, posa della terna di cavi a -1,6 m su uno strato un letto di sabbia o cemento magro con uno spessore di circa 10 centimetri, copertura dei cavi con stesso materiale per uno strato di circa 40 cm sul quale posare una lastra di protezione in calcestruzzo armato. Ulteriori lastre saranno posizionate ai lati della trincea per fornire una protezione meccanica aggiuntiva.

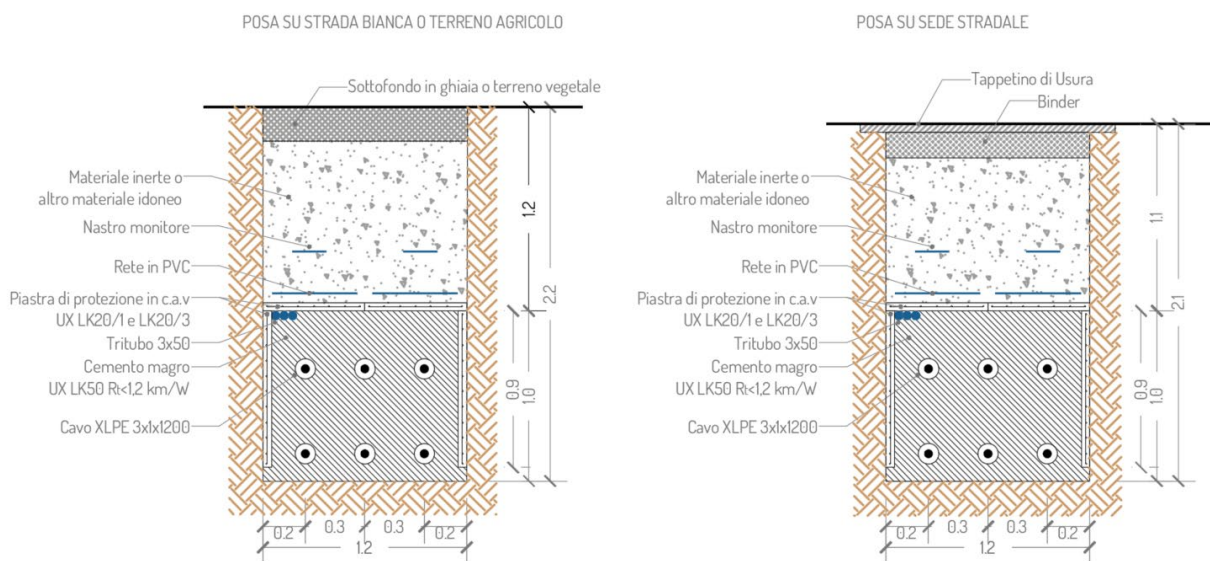
La restante parte della trincea sarà riempita con materiale di risulta e/o di riporto, di idonee caratteristiche. Nel caso di passaggio su strada, i ripristini della stessa (sottofondo, binder, tappetino, ecc.) saranno realizzati in conformità a quanto indicato nelle prescrizioni degli enti gestori dei tracciati viari (Comune, Provincia, ANAS, ecc.).

I cavi saranno segnalati mediante rete in P.V.C. rosso, da collocare al di sopra delle lastre di protezione. Ulteriore segnalazione sarà realizzata mediante la posa di nastro monitore da posizionare a circa metà altezza della trincea.

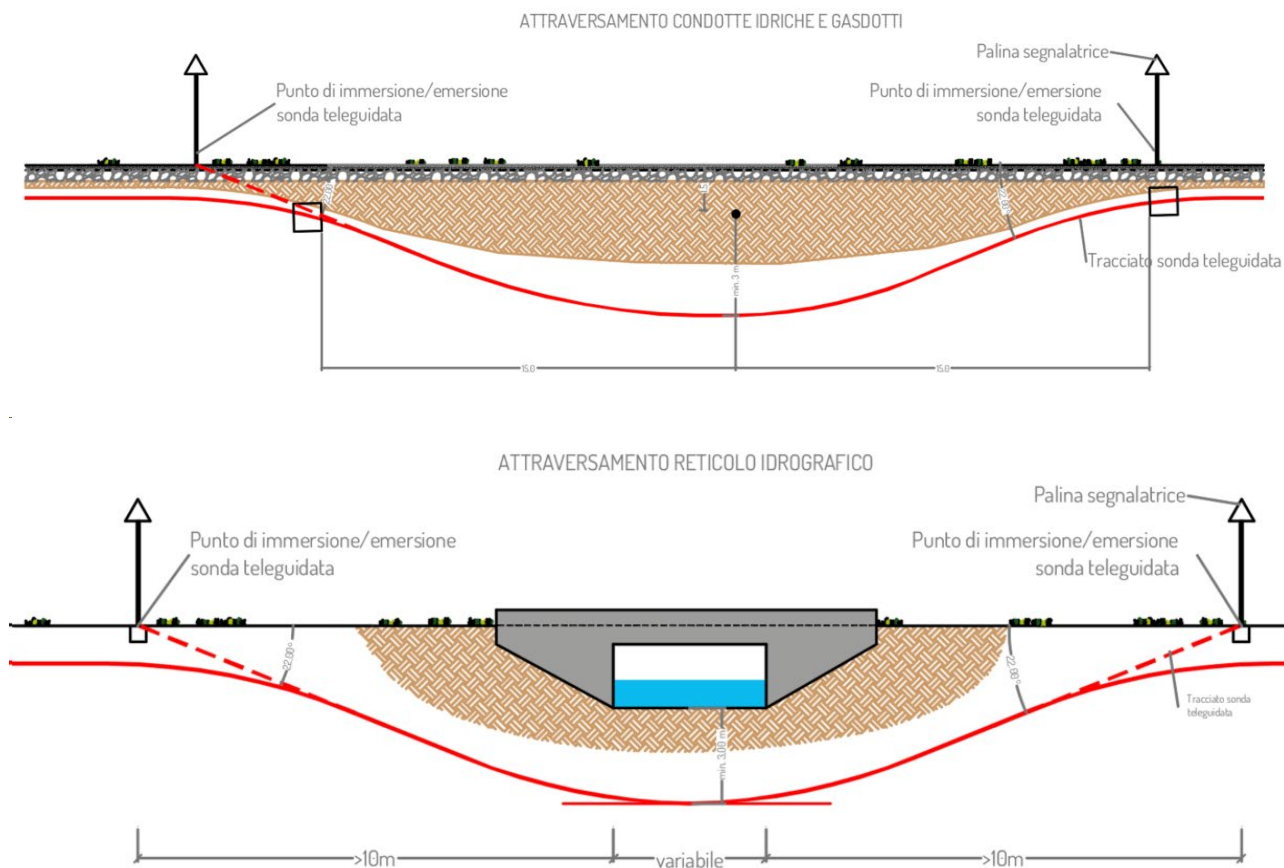
All'interno della trincea è prevista l'installazione di un Tritubo Ø 50 mm entro il quale potranno essere posati cavi a Fibra Ottica e i cavi telefonici e di segnalamento.



Il cavidotto interrato in progetto inquadramento generale



Sezioni tipiche del cavidotto interrato



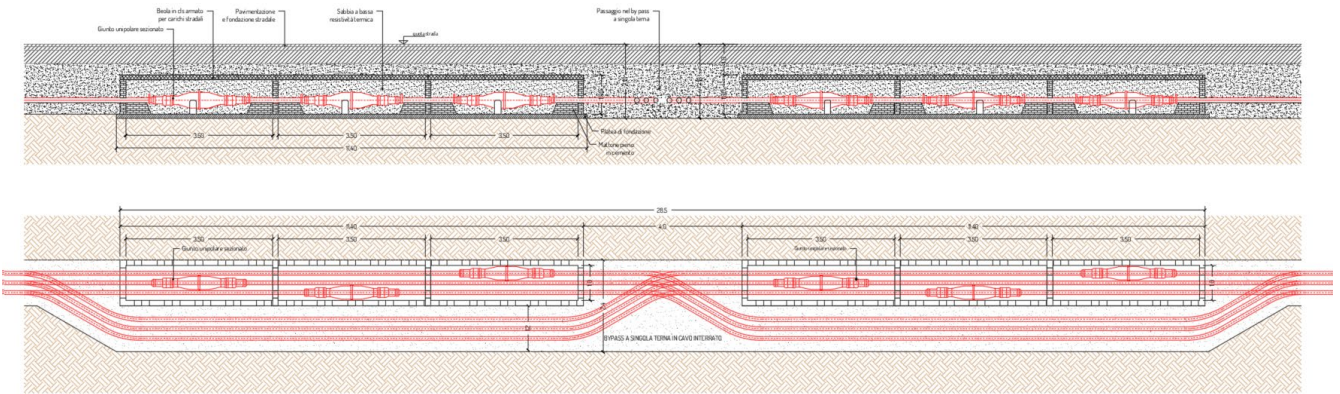
Sezioni tipiche degli attraversamenti in TOC

Sono previsti 11 attraversamenti principali di reticoli idrografici o di altre infrastrutture, saranno inoltre possibili interferenze con le reti interrato esistenti quali reti idriche AQP, reti elettriche Enel, reti elettriche di produttori di energia da fonte rinnovabile (impianti fotovoltaici ed eolici), reti gas e reti telefoniche. Tali interferenze saranno puntualmente verificate in sede di progettazione esecutiva con gli enti/società proprietarie delle reti e saranno definite di concerto le modalità tecniche di posa dei cavi AT in corrispondenza delle intersezioni. Nei suddetti 11 tratti e negli altri attraversamenti, ove necessario, si utilizzerà la tecnica della Trivellazione Orizzontale Controllata. Tutti i dettagli sulle modalità di posa e sulla gestione delle interferenze sono dettagliati nell'elaborato *T.5.4.5_Elettrodotta onshore interrato - profili schematici dei tratti in TOC*.

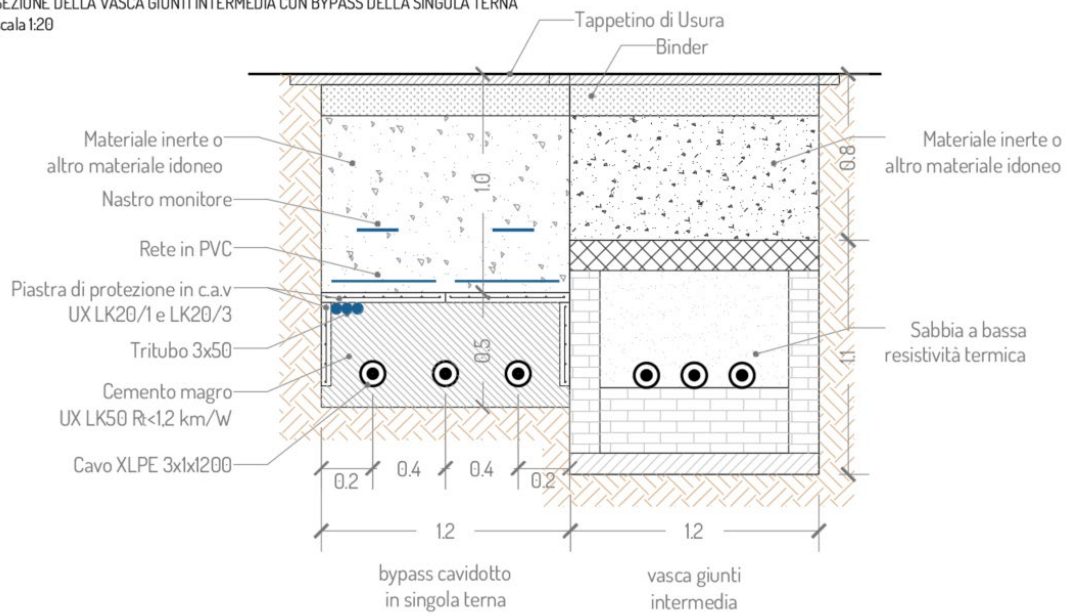
9.6.6 Buche giunti intermedie

Sarà indispensabile creare buche giunti intermedie lungo il percorso terrestre per connettere i segmenti del cavo e per eventuali operazioni di manutenzione. Si prevede di realizzare 17 buche giunti intermedie per suddividere il tracciato in segmenti lunghi da 700 a 950 metri ciascuno. Queste buche saranno realizzate nell'ambito gli scavi per il cavidotto. Dato che il cavidotto è composto da una doppia terna di cavi AT, sarà necessario predisporre buche giunti con un sistema bypass, consentendo la connessione delle terne in modo separato prima di riunire entrambi i cavidotti in una sola trincea. Le buche giunti avranno una lunghezza complessiva di circa 28 metri, con una larghezza totale di 2,4 metri, di cui 1,2 metri saranno destinati al sistema bypass.

TIPOLOGIA DELLA VASCA GIUNTI INTERMEDIA CON BYPASS DELLA SINGOLA TERNA
scala 1:50



SEZIONE DELLA VASCA GIUNTI INTERMEDIA CON BYPASS DELLA SINGOLA TERNA
scala 1:20



Tipico della vasca giunty intermedia

Le attività preliminari e le indagini, parzialmente già svolte nel progetto definitivo, avranno tempistiche contemporanee a tutta l'esecuzione del cantiere e consentiranno di monitorare "in corso d'opera" diversi aspetti ambientali e fisici del sito, al fine della redazione ed eventuale perfezionamento del progetto esecutivo anche durante lo svolgimento delle attività cantieristiche vere e proprie.

La seconda attività prevista consiste nella realizzazione della parte "hardware" della sottostazione marina. Questo consentirà di svolgere l'attività di *pre-commissioning* e di predisporre l'area ad accogliere le strutture flottanti e gli aerogeneratori.

La terza macro-attività consiste nella posa dei cavi marini, anche questa attività è preliminare e prodromica alla installazione degli apparati produttivi.

La quarta fase segnalata è la realizzazione delle opere di connessione a terra, prevista con una tempistica contemporanea alla posa dei cavi marini.

La quinta fase vede l'assemblaggio e il varo delle installazioni produttive, parzialmente contemporanea alle altre fasi citate, questa attività verrà svolta lontano dal sito di installazione in strutture portuali appositamente scelte e adibite, come meglio specificato nel seguente capitolo.

In termini di risorse impiegate, la fase di assemblaggio è l'attività di cantiere più impegnativa tra quelle previste.

La sesta fase ed ultima fase consiste nell'attività di commissioning, cioè sinteticamente nell'allaccio e "l'accensione" degli apparati "software" del parco eolico Nemetun Island e nello *starting* dell'attività di produzione energetica pulita.

Di seguito vengono descritte sommariamente tutte le fasi di realizzazione, per maggiori approfondimenti si rimanda alla sezione 7_ *Cantierizzazione, manutenzione e dismissione* del progetto definitivo.

9.8 GESTIONE E MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO

Come per tutte le tipologie di opere, le attività di manutenzione possono essere suddivise in:

- Manutenzione preventiva
- Ispezione
- Manutenzione correttiva

In generale tutte le opere previste sono progettate e realizzate con standard qualitativi tali da richiedere un intervento minimo di manutenzione in circostanze normali. I sistemi di controllo, in particolare, sono dotati di caratteristiche di sicurezza che consentono di massimizzare la protezione dell'integrità del sistema in condizioni ambientali estreme durante le operazioni: se si verificano condizioni meteorologiche estreme durante le normali operazioni, i sensori di bordo del floater e dell'aerogeneratore attiveranno l'arresto del funzionamento.

Il personale addetto all'ispezione e alla manutenzione monitorerà le prestazioni delle varie componenti interpretando i problemi di avviso delle varie apparecchiature e componenti del sistema. Le telecamere di bordo e una gamma completa di altri sensori possono essere utilizzati per consentire la sorveglianza e l'interazione remota con il sistema. La gamma di sensori installabili ha tre obiettivi principali: monitoraggio, diagnosi, abilitazione e supporto agli interventi da remoto. Per ulteriori dettagli si rinvia agli elaborati specifici.

9.9 DISMISSIONE

Gli interventi di dismissione di un parco eolico offshore seguono sostanzialmente all'inverso le fasi di realizzazione, rendendo necessaria la riattivazione dei cantieri portuali utilizzati in fase di realizzazione per lo smontaggio degli aerogeneratori e il taglio delle strutture in acciaio.

Ad oggi l'unico intervento di dismissione eseguito è stato condotto da Principle Power, che ha eseguito la disattivazione di WindFloat 1, il suo primo progetto pilota operativo tra il 2011 e il 2016. Nel seguito si descrivono le operazioni di dismissione, riportando le risultanze ottenute dall'esperienza Principle Power.

9.9.1 Operazioni offshore

Nello specifico caso in esame, le condizioni al contorno hanno consentito di realizzare sistemi di ormeggio a bassa pretensione che possono essere facilmente agganciati con un verricello di bordo, connettori di ormeggio facilmente scollegabili e cavi dinamici per il collegamento delle turbine che possono essere facilmente sconnessi.

I cavi, le cime di ormeggio e le ancore devono essere scollegati seguendo il processo inverso rispetto alla loro installazione.

In particolare, le fasi del processo di disattivazione sono:

- Scollegamento del cavo di alimentazione (circa 12 ore)
- Scollegamento delle cime di ormeggio (circa 12 ore per 3 cime di ormeggio) • Traino dal sito al porto (durata dipendente dalla distanza di transito)

Una volta completate le operazioni di distacco degli ormeggi e dismissione del collegamento elettrico, il complesso floater-aerogeneratore può essere trainato verso il porto dove eseguire le operazioni di smontaggio e smantellamento. Anche in questo caso si procede in maniera inversa all'installazione. Le operazioni di traino vengono eseguite collegando un rimorchiatore offshore alle colonne 2 e 3 tramite una briglia. La velocità di traino deve essere limitata a 3,0 nodi e ridotta in caso di maltempo.



Configurazione traino

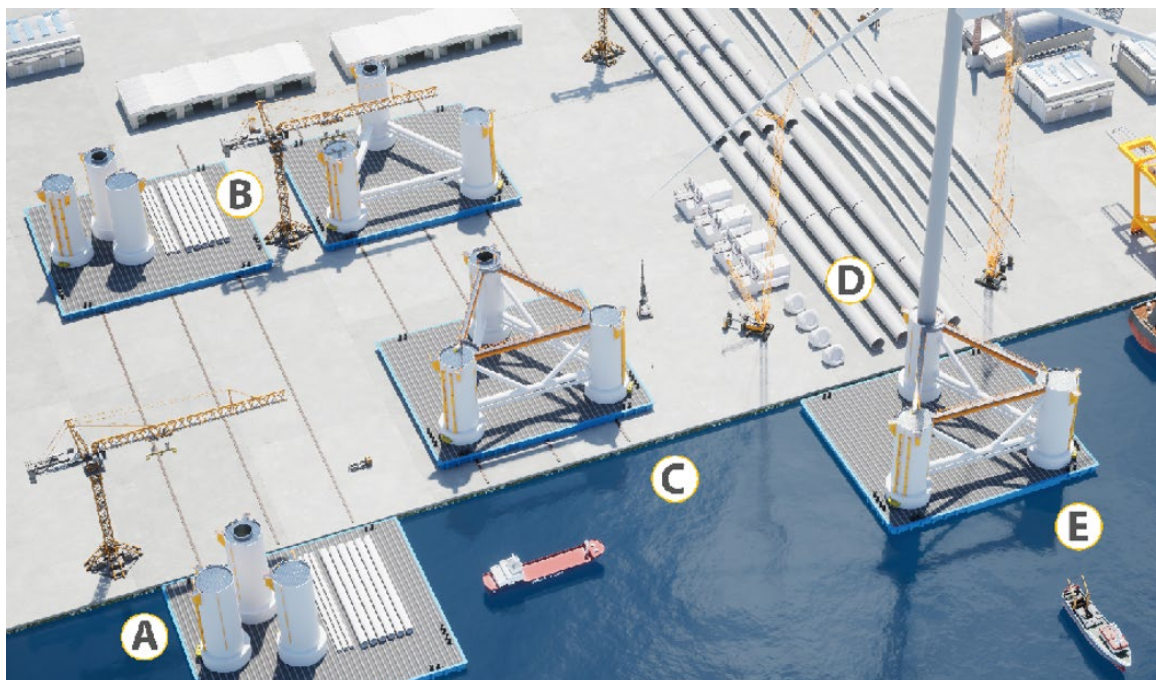
Allo stesso modo si procederà per la sottostazione, rimuovendo prima tutte le componenti elettromeccaniche e poi asportando il top side e infine il jacket, invertendo le operazioni di carico e trasporto.

9.9.2 Operazioni onshore

Le operazioni di smontaggio e smantellamento del complesso floater-aerogeneratore richiederanno sostanzialmente la stessa organizzazione logistica descritta per la realizzazione.

Sarà quindi necessario disporre di una filiera di produzione in grado di garantire almeno 4 linee in parallelo, facendo affidamento su più infrastrutture portuali, magari gestendo diverse funzioni.

Di seguito si ripropone a scopo esemplificativo la schematizzazione dell'area di cantiere, nel quale le operazioni dovranno essere scelte all'inverso, dallo smontaggio dei componenti dell'aerogeneratore allo smantellamento del floater: gli spazi da impegnare non variano rispetto alla fase di realizzazione.



Schema cantiere

Allo stesso modo si procederà per la sottostazione prevedendo lo smantellamento delle parti metalliche in banchina portuale.

9.9.3 Recupero di materia e fine vita

Tutte le strutture di cui si compone il parco eolico offshore hanno struttura primaria in acciaio. Il processo di smantellamento e dismissione di queste tipologie di opere è ben sperimentato nel settore O&G, dove vengono riciclate le unità di produzione galleggianti semisommersibili e le piattaforme di perforazione. In genere, tutto l'acciaio recuperato dal sito offshore può essere recuperato e riciclato a terra.

(<https://kishornport.co.uk/services/decommissioning>).

Anche le funi sintetiche possono essere recuperate e utilizzate come combustibile in una centrale termica (energia dai rifiuti), ma i produttori hanno anche sviluppato processi per riciclare le funi in prodotti polimerici come le coperture per ponti.

(<https://www.lankhorstropes.com/information/recycling-of-ropes>).

Anche i cavi e gli accessori possono essere completamente recuperati per essere trattati da un settore di riciclaggio dedicato già esistente

(<https://k2polymers.com/recycling-services/sub-sea-cable-recycling/>)

A ciò si aggiunga che per strutture di questo tipo sarà anche da valutare la possibilità di estendere la durata delle opere: ad esempio l'unità WindFloat 1 di Principle Power è stata dismessa dal sito di Povoá do Varzim in Portogallo ed è stata reinstallata presso il Kincardine Offshore Wind Farm, in Scozia.