

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA
PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO
NEL MARE ADRIATICO MERIDIONALE - BARIUM BAY
74 WTG – 1.110 MW

PROGETTO DEFINITIVO - SIA

Progettazione e SIA



Indagini ambientali e studi specialistici



Studio misure di mitigazione e compensazione



supervisione scientifica



SIA.S ELABORATI GENERALI

S.4.1 Analisi delle alternative

REV.	DATA	DESCRIZIONE
00	08/23	1° emissione
01	03/24	integrazioni MASE



INDICE

1	PREMESSA	1
1.1	L'ANALISI DELLE ALTERNATIVE	1
2	ALTERNATIVE STRATEGICHE	3
2.1	LA SFIDA ENERGETICA E LE STRATEGIE EUROPEE	3
2.2	LE POLITICHE NAZIONALI	3
2.3	VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE STRATEGICHE	4
3	ALTERNATIVA ZERO	5
3.1	VALUTAZIONE DELL'ALTERNATIVA ZERO MEDIANTE ANALISI SWOT	6
3.1.1	<i>Identificazione degli obiettivi:</i>	6
3.1.2	<i>Raccolta delle informazioni:</i>	6
3.1.3	<i>Identificazione dei punti di forza – Strengths</i>	7
3.1.4	<i>Analisi delle debolezze - Weaknesses</i>	7
3.1.5	<i>Analisi delle opportunità - Opportunities</i>	7
3.1.6	<i>Valutazione delle minacce - Threats</i>	8
3.1.7	<i>Interconnessione tra elementi</i>	8
3.1.8	<i>Priorità, pianificazione e strategie</i>	9
3.1.9	<i>Conclusioni dell'analisi</i>	9
4	ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE	11
4.1	IL PROGETTO POWERED	11
4.2	DISPONIBILITÀ DELLA RISORSA ANEMOLOGICA	14
4.3	BATIMETRIA E VINCOLI TECNOLOGICI	15
4.3.1	<i>La scelta di localizzazione rispetto alla quota batimetrica</i>	16
4.4	ATTIVITÀ DI PESCA	17
4.5	ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE: CONFRONTO TRA ESIGENZE PAESAGGISTICHE E GEOMORFOLOGICHE	18
4.5.1	<i>Analisi visuale dell'alternativa di collocazione</i>	20
4.5.2	<i>Analisi delle caratteristiche geologiche e geomorfologiche</i>	26
4.5.3	<i>Risultati del confronto tra aspetti paesaggistici ed emergenze geomorfologiche</i>	27
4.6	VINCOLI AMBIENTALI, MILITARI E MINERALI	27
4.7	COMPATIBILITÀ CON LE PRINCIPALI ROTTE ED IL TRAFFICO NAVALE IN USCITA ED INGRESSO DAI PORTI ADRIATICI	28
4.8	VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE – IL PARCO EOLICO OFFSHORE	29
4.9	VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE – LE OPERE DI CONNESSIONE	31
4.9.1	<i>La STMG del Gestore di Rete</i>	31
4.9.2	<i>Alternativa A – Stazione Terna sotto linea</i>	32
4.9.3	<i>Alternativa B – Stazione Terna sotto costa</i>	33
4.9.4	<i>Valutazione delle alternative di collocazione delle opere di connessione.</i>	34
4.9.5	<i>Le opere di connessione previste dall'alternativa A</i>	35

4.9.6	<i>L'elettrodotto offshore</i>	37
4.9.7	<i>Area di approdo e vasca giunti interrata</i>	38
4.9.8	<i>Individuazione delle aree idonee ad ospitare la nuova Stazione Elettrica di rifasamento</i>	42
4.9.9	<i>Elettrodotto di connessione alla stazione RTN</i>	44
5	ALTERNATIVE DI PROCESSO O STRUTTURALI	45
5.1	ANALISI E SCELTA DELLA TIPOLOGIA DI SOTTOSTRUTTURE FLOTTANTI DI FONDAZIONE DEGLI AEROGENERATORI	45
5.1.1	<i>Selezione secondo criteri di trasportabilità dei floater</i>	48
5.1.2	<i>Selezione secondo criteri di assemblaggio</i>	48
5.2	ANALISI E SCELTA DEI SISTEMI DI ANCORAGGIO E ORMEGGIO	49
5.2.1	<i>Sistemi di ormeggio</i>	49
5.2.2	<i>Sistemi di ancoraggio</i>	52
5.2.3	<i>Criteri ambientali per la selezione della tecnologia di posa dei pali</i>	54
5.3	SCELTA DELLO SCHEMA DI CONNESSIONE	56
5.4	ANALISI E SCELTA DEI SISTEMI DI POSA CAVI OFFSHORE	59
5.4.1	<i>Realizzazione dell'approdo mediante Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC)</i>	59
5.4.2	<i>Posa in semplice appoggio e sistemi di protezione</i>	62
5.4.2.1	<i>Soluzione alternativa con posa in trenching chirurgico</i>	63
5.4.3	<i>Posa in trincea</i>	65
5.5	LA STAZIONE ELETTRICA RTN, ALTERNATIVE TECNOLOGICHE	66
5.5.1	<i>I criteri della scelta e la valutazione delle alternative tecnologiche</i>	66
5.5.2	<i>Alternativa A – stazione elettrica isolata in aria</i>	67
5.5.3	<i>Alternativa B – stazione elettrica isolata in GIS</i>	68
5.5.4	<i>Alternativa A, le motivazioni della selezione</i>	70
5.6	VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI PROCESSO O STRUTTURALI	71
6	ALTERNATIVE DI COMPENSAZIONE	72
7	CONCLUSIONI	76

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 tecnologico 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 conseguente decarbonizzazione. 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 ed è possibile e concreto farlo visto che sono oggi superabili tutte le barriere che finora ne hanno ostacolato l'installazione 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 visto che la presenza di tali impianti protegge le aree da altre forme di utilizzo o sfruttamento intensivo creando un'area marina protetta "di fatto". La realizzazione e la successiva fase di esercizio e manutenzione rappresentano inoltre una opportunità strategica per le aree limitrofe con effetti rilevanti per l'economia locale e l'occupazione.

Queste considerazioni hanno guidato tutte le principali scelte progettuali fatte, sia in termini tecnologici che di individuazione del sito, ed hanno portato alla definizione della proposta progettuale di un impianto offshore per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile eolica della potenza nominale di 1110 MW costituito da 74 aerogeneratori, da due sottostazioni elettriche offshore di trasformazione 66/380 kV e da un cavidotto di connessione marino, l'approdo sulla terraferma, un cavidotto interrato e una nuova stazione di connessione alla rete di trasmissione nazionale preceduta da una stazione utente di rifasamento. La connessione alla rete nazionale di trasmissione avverrà tramite un doppio entra esce su linee aeree a 400 kV come si vedrà più puntualmente nel SIA.

1.1 L'ANALISI DELLE ALTERNATIVE

I principali fattori di cui tener conto per l'adozione di determinate scelte progettuali e per la successiva elaborazione del progetto dell'opera sono:

- scopo;
- ubicazione;
- inserimento ambientale.
-

L'analisi di tali fattori conduce alla definizione di diverse alternative progettuali, le quali, riguardando diversi aspetti di un medesimo progetto, possono essere così sintetizzate:

- **alternative strategiche:** consistono nella individuazione di misure per prevenire effetti negativi prevedibili e/o misure diverse per realizzare lo stesso obiettivo;
- **alternative di localizzazione:** sono definibili sia a livello di piano che di progetto e si basano sulla conoscenza dell'ambiente e del territorio per poter individuare la potenzialità d'uso dei suoli, le aree critiche e sensibili;
- **alternative di processo o strutturali:** sono definibili nella fase di progettazione di massima o esecutiva e consistono nell'analisi delle diverse tecnologie e materie prime utilizzabili;
- **alternative di compensazione:** sono definibili in fase di progetto preliminare o esecutivo e consistono nella ricerca di misure per minimizzare gli effetti negativi non eliminabili e/o misure di compensazione;
- **alternativa zero:** consiste nel non realizzare l'opera ed è definibile nella fase di studio di fattibilità.

È evidente, però, che non sempre è possibile avere a disposizione una così ampia gamma di alternative possibili, in quanto alcune delle scelte determinanti vengono spesso effettuate prima dell'avvio dell'attività progettuale, ovvero in una fase di pianificazione preliminare.

Il confronto tra alternative richiede, inoltre, la soluzione di problemi non semplici come, ad esempio, quello di usare una base omogenea di parametri adattabile a progetti anche sensibilmente diversi.

2 ALTERNATIVE STRATEGICHE

2.1 LA SFIDA ENERGETICA E LE STRATEGIE EUROPEE

La realizzazione di un impianto eolico offshore si inserisce nell'ambito della strategia europea di contrasto ai cambiamenti climatici che si è andata a definire ultimi anni a partire dal Green Deal Europeo presentato nel 2019 fino al più recente pacchetto Pronti per il 55% (FF55 - FIT for 55%).

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 le emissioni e gli 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 e **diventano per l'UE e per gli stati membri un obbligo giuridico.**

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, che è stata non solo integralmente recepita, ma anzi migliorata dal Parlamento Europeo che a marzo 2023 ha raggiunto un accordo politico sulla nuova legge sulle rinnovabili: il target dovrà salire al 42,5% sul consumo totale dell'energia entro il 2030, il cosiddetto piano REPowerEU con cui si propone un'accelerazione dei target climatici anche in risposta difficoltà e alle perturbazioni del mercato energetico mondiale causate dall'invasione russa dell'Ucraina. Ogni Stato membro dovrà contribuire a questo obiettivo comune e potrà decidere di integrarlo con "un'ulteriore maggiorazione indicativa del 2,5% che consentirebbe di raggiungere il 45%. Un importante passo avanti che chiude i negoziati sui principali elementi del pacchetto clima dell'UE Fit for 55.

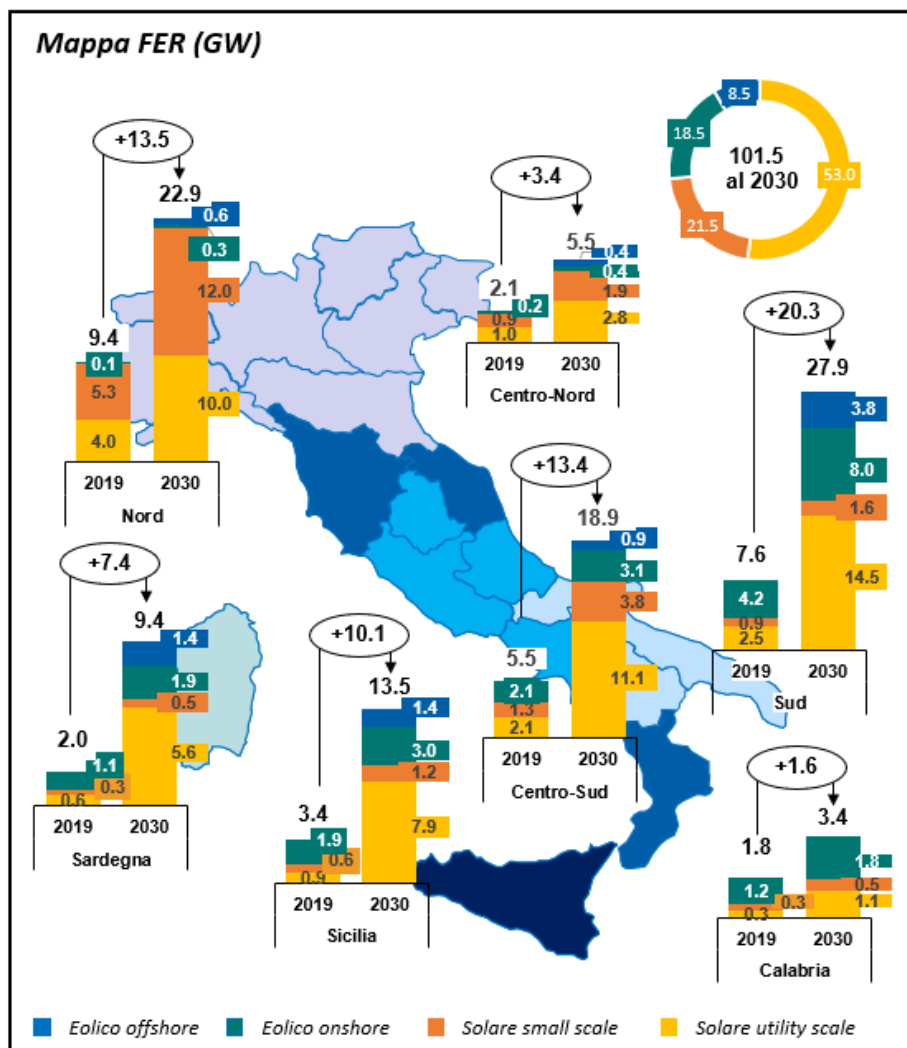
Per quanto riguarda la tecnologia offshore, la **strategia dell'UE per le energie rinnovabili** propone di **aumentare la capacità eolica offshore dell'Europa: dagli attuali 12 GW passare ad almeno 60 GW entro il 2030, e tra i 300 GW e i 450 GW entro il 2050.**

2.2 LE POLITICHE NAZIONALI

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima pubblicato nel 2020 stabilisce l'installazione di 95 GW complessivi per tutto il comparto FER e di almeno di 900 MW di impianti eolici offshore nelle acque mediterranee entro il 2030, aumentati a 2,1 GW nell'ultima bozza recentemente trasmessa alla Commissione Europea.

Secondo il "**Documento di Descrizione degli Scenari (DDS 2022)**", recentemente presentato da TERNA e SNAM, nello scenario Fit For 55 (FF55) con orizzonte 2030 si 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, che considera dei target di potenza installata superiori al PNIEC anche nella sua veste aggiornata, **prevede l'installazione di 8,5 GW di impianti eolici offshore.**

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.**



Ripartizione per zone degli obiettivi di potenza installata nello scenario FF50 del DDS 22

2.3 VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE STRATEGICHE

La realizzazione dell'opera in progetto risulta coerente con i target prefissati in ambito europeo per il raggiungimento degli obiettivi di contrasto ai cambiamenti climatici e con le strategie di implementazione di tali target definite in ambito nazionale.

Le uniche alternative strategiche compatibili con i medesimi obiettivi climatici sono limitate ad una riduzione dei consumi energetici di proporzioni assolutamente inconciliabili con il mantenimento dell'attuale status economico o all'opzione nucleare. Tali alternative sono già state considerate ed escluse dal legislatore e pertanto appare assolutamente incontrovertibile l'esigenza di implementare ogni sforzo utile ad accelerare la realizzazione di impianti eolici offshore.

3 ALTERNATIVA ZERO

Nel caso del progetto del parco eolico, **l'alternativa zero è stata subito scartata**, perché l'intervento oggetto della presente relazione rientra tra le tipologie impiantistiche previste dalla programmazione internazionale e nazionale.

Come indicato nella valutazione delle alternative strategiche la realizzazione dell'opera è coerente con:

- Gli obiettivi europei di riduzione delle emissioni di CO₂ prodotta da centrali elettriche che utilizzano combustibili fossili;
- la diversificazione delle risorse primarie utilizzate nello spirito di sicurezza degli approvvigionamenti;
- il mantenimento ed il rafforzamento di una capacità produttiva idonea a soddisfare il fabbisogno energetico della Regione e di altre aree del Paese nello spirito di solidarietà;

Tuttavia, al fine di valutare attentamente l'effettiva attendibilità dell'assunto sulla alternativa zero, nei paragrafi successivi è stata condotta un'analisi SWOT per confrontare le due principali alternative: realizzare l'impianto Barium Bay o non realizzarlo affatto.

3.1 VALUTAZIONE DELL'ALTERNATIVA ZERO MEDIANTE ANALISI SWOT

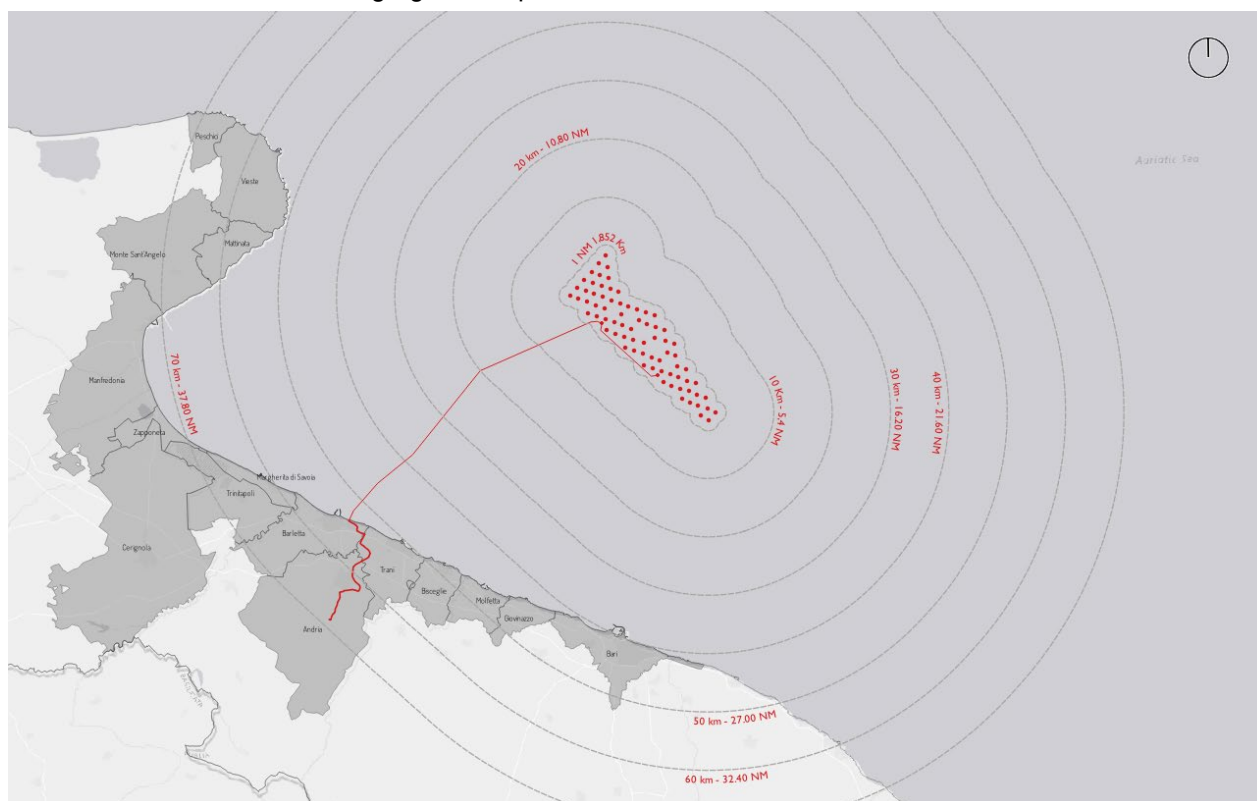
L'analisi SWOT è uno strumento strategico ampiamente utilizzato nelle aziende e nelle organizzazioni per valutare i punti di forza (Strengths), le debolezze (Weaknesses), le opportunità (Opportunities) e le minacce (Threats) di un progetto. Questo metodo fornisce una panoramica chiara della situazione attuale e delle possibilità future, consentendo di prendere decisioni informate e di sviluppare strategie efficaci. Essenzialmente, l'analisi SWOT aiuta a identificare i vantaggi e gli svantaggi interni, nonché le opportunità e le sfide esterne, fornendo così una base solida per la pianificazione e l'implementazione delle strategie aziendali e sociali.

3.1.1 IDENTIFICAZIONE DEGLI OBIETTIVI:

L'obiettivo dell'analisi SWOT è determinare se sia più vantaggioso realizzare un parco eolico offshore situato a oltre 40 km dalla costa, con la capacità di produrre 3.000 GWh di energia elettrica pulita all'anno, oppure se l'alternativa di non realizzarlo affatto sarebbe più favorevole.

3.1.2 RACCOLTA DELLE INFORMAZIONI:

L'impianto eolico offshore Barium Bay è costituito da 74 aerogeneratori posizionati nel mare Adriatico meridionale in acque internazionali sulla Piattaforma Continentale Italiana e specificatamente di fronte alla costa dei comuni di Bari, Giovinazzo e Molfetta. La distanza minima dalla costa barese è di 40 km mentre la distanza minima dalla costa garganica è pari a 50 km:



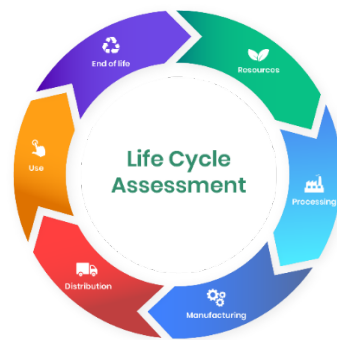
L'impianto è realizzato mediante aerogeneratori della potenza unitaria pari a 15 MW per una potenza totale installata pari a 1.110 MW.

L'impianto prevede la realizzazione di un cavidotto interrato nel fondale marino sabbioso e opere a terra in un'area industriale ambientalmente degradata nel comune di Barletta. Inoltre, si prevede la realizzazione di un cavidotto interrato lungo circa 23 km, principalmente lungo la viabilità pubblica nei comuni di Barletta, Andria e Trani. Sono in programma anche la costruzione di una nuova Stazione elettrica di Rifasamento

nella zona industriale di Barletta e di una nuova Stazione Elettrica RTN nel territorio agricolo del comune di Andria.

3.1.3 IDENTIFICAZIONE DEI PUNTI DI FORZA – STRENGTHS

- Si prevede la produzione annuale di energia elettrica pari al fabbisogno di circa 800.000,00 famiglie.
- Si prevede una riduzione di CO₂ immessa nell'ambiente pari a 7.500 t.
- Produzione di benessere e iniezioni di capitale.
- Indipendenza energetica.
- Si prevede una valutazione delle emissioni di CO₂ e di consumo di materie prime, valutata con calcolo LCA life cycle assessment di valore positivo, con indice di payback stimato pari a 2 o 3 anni.
- Previsione di misure di mitigazione e compensazione ambientale e paesaggistica.

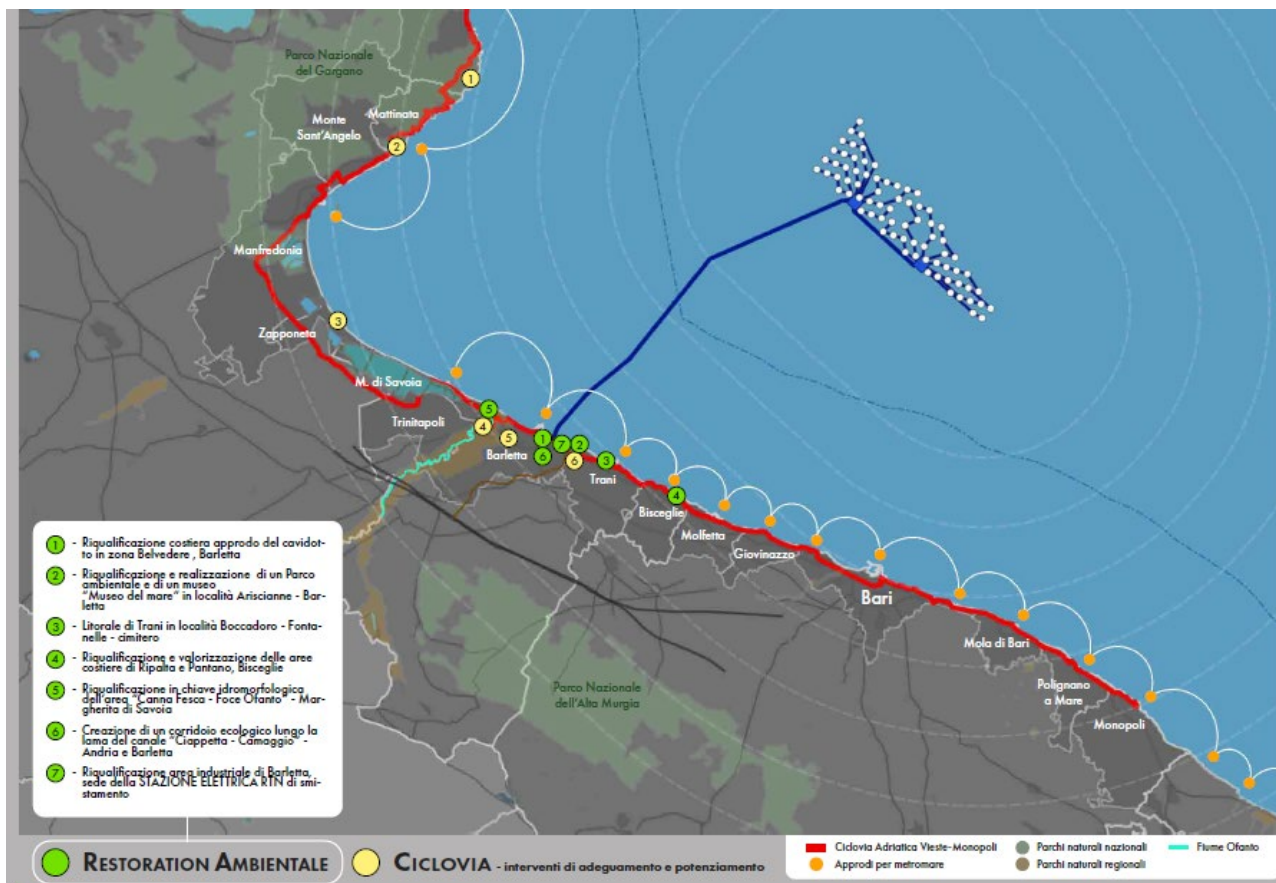


3.1.4 ANALISI DELLE DEBOLEZZE - WEAKNESSES

- Reperimento di materie prime sul mercato italiano.
- Sviluppo di un sistema portuale adatto alla realizzazione delle fondazioni e all'installazione degli aerogeneratori.
- Sistema di rete da implementare per lo sviluppo offshore.
- Impatto ambientale del sistema di posa dei cavi e di realizzazione degli ancoraggi.
- Impatto ambientale delle opere a terra e delle nuove linee elettriche.
- Impatto sul patrimonio culturale

3.1.5 ANALISI DELLE OPPORTUNITÀ - OPPORTUNITIES

- Sviluppo del sistema portuale e suo miglioramento.
- Miglioramento del sistema di rete.
- Creazione di oltre 6.000 nuovi posti di lavoro nelle fasi di realizzazione.
- Creazione di nuove occupazioni per il sistema di gestione dell'impianto eolico.
- Sviluppo di una filiera del settore con occupazioni e iniezioni di capitali.
- Miglioramento delle aree degradate di approdo e realizzazione di compensazioni ambientali.
- Monitoraggio ambientale delle aree del parco e restoration ambientale.
- Possibilità di indagine del patrimonio archeologico subacqueo durante l'esecuzione dei lavori.



In sistema delle compensazioni

3.1.6 VALUTAZIONE DELLE MINACCE - THREATS

- Utilizzo di materie prime provenienti dall'estero.
- Mancato controllo e monitoraggio ambientale.
- Sovraffollamento di iniziative.
- Danni ambientali.
- Danni al patrimonio

3.1.7 INTERCONNESSIONE TRA ELEMENTI

Nella tabella successiva, vengono evidenziate le principali componenti di impatto dell'impianto eolico offshore Barium Bay, attraverso una classificazione dei criteri SWOT basati sull'Ambiente, sull'Occupazione, sull'Energia e sull'Economia:

Componente	Strengths	Weaknesses	Opportunities	Threats
Ambiente	Riduzione CO ₂	Impatto nuove opere	Monitoraggio e restoration ambientale	Sovraffollamento Mancato monitoraggio
Lavoro	Creazione nuovi posti di lavoro	Sistema portuale inadatto	Sviluppo indotto e Nuovi posti di lavoro	Materie prime e maestranze provenienti dall'estero

Energia	Grande produzione, indipendenza energetica	Sistema di rete da potenziare	Implementazione sistema di produzione	Sovraccollimento iniziative
Economia	Benessere	Reperimento imprese locali	Grandi iniezioni di capitale a livello locale	Utilizzo di materie prime estere
Patrimonio storico e culturale	Misure di compensazione e mitigazione	Possibili impatti sul patrimonio paesaggistico	Possibilità di indagine e ricerca archeologica	Possibilità di danneggiamento del patrimonio

3.1.8 PRIORITÀ, PIANIFICAZIONE E STRATEGIE

- **la componente ambiente** con la riduzione di CO₂ ha un impatto notevole, l'impatto delle opere è minimizzato dai sistemi di mitigazione e compensazione, un corretto monitoraggio garantirà il mantenimento di uno stato positivo e una corretta strategia di pianificazione centrale e il controllo delle autorizzazioni a livello statale proteggerà il sistema dai rischi di sovraccollimento.
- **La componente energia** vede l'immissione nel sistema di un grande quantitativo di energia pulita e la creazione delle basi per l'indipendenza energetica del Paese, il sistema di rete debole sarà implementato da nuovi capitali. Come per l'ambiente una corretta strategia pianificatoria e autorizzativa eviterà il rischio di sovraccollimento.
- **La componente economia** vede la creazione di benessere e di un indotto produttivo a livello locale: "l'industria dell'energia". Il sistema a catena potrà garantire una corretta strategia per il reperimento delle risorse a livello locale e per lo sviluppo della filiera.
- **La componente lavoro** vede la creazione di un grande numero di posti occupati, oltre che per la realizzazione degli impianti anche per lo sviluppo delle infrastrutture portuali e per lo sviluppo della rete.
- **La componente Patrimonio e culturale** vede la creazione di un sistema di compensazioni che possa favorire (tramite risorse economiche) la continuità dello studio e della ricerca archeologica nelle aree interessate. Inoltre, è previsto un sistema di tutela e monitoraggio che consentirà di intervenire nel miglior regime di tutela possibile durante l'esecuzione delle opere.

3.1.9 CONCLUSIONI DELL'ANALISI

Dall'analisi SWOT effettuata emerge chiaramente che la realizzazione dell'impianto eolico offshore Barium Bay risulta conveniente rispetto all'alternativa di non realizzare l'impianto (alternativa zero).

L'analisi SWOT non è un processo statico. Monitora regolarmente l'efficacia del sistema per apportare modifiche alla strategia in base alle nuove sfide o opportunità.

Il sistema utilizzato è alla base di altri progetti che la programmazione nazionale ed europea ha utilizzato per definire i suoi obiettivi associati alla transizione energetica. Alcuni di questi modelli sono stati sviluppati proprio grazie a delle specifiche analisi di punti di forza e debolezza che hanno condotto a quantificare gli impianti di produzione di FER da realizzare.

Un chiaro esempio è il progetto Powered, che individua con il metodo dell'analisi cumulativa i potenziali conflitti (ambientali e non) tra l'eventuale centrale eolica offshore (area cerchiata) e l'area circostante.

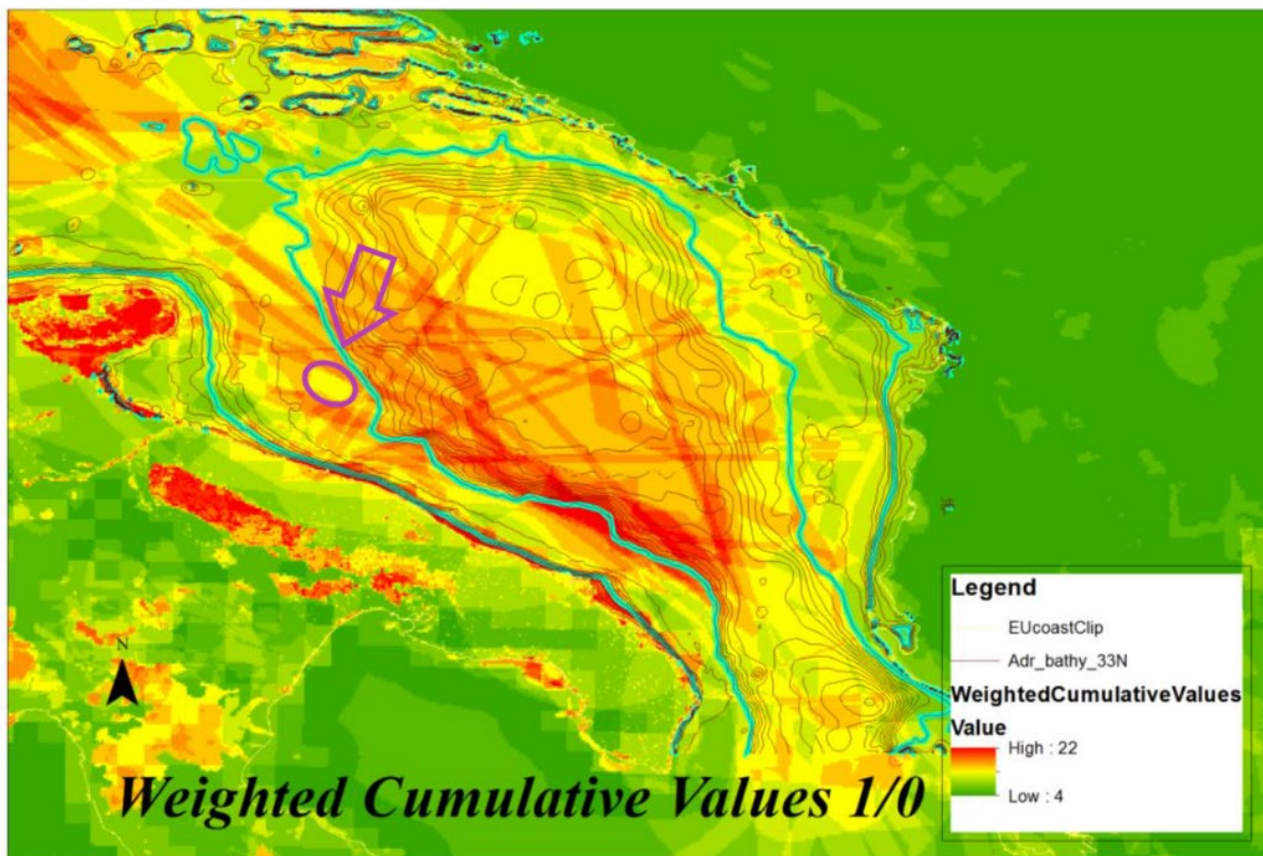


Immagine estratta dal Report Finale del WP5 progetto Powered – IPA

4 ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE

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'elettrodotta 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. Cataudella e M. Spagnolo del 2012), le risultanze del Progetto Ipa Adriatic POWERED 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.

La scelta dell'area in cui allocare l'impianto proposto è avvenuta a conclusione di un'attenta disamina che ha considerato i seguenti aspetti:

- Disponibilità della risorsa anemologica;
- Batimetria e compatibilità con i vincoli tecnologici imposti dal corretto funzionamento delle piattaforme di sostegno flottanti;
- Distanza dalla costa, impatto sulla pesca locale e minimizzazione dell'intervisibilità e percettibilità delle opere a mare;
- Presenza di vincoli ambientali, militari e minerati;
- Compatibilità con le principali rotte ed il traffico navale in uscita ed ingresso dai porti adriatici;
- Interferenza con altre opere e servizi offshore.

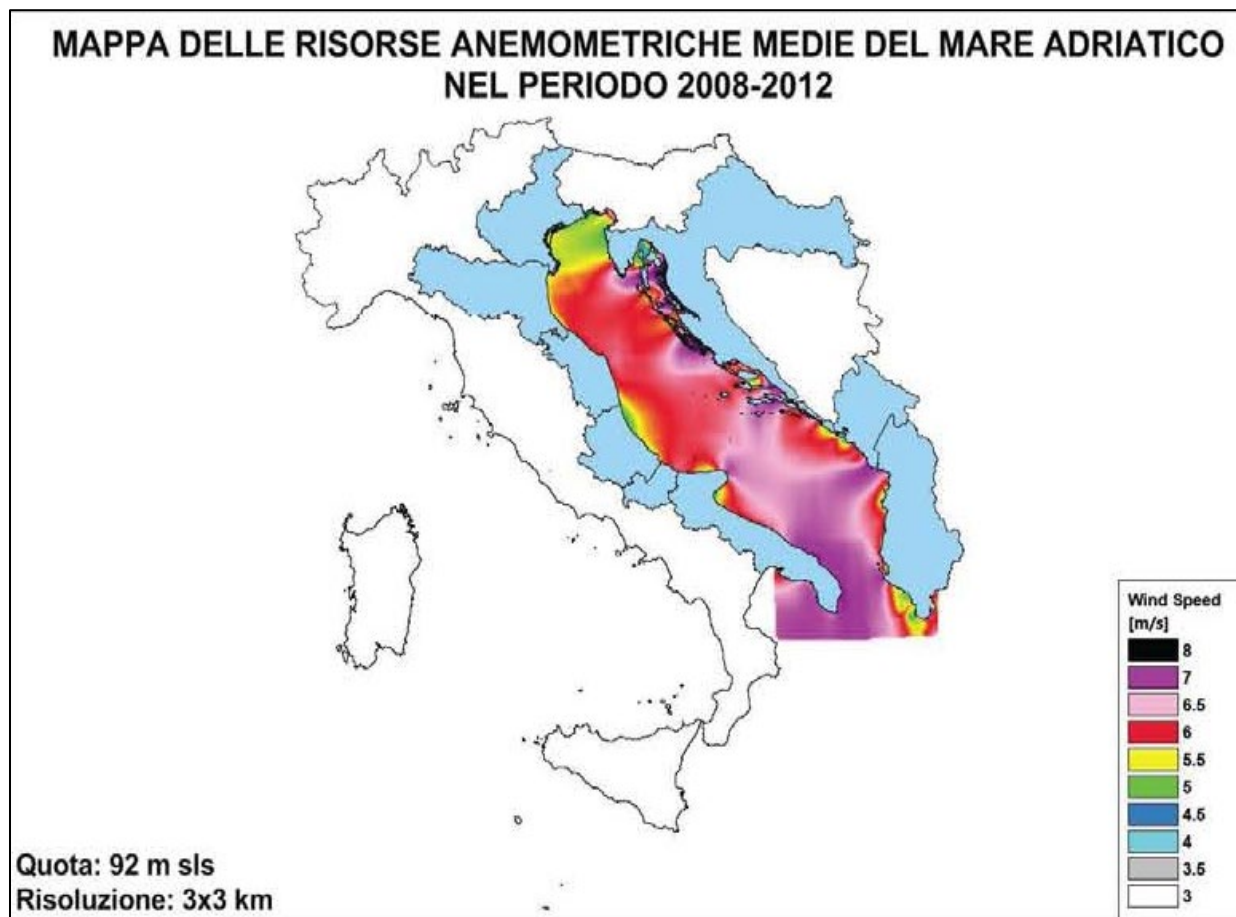
4.1 IL PROGETTO POWERED

Di grande interesse per la scelta del sito a mare in cui allocare l'impianto sono state le risultanze del Progetto Powered (Project of Offshore Wind Energy: Research, Experimentation, Development) di cui si è dato un ampio resoconto nella Relazione Descrittiva R.1.1 del progetto definitivo e che qui viene riportata in sintesi.

Il progetto, conclusi nel 2016 e sviluppato nell'ambito del programma di cooperazione transfrontaliero IPA-Adriatic dell'Unione Europea, aveva come obiettivo valutare la potenzialità del mare Adriatico in rapporto all'installazione di centrali eoliche offshore.

Di particolare interesse sono le risultanze dei Work Package 4 (WP4), valutazione sperimentale e numerica della risorsa del vento nel bacino Adriatico, e Work Package 5 (WP5), analisi e valutazione sperimentale delle problematiche ambientali, infrastrutturali, energetiche e tecnologiche, coordinati dall'Università Politecnica delle Marche, che pertanto meritano uno specifico approfondimento.

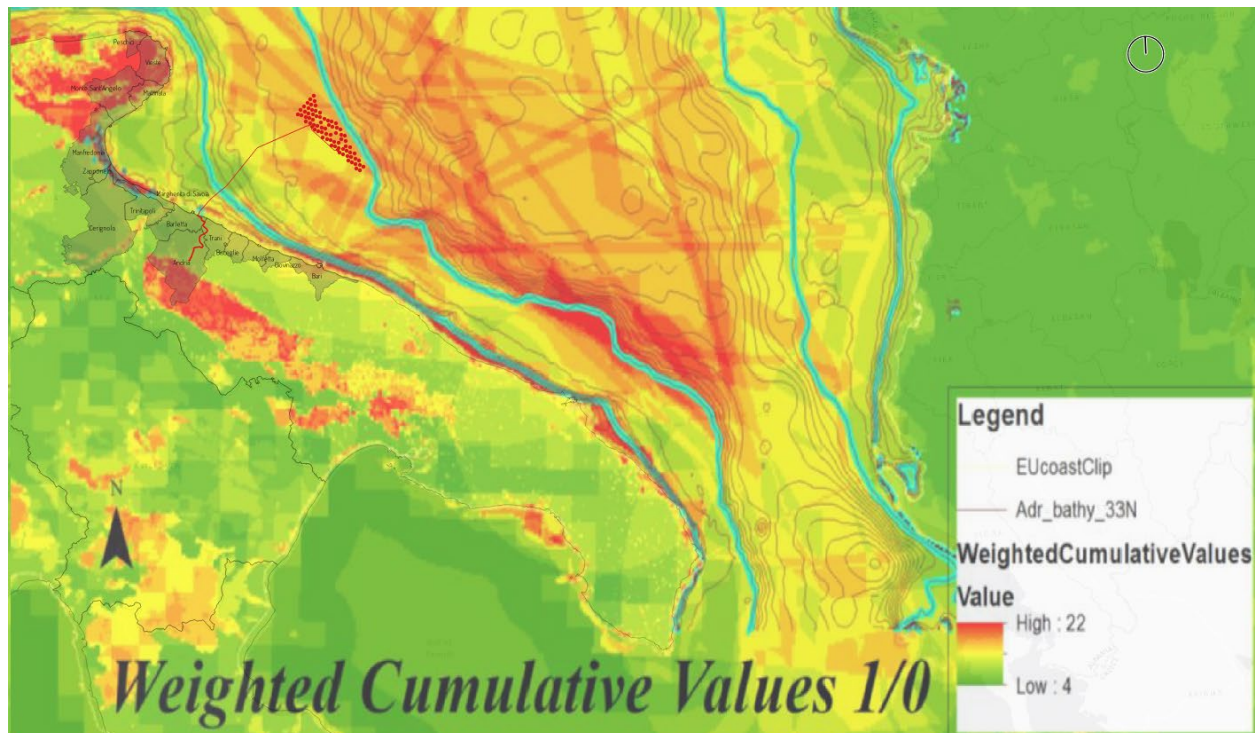
Nell'ambito del WP4 il gruppo di studiosi costituito dall'Università Politecnica delle Marche, utilizzando un opportuno modello matematico climatico ed un database di dati forniti dalle stazioni meteorologiche sparse in tutto il mondo, ha prodotto le mappe del vento estese a tutto il mare adriatico riferite 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 le aree a maggiore potenziale anemometrico per lo sviluppo di una centrale off-shore sono allocate nella porzione meridionale del Mare Adriatico e sullo Ionio con una evidente prevalenza dei tratti di mare prospicienti la costa salentina.



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.

Nel report conclusivo del WP5 (cap. 5) si riportano delle mappe tematiche riepilogative utili ad **analizzare in termini cumulativi i potenziali conflitti** (ambientali e non) **tra l'eventuale centrale eolica offshore e l'area circostante** e tra queste alcune sono dedicate proprio alla Puglia (Figura 4.2). **Dallo studio si evince la presenza diffusa nell'area nord della Puglia di aree distanti dalla costa e caratterizzate da un livello di conflitti basso e, pertanto, i successivi approfondimenti si sono concentrati sul tratto di mare Adriatico compreso tra il Gargano ed il nord barese.**

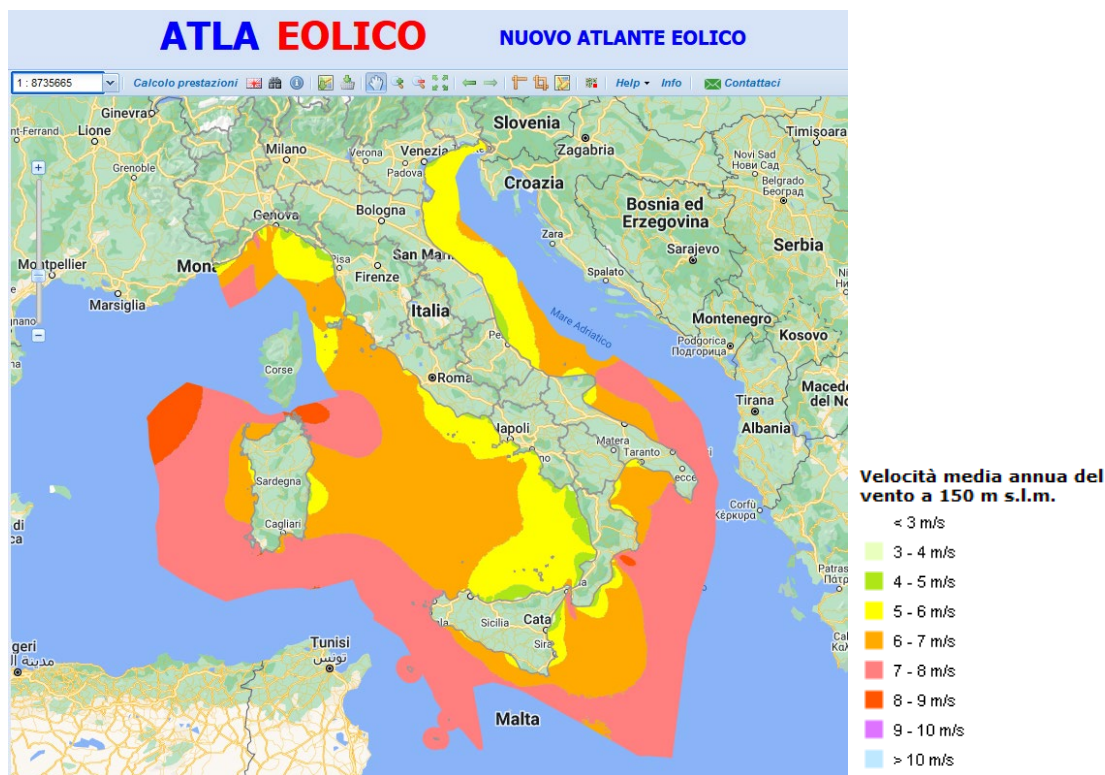


Mapa del Mare Adriatico Meridionale con analisi cumulativa dei potenziali conflitti (ambientali e non) tra l'eventuale centrale eolica offshore e l'area circostante estratta dal Report Finale del WP5 progetto Powered – IPA. In celeste sono evidenziate le curve batimetriche a 40 m e 200 m

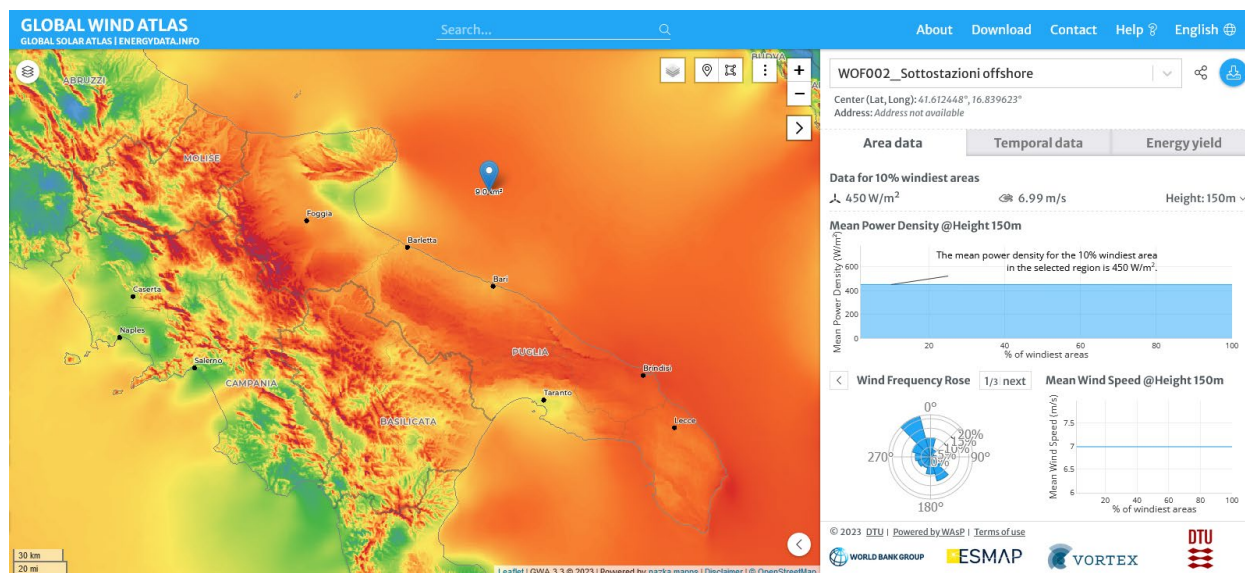
È importante far notare come l'area di collocazione dell'impianto Barium Bay ricada in una zona con una valutazione media in merito ai conflitti ambientali segnalati dal progetto POWERED.

4.2 DISPONIBILITÀ DELLA RISORSA ANEMOLOGICA

Tutti gli studi ed i dati disponibili concordano nel ritenere che le aree con maggiore disponibilità di risorsa anemometrica in tutto l’Adriatico sono ubicate in acque prospicienti la costa pugliese. Si riportano di seguito alcune immagini tratte dall’atlante eolico della società “Ricerca sul Sistema Energetico – RSE S.p.A.”, e dal “Global Wind Atlas” con le velocità del vento annue medie a 150 m che mostrano risultati compatibili con la mappa in Figura 4.1 prodotta dal progetto Powered.



Velocità media annua del vento a 150 m – tratta dall’atlante eolico della società RSE S.p.A.



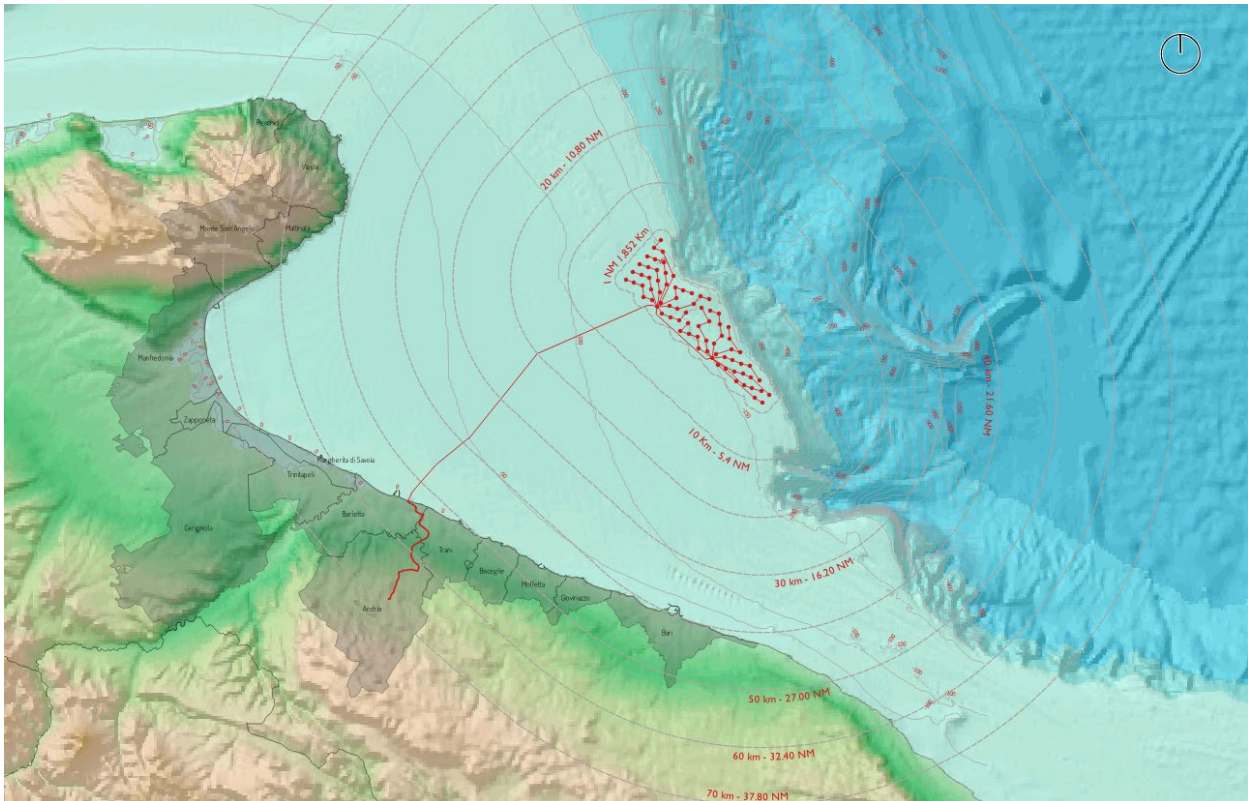
Velocità media annua del vento a 150 m - tratta dal sito <https://globalwindatlas.info/en/>

Osservando le mappe del vento nello specchio d’acqua in esame si può notare come la risorsa anemologica sia abbastanza scarsa nelle aree a ridosso del versante sud del Gargano di fronte

Manfredonia. Nel basso Adriatico la direzione principale del vento è infatti da Nord Ovest e questi venti, nel golfo di Manfredonia sono, almeno parzialmente, schermati dal Gargano. **Il parco eolico dovrà pertanto essere ubicato necessariamente in acque lontane dalla costa oltre il promontorio del Gargano secondo la direzione Nord Ovest per ottenere una adeguata produzione media annua di lungo periodo.**

4.3 BATIMETRIA E VINCOLI TECNOLOGICI

In figura si propone un estratto della **GEBCO (General Bathymetric Chart of the Oceans)** riferito all'area in esame integrato con le isobate estratte dai dataset della Regione Puglia.



Carta batimetrica (fonte GEBCO e Regione Puglia)

Da una rapida analisi della carta proposta, si evidenzia come il mare Adriatico nel settore considerato raggiunge profondità molto elevate che superano i -1000 m all'interno della fossa dell'Adriatico meridionale posta al centro tra Bari e Dubrovnik. Proseguendo verso sud, il fondale marino risale fino a -780m per formare la soglia di Otranto al confine con il Mar Ionio. In particolare, si assiste ad un aumento molto rapido della profondità del fondale a partire dalla isobata dei -200m. Tale delimitazione coincide con il ciglio della scarpata che delimita la piattaforma continentale.

Nella definizione dell'area di progetto, in via preliminare, si è scelto di considerare solo le aree interne alla piattaforma continentale e quindi a profondità inferiore ai 200 e comunque di mantenere una distanza di sicurezza dal ciglio di scarpata.

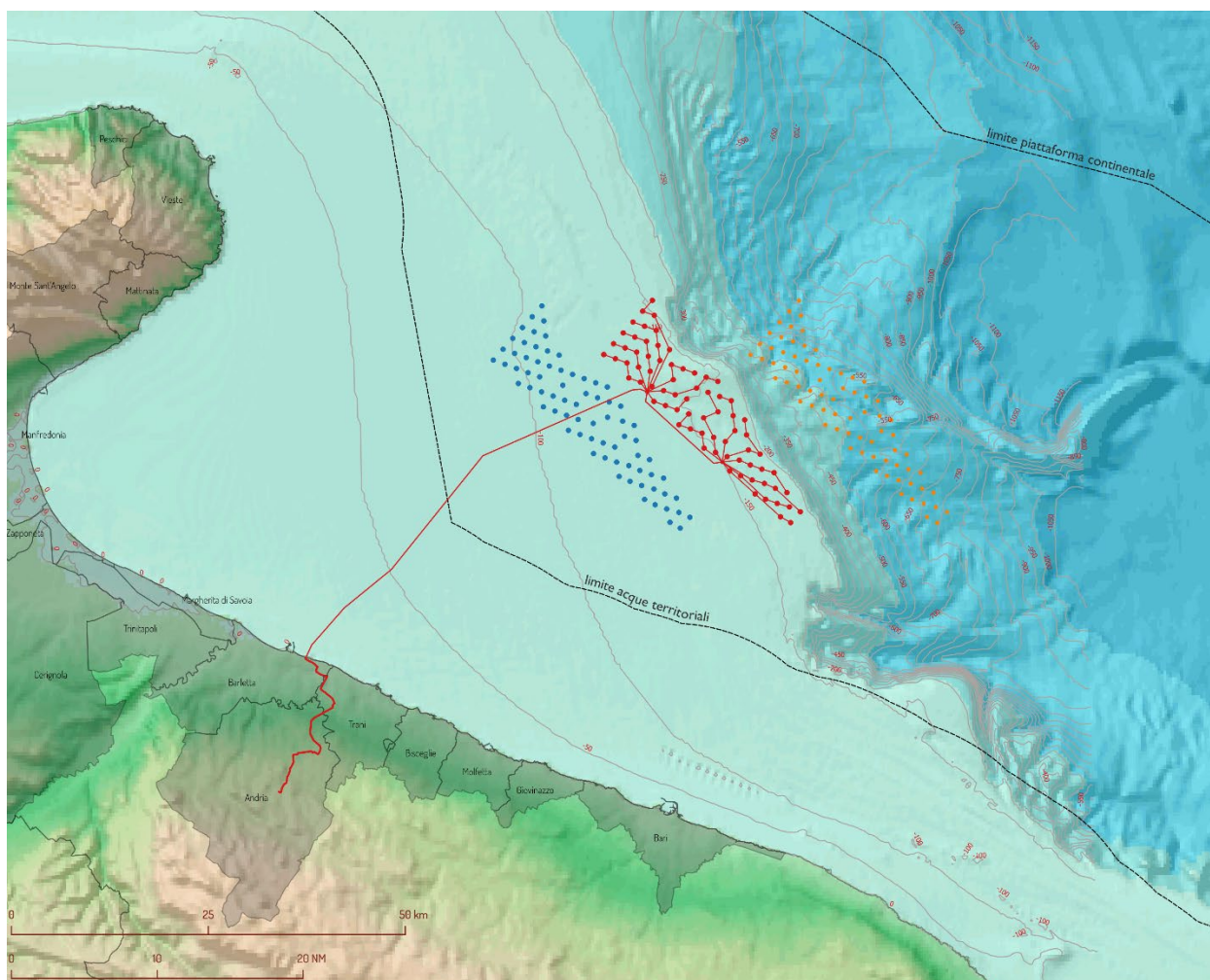
Ciò per due ragioni fondamentali:

1. È evidente che, sebbene gli impianti offshore su piattaforme galleggianti possano essere teoricamente installati in siti con qualsiasi profondità del fondale marino, batimetrie troppo elevate richiedono sistemi di ormeggio e ancoraggio più complessi e costosi. Considerando che queste tecnologie hanno recentemente raggiunto un livello di maturità tecnologica affidabile, si è scelto di

preferire siti con caratteristiche morfologiche simili a quelli utilizzati nei precedenti impianti dimostrativi. Tutti i parchi eolici galleggianti già operativi o in fase di sviluppo censiti si trovano su fondali inferiori a 200 m.

2. La Carta geologica dei mari italiani dell'ISPRA al foglio NK 33-8/9 mostra la presenza di una nicchia di distacco di frana in corrispondenza del ciglio della scarpata e di una faglia ad ovest del promontorio garganico. Più in generale tutto il ciglio di scarpata è da considerarsi un'area rischio di eventi franosi e pertanto, per ragioni di sicurezza finalizzate a garantire un sicuro ancoraggio degli aerogeneratori, si ritiene corretto mantenere una opportuna distanza dal ciglio della scarpata continentale.

4.3.1 LA SCELTA DI LOCALIZZAZIONE RISPETTO ALLA QUOTA BATIMETRICA



Indagine delle alternative rispetto alla quota batimetrica

Nella scelta di localizzazione dell'impianto Barium Bay rispetto alla quota batimetrica si è tenuto conto di fattori ambientali e tecnologici:

- **L'alternativa A, (celeste in figura)** che ipotizzava di posizionare le installazioni più ad ovest a una quota batimetrica inferiore, vantaggiosa per la scelta delle tecnologie di ormeggio, è stata scartata perché avrebbe generato una sicura maggiore visibilità dell'impianto dalla costa, si è scelto dunque di preservare l'aspetto paesaggistico pur a fronte di maggiori oneri per il proponente.

- **L'opzione B (arancione in figura)**, che proponeva di collocare l'impianto più ad est, in un'area maggiormente distante dalla costa, avrebbe comportato l'installazione degli ancoraggi in un'area dal fondale molto profondo (700 m) e caratterizzata da una complessa situazione geomorfologica fatta di scarpate e cigli di dubbia stabilità, pertanto anche questa ipotesi è stata scartata.

L'opzione scelta bilancia i fattori tecnologici e ambientali, proponendo l'installazione a quote batimetriche raggiungibili, approssimativamente intorno ai 200 metri, e mantenendo una distanza di sicurezza dal ciglio della scarpata e dalle emergenze geomorfologiche.

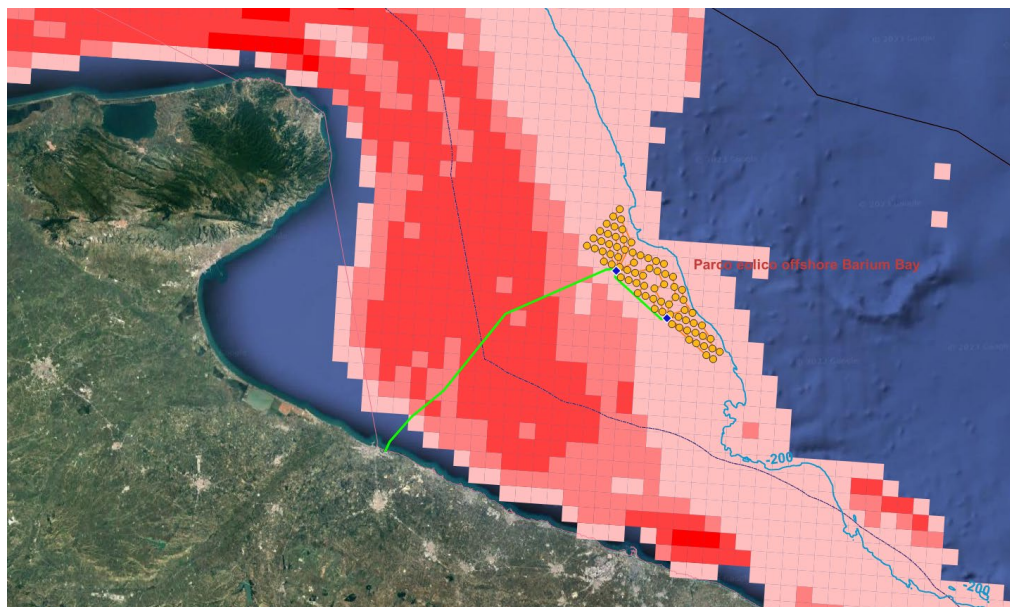
4.4 ATTIVITÀ DI PESCA

La costa adriatica e il tratto di mare prospiciente rappresentano un'area caratterizzata da un'intensa attività antropica legata all'ambiente marino. Esiste una importante economia locale legata alla pesca ed al turismo. Considerazioni socioeconomiche, unitamente ad una precisa volontà di ridurre al minimo l'intervisibilità e la percettibilità delle opere a mare hanno spinto ad escludere completamente dalle aree eleggibili la fascia più prossima alla costa ubicando il parco in acque internazionali.

Questa scelta permette infatti contemporaneamente di conseguire:

- la neutralità della presenza dell'impianto per la piccola pesca locale e di superficie,
- la creazione di una fonte di dissuasione e di potenziale disturbo per le attività illegali di pesca a strascico entro 3 miglia dalla costa e i 50 metri di profondità: il rallentamento, dovuto alla presenza del cavidotto sul fondale marino, di un sistema di pesca industriale, molto diffuso nell'area e potenzialmente dannoso per stessa fauna e per la biocenosi dei fondali.
- La riduzione della percettibilità dell'impianto e delle infrastrutture connesse e la creazione di un nuovo paesaggio marino innovativo, che integra le energie rinnovabili e la salvaguardia del nostro patrimonio ambientale.

A ciò si aggiungono gli importanti benefici dovuti alle compensazioni ambientali previste con sicure ricadute su pesca e turismo.



Distribuzione dello sforzo di pesca medio annuo

Nella figura sopra si riporta la distribuzione dello sforzo di pesca medio annuo in Italia (fonte MIPAAF – SID) con evidenziato il limite delle acque territoriali e la isobata del 200 m. La cartografia non permette di apprezzare la distinzione tra le tipologie di pesca, d'altra parte è evidente che le aree di maggiore pressione

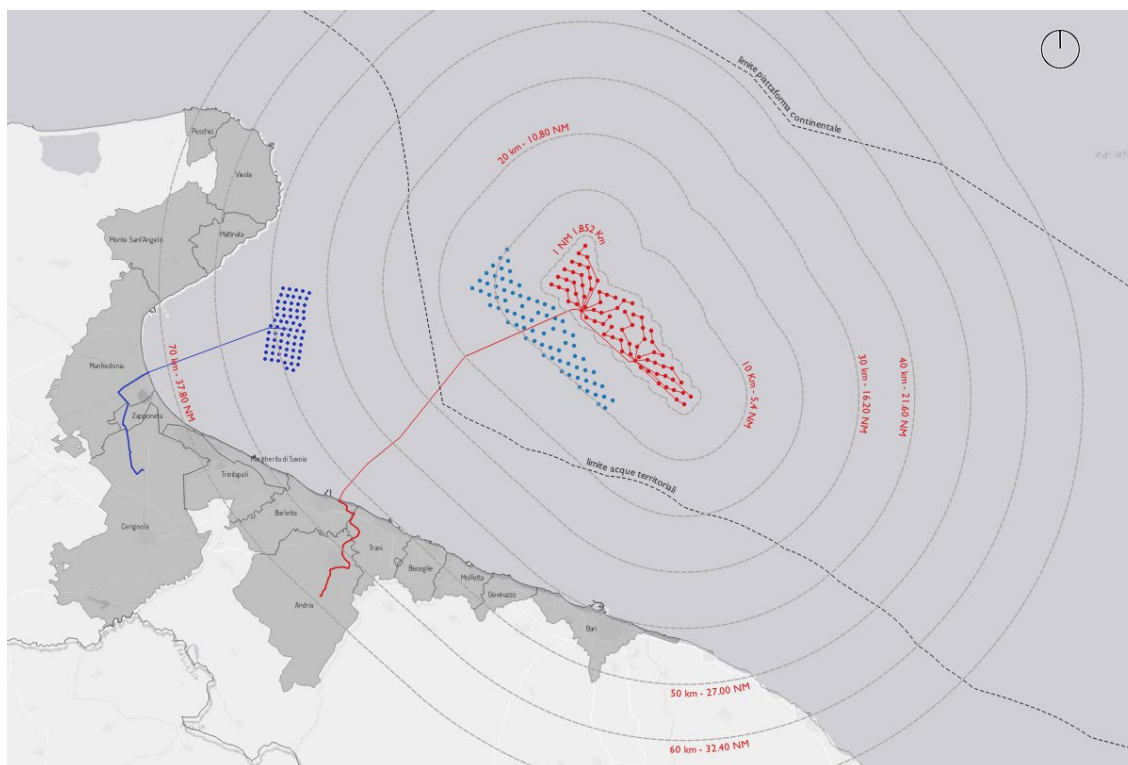
dovuta alla pesca sono concentrate nella fascia più prossima alla costa, mentre invece, allontanandosi da riva, lo sforzo di pesca diminuisce fino a scomparire in prossimità dell'isobata dei 200m e quindi del ciglio della scarpata continentale. Anche guardando questa carta il **parco eolico risulta correttamente localizzato in modo da minimizzare ogni interferenza con la pesca.**

4.5 ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE: CONFRONTO TRA ESIGENZE PAESAGGISTICHE E GEOMORFOLOGICHE

La decisione in merito alla collocazione dell'impianto eolico offshore "Barium Bay" nello specchio d'acqua di riferimento individuata è stata principalmente guidata dalla ricerca del miglior compromesso per garantire la fattibilità tecnica nello scenario che prevede la messa in esercizio dell'impianto entro il 2030 e contestualmente ridurre al minimo la visibilità dell'impianto. A tal riguardo è stato individuato il miglior trade off tra le seguenti componenti essenziali per il raggiungimento del suindicato obiettivo: buona risorsa anemologica, facilitazione di accesso alle infrastrutture di rete, profondità dei fondali tale da garantire la non intervisibilità dalla costa, ma allo stesso tempo accessibilità a una tecnologia già disponibile sul mercato per quanto riguarda le fondazioni galleggianti e i cavi marini dinamici. Ogni scelta è stata, pertanto, orientata al seguente duplice obiettivo: salvaguardia del paesaggio e dell'ambiente e disponibilità di soluzioni tecnologiche pronte per la messa in esercizio dell'impianto per concorrere agli obiettivi del FF55.

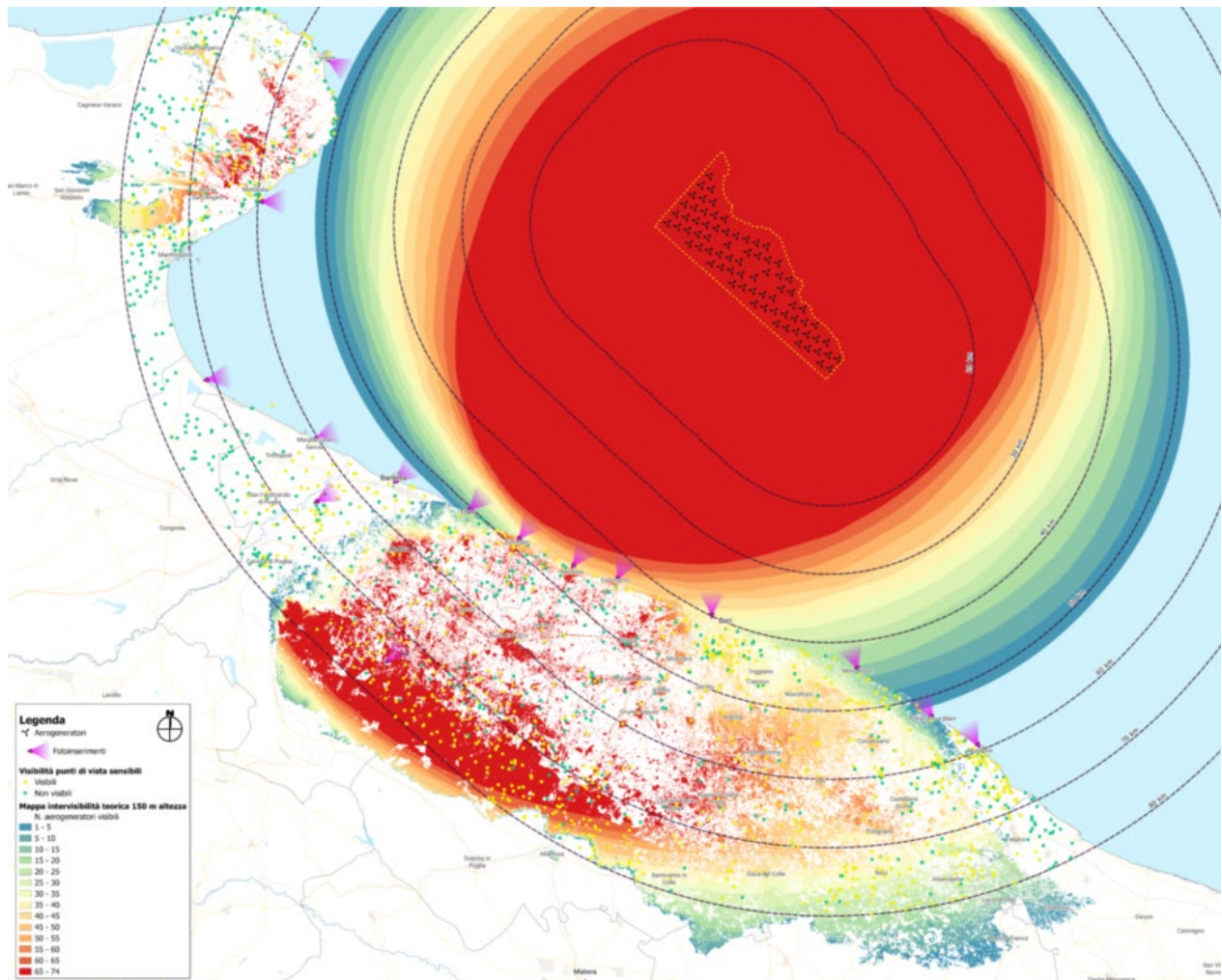
Le considerazioni riguardanti le interferenze visive e l'effetto complessivo con altre iniziative nel bacino visivo di riferimento (ID_VIP_1831) sono affrontate nei documenti *ES.8.1_01_Relazione Paesaggistica*, *ES.8.6_Carta dell'intervisibilità teorica cumulativa* e *ES.8.7_Fotoinserimenti aggiuntivi e cumulativi*.

Tuttavia, in questa sede è importante valutare l'alternativa tra la collocazione attualmente scelta per l'impianto eolico Barium Bay, caratterizzata da una distanza minima dalla costa di circa 20 miglia nautiche, e una posizione molto più vicina e quindi più visibile, che si collocherebbe sempre oltre le 12 miglia nautiche, ma più vicino all'impianto ID-VIP_1831.



L'impianto Barium Bay, l'alternativa di collocazione più vicina alla costa (in celeste) e l'impianto Seanergy in blu

Secondo le modellazioni effettuate sulla posizione selezionata, possiamo affermare che l'impianto Barium Bay ha una visibilità mediamente bassa sull'area sulla costa barese.



Mapa dell'intervisibilità teorica della navicella (H150m) nello specchio acque di riferimento del progetto elaborato ES.8.2

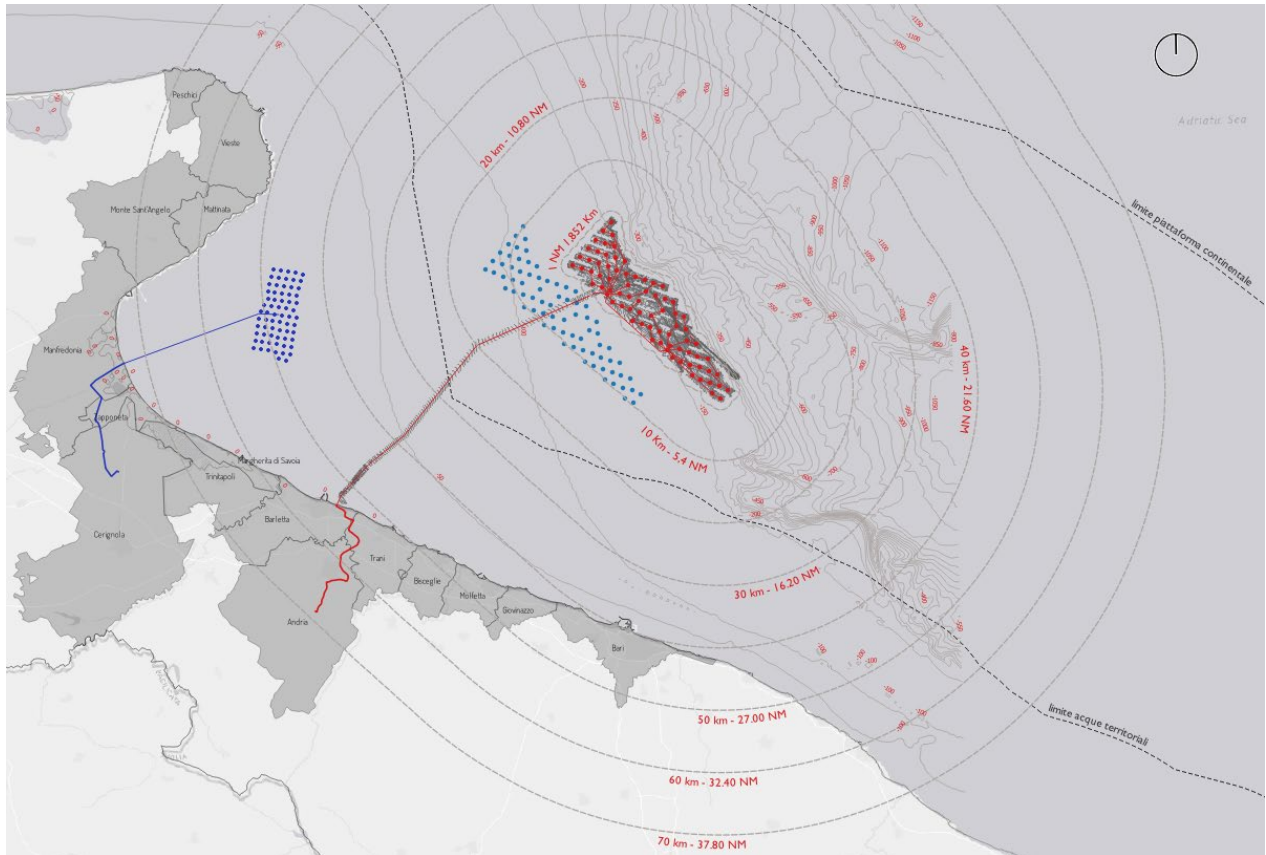
La modellazione e i fotoinserimenti (elaborato ES.8.2) evidenziano quanto l'impianto sia poco visibile dai comuni prospicienti.

L'uso della modellazione digitale tridimensionale è stato cruciale per individuare con precisione la posizione attuale dell'impianto. Conseguentemente è stata condotta l'analisi dell'alternativa di collocazione dell'impianto in un'area più vicina alla costa, con l'intento da un lato di massimizzare la distanza dell'impianto rispetto alle emergenze geomorfologiche rilevate dalle survey - **come le aree ad erosione diffusa (ERD) e la Frana significativa posta a Nord Est rispetto al settore settentrionale dell'impianto** - e dall'altro valutare il grado di maggiore visibilità rispetto alla posizione attuale.

Il confronto è avvenuto su due livelli di importanza primaria: da un lato la visibilità dell'impianto rispetto alla costa e dall'altro la distanza dalle emergenze del fondale marino; l'una o l'altra soluzione portano evidentemente a delle differenziazioni in termini di scelte tecniche e quindi di conseguenti oneri da sostenere.

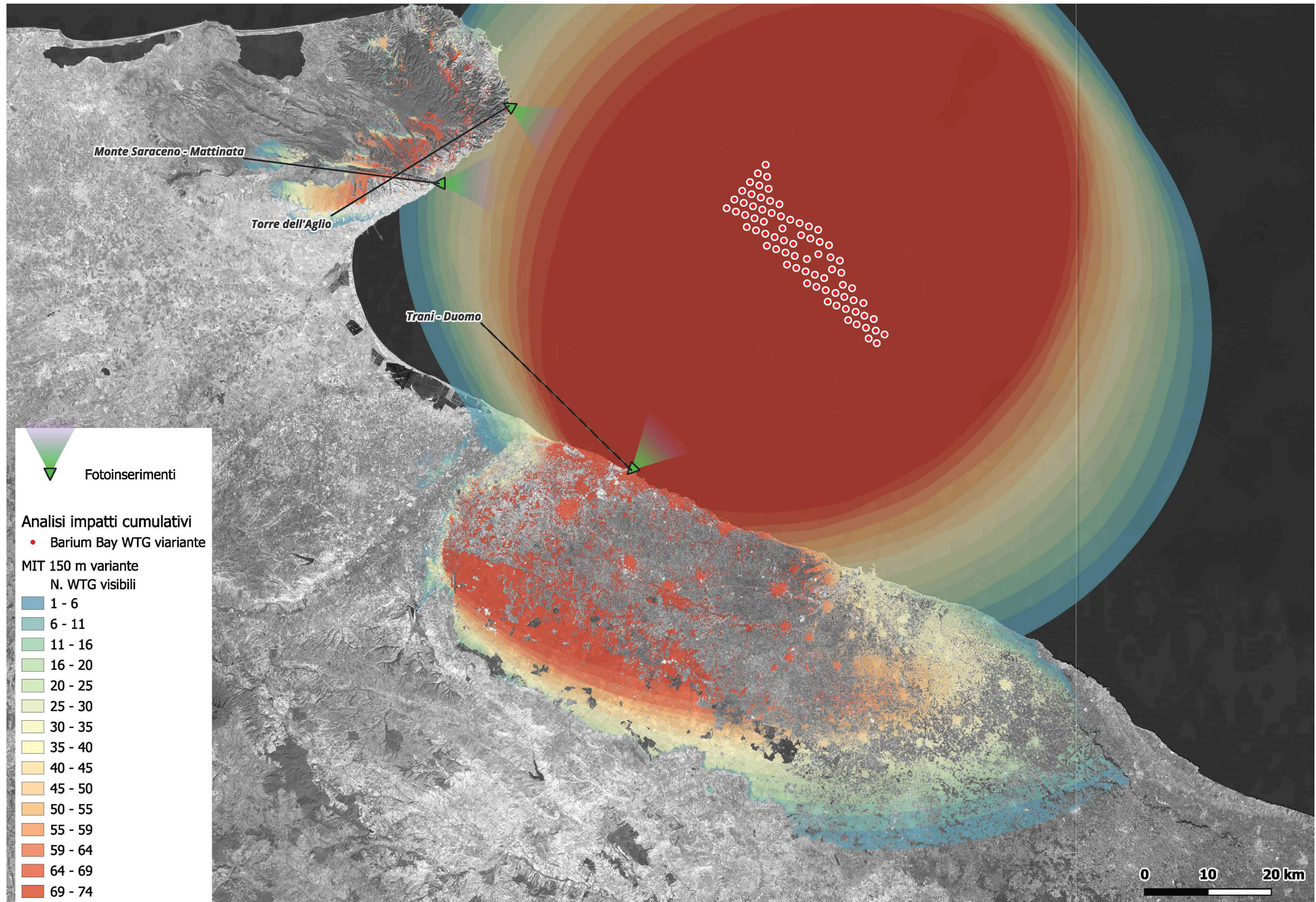
4.5.1 ANALISI VISUALE DELL'ALTERNATIVA DI COLLOCAZIONE

L'alternativa A, in celeste nell'immagine, è stata dunque analizzata dal punto di vista dell'impatto visuale.



Posizione dell'alternativa A (in celeste) rispetto alla posizione selezionata (in rosso)

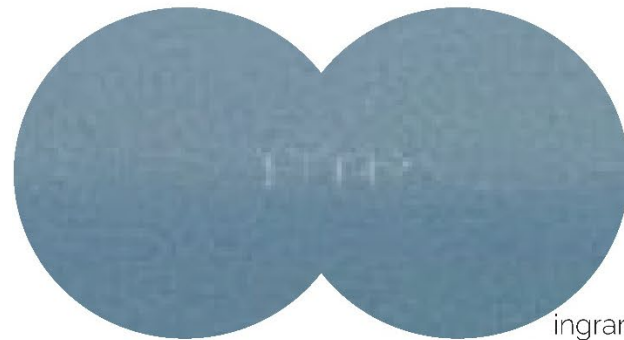
Dalla mappa dell'intervisibilità teorica modellata con gli aerogeneratori in questa posizione è chiaro il maggiore impatto che la collocazione alternativa avrebbe rispetto alla costa, sia in termini di impatto visuale puro che in termini di contributo dell'impianto Barium Bay all'impatto cumulativo rispetto alle altre iniziative presenti nella zona. Di seguito si inseriscono i fotoinserimenti effettuati modellando gli aerogeneratori nella posizione alternativa confrontati con l'impianto modellato nella posizione selezionata.



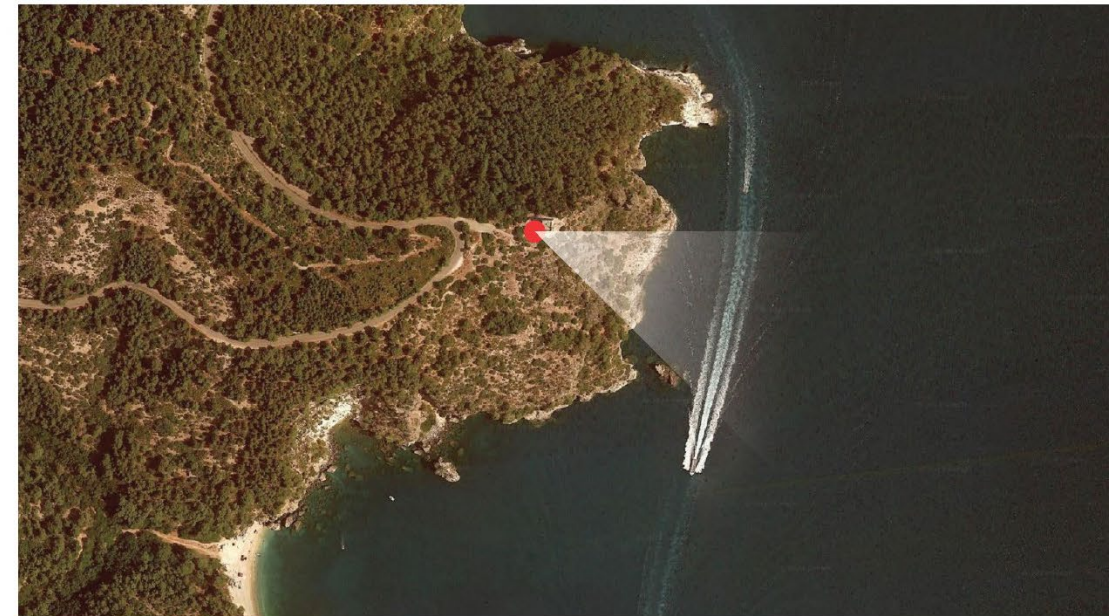
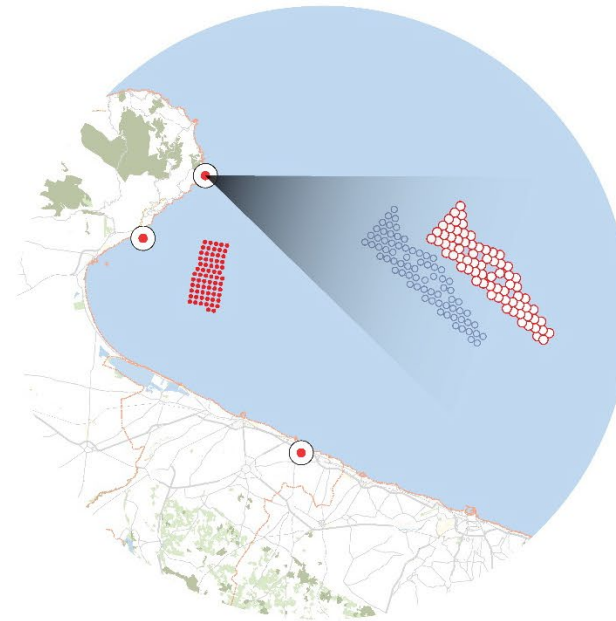
Mappa dell'intervisibilità dell'impianto Barium Bay nella posizione alternativa

Torre dell'Aglio 1.2

BARIUM BAY:
Distanza minima dal parco eolico 50,7 m
Distanza massima dal parco eolico 81,5 km



ingrandimento 8X

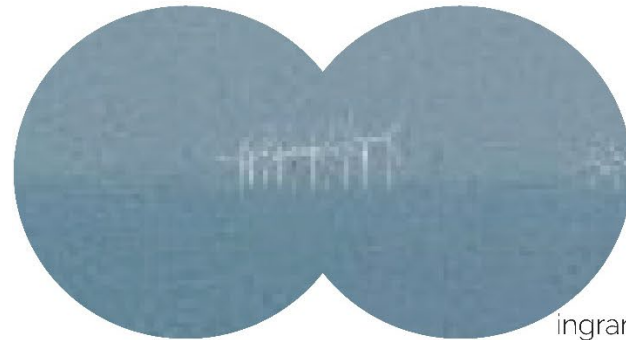


Fotoinserimento dell'impianto Barium Bay da Torre dell'Aglio nella posizione selezionata

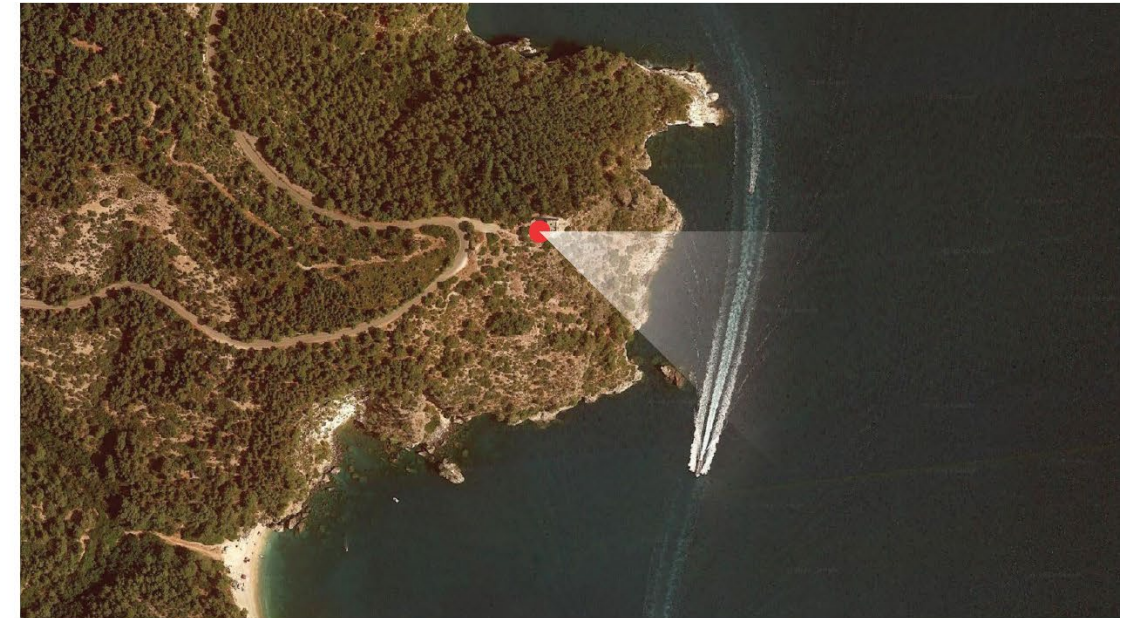
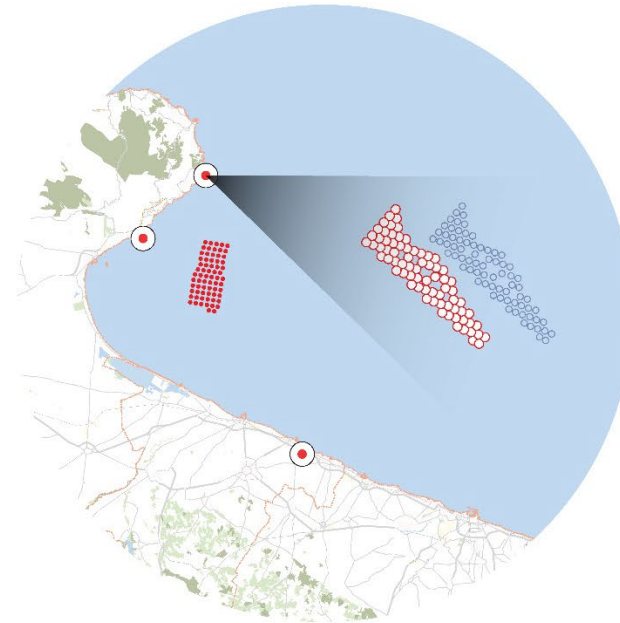
Parco eolico spostato

Torre dell'Aglio 1.2

BARIUM BAY:
Distanza minima dal parco eolico 38 m
Distanza massima dal parco eolico 69,6 km



ingrandimento 8X

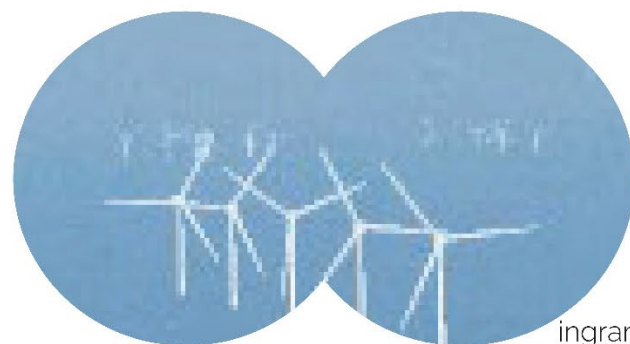


Cielo coperto

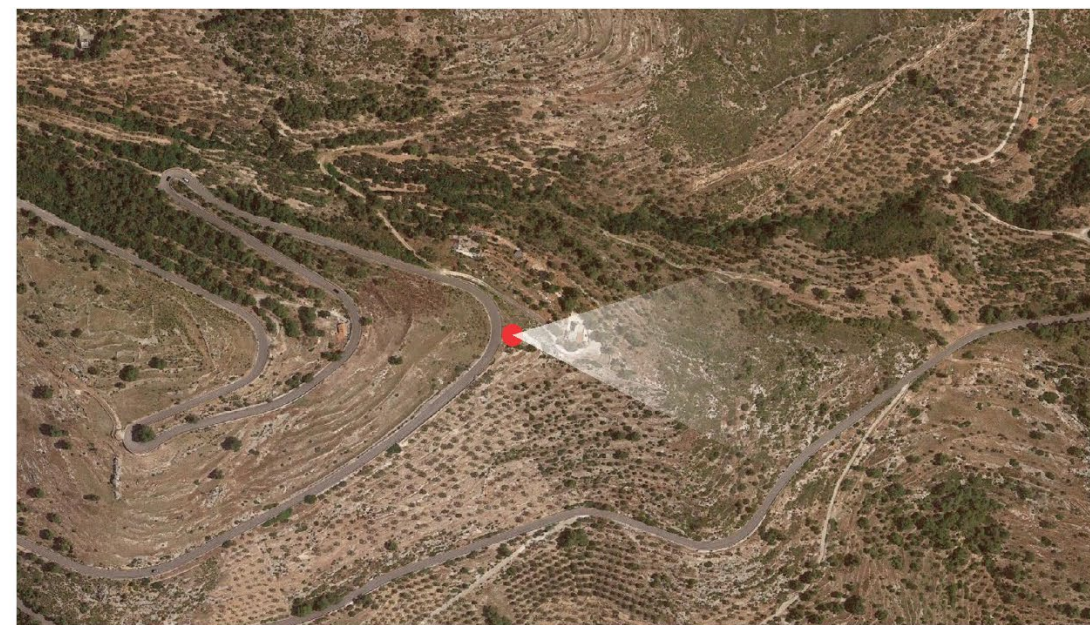
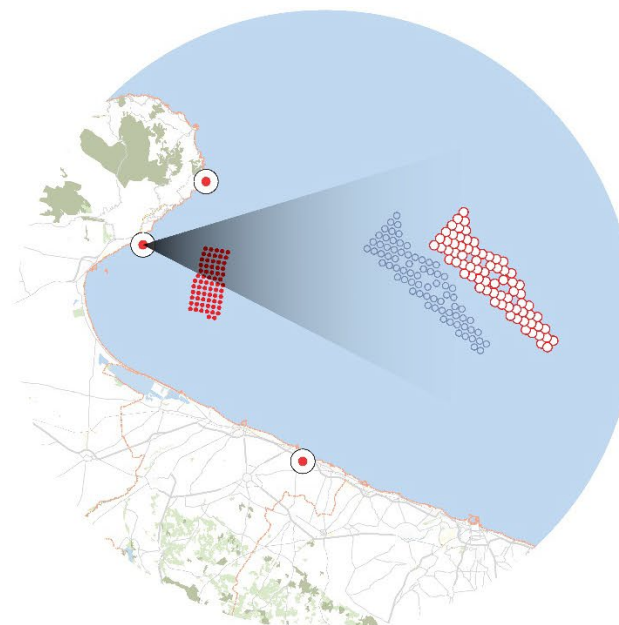
Fotoinserimento dell'impianto Barium Bay da Torre dell'Aglio nella posizione alternativa, è evidente la maggiore visibilità dell'impianto

Monte Saraceno 1.2

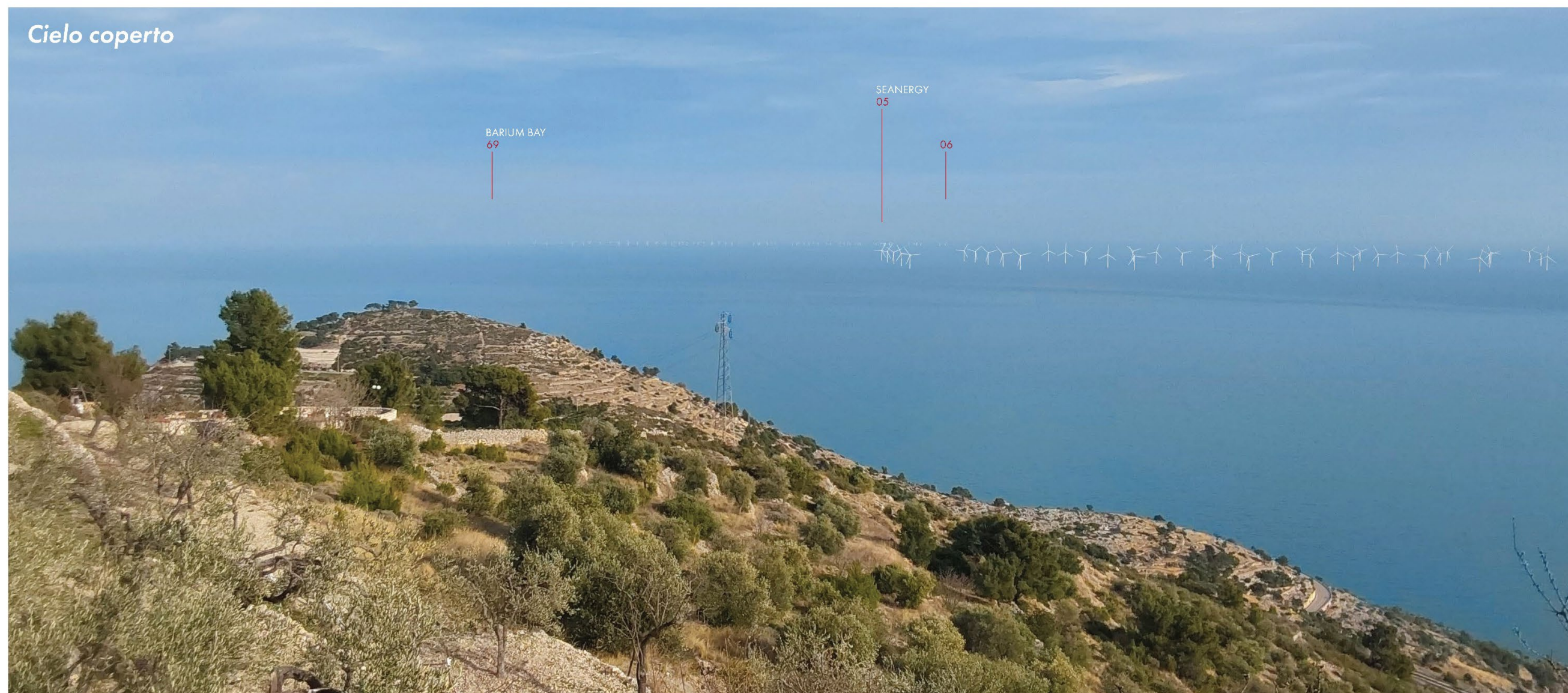
BARIUM BAI:
Distanza minima dal parco eolico 78,1 m
Distanza massima dal parco eolico 88,6 km



ingrandimento 8X



Cielo coperto



Fotoinserimento cumulativo da Monte Saraceno con l'impianto Barium Bay nella posizione selezionata

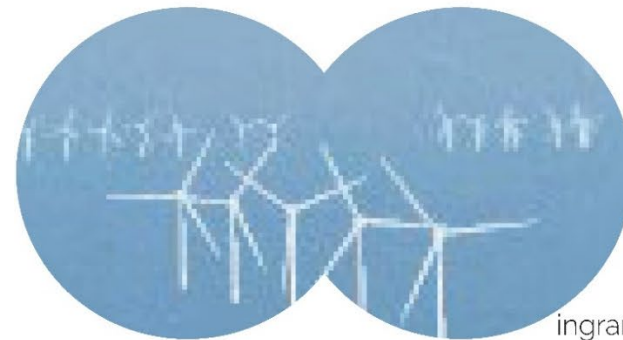
Parco eolico spostato

Monte Saraceno 1.2

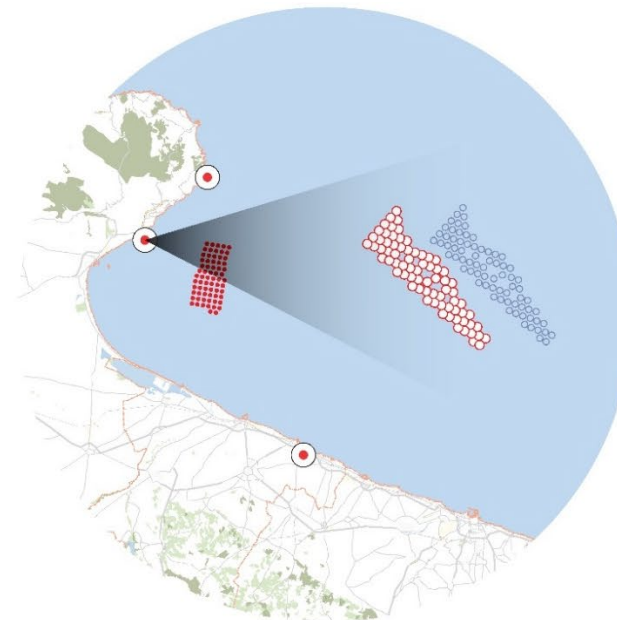
BARIUM BAI:

Distanza minima dal parco eolico 47,9 m

Distanza massima dal parco eolico 76,5 km



ingrandimento 8X



Cielo coperto



Fotoinserimento cumulativo da Monte Saraceno con l'impianto Barium Bay nella posizione alternativa, è evidente il maggiore contributo dell'impianto Barium Bay all' impatto cumulativo

In conclusione, l'analisi comparativa dimostra che l'ipotesi di spostare l'impianto di circa 7 miglia nautiche verso ovest risulta critica da un punto di vista paesaggistico ambientale, in quanto determinerebbe un sensibilmente maggiore impatto visivo rispetto alla posizione di progetto. In particolare, l'eventuale riposizionamento determinerebbe un peggioramento dell'impatto in riferimento alla vista da Monte Saraceno, dove la sovrapposizione tra i due impianti "Seanergy" e "Barium Bay" creerebbe tra i due un effetto cumulo; Barium Bay, infatti, non sarebbe più in una posizione poco percepibile e di secondo piano, bensì sarebbe in piena visibilità con un effetto di sovrapposizione davvero poco accettabile.

Tale criticità deriva dal fatto che la costa su cui si affacciano questi impianti ha una caratteristica molto particolare: essendo un golfo molto ampio, il tratto di costa posto tra il Gargano e il nord barese (Trani – Barletta) si presenta come una sorta di anfiteatro nel quale il parco Seanergy si è posto in posizione centrale, facendosi visivamente tralasciare da un numero significativo di punti di vista sensibili e la presenza di altri parchi posti a distanza tale da essere significativamente intervisibili rischierebbe di occupare in modo invasivo lo skyline.

4.5.2 ANALISI DELLE CARATTERISTICHE GEOLOGICHE E GEOMORFOLOGICHE

Le caratteristiche geologiche e geomorfologiche dell'area selezionata sono state puntualmente evidenziate ed esaminate nell'ambito delle indagini condotte in fase di progettazione. In particolare, le evidenze bibliografiche hanno trovato piena rispondenza nei risultati delle indagini geofisiche condotte, da cui è sostanzialmente emerso che l'area del parco eolico presenta una generale riduzione degli spessori dei sedimenti superficiali olocenici, una morfologia moderatamente complessa e la presenza, seppur molto limitata, di aree di affioramento/subaffioramento del substrato accompagnate dalla presenza di biocostruzioni. La vicinanza del substrato al fondo può essere valutata migliorativa in relazione alle caratteristiche ricercate dei terreni come fondazioni agli ancoraggi, per i quali è stata prevista la realizzazione di pali battuti.

D'altro canto, fenomeni erosivi correlati alle correnti profonde che si innescano in corrispondenza del ciglio della scarpata non possono di certo inficiare il corretto funzionamento degli ancoraggi profondi costituiti da pali infissi a circa 30 m di profondità, così come degli ormeggi, che sono dimensionati per sopportare gli ingenti carichi di trazione trasmessi dalla fondazione galleggiante in caso di eventi estremi.

Tale assunto è riportato anche nelle recentissime linee guida sull'eolico offshore galleggiante emesse dal Lloyd's Register (LR-RP-003 - Recommended Practice for Floating Offshore Wind Turbine Support Structures – gennaio 2024), del quale si riporta sotto l'estratto sull'argomento specifico, con evidenziata la parte relativa alla relazione tra erosione tipologia di ancoraggio.

4.3.4.4 The effects of seabed level change, global scour, local scour and sediment inundation shall be accounted for within the design process for each asset and are defined as follows:

- Seabed level change is the degree to which the seabed level may change at a particular location within the wind farm site during the expected design life. Note: Seabed level change should be assumed to take place independent of whether a structure is installed.
- Global scour is the removal of seabed soil which is dependent upon overall structure dimensions. Note: For anchoring with a limited seabed footprint area (e.g. a single protrusion from the seabed such as a chain or pile head), it can generally be assumed that global scour does not occur.
- Local scour is the removal of seabed soil around local elements of a structure or seabed asset including anchors, mooring lines and cables.
- Sediment inundation is the deposition of soil to the point where a seabed asset may become buried.

Da tutto quanto sopra ne deriva che l'unica criticità associata alla realizzazione degli ancoraggi è costituita dalla maggiore profondità, che si traduce esclusivamente in un incremento di costi, comunque giudicato sostenibile nell'ambito dell'economia generale del progetto.

4.5.3 RISULTATI DEL CONFRONTO TRA ASPETTI PAESAGGISTICI ED EMERGENZE GEOMORFOLOGICHE

Sulla base delle considerazioni fatte nei paragrafi precedenti, l'alternativa di localizzazione dell'impianto in un'area più vicina alla costa allontanandosi dalle emergenze geomorfologiche rilevate sarebbe da scartare, fondamentalmente per le due seguenti ragioni:

1. Aumenterebbe il grado di visibilità dell'impianto e il suo potenziale effetto cumulativo rispetto ad altre iniziative presenti nell'area (con particolare riferimento a quella identificata con ID_VIP_1831).
2. Non comporterebbe un significativo miglioramento delle condizioni geomorfologiche del fondale e non avrebbe alcun vantaggio rispetto ad un eventuale rischio sismico.

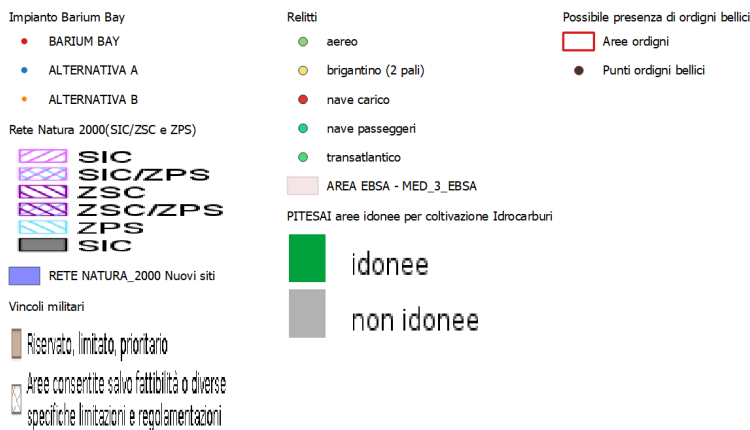
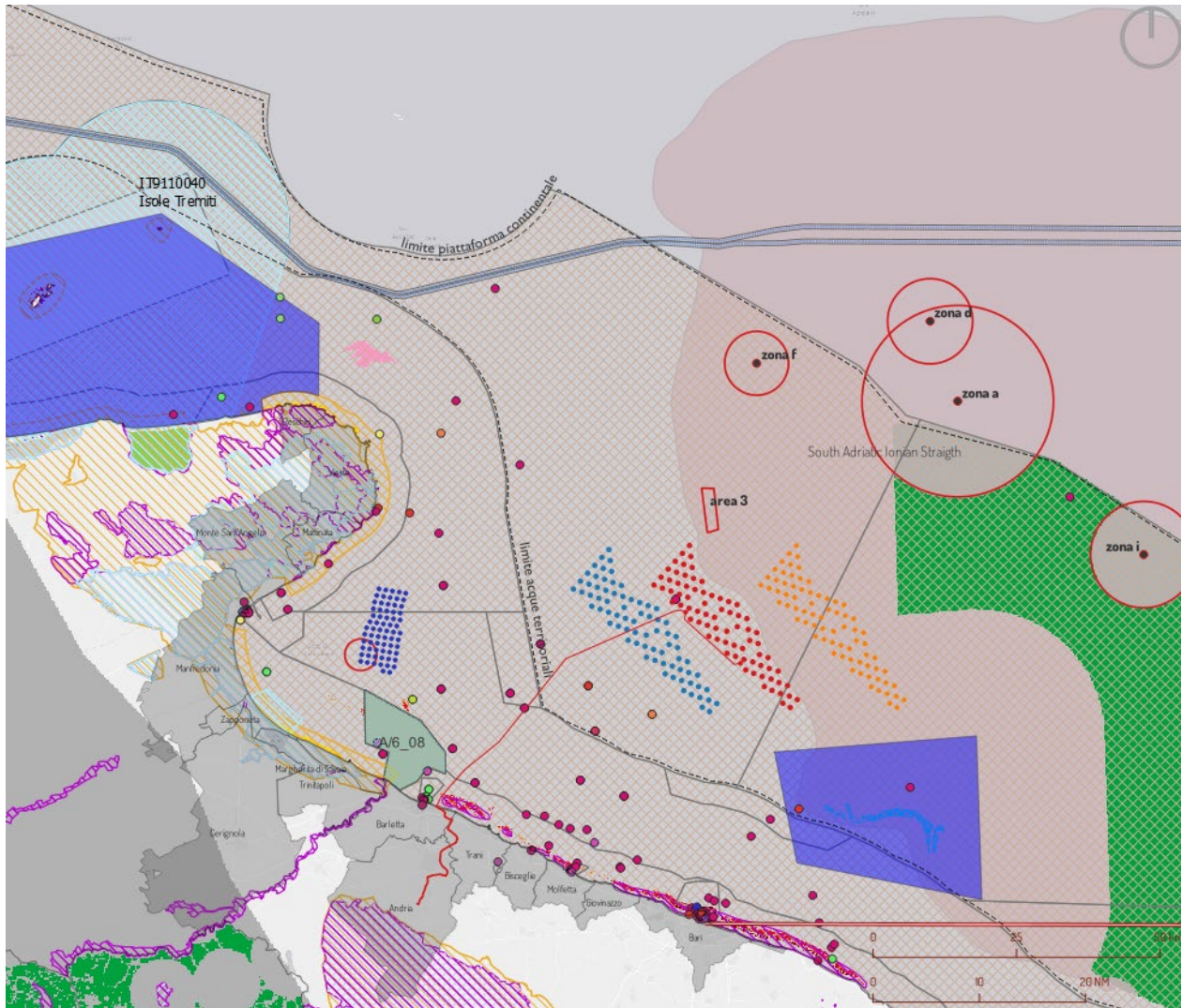
Sulla base delle ragioni precedentemente discusse, la collocazione attualmente selezionata emerge come la scelta che offre il miglior compromesso tra gli aspetti cruciali analizzati in questo capitolo. Nonostante l'eventuale impatto sui costi generali dell'iniziativa dovuto alla realizzazione di ancoraggi a profondità maggiori, si preferisce localizzare l'impianto come previsto in progetto, con un impatto visivo sostanzialmente trascurabile.

4.6 VINCOLI AMBIENTALI, MILITARI E MINERALI

Nella successiva immagine, viene rappresentata la situazione vincolistica sovrapposta alle alternative di localizzazione e alla presenza dell'impianto Seanergy. Rispetto ai vincoli territoriali, la scelta della localizzazione di riferimento per l'impianto Barium Bay rappresenta un adeguato compromesso. Da qui possiamo derivare alcune considerazioni:

- Per quanto riguarda il tracciato, l'indagine geofisica effettuata non ha rilevato interferenze con relitti di alcun tipo.
- **Lo specchio acqueo** oggetto di realizzazione del campo eolico **non contempla alcun ZSC/SIC** al suo interno o nelle immediate vicinanze, **né ricade in aree naturali protette** statali o regionali. La Zona di Speciale Conservazione marina più vicina risulta la ZSC IT9120009 "Posidonieto San Vito - Barletta", che dista dall'area di intervento 21 miglia nautiche dalla zona di Bari e 26 dalla zona di Barletta, considerando solo il parco eolico; il tratto terminale del cavidotto AT da posare a mare passa a nord di questa ZSC nella zona di Barletta. Le interferenze con i siti della Rete Natura 2000 sono state approfondite nell'elaborato *S.8_Valutazione di incidenza ambientale*.

Il parco eolico risulta correttamente ubicato e d'altra parte, si può facilmente notare come la presenza di queste aree di vincolo impedisca una differente ubicazione del parco in direzione est (vincoli minerari) o sud-est (Nuovo SIC Canyon Bari).



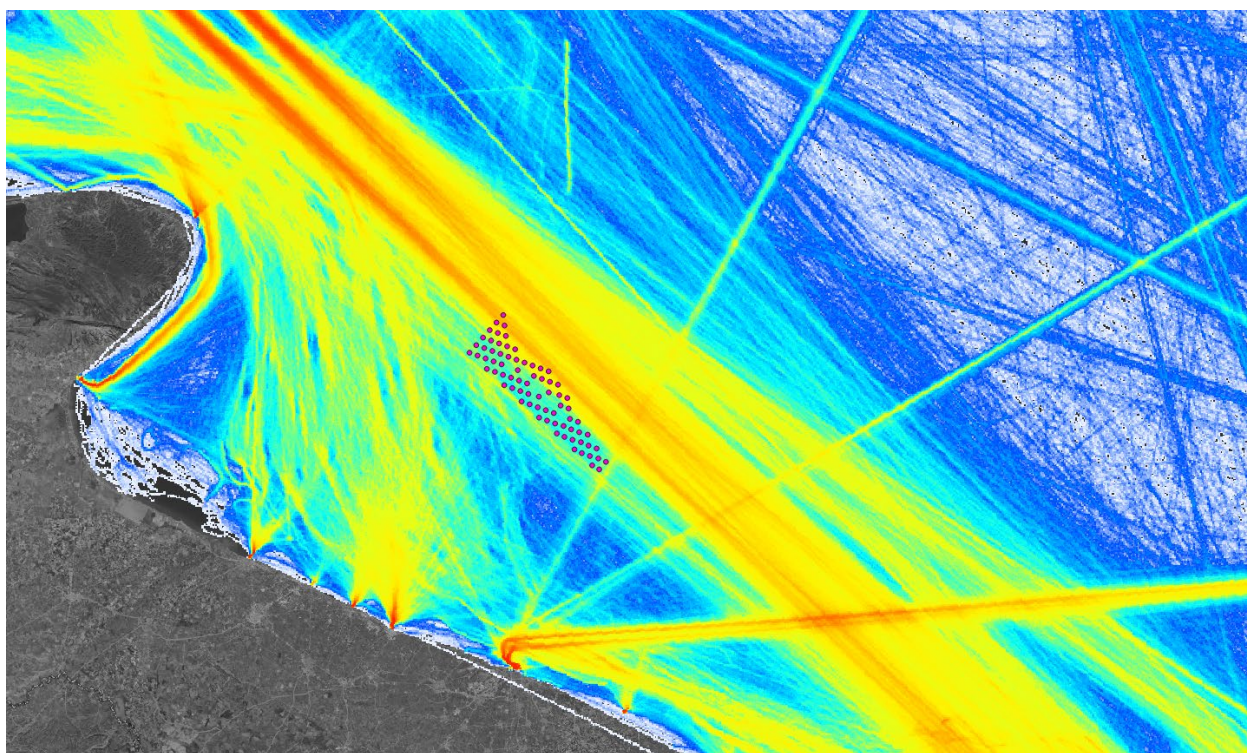
Vincoli ambientali, minerari e militari

4.7 COMPATIBILITÀ CON LE PRINCIPALI ROTTE ED IL TRAFFICO NAVALE IN USCITA ED INGRESSO DAI PORTI ADRIATICI

Per quanto riguarda le rotte si evidenzia che l'intero mare Adriatico risulta interessato da un intenso traffico navale. Anche senza svolgere analisi di dettaglio dei tracciati AIS, ma semplicemente osservando la cartografia associata alle principali rotte navali disponibile sul sito www.marinetraffic.com, è risultato subito

evidente la presenza, per tutte le classi di stazza GRT, di un grande corridoio di traffico che si sviluppa parallelamente alla costa. Nell'immagine, ottenuta rielaborando i dati proposti dal progetto europeo ADRIPLAN (ADRIatic Ionian maritime spatial PLANning - <http://adriplan.eu/>), si mostrano l'intensità del traffico navale evidenziando così i corridoi di passaggio navi nell'Adriatico meridionale. Oltre al corridoio principale che segue la costa adriatica si notano bene le rotte che attraversano l'adriatico e i percorsi utilizzati dalle imbarcazioni in entrata ed in uscita dai porti principali.

Lo specchio d'acqua occupato dal parco eolico è ubicato al di fuori delle aree interessate dal traffico navale in ingresso/uscita dai porti locali e si colloca in una zona a bassa intensità di traffico navale ricompresa tra i corridoi navali che percorrono l'Adriatico lungo la direttrice nord ovest - sud est ed i corridoi navali che invece l'attraversano (Bari-Dubrovnik). Il parco eolico interferisce marginalmente con alcuni di questi corridoi navali che risultano facilmente dislocabili con lievi spostamenti di rotta. Il successivo studio basato sull'analisi di dettagli dei tracciati AIS presentato nell'elaborato *ES.4.1_Valutazione dell'impatto sulle condizioni di navigazione* da conto e verifica localmente il rispetto dei criteri generali sopra enunciati.



Traffico marino (fonte Adriplan)

L'intenso traffico marittimo rappresenta un ostacolo ad eventuali dislocamenti del parco eolico che, se spostato, potrebbe interferire in maniera rilevante con i diversi corridoi navali nell'area. Dall'analisi della cartografia in figura 4.8 appare compatibile una differente ubicazione del parco eolico solo muovendosi in direzione della costa.

4.8 VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE – IL PARCO EOLICO OFFSHORE

La scelta finale dello specchio d'acqua è pertanto il risultato della valutazione di tutti i fattori finora presentati e qui di seguito sintetizzati:

- la necessità di ubicare il parco eolico in un sito con caratteristiche di vento adeguate e quindi, più lontano possibile dalla costa per evitare gli effetti di schermo prodotti dal promontorio del Gargano;

- il limite tecnologico stabilito al paragrafo 4.3 corrispondente al non superare l'isobata dei -200m tenendo peraltro debita distanza dalle emergenze geomorfologiche principali;
- la tutela del paesaggio che, insieme con l'esigenza di non compromettere l'attività di pesca locale, rappresenta un fattore che indirizza la scelta verso specchi d'acqua più lontani dalla costa;
- la necessità di contenere le interferenze con il traffico navale garantendo idonei corridoi in ingresso e uscita dai porti e lungo le direttrici di traffico principali;
- la tutela dell'ecosistema marino che porta ad evitare le aree tutelate;
- Il rispetto dei titoli minerari in essere considerando anche le aree interessate da istanze di permessi di ricerca

Al paragrafo 4.5 si rappresenta una sovrapposizione delle aree a criticità rilevante considerate, ai tematismi rappresentati andrebbe aggiunta una rappresentazione cartografica del dato di vento e dello sforzo di pesca. Osservando la mappa si nota che lo specchio di mare scelto per ubicare il parco rappresenta il miglior compromesso tra le esigenze appena richiamate, una volta sottratte, ovviamente, le aree interessate da vincoli ritenuti non compatibili con le opere proposte.

Ogni modifica all'attuale collocazione dell'impianto, risulterebbe pertanto penalizzante e contribuirebbe ad incrementare i potenziali conflitti del parco eolico con gli altri usi del mare, l'attività antropica e l'ambiente marino.

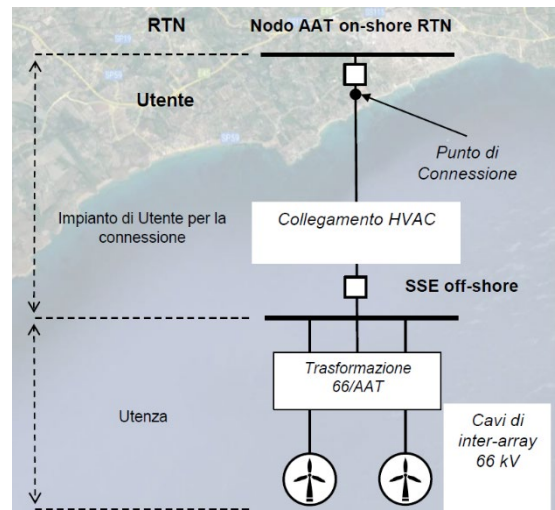
4.9 VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE – LE OPERE DI CONNESSIONE

Definita l'ubicazione del parco eolico offshore occorre individuare la consistenza e l'ubicazione delle opere di connessione necessarie per poter immettere l'energia prodotta alla rete elettrica. Queste comprendono sia le opere onshore che le opere offshore. Le opere di connessione si dividono, poi, in:

- **opere di rete**, cioè quelle opere che interessano direttamente la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), che possono essere comuni ad una pluralità di iniziative di connessione e che, soprattutto, sono soggette alle scelte del Gestore di Rete, TERN spa, nell'ambito dell'iter di connessione;
- **opere di utente** che servono a raccordare l'impianto alle opere di rete individuate dal Gestore di Rete

TERNA comunica pertanto la soluzione tecnica di connessione che viene accettata dal proponente e si avvia così l'iter di connessione che implica da parte dell'utente la redazione del progetto delle opere di rete che sarà poi approvato da TERNA e incluso nell'iter autorizzativo. Come più avanti riportato nel dettaglio, Terna, nell'ambito dei recenti approfondimenti condotti per elaborare le soluzioni di connessione per gli impianti eolici offshore, ha definito una serie di possibili schemi di connessione: a fianco si riporta lo schema ritenuto più idoneo per il progetto in esame, che prevede la realizzazione di una sottostazione offshore su fondazione fissa con trasformazione 66/380 kV e collegamento HVAC a 380 kV.

Per definire consistenza e ubicazione delle opere di connessione si è scelto pertanto di inquadrare prima di tutto le opere di rete, individuare il punto di connessione dell'impianto alla RTN e quindi procedere verso mare individuando il punto di sbarco a terra degli elettrodotti offshore e quindi i tracciati degli elettrodotti utente onshore e offshore.



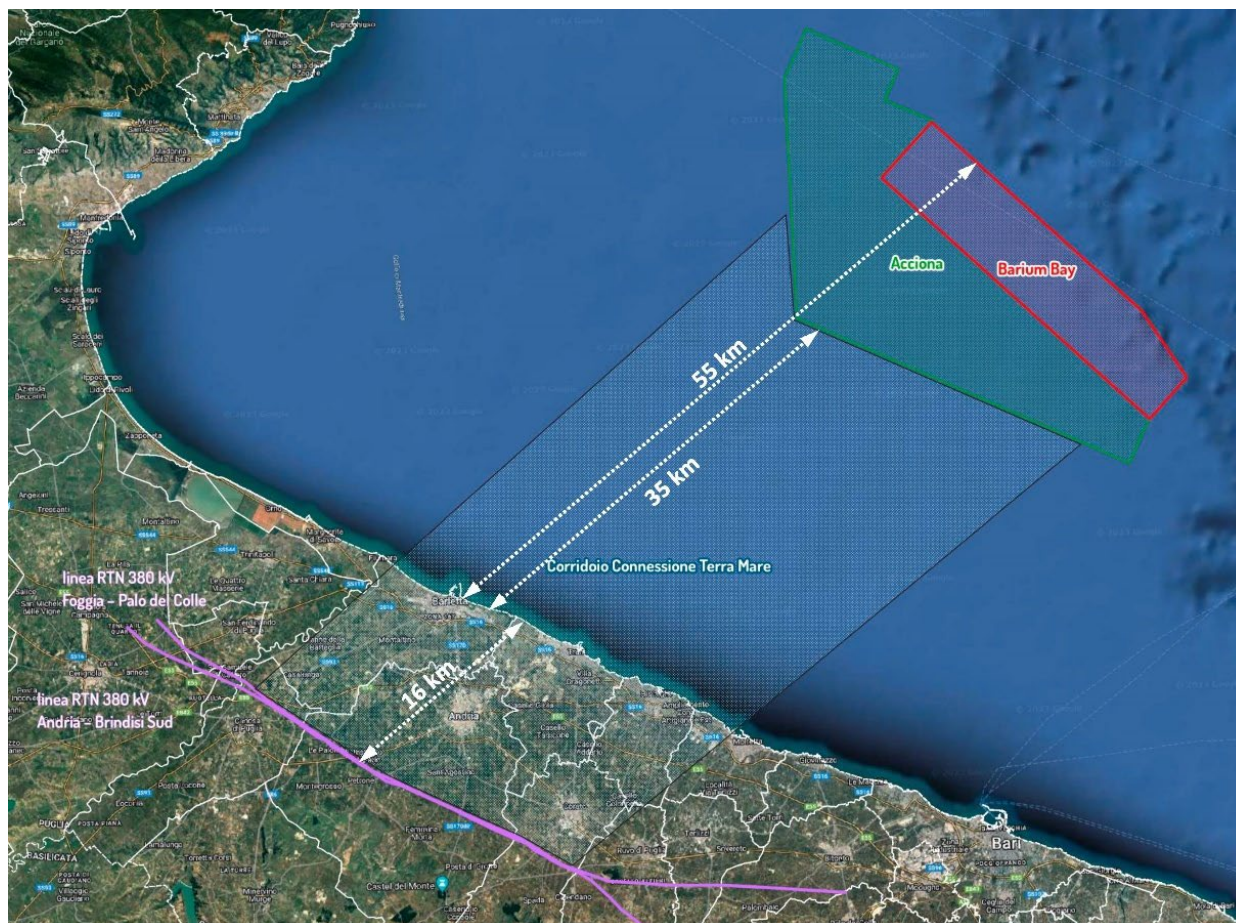
Schema di connessione

4.9.1 LA STMG DEL GESTORE DI RETE

La Soluzione Tecnica Minima Generale (**STMG**) elaborata da Terna prevede che l'impianto in oggetto venga collegato in doppia antenna a 380 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 380 kV "Andria – Brindisi Sud" previa realizzazione dei raccordi a 380 kV della futura Stazione Elettrica all'elettrodotto RTN 380 kV "Foggia – Palo del Colle"

Oltre che alla società Barium Bay S.r.l. la stessa STMG è stata rilasciata da altre società come **Acciona Energia Global Italia** s.r.l. (Acciona).

L'area potenziale per l'ubicazione delle opere di connessione è situata in un corridoio compreso tra gli impianti eolici offshore che devono essere collegati alla rete e il tratto in cui le due linee di Terna sono più vicine tra loro.



Area di potenziale ubicazione delle opere di connessione

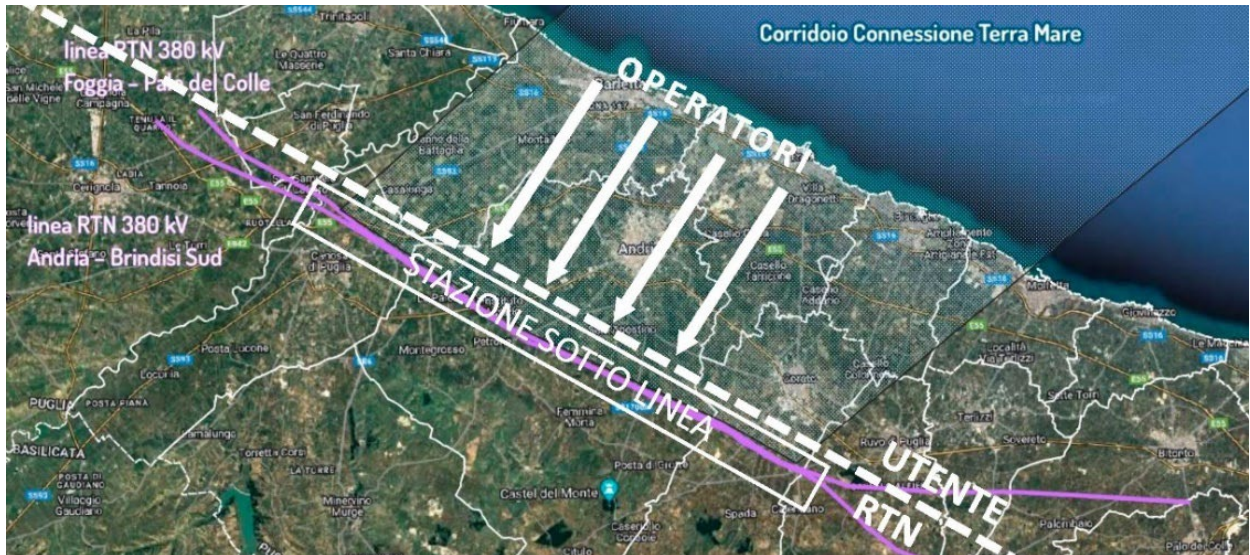
Gli impianti sono ubicati ad una distanza compresa tra circa 35 e 55 km dalla costa, mentre le due linee Terna sono poste ad una distanza minima, in linea d'aria, di circa 16 km.

Nel seguito vengono rappresentate le **possibili alternative** prese in considerazione per ubicare la futura Stazione Elettrica e realizzare la connessione alla rete Terna:

- A. Realizzare la Stazione Elettrica Terna in prossimità delle due linee elettriche RTN a 380 kV esistenti a cui la stazione va poi raccordata, lasciando ai singoli operatori l'onere di realizzare il collegamento onshore tra il punto di sbarco a terra dei cavi e la nuova stazione.
- B. Realizzare la Stazione Elettrica Terna in prossimità della costa, mantenendo come opera di rete il collegamento onshore tra le linee e la stazione.

4.9.2 ALTERNATIVA A – STAZIONE TERNA SOTTO LINEA

Realizzando la stazione di Terna in prossimità delle due linee, le opere di rete, di competenza della società di gestione della Rete Trasmisione Nazionale (RTN) Terna Spa, avrebbero una minore complessità. Tuttavia, diventa necessario realizzare un elettrodotto di vettoriamento per ciascuno degli operatori offshore che dovranno essere collegati utilizzando la stessa soluzione di connessione. È da considerare che potrebbe essere possibile condividere le stesse opere di utenza per più impianti, e che alcune iniziative in fase di studio potrebbero non concretizzarsi.



Ubicazione della Stazione Elettrica sottolinea

4.9.3 ALTERNATIVA B – STAZIONE TERNA SOTTO COSTA

Con la realizzazione di una Stazione Elettrica Terna in corrispondenza dell'area di approdo, le opere di rete per la connessione consisterebbero nella nuova stazione elettrica e in un elettrodotto aereo (due linee in doppia terna), mentre le opere di utenza per l'impianto Barium Bay e per le eventuali altre iniziative potrebbero avere una consistenza minore consentendo la connessione alla nuova Stazione RTN posta a valle dell'approdo.

Considerando la possibilità di individuare un'area di approdo comune per le diverse iniziative, questa soluzione potrebbe ridurre gli impatti associati alle opere di connessione. Inoltre, l'opzione tecnica di realizzare una stazione elettrica in prossimità del mare, con un'esecuzione in blindato obbligata dalla vicinanza all'ambiente marino, consentirebbe di limitare il consumo di suolo e l'impatto visivo.



Ubicazione della Stazione Elettrica sotto costa

4.9.4 VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI COLLOCAZIONE DELLE OPERE DI CONNESSIONE.

In base a quanto sopra, in una prima analisi l'**Alternativa B risultava la soluzione tecnica di minore impatto** e pertanto era stata inizialmente preferita alla soluzione in cavo interrato.

Tuttavia, in seguito alle osservazioni e ai pareri ricevuti durante la prima fase di pubblicazione e considerando gli input tecnici acquisiti dal gestore di rete e lo stato attuale di avanzamento delle altre iniziative offshore, le variabili di riferimento utilizzate per l'analisi delle alternative nella prima emissione del progetto hanno subito una sostanziale modifica. Questo ha reso necessaria una rimodulazione delle valutazioni effettuate.

Inoltre, a seguito di uno specifico confronto con Terna spa è emerso che per motivi di sicurezza, nel caso in esame, gli elettrodotti aerei devono essere realizzati in singola terna, trasformando quindi i due elettrodotti aerei inizialmente previsti in quattro elettrodotti aerei da installare nel territorio. Considerando che le amministrazioni locali coinvolte hanno espresso parere sfavorevole riguardo alla presenza dei due elettrodotti aerei, la nuova condizione risulterebbe chiaramente molto più impattante e non in linea con le aspettative locali.

Pertanto, l'evoluzione del progetto e il perfezionamento delle opere di connessione alla rete hanno portato alla **selezione dell'alternativa A come la soluzione meno impattante dal punto di vista ambientale**. Questa scelta è stata già comunicata alle amministrazioni locali nell'ambito di tavoli tecnici, ottenendo una sostanziale condivisione, in particolare dall'amministrazione comunale di Barletta.



Le alternative di connessione alla rete: alternativa A – in rosso (selezionata) e alternativa B - in arancione (scartata)

4.9.5 LE OPERE DI CONNESSIONE PREVISTE DALL'ALTERNATIVA A

Con la collocazione sottolinea prevista dall'alternativa A, la nuova Stazione Elettrica RTN 380 kV sarà ubicata nel territorio del Comune di Andria (BAT) e pertanto si è reso necessario progettare un elettrodotto onshore per connettere l'impianto eolico alla nuova Stazione Elettrica RTN. Quest'ultimo sarà costituito da una doppia terna di cavi unipolari interrati e interesserà principalmente la viabilità pubblica, con brevi tratti su terreni agricoli privati, nei Comuni di Barletta, Trani e Andria.

In tali ipotesi le opere a terra sono costituite da:

Opere di utenza

- **La vasca giunti di transizione interrata**, posizionata nelle vicinanze del punto di approdo nella zona industriale del comune di Barletta, consentirà la transizione dal cavo sottomarino al cavo destinato alla posa interrata.
- **Un elettrodotto interrato in doppia terna a 380 kV**, esteso per circa 26 km, sarà prevalentemente situato lungo la viabilità pubblica nei territori dei comuni di Barletta, Andria e Trani, con brevi transiti su terreni agricoli. La posa avverrà principalmente in scavi a sezione obbligata e, solo in alcuni tratti, con la tecnica priva di scavi denominata "Trenchless Onsite Construction" (TOC). Si prevede, in particolare, la realizzazione di 17 tratti in TOC di lunghezza variabile necessari a gestire alcune interferenze presenti lungo il percorso dell'elettrodotto;
- **Una serie di 31 vasche giunti intermedie**, situate lungo il tracciato del cavo 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 di rifasamento isolata in gas (GIS)**, necessaria alla compensazione della potenza reattiva prodotta dalla rete in cavo marino e interrato. La sottostazione in GIS sarà collocata in un edificio industriale situato nel comune di Barletta, nelle vicinanze del punto di approdo.

Opere di rete RTN

- **Una nuova Stazione Elettrica RTN a 380 kV isolata in aria**, collocata in un'area agricola nel comune di Andria e composta da un sistema a doppia sbarra con 12 stalli di linea.
- **Quattro raccordi di rete in elettrodotto aereo** realizzati in singola terna e sostenuti da nuovi tralicci realizzati conformemente agli standard Terna S.p.A. Ciascun raccordo avrà una lunghezza di circa 700 metri, contribuendo a una lunghezza totale di circa 2,4 km, i nuovi raccordi aerei collegheranno in entra-esce la stazione RTN prevista alle due linee RTN a 380 kV esistenti denominate "Andria – Brindisi Sud" e "Foggia – Palo del Colle".



Inquadramento generale delle Opere on shore Alternativa A

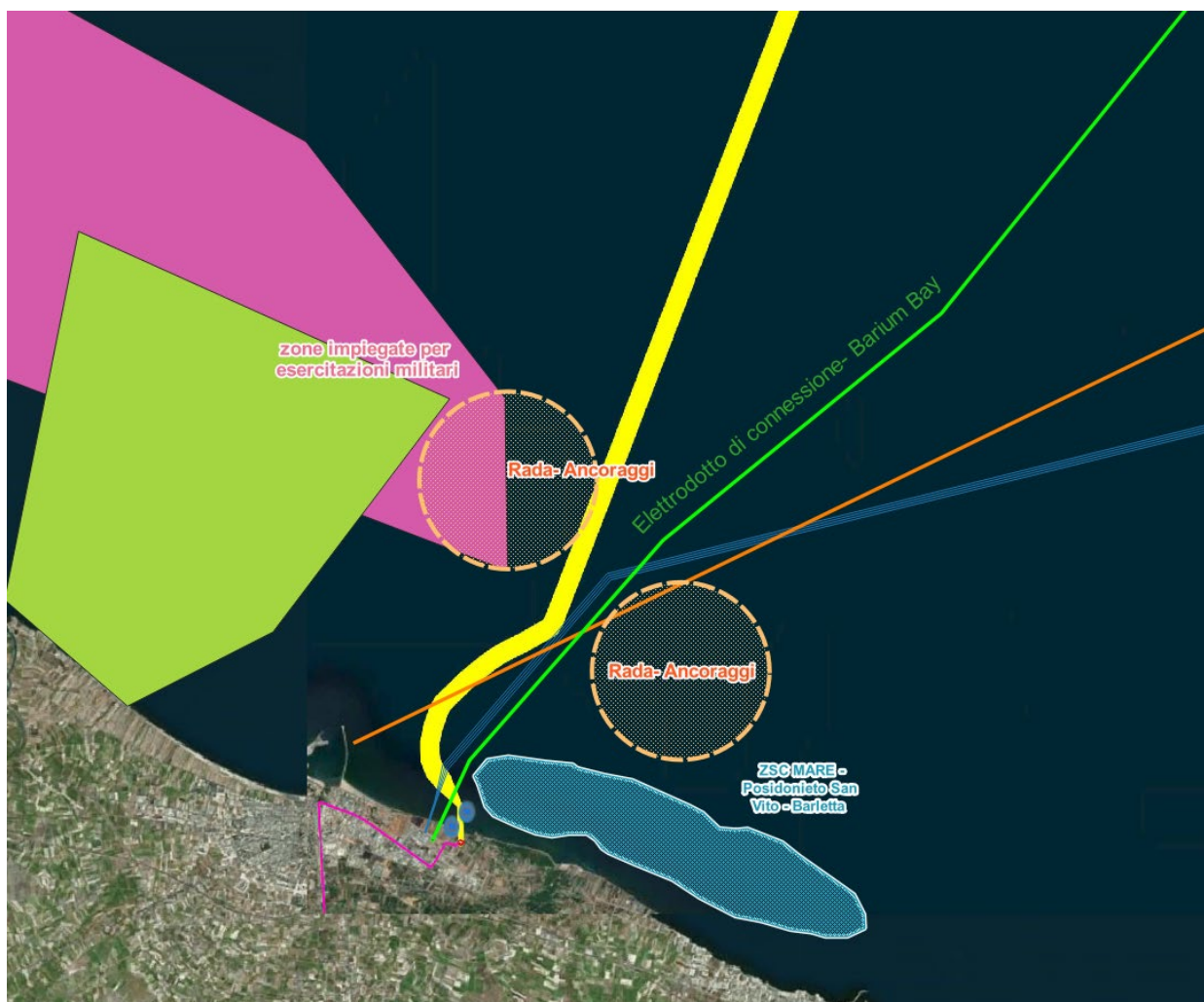
4.9.6 L'ELETTRODOTTO OFFSHORE

Nella definizione del tracciato dell'elettrodotto offshore si è tenuto conto dei seguenti criteri:

- Si è cercato di minimizzare il più possibile la lunghezza del percorso;
- Si è scelto di evitare l'interferenza con il SIC mare – Posidonieto di San Vito e le aree caratterizzate da habitat di pregio;
- Si è scelto di evitare l'attraversamento di alcune aree di rada destinate ad ancoraggio associate al porto di Barletta per evitare i rischi di danneggiamento dei cavi;
- Si sono poi evitate alcune aree destinate ad esercitazioni militari caratterizzate dal divieto di navigazione e dalla presenza di possibili ordigni;
- Infine si è scelto di evitare, per quanto possibile, l'interferenza con gli specchi d'acqua interessati da istanze di concessione demaniale per altri parchi eolici offshore nell'area;

Ne è risultato un percorso abbastanza obbligato che è stato confermato e validato a seguito delle indagini indirette e con sistemi ROV effettuate a mare.

L'area interessata dalle opere in progetto è stata interessata nel mese di luglio 2022 da rilievi geoacustici con strumentazione Side Scan Sonar e Multibeam che hanno confermato la validità del tracciato proposto.



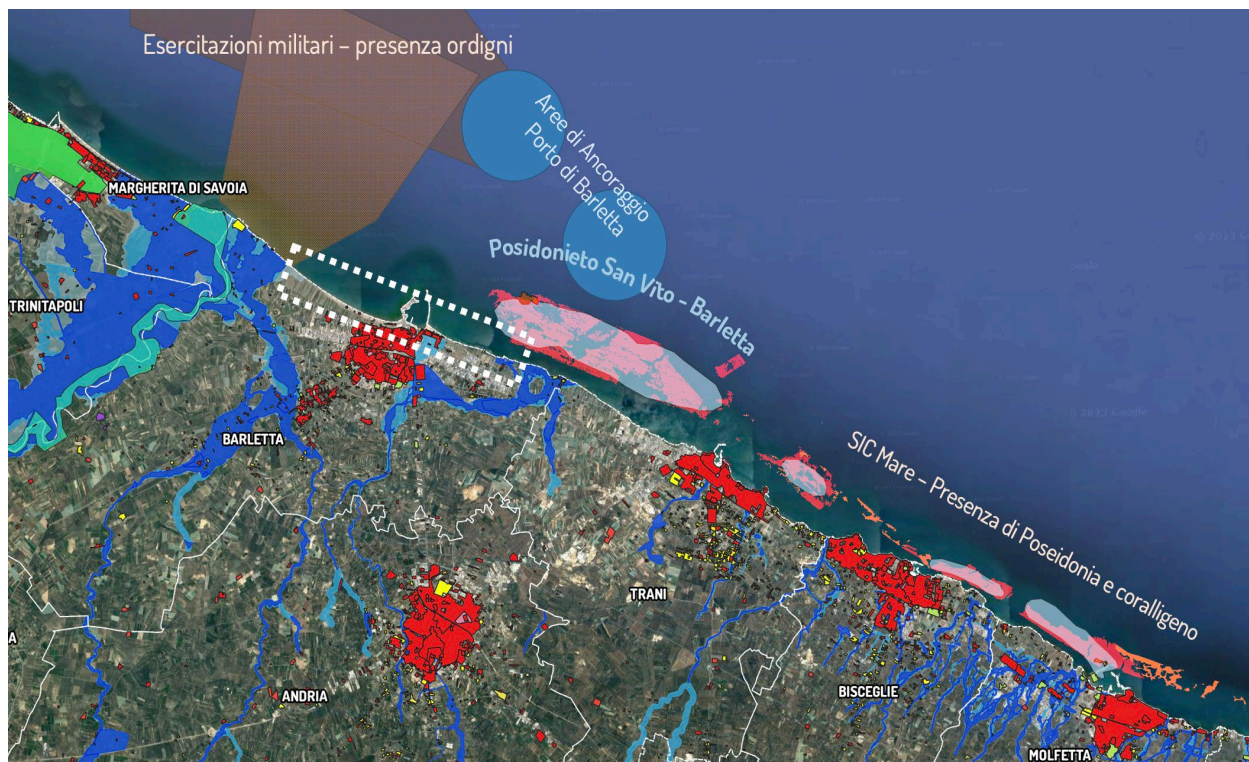
Tracciato dell'elettrodotto offshore in prossimità della costa

4.9.7 AREA DI APPRODO E VASCA GIUNTI INTERRATA

Il tratto di costa idoneo è stato individuato sulla base dei seguenti criteri, analizzando un'areale compreso tra i comuni di Margherita di Savoia e Giovinazzo:

- 1) *Criteri di esclusione*
 - Posidonieti e coralligeno sotto costa
 - aree urbanizzate
 - Vincoli PAI e idrografia
 - Ordigni bellici e vincoli militari
- 2) *Criteri di repulsione*
 - Tessuto residenziale discontinuo
 - Spiagge attrezzate e attività turistica
- 3) *Criteri di preferenza*
 - aree degradate

Il tratto di costa compreso nel rettangolo a tratteggio bianco è quello che presenta le condizioni ideali per realizzare l'approdo dei cavidotti dei parchi eolici offshore



Scelta del punto di approdo - vincoli e interferenze nell'area di interesse

Nell'ambito dell'area litoranea individuata a livello di area vasta è stato individuato un tratto, prospiciente l'area industriale di Barletta e caratterizzato da elementi detrattori, che ben si presta ad ospitare l'approdo del parco eolico Barium Bay.

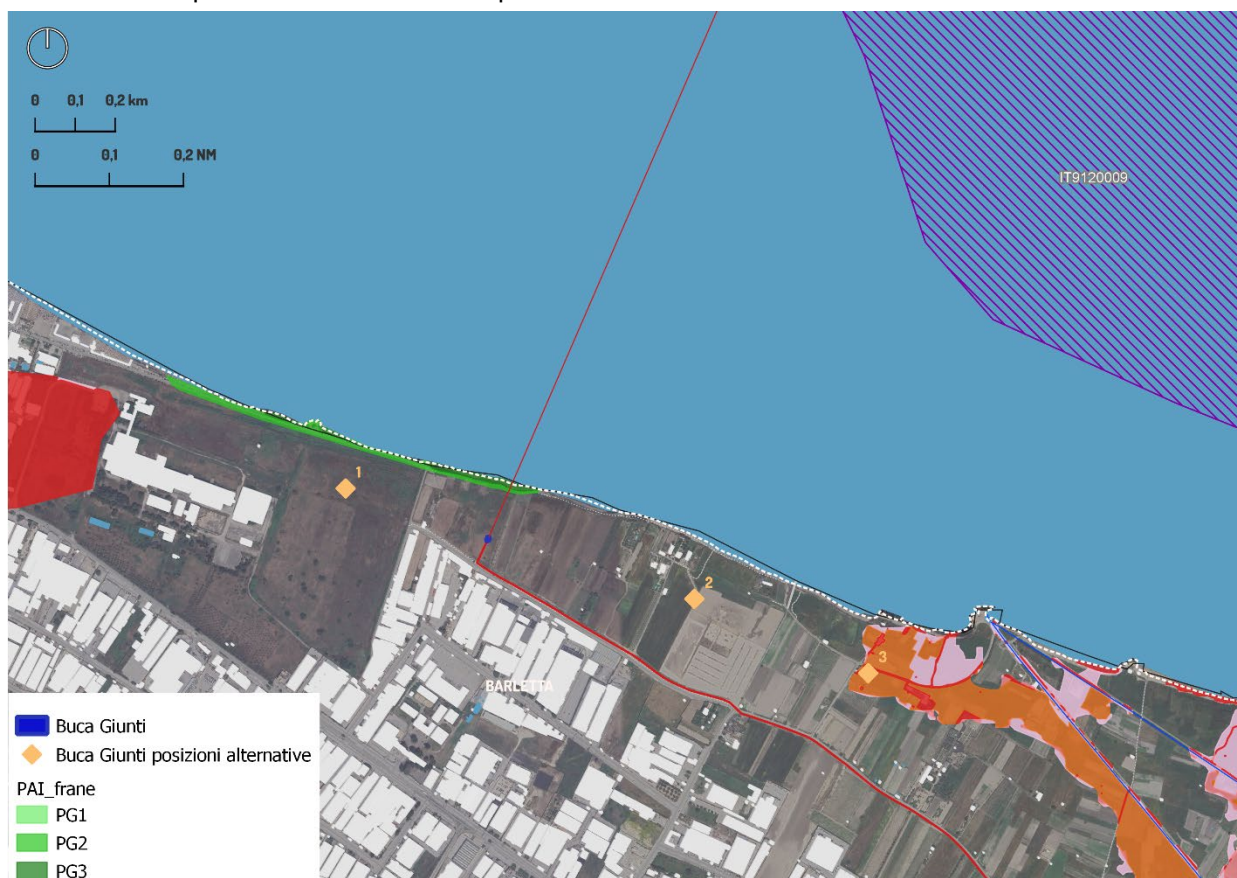
Pertanto, la vicinanza alla zona industriale consente di poter individuare aree, in zona non agricola, da destinare alla realizzazione di una Stazione Elettrica.

Le condizioni ambientali, infine, sono tali (ex aree di deposito rifiuti, scarichi fognari) da prestarsi ad opportunità di riqualificazione.



Ubicazione del punto di approdo

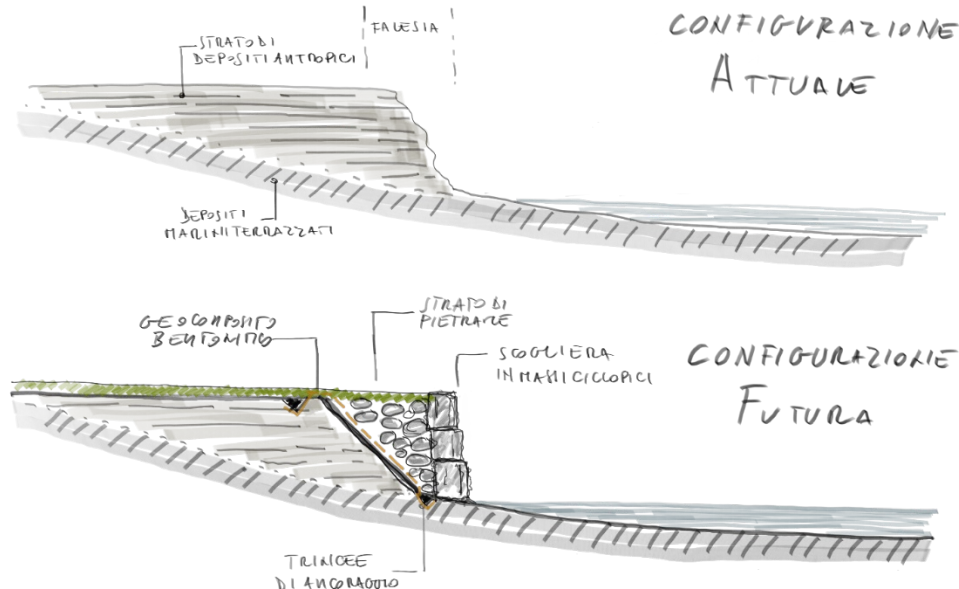
Nell'areale selezionato sono state valutate diverse alternative di collocazione della vasca giunti, per selezionarne la posizione ottimale sotto il profilo ambientale.



Vasca giunti alternative di collocazione

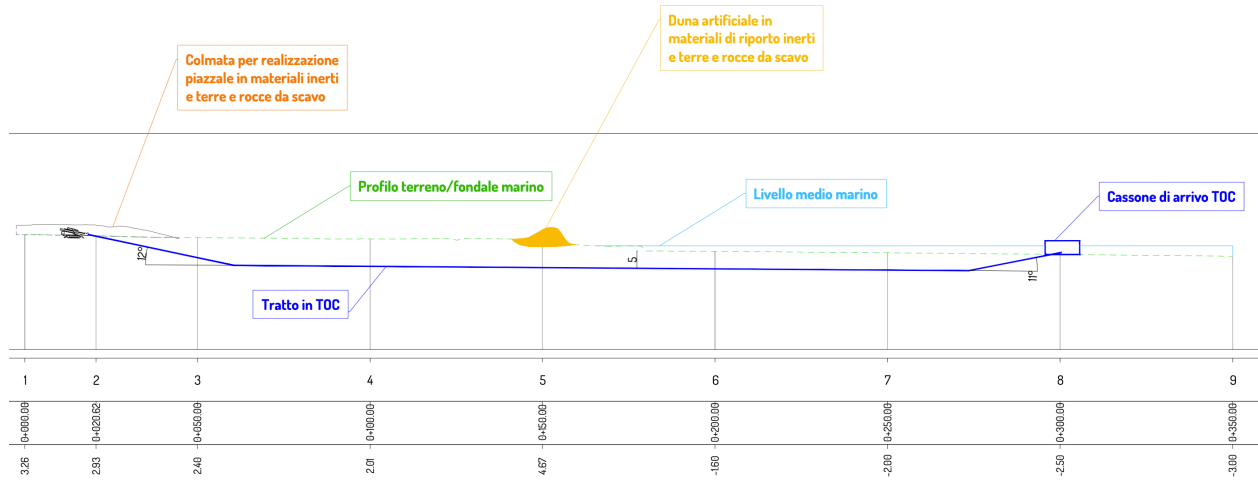
La volontà di non interferire direttamente con il sito Posidonieto San Vito – Barletta e di avere facile accesso alle strade pubbliche per la collocazione del cavidotto interrato hanno influenzato la scelta del punto di approdo, inoltre l'area si configura come un'area a bassa valenza ambientale e, come confermato dal comune di Barletta, l'area individuata è stata utilizzata per il deposito incontrollato di rifiuti.

Abbiamo ritenuto di poter utilizzare quest'area per due ragioni: la prima perché l'approdo sarà realizzato mediante una perforazione sotterranea (modalità che garantisce di eliminare qualsiasi rischio di interferenza con i rifiuti presenti), la seconda perché le risorse disponibili per le misure di compensazioni associate all'impianto potranno consentire di risanare e riqualificare l'area, così come puntualmente riportato nella documentazione progettuale (relazione *R.6_Relazione descrittiva* delle opere di compensazione e valorizzazione) e di seguito sintetizzato.



Schema degli interventi di bonifica previsti





Schema di dettaglio dell'arrivo in TOC

Come si evince chiaramente dalle immagini sopra riportate (planimetria e profilo), le opere in progetto non interferiscono in alcun modo con i rifiuti presenti né con altri riporti antropici presenti nell'area. In particolare, grazie all'utilizzo della Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC), l'elettrodotto sarà posto a ben 5 m di profondità dalla base del rilevato (riportato in giallo).

Le condizioni di posa dell'elettrodotto sono quindi tali da escludere qualsiasi tipo di interferenza anche in relazione ad eventuali futuri interventi di bonifica che dovessero prendere in considerazione la rimozione del terrapieno.

4.9.8 INDIVIDUAZIONE DELLE AREE IDONEE AD OSPITARE LA NUOVA STAZIONE ELETTRICA DI RIFASAMENTO

Tutta l'area prospiciente l'approdo è caratterizzata come «Parco Urbano», delimitata a Sud da una viabilità che la separa dalla «Zona Industriale». Tale area, ovviamente, potrà essere destinata ad ubicare unicamente gli approdi dei diversi operatori, utilizzando la viabilità prospiciente per il collegamento interrato alla posizione della Stazione.

Nella zona industriale in esame vi sono numerose aree che possiedono le caratteristiche di idoneità necessarie ad ospitare la nuova Stazione, indicate con le sigle SC_X.

Ma tra tutte le aree individuate l'area **SC_E** è quella che è risultata la più idonea a collocare la stazione di rifasamento di utenza, sia per la sua posizione marginale rispetto all'area industriale che per le sue caratteristiche dimensionali.



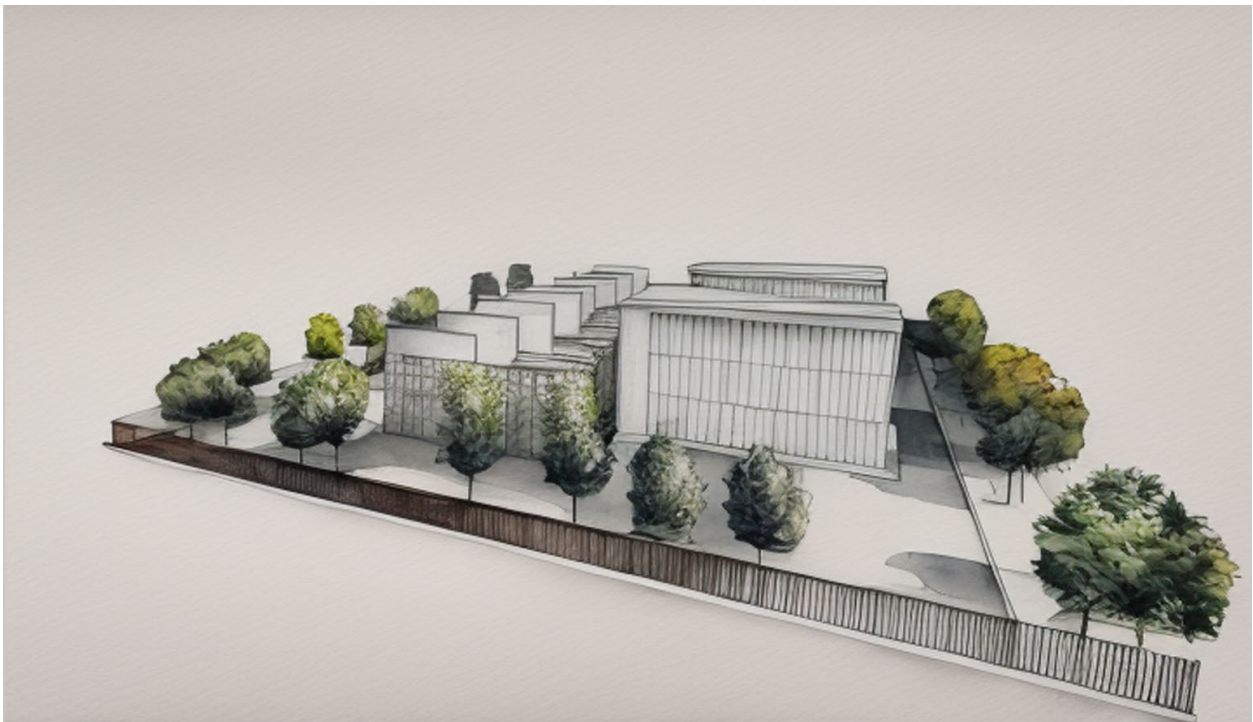
Ubicazione della Stazione elettrica di rifasamento



Stazione elettrica di rifasamento isolata in GIS

La tecnologia GIS, basata su una struttura isolata con gas, richiede la costruzione di un edificio industriale che possa alloggiare e proteggere le infrastrutture elettriche. In questo contesto, la nuova sottostazione potrebbe essere progettata con un aspetto simile a quello di un'architettura industriale, integrandosi in modo armonioso nel paesaggio produttivo esistente.

Si rimanda all'elaborato *T.6.1.4_Sottostazione elettrica onshore – interventi di mitigazione*, per maggiori dettagli sugli interventi di inserimento architettonico previsti.



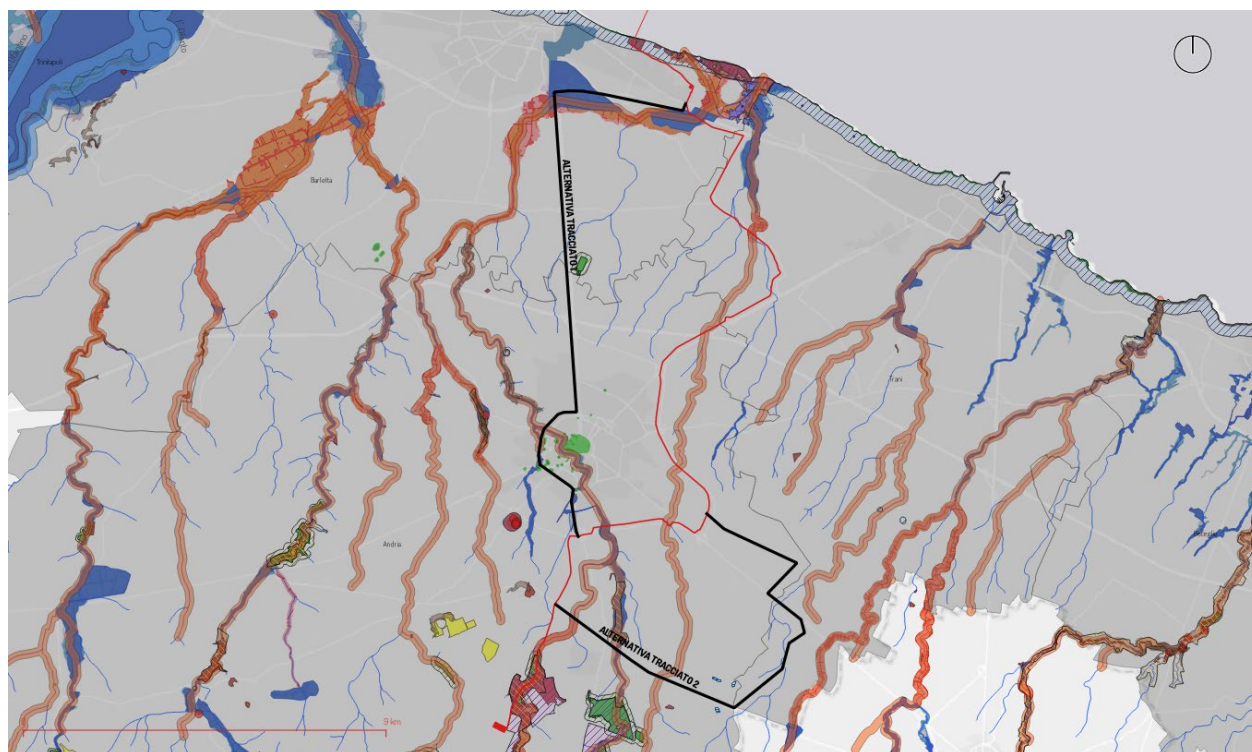
L'inserimento della Sottostazione elettrica – disegno concettuale

4.9.9 ELETTRODOTTO DI CONNESSIONE ALLA STAZIONE RTN

La scelta del posizionamento dell'approdo e della posizione della stazione di rifasamento condiziona fortemente dal punto di vista ambientale la selezione del percorso del tracciato del cavidotto interrato di vettoriazione, rendendo il tracciato selezionato (in rosso nel disegno) la soluzione ambientalmente più sostenibile e di minore impatto.

- **L'alternativa del tracciato 1**, infatti, pur avendo una percorrenza simile a quelle selezionate andrebbe ad interferire maggiormente con i centri abitati.
- **L'alternativa al tracciato 2** avrebbe una lunghezza molto maggiore, con maggiore occupazione della viabilità pubblica.

Entrambe le soluzioni alternative sono pertanto ambientalmente non valide.

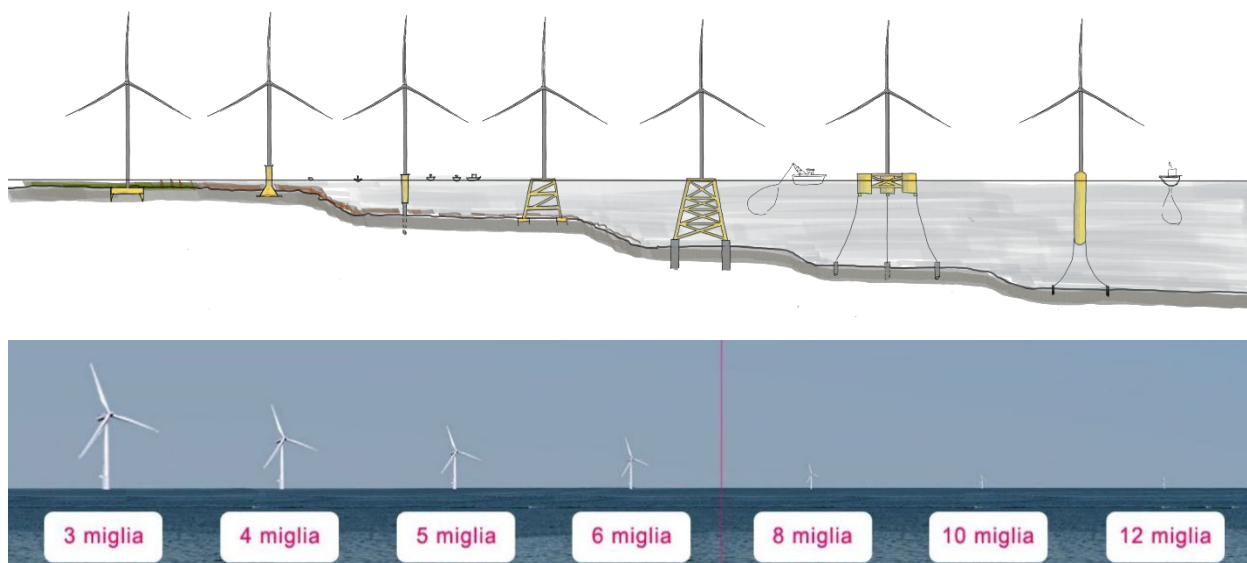


Schema delle alternative di tracciato del cavidotto interrato

5 ALTERNATIVE DI PROCESSO O STRUTTURALI

La definizione del progetto definitivo si è sviluppata per step successivi ed è andata avanti di pari passo con l'acquisizione di informazioni e dati sull'ambiente marino e con la caratterizzazione del fondale.

Il presente progetto nasce, sin da suo concepimento, come un progetto di impianto eolico offshore realizzato su fondazioni flottanti. La possibilità di realizzare l'impianto su strutture fisse non è mai stata infatti presa in considerazione per le ragioni anticipate in premessa: il mar Mediterraneo è incompatibile per batimetria, altri usi del mare, caratteristiche ambientali e paesaggistiche con la realizzazione di parchi eolico su strutture fisse, ciò a meno di non considerare alcune aree nel Adriatico centro settentrionale caratterizzate però da una anemometria sfavorevole.



Schema concettuale – sistemi fissi e sistemi flottanti

Con riferimento alla scelta del modello di aerogeneratore da impiegare, si è adottato il criterio di massimizzarne la potenza, preferendo pertanto ridurre il numero di macchine da installare a parità di potenza totale di impianto. In questo modo si è operata una scelta che sicuramente riduce gli impatti delle opere.

La successiva disamina parte, pertanto, dalla scelta della tipologia di fondazione, descrive poi le possibili alternative in merito ad ormeggi e ancoraggi, chiarisce e motiva le scelte tecniche in merito alla sottostazione di trasformazione offshore, il cavidotto marino e quello terrestre.

5.1 ANALISI E SCELTA DELLA TIPOLOGIA DI SOTTOSTRUTTURE FLOTTANTI DI FONDAZIONE DEGLI AEROGENERATORI

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

L'attività di studio e progettazione svolta 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:

1. il livello di maturità della tecnologia adottando la classificazione di Technology Readiness Level (TRL) proposta da Quest Floating Wind Energy (www.QuestFWE.com)
2. la compatibilità con la batimetria del sito

Tra tutte le configurazioni proposte per i progetti operativi e in fase di sviluppo sono state considerate solo quelle che hanno raggiunto un TRL pari o superiore a 7. Ciò corrisponde ad aver raggiunto il livello “Pre-commerciale” ($TRL \geq 7$), vale a dire che almeno un parco eolico offshore (più unità), con una potenza nominale totale superiore a 5 MW, è o è stato in condizioni operative.

La profondità dell'acqua nel sito considerato è tale da considerare turbine eoliche galleggianti mentre non è tecnicamente compatibile con turbine eoliche fisse. Tuttavia, considerando le dimensioni dell'aerogeneratore selezionato (e la sua altezza del mozzo e la spinta massima), alcune delle configurazioni di turbine eoliche galleggianti potrebbero richiedere un pescaggio troppo grande, non compatibile con la profondità minima/media dell'acqua nel sito

Le possibili configurazioni di turbine eoliche galleggianti che soddisfano il criterio $TRL \geq 7$ (in ordine alfabetico) sono:

1. Stabilizzata da zavorra (SPAR)
2. Stabilizzato da figura di galleggiamento, 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. Pertanto, questa configurazione non è considerata compatibile con il presente sito, che ha una profondità minima dell'acqua di 115 m;
- 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 il questa tecnologia che hanno la stessa profondità operativa minima nonostante ma utilizzano aerogeneratori di potenza nominale diversa.



(a sinistra) semisommersibile di Principle Power¹, (a destra) Hywind spar²

Sulla base delle considerazioni precedenti la configurazione selezionata è la semisommersibile stabilizzata da figura di galleggiamento.

Classificazione	Criteri di selezione	
	TRL ≥ 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, ha una profondità minima richiesta di circa 130 m. Con l'aerogeneratore da 15 MW (momento inclinante più elevato), il pescaggio minimo operativo aumenterebbe (e anche la profondità minima richiesta), diventando non compatibile con questo sito.

Criteri di selezione VS Configurazioni

¹ by Untrakdrover - Own work, CC BY-SA 3.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=22868578>

² Ole Jørgen Bratland / © Equinor

Si è poi individuato un modello per la turbina eolica offshore selezionata. A tal proposito è stato selezionato il modello open access IEA 15 MW ed in questo modo si è potuto caratterizzare sia in termini aerodinamici che inerziali il rotore, la navicella e la torre della turbina.

La configurazione selezionata è stata quindi dimensionata e si è verificato che, nel complesso, la progettazione soddisfa i seguenti criteri:

1. integrità del cavo elettrico: lo spostamento orizzontale massimo della piattaforma è sempre inferiore al 10% della profondità dell'acqua;
2. integrità della linea di ormeggio: la tensione nelle linee di ormeggio è sempre inferiore al 60% del MBL;
3. buona risposta dinamica della piattaforma: si ottiene anche una buona risposta negli altri gradi di libertà (sussulto, rollio, beccheggio, imbardata).

In conclusione, è stata scelta la struttura di fondazione galleggiante selezionando la tecnologia semisommersibile prodotta dalla società Principle Power e commercialmente denominata WindFloat e sono stati quindi progettati i sistemi di ormeggio e ancoraggio.

5.1.1 SELEZIONE SECONDO 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, oltre a non essere compatibile con le profondità del sito, non è compatibile con le infrastrutture portuali italiane e comporterebbe significative difficoltà durante la realizzazione e la manutenzione delle turbine installate.

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

5.1.2 SELEZIONE SECONDO 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:

- **maggior 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 ondososi, 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.

5.2 ANALISI E SCELTA DEI SISTEMI DI ANCORAGGIO E ORMEGGIO

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.

5.2.1 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:

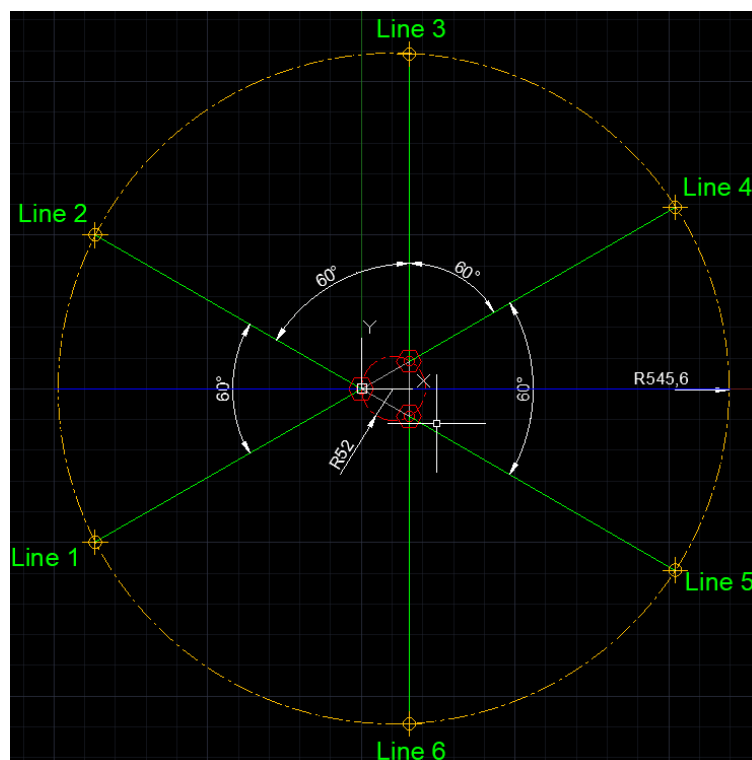
<i>Configurazione</i>	<i>Adatto a</i>
Catenaria	Profondità medio-basse
Semi-taut	Profondità medie
Taut	Acque profonde

Configurazione di ormeggio VS profondità dell'acqua

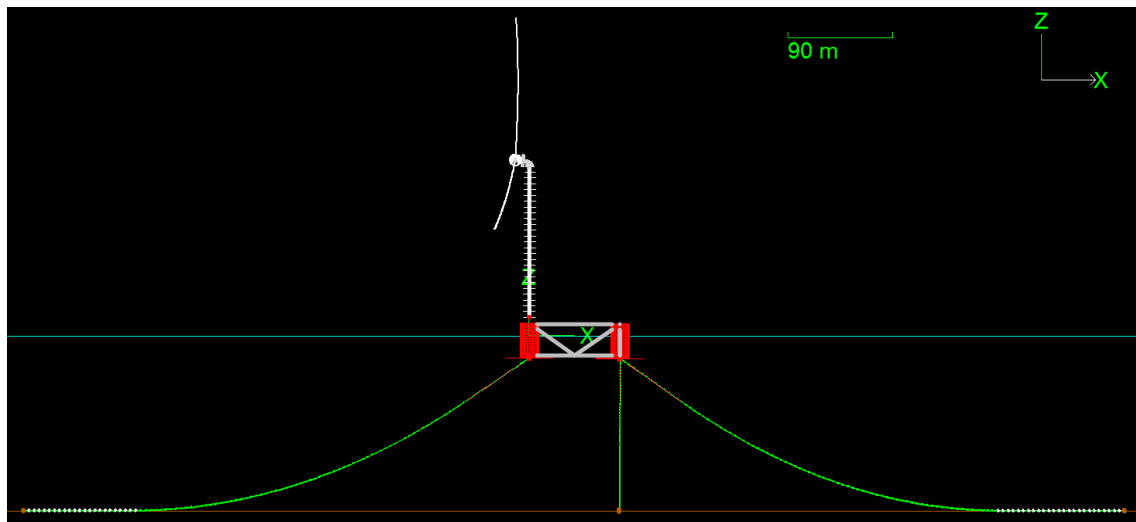
La profondità media dell'acqua è di circa 150 m, con un massimo di 200 m. Questo intervallo di acqua è di transizione tra profondità considerate basse e medie e può essere adatto per una catenaria o una configurazione di ormeggio semi-taut. Nella presente, è stata scelta una configurazione semi-taut, più vicina a una configurazione catenaria poiché la lunghezza del segmento di poliestere è limitata rispetto alla lunghezza della catena, come mostrato nella Tabella seguente. 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 è illustrata nella tabella e nelle figure che seguono.

Parametro	Unità	Valore
Tipo di sistema di ormeggio	-	Semi-taut
Profondità ancoraggio	m	150
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	0.220
Massa/lunghezza segmento catena (a secco)	kg/m	315
Resistenza alla rottura del segmento catena	kN	12335
Rigidezza assiale segmento catena	kN	1.452E+06
Tipo segmento 2	-	Corda in fibra di poliestere
Diametro nominale segmento in poliestere	m	0.195
Massa/lunghezza segmento in poliestere (secco)	kg/m	26
Carico di rottura del segmento in poliestere	kN	12522
Rigidità assiale segmento in poliestere	kN	2.983E+05
Lunghezza della linea (non allungata) (da passacavo ad ancoraggio)	m	10 m (catena), 60,8 m (poliestere), 456 m (catena)

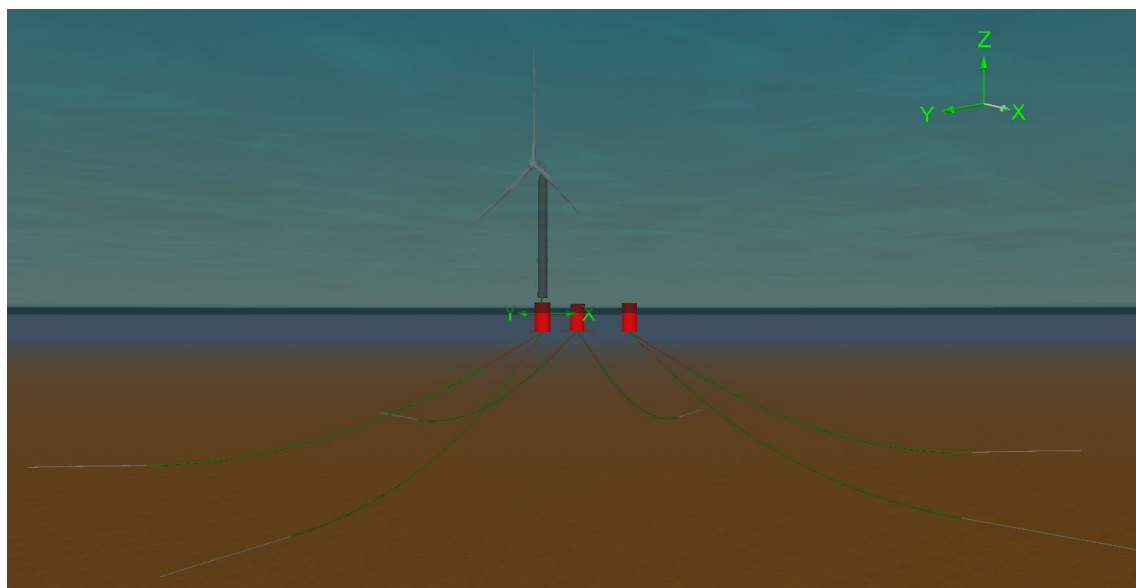
Configurazione della linea di ormeggio



Vista dall'alto (piano x-y) della configurazione di ormeggio finale. In rosso la sottostruttura flottante tre colonne principali. In verde le 6 linee di ormeggio. Le colonne sono distanti 52 m dal baricentro della piattaforma, e gli ancoraggi sono posizionati a un raggio di 545,6 m dal baricentro della piattaforma



Vista laterale (piano x-z) dell'impianto eolico galleggiante con linea di ormeggio (piano x-z)

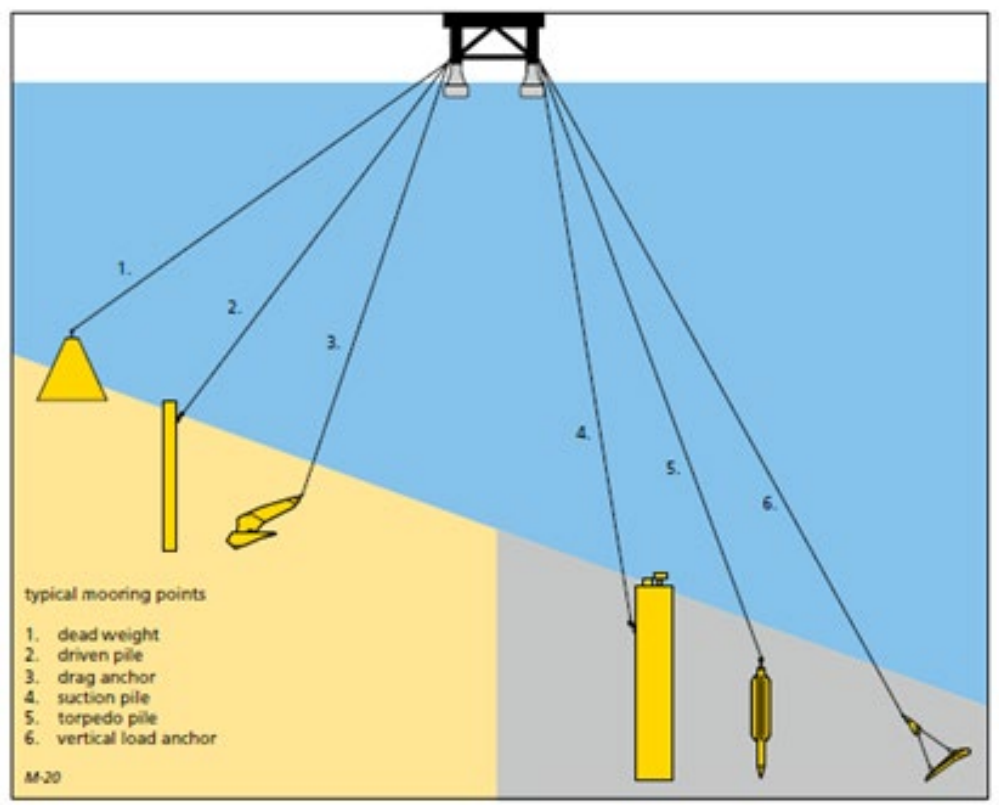


Rappresentazione 3D della turbina eolica galleggiante: rotore in bianco, torre in grigio, sottostruttura eolica galleggiante semisommersibile in rosso e linee di ormeggio in verde

5.2.2 SISTEMI DI ANCORAGGIO

Nell'industria offshore esistono diverse soluzioni di ancoraggio per strutture galleggianti con ormeggi a catenaria o semites. 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 strutture di fondazione galleggianti":

- Ancore a gravità (dead weight)
- Ancore a trascinamento (Drag Embedded Anchor- DEA)
- 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'			
PALI INFISSI			
PALI TRIVELLATI			
DRAG ANCHORS			

LEGENDA

	APPLICABILE
	POTENZIALMENTE APPLICABILE
	NON APPLICABILE

Tipologie di ancoraggi in relazione alla caratterizzazione geofisica del fondale

La capacità di tenuta delle ancore a gravità a carichi verticali e/o orizzontali deriva principalmente dal peso delle ancore stesse e dall'attrito che generano con il fondale. Si stima che, per supportare adeguatamente le strutture galleggianti utilizzate, le dimensioni ed i pesi che queste ancore dovrebbero raggiungere sono tali da sconsigliarne l'utilizzo per le difficoltà di realizzazione e installazione.

Dalle risultanze della prospezione geofisica realizzata si evince che una generale riduzione degli spessori dei sedimenti superficiali olocenici, una morfologia più complessa e la presenza, seppur molto limitata, di aree di affioramento/subaffioramento del substrato accompagnate dalla presenza di biocostruzioni. La vicinanza del substrato al fondo può essere valutata migliorativa in relazione alle caratteristiche ricercate dei terreni come fondazioni agli ancoraggi.

Tutti questi elementi, in particolare il ridotto spessore dei sedimenti, unitamente alla presenza di biocostruzioni nelle parti più settentrionali dell'impianto, portano ad escludere l'utilizzo di un sistema di ancoraggio a trascinamento, mentre **le caratteristiche dei materiali che costituiscono il substrato consentono di ipotizzare la realizzazione di pali battuti.**

Il dimensionamento dei pali è stato effettuato in conformità con la procedura di progettazione raccomandata livello internazionale e dettagliata nella relazione "R.3 Relazione strutture di fondazione galleggianti".

La Figura seguente mostra i vari termini che descrivono la geometria di ancoraggio del palo, dove L è la lunghezza incorporata del palo, D è il diametro esterno del palo, e T_{wall} è lo spessore dell'ancoraggio a palo. Si assume che la parte superiore dell'ancoraggio a palo sia al livello del fondo marino. La profondità del "padeye" Z_{pad} per il collegamento della linea di ormeggio è stata ottimizzata per ridurre al minimo la rotazione dell'ancoraggio a palo, ed ottenere la massima resistenza laterale del terreno.

I pali saranno costruiti utilizzando un acciaio offshore S355, con una resistenza allo snervamento di 355 MPa.

In tali ipotesi si è calcolato che la geometria ottimale del palo è $D = 1,3 \text{ m}$ e $L = 22,1 \text{ m}$. e la profondità ottimale del "padeye" $Z_{pad} = 0,67L$.

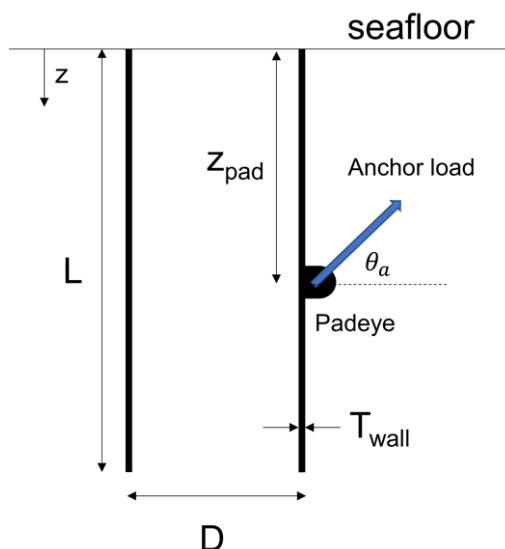


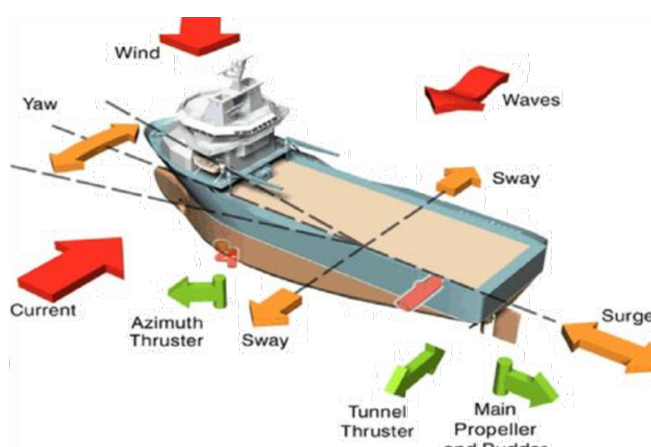
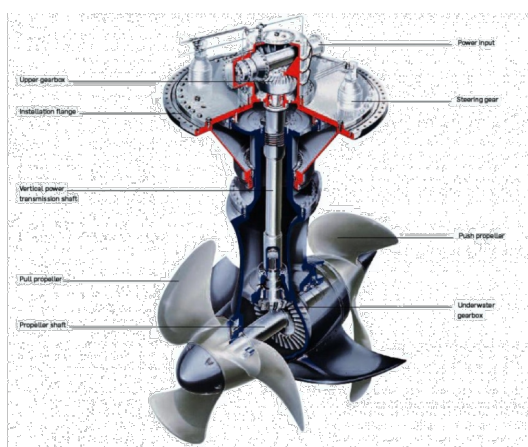
Diagramma schematico che descrive la geometria dell'ancoraggio a palo

5.2.3 CRITERI AMBIENTALI PER LA SELEZIONE DELLA TECNOLOGIA DI POSA DEI PALI

La selezione del metodo per posizionare i pali di ancoraggio è stata fatta attraverso un'analisi dettagliata su diversi fronti. In particolare, sono state esaminate attentamente le caratteristiche geologiche del sito e l'impatto acustico generato dalle operazioni di installazione dei pali trivellati e dei pali infissi. Quest'ultimo aspetto ambientale è risultato fondamentale nel guidare la decisione. Di seguito è presentata una breve descrizione della modellazione acustica eseguita.

Inizialmente, si è valutata la posa dei pali trivellati utilizzando una nave a posizionamento dinamico. Sebbene siano in corso studi su soluzioni più innovative, si è deciso di adottare la configurazione del sistema standard in quanto ritenuta la più affidabile, seguendo un criterio di sicurezza.

Una nave a posizionamento dinamico (DP, Dynamic Positioning) è un tipo di imbarcazione che utilizza sistemi avanzati per mantenere la sua posizione o seguire un percorso predefinito in modo preciso senza l'uso di ancoraggi tradizionali. Questo è particolarmente utile in situazioni in cui è necessario lavorare in mare aperto o in condizioni ambientali difficili.



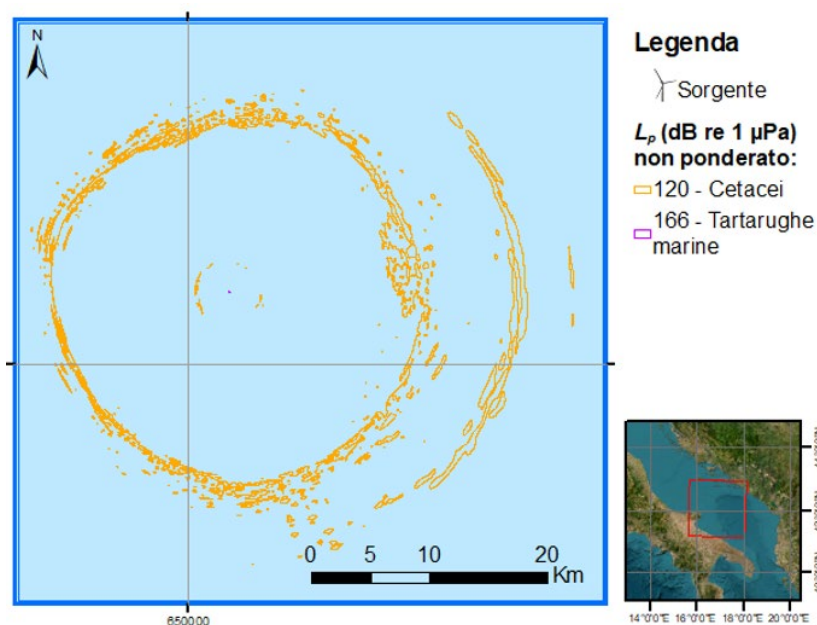
Propulsore e schema di funzionamento di una nave a posizionamento dinamico

La modellazione eseguita ha individuato una soglia di superamento del disturbo uditivo per i cetacei molto ampia.

Gruppo uditivo	Livello soglia (L_p dB re $1 \mu Pa^2$)	Fase di Costruzione – Vascello DP			
		Sito Rappresentativo		Sito Profondo	
		Rmax (km) 10Hz-25kHz	R95 (km) 10Hz-25kHz	Rmax (km) 10Hz-25kHz	R95 (km) 10Hz-25kHz
Cetacei LF	100	141.20	113.65	140.98	113.98
Cetacei MF	110	136.26	103.61	136.25	96.78
Tutti i cetacei (ACCOBAMS)	120	29.29	16.55	30.14	19.68

Tabella rappresentativa delle distanze di superamento della soglia di disturbo uditivo

Per il rumore in fase di costruzione, generato dai propulsori della nave a posizionamento dinamico (DP), le soglie di disturbo comportamentale corrispondenti a un L_p non ponderato di 100 e 110 dB re $1 \mu Pa^2$ per i due principali gruppi uditivi di interesse, cioè i cetacei a basse frequenze e medie frequenze, sono eccedute per un raggio di ~110 km e ~100 km, rispettivamente.



Modellazione del superamento della soglia per la posa dei pali trivellati con nave DP

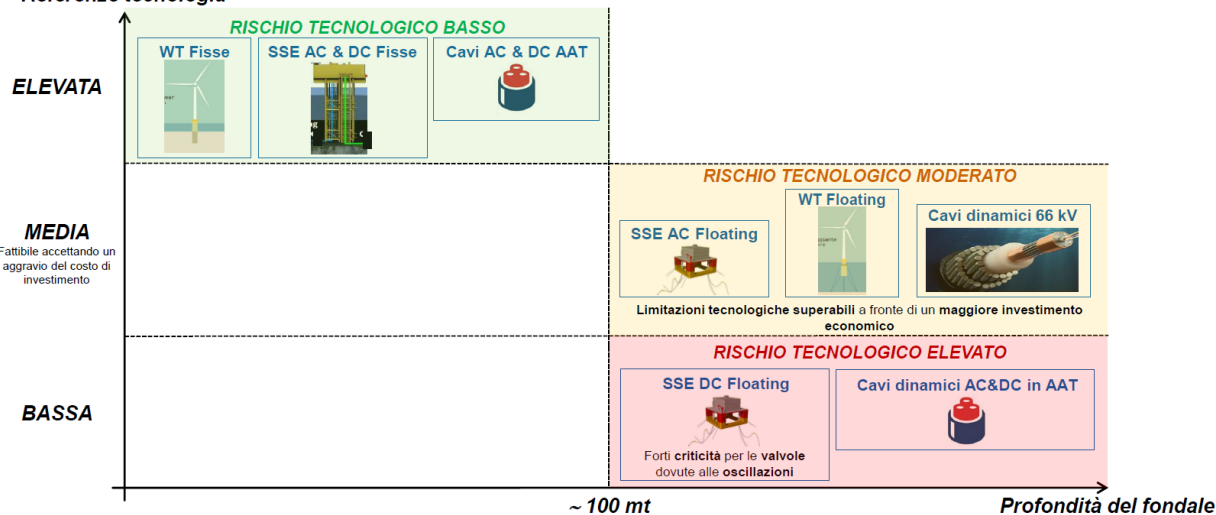
I risultati dello studio condotto sulla propagazione del rumore generato dalla nave a posizionamento dinamico, confrontati con le distanze di superamento della soglia per la posa dei pali infissi, che sono risultate notevolmente inferiori, insieme alle caratteristiche geologiche e morfologiche del sito, hanno influenzato la **decisione di optare per sistemi di ancoraggio realizzati con pali infissi.**

5.3 SCELTA DELLO SCHEMA DI CONNESSIONE

Prima di illustrare le diverse alternative di sistema occorre chiarire alcune specifiche tecnologiche in merito alla disponibilità di cavi e sottostazioni elettriche offshore. Le considerazioni che seguono si basano su una survey realizzata da TERNA e presentata in un seminario con gli operatori il 21/12/2021:

1. Sono disponibili soluzioni tecniche di connessione che utilizzano cavi per alta tensione in corrente continua (HVDC) e alternata (HVAC). Le soluzioni in corrente continua sono normalmente utilizzate per impianti a distanza superiore i 150 km dalla costa, mentre per Valori inferiori ci si orienta su soluzioni in corrente alternata
2. Per quanto riguarda le piattaforme offshore, la tecnologia già sviluppata per il settore Oil and Gas è perfettamente adattabile al settore eolico. Sono, pertanto, disponibili stazioni di trasformazione offshore fisse o flottanti, adatte per applicazioni in corrente alternata (HVAC) o in continua (HVDC). Per quanto riguarda le piattaforme fisse si deve considerare una batimetria limite di circa 100-150 m, non esistono invece limiti tecnologici per le piattaforme galleggianti la cui realizzabilità dipende però da fattori economici. Le sottostazione di trasformazione tipo HVAC sono adatte all'installazione su strutture fisse o galleggianti mentre la realizzabilità di stazioni elettriche tipo HVDC è condizionata anche da aspetti tecnologici (stabilità oscillazioni valvole) che vanno verificati puntualmente.
3. La connessione elettrica su piattaforme flottanti, sia che riguardino gli aerogeneratori che eventuali stazioni di trasformazione, deve avvenire con cavi elettrici capaci di assecondare i movimenti della struttura galleggiante. Si dovranno pertanto utilizzare cavi dinamici, caratterizzati, cioè, da un'elevata resistenza alla fatica e progettati per resistere a continui movimenti di flessione e al carico di trazione generati dal moto ondoso e dal moto delle strutture sostegno a cui sono connessi. Al momento sono disponibili cavi dinamici a 66 kV e sono in corso qualifiche per cavi 150 kV.

Referenze tecnologia



Survey sulle evidenze tecnologiche - stato dell'arte e prospettive (TERNA 2021)

Il sito scelto, per batimetria e distanza dalla costa, è idoneo ad ogni tipo di soluzione tecnologica. L'energia elettrica dovrà essere conferita in rete in corrente alternata a 380 kV come previsto dalla STMG di TERNA. Per ragioni economiche e di efficienza complessiva si adotterà una configurazione in corrente alternata: raddrizzare l'energia in corrente in continua, peraltro a mare, per poi invertirla in alternata a terra non è necessario sotto il profilo tecnico, non è vantaggioso in termini economici, e richiederebbe ulteriori opere a terra per la conversione in alternata della corrente con conseguenti ricadute negative in termini di impatti.

Una volta che si è scelto il tipo di corrente del sistema di trasmissione dell'energia, va definito anche il livello di tensione. È noto che l'energia elettrica sarà prodotta dagli aerogeneratori a 66 kV e immessa in rete a 380 kV. È necessario, pertanto, trasformare la tensione dell'energia da 66 kV a 380 kV all'interno di una sottostazione elettrica prima dell'immissione in rete e questo è possibile farlo a terra o su piattaforma a mare. Nel caso in cui si scelga di trasformare la corrente a terra, bisognerà conferire l'energia fino al punto in cui si prevede la costruzione della sottostazione elettrica con cavi a 66 kV e questo comporterà certamente la posa di un numero più elevato di cavi. Considerata la potenza dell'impianto proposto e la distanza dalla costa si stima che per trasferire l'energia elettrica a terra con cavi marini da 66 kV sarebbe necessario impiegare ben più dei 16 cavi da 1000 mm² con diametro di circa 180 mm utilizzati per collegare gli aerogeneratori alle sottostazioni offshore. Diversamente, realizzando la sottostazione elettrica a mare, si potrà realizzare l'elettrodotto di smistamento a 400 kV (da esercire a 380 kV) utilizzando solo due cavi tripolari.

A seguito di una attenta disamina di tutti gli aspetti tecnici indicati e dei diversi impatti che ne potrebbero derivare, lo schema di connessione che si è adottato prevede la realizzazione di due sottostazioni di trasformazione elettrica su piattaforma fissa 66/380 kV che fungono da punto di raccolta dell'energia prodotta dagli aerogeneratori e di innalzamento della tensione a 380 kV e da un elettrodotto HVAC a 400 kV (da esercire a 380 kV) realizzato con due cavi tripolari per il vettoriamento a terra dell'energia prodotta.

Le alternative tecnologiche possibili prevedono:

1. La connessione dell'impianto a terra previo innalzamento della tensione in mare utilizzando una o più sottostazioni di trasformazione flottanti
2. Il conferimento dell'energia prodotta a terra senza innalzamento della tensione a mare (quindi senza la realizzazione della sottostazione di trasformazione a mare) realizzazione di un elettrodotto a 66 kV composto da 6 cavi da 180 mm, realizzazione di una sottostazione di trasformazione a terra e conferimento della energia in rete

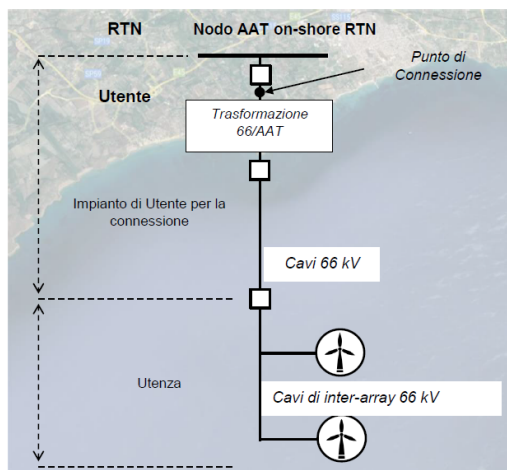
La prima ipotesi è stata scartata in quanto la realizzazione della stazione elettrica flottante costringerebbe ad utilizzare cavi dinamici a 400 kV (da esercire a 380 kV) che non sono attualmente disponibili. Volendo utilizzare i cavi dinamici da 150 kV, attualmente in fase di certificazione, si dovrebbe comunque poi innalzare nuovamente la tensione a terra fino a 380 kV per poterla immettere in rete con un aggravio delle opere che non appare vantaggioso né sotto il profilo tecnico che ambientale.

La seconda ipotesi è invece tecnologicamente valida, tant'è che TERNA considera questo schema di connessione, insieme con quello adottato, come uniche opzioni valide.

Schemi generali di connessione

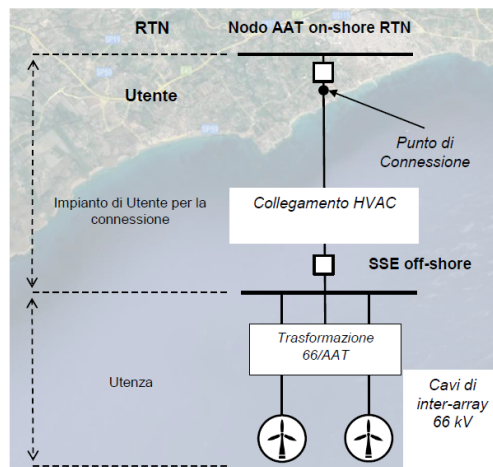
OPZIONE 1: no stazione off-shore

- Applicazione su distanze fino a ca. 40-60 km da nuovo/esistente nodo RTN;
- Schema di connessione con **collegamento a 66 kV diretto** del campo eolico (es. 6-7 turbine da 14-17 MW) ad un nodo AAT on-shore.



OPZIONE 2: stazione off-shore

- Applicazione su distanze oltre 40-60 km da nuovo/esistente nodo RTN;
- Schema di connessione con **collegamento in HVAC (fino a 120 km)** o HVDC (oltre 120 km) di una SSE ad un nodo AAT on-shore.



Schemi generali di connessione ritenuti idonei da TERNA

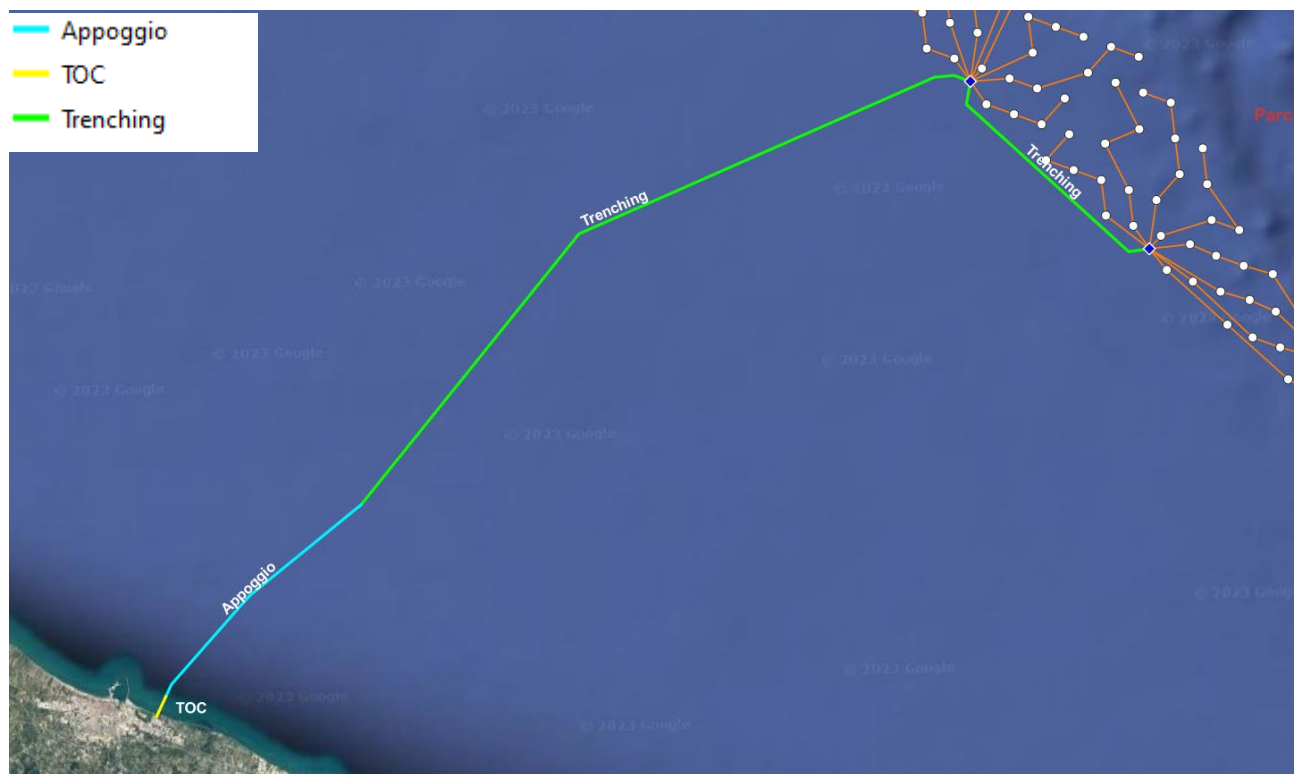
Si è scelto di adottare lo schema di connessione proposto, che prevede due sottostazioni elettriche realizzate a mare ed un elettrodotto di connessione esercito a 380 kV, per due ordini di ragioni:

1. la sottostazione di trasformazione, se realizzata all'interno dello specchio d'acqua occupato dal parco, non ha impatti rilevanti al di là della fase di cantiere (riferiti soprattutto all'ancoraggio dei jackets di fondazione al fondale marino); al contrario la realizzazione di una sottostazione a 380 kV a terra, comporterebbe sicuramente una pluralità di impatti sia in fase costruzione che di esercizio (consumo di suolo, paesaggio, campi elettromagnetici, polveri, emissioni sonore, ecc....)
2. la trasformazione della tensione a mare permette di trasportare a terra l'energia prodotta con un elettrodotto costituito da 2 cavi marini invece che 16 o più. Da questo punto di vista, la differenza negli impatti ambientali è molto rilevante. Va considerato, infatti, che si tratta di attraversare con gli elettrodotti la fascia prossima alla costa caratterizzata dalla presenza di habitat di particolare valore (*Cymodocea nodosa* e coralligeno) fondamentali per l'intero ecosistema marino. Limitando il numero di cavi è stato così possibile escludere dal tracciato le aree perimetrate tra i SIC mare e contenere gli impatti. Si ricorda inoltre quanto illustrato al paragrafo 4.9.11 in riferimento ai criteri ed alle difficoltà incontrate nel definire il tracciato dell'elettrodotto: osservando la relativa figura 4.12 è del tutto evidente che, se si fosse dovuto progettare un tracciato per 15-20 cavi invece che per due, sarebbe stato impossibile evitare l'interferenza con il Posidonieto di San Vito (area SIC) e con i vincoli citati. La definizione del tracciato del cavidotto a mare e i conseguenti studi utili a quantificarne gli impatti, sono condizionati in maniera rilevante da tale scelta che è stata operata proprio per ridurre la pressione ambientale dell'opera.

Data l'estensione dell'impianto proposto è stato realizzato uno studio per valutare se realizzare un'unica Sottostazione Offshore di dimensioni maggiori oppure due distinte più piccole. Si è così accertato che realizzare un'unica Sottostazione Offshore avrebbe comportato l'installazione di cavi a 66 kV, necessari per collegare gli aerogeneratori alla sottostazione, molto più estesi tanto da compensare il risparmio associato alla realizzazione di una struttura unica, anche se più grande, invece che due. La maggiore estensione degli elettrodotti a 66 kV determinava anche maggiori perdite nei cavi a 66 kV e un carico

reattivo maggiore da compensare. Si è infine potuto verificare che la realizzazione di un'unica struttura di dimensioni maggiori avrebbe determinato difficoltà ingegneristiche e seri problemi nel trovare disponibilità di navi idonee all'installazione. L'alternativa con unica sottostazione offshore si è pertanto dimostrata peggiorativa e difficile realizzazione e pertanto è stata scartata a vantaggio della soluzione con due sottostazioni per la quale non si ravvisavano criticità né sotto il profilo costruttivo che da un punto di vista ambientale.

5.4 ANALISI E SCELTA DEI SISTEMI DI POSA CAVI OFFSHORE



Tipologie di posa del cavo offshore

5.4.1 REALIZZAZIONE DELL'APPRODO MEDIANTE TRIVELLAZIONE ORIZZONTALE CONTROLLATA (TOC)

L'approdo del cavo marino sarà realizzato tramite tecnica Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC) di lunghezza pari a 130 m a terra e 1020 m nel fondale marino.

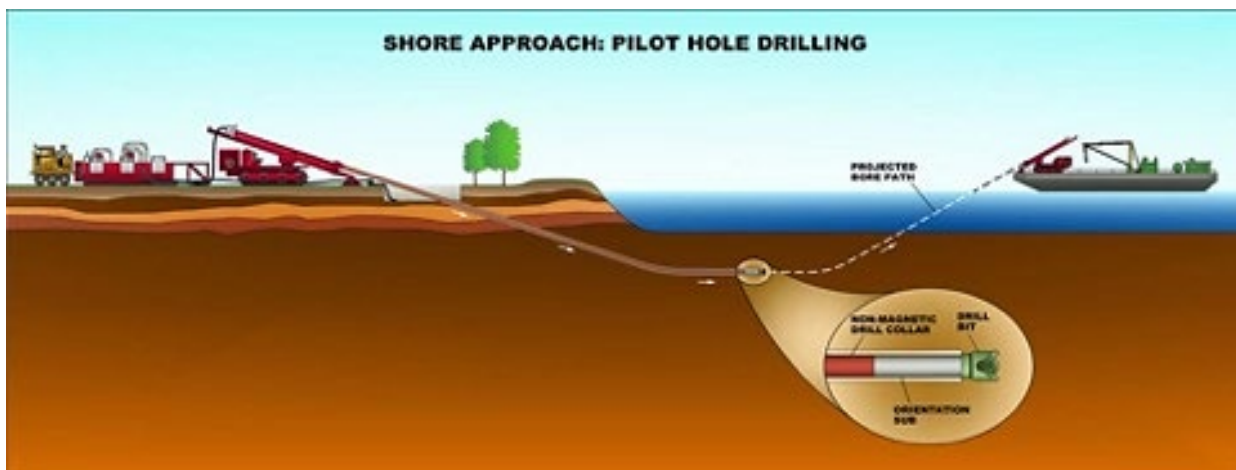
Il cavo dovrà essere posato ad una profondità pari ad almeno 6 m sotto il livello del mare al di sotto dell'area perimetrata nell'ambito del PAI con pericolosità geomorfologica.

Durante le operazioni di drilling verrà installato una tubazione in materiale plastico con all'interno un cavo di tiro che servirà, durante le operazioni di installazione del cavo marino, a far scorrere la testa dello stesso all'interno della tubazione fino al punto di fissaggio a terra.

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

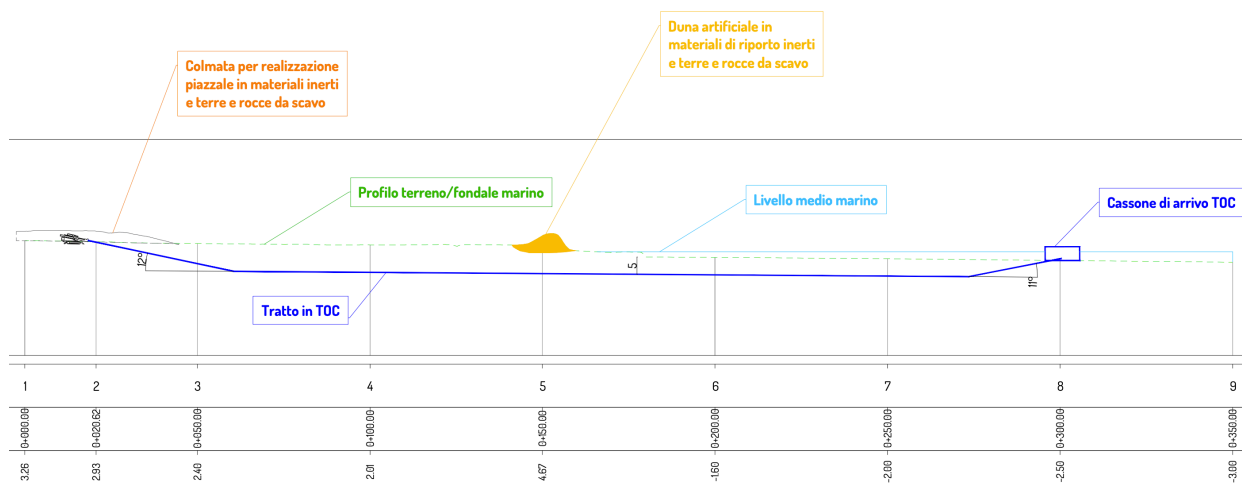
La soluzione di approdo con TOC è volta a ridurre l'impatto delle lavorazioni sulla falesia e sulle aree soggette a vincolo PAI in prossimità della costa e di proteggere il cavo marino da una tubazione in PEAD,

installata ad alcuni metri di profondità rispetto al piano di calpestio, riducendo quindi enormemente le possibilità di interferenza con l'ambiente circostante.



Posa del cavo nel punto di sbarco con tecnica TOC

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



Schema di posizionamento del cassone di protezione

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



Posa del cavo in corrispondenza del punto di approdo

Dal punto di vista ambientale, la selezione della tecnica di posa in TOC (Trenchless Onshore Construction) consente di prevedere l'attraversamento della prateria di *Cymodocea nodosa* rilevata nella zona prospiciente alla costa utilizzando una tecnica no dig, priva di scavi.



Tratto in TOC e le praterie di Cymodocea nodosa

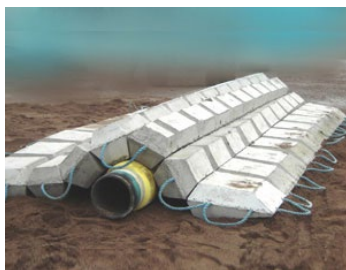
5.4.2 POSA IN SEMPLICE APPOGGIO E SISTEMI DI PROTEZIONE

Si è scelto di realizzare il tratto intermedio del cavidotto offshore con posa in appoggio (senza scavo) sul fondale. Tale metodologia di posa è apparsa la più idonea per attraversare un'area caratterizzata dalla presenza di habitat di pregio (presenza di *Cymodocea nodosa* e coralligeno) poiché ritenuta la meno invasiva.

La posa dei cavi in appoggio sul fondale richiede però l'adozione di sistemi di protezione meccanica esterna del cavo dai danni causati dall'attività antropica (attrezzature da pesca e ancore) e dall'azione del mare. La presenza di una protezione meccanica del cavo appare particolarmente rilevante anche in considerazione della batimetria dell'area che è compresa tra i 10 m e 38 m di profondità.

Sono disponibili diversi sistemi di protezione dei cavi che garantiscono anche la necessaria zavorra al cavo:

- **gusci di ghisa:** consiste nell'applicare a bordo nave dei gusci in ghisa direttamente sul cavo prima di posarlo
- **materassi:** consiste nel ricoprire il cavo una volta posato con materassi di materiale specifico
- **rocce (rock dumping):** consiste nel ricoprire il cavo una volta posato con massi naturali.

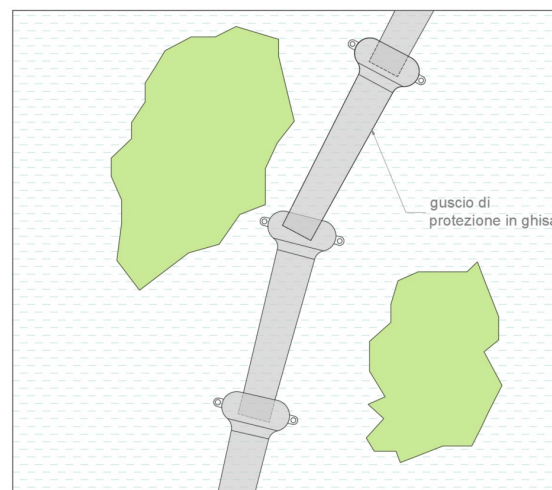
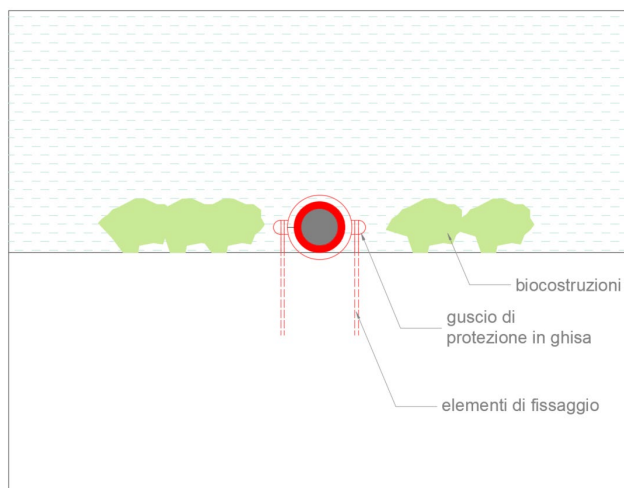


Sistemi di protezione dei cavi poggiati sul fondale mediante gusci di ghisa, materassi o rocce

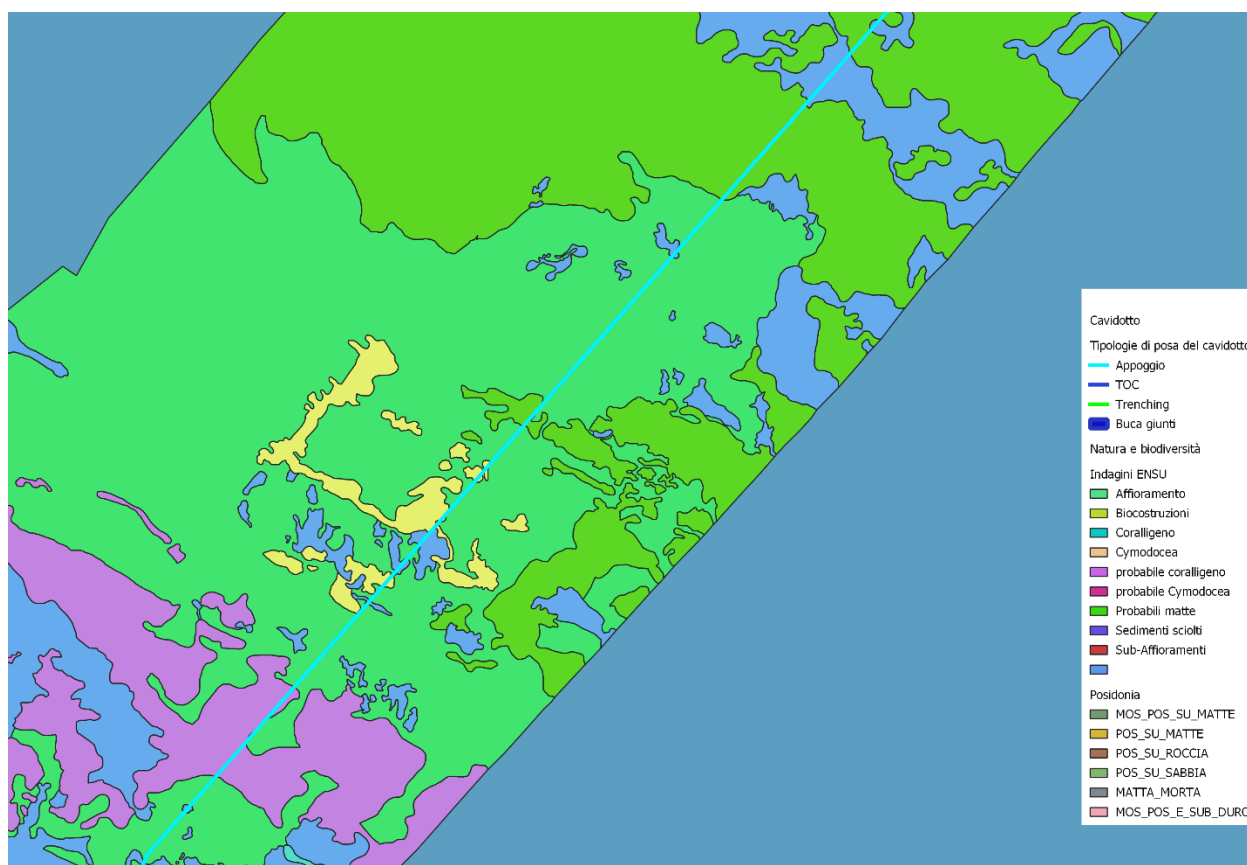
Delle tre possibilità illustrate **si è scelto di utilizzare i gusci in ghisa**: tale soluzione, particolarmente adatta per proteggere il cavo posato su fondali che presentano conformazioni irregolari o taglienti, risulta infatti di minore impatto per l'ecosistema dati i ridotti ingombri.

Dal punto di vista ambientale 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, per questo motivo questa tecnica è stata preferita alle altre alternative.





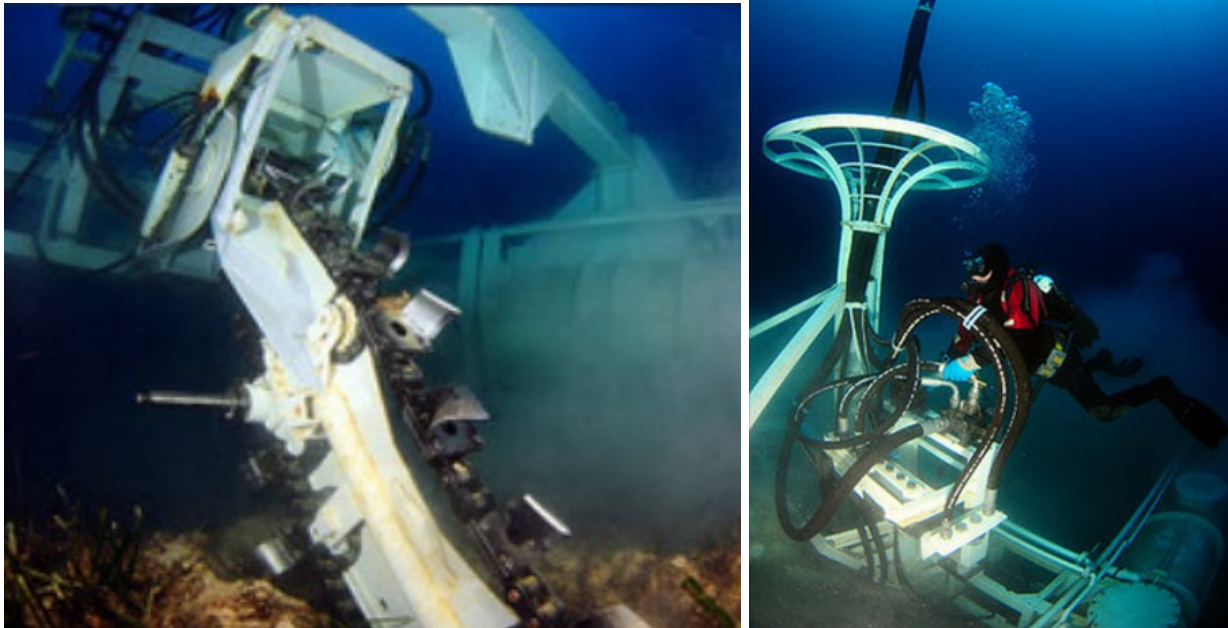
La posa di precisione mediante semplice appoggio



Il tratto in semplice appoggio e le biocostruzioni

5.4.2.1 Soluzione alternativa con posa in trenching chirurgico

Non si esclude in questa sede la possibilità di poter ricorrere ad un sistema di posa di precisione alternativo, costituito dalla posa in 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.



Il trenching chirurgico – esecuzione con aratro a pilotaggio manuale



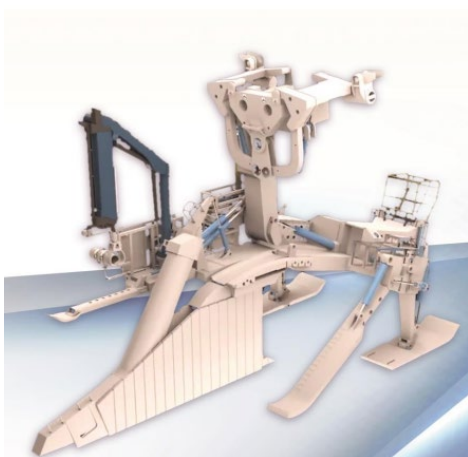
Esempi di esecuzione del trenching chirurgico

5.4.3 POSA IN TRINCEA

Nel tratto di mare più profondo e privo di habitat rilevanti, il cavo marino verrà protetto tramite insabbiamento alla profondità di circa 2 m utilizzando una macchina a getti d'acqua, dove possibile in base alle caratteristiche del fondale. La larghezza della trincea in cui viene posato e quindi protetto il cavo è poco superiore al diametro del cavo stesso, minimizzando l'impatto delle operazioni sul fondale e la dispersione dei sedimenti nell'ambiente circostante. Lo scavo nelle zone in cui è previsto l'insabbiamento verrà eseguito con macchina a getto d'acqua (jet trenching) che 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.

La macchina a getti d'acqua si basa sul principio di fluidificare il materiale del fondale mediante l'uso di getti d'acqua, che vengono usati anche per la propulsione. La macchina si posa a cavallo del cavo da interrare e mediante l'uso esclusivo di getti d'acqua fluidifica il materiale creando una trincea naturale entro la quale il cavo si adagia; quest'ultimo viene poi ricoperto dallo stesso materiale in sospensione e successivamente le correnti marine contribuiscono in modo naturale a ricoprire completamente il cavo. Non vengono utilizzati fluidi diversi dall'acqua. Tale macchina non richiede alcuna movimentazione del cavo. L'operazione può essere interrotta in qualsiasi punto lungo il tracciato ed eventualmente ripresa in un punto successivo.



Aratro marino e schema tridimensionale della trincea di scavo (tecnica adottata)

Dallo studio della carta degli spessori dei sedimenti realizzata si evidenzia la presenza di uno strato fangoso spesso almeno un metro lungo tutto il tracciato del cavidotto e, pertanto, si esclude l'impiego di metodi di scavo o copertura del cavo alternativi come il mechanical trenching, che consiste realizzare la trincea di posa mediante taglia roccia meccanici o con escavatori a catena, sicuramente più impattanti dal punto di vista della sospensione del sedimento.

5.5 LA STAZIONE ELETTRICA RTN, ALTERNATIVE TECNOLOGICHE

Per quanto riguarda la nuova Stazione Elettrica RTN, necessaria alla connessione dell'impianto alla rete nazionale di trasmissione, come da STMG rilasciata dal Gestore di Rete Terna Spa, sono state considerate due alternative tecnologiche:

la realizzazione della stazione elettrica con isolamento in aria (AIS – air insulated system) e con isolamento in gas (GIS – gas insulated system).

- La prima tecnologia è quella normalmente utilizzata e si basa sull'uso dell'aria come isolante principale. I dispositivi elettrici in alta tensione che utilizzano questo tipo di isolamento sono caratterizzati da grandi ingombri dovuti proprio alle distanze da mantenere in aria tra le parti attive e tra le parti attive e la terra per evitare la formazione di archi elettrici. Oltre al limite dovuto all'alto consumo di suolo, questo tipo di tecnologia non può essere utilizzato in zone climaticamente molto aggressive come quelle vicino al mare, perché soggette a corrosione.
- I sistemi con isolamento in GIS utilizzano il gas SF₆ compresso come mezzo altamente isolante e capace di dissipare l'arco elettrico. Tutte le apparecchiature elettriche sono racchiuse da un involucro metallico a tenuta di gas SF₆ (blindato) e il gas viene utilizzato come isolamento tra le parti attive delle apparecchiature e la custodia metallica collegata a terra. I sistemi GIS sono altamente compatti e comportano ingombri ridotti, vanno installati all'interno di fabbricati e non sono soggetti fenomeni di corrosione rilevanti.



Confronto tra sistemi GIS e sistemi AIS

5.5.1 I CRITERI DELLA SCELTA E LA VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE TECNOLOGICHE

La scelta della tecnologia in GIS rappresentava una scelta obbligata nella prima emissione del progetto e quindi nel caso di posizionamento della stazione elettrica “sotto costa” in prossimità del mare. In quella condizione, infatti, la vicinanza con l'ambiente marino non avrebbe consentito di realizzare un sistema isolato in aria, per via dell'alto livello di corrosione a cui sarebbero state esposte le strutture.

Nella nuova configurazione delle opere di rete, con il posizionamento sottolinea della nuova stazione elettrica 380 kV, l'alternativa tecnologica di una soluzione blindata è stata studiata per ipotizzare la realizzazione di nuove opere di rete che puntino a un minor consumo di suolo. È emerso che la realizzazione dell'opera in GIS comporta un consumo di suolo compreso tra i 5.000 e i 6.000 mq, mentre la realizzazione della stazione elettrica RTN con le stesse specifiche e isolamento in aria comporta un ingombro di almeno 4,5 ettari, quindi 9 volte superiore.



Schema dimensionale della differenza di consumo di suolo tra isolamento in GIS e Aria

5.5.2 ALTERNATIVA A – STAZIONE ELETTRICA ISOLATA IN ARIA

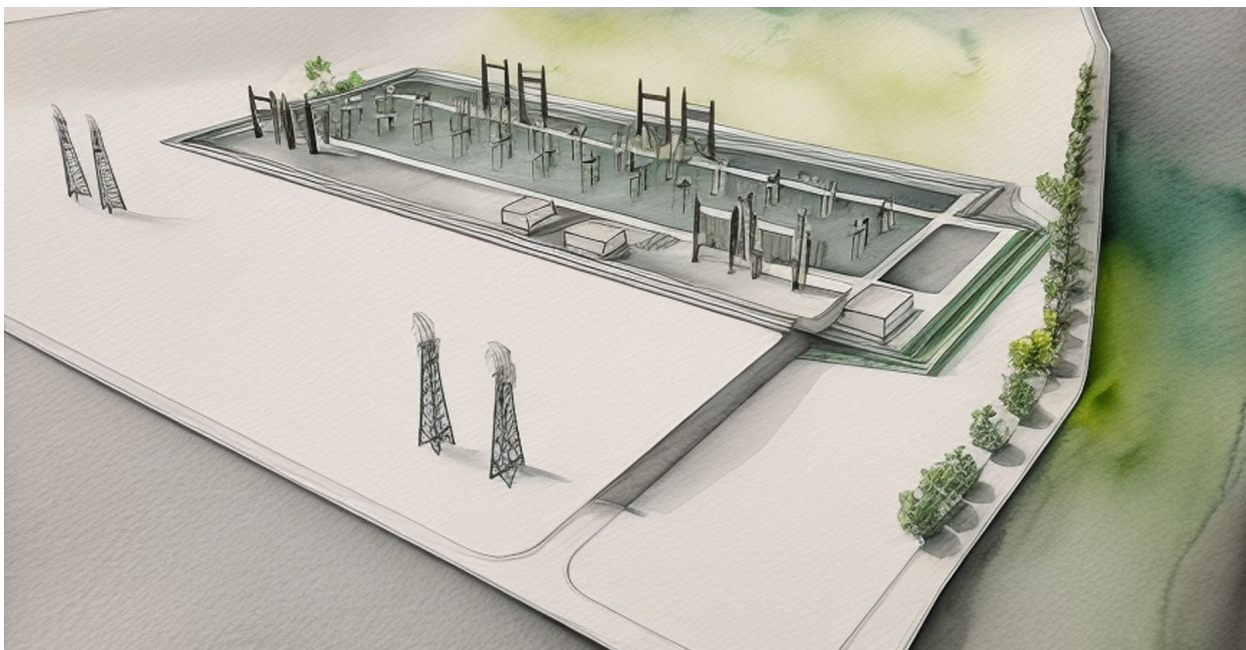
La nuova **Stazione Elettrica RTN a 380 kV isolata in aria**, dimensionata per l'impianto Barium Bay è **collocata** in un'area agricola nel comune di Andria ed è composta da un sistema a doppia sbarra con 12 stalli di linea; sono, inoltre, necessari **quattro raccordi di rete con elettrodotto aereo** realizzati in singola terna e sostenuti da nuovi tralicci realizzati conformemente agli standard Terna S.p.A. Ciascun raccordo avrà una lunghezza di circa 700 metri, contribuendo a una lunghezza totale di circa 2,4 km. I nuovi raccordi aerei collegheranno in entra-esce la nuova stazione RTN alle due linee aeree a 380 kV esistenti denominate “Andria – Brindisi Sud” e “Foggia – Palo del Colle”.



La nuova Stazione Elettrica isolata in aria

Il layout studiato in base allo standard terna prevede l'occupazione di una porzione di suolo pari a **140 x 325 metri, per un totale di 4,55 ha.**

Il progetto individua un sistema di mitigazione visuale e di inserimento paesaggistico che utilizza il verde autoctono e i materiali locali.



Sottostazione elettrica in aria, il sistema di mitigazione

5.5.3 ALTERNATIVA B – STAZIONE ELETTRICA ISOLATA IN GIS

La nuova **Stazione Elettrica RTN a 380 kV isolata in GIS**, dimensionata per l'impianto **Barium Bay** è **collocata** nella medesima aria agricola nel comune di Andria e composta da un sistema a doppia sbarra con 12 stalli di linea; sono inoltre necessari **quattro raccordi di rete in elettrodotto aereo** realizzati in singola terna e sostenuti da nuovi portali realizzati conformemente agli standard Terna S.p.A. I raccordi aerei collegheranno in entra-esce la nuova stazione RTN alle due linee aeree a 380 kV esistenti denominate “Andria – Brindisi Sud” e “Foggia – Palo del Colle”.



La nuova Stazione Elettrica isolata in GIS

La protezione delle apparecchiature elettromeccaniche avverrà all'interno di un edificio di carattere industriale delle dimensioni sommarie di 20x75 metri, mentre il piazzale di accesso e le aree recintate avranno una superficie di **60x130 metri pari a circa 7.800 mq (0.8 ha circa)**.

Il progetto prevede uno studio per la realizzazione di un edificio dal carattere industriale, cercando il migliore inserimento paesaggistico e architettonico delle nuove opere di rete e utilizzando i materiali locali.



Sottostazione elettrica in GIS, il sistema di inserimento paesaggistico

Per maggiori dettagli si rimanda agli elaborati T.6.1.5 e T.6.1.6 del progetto definitivo.

Di contro la soluzione GIS presenta i seguenti aspetti potenzialmente negativi: 1) la presenza di SF₆, un gas che non riduce lo strato di ozono e non causa inquinamento atmosferico, ma che, tuttavia, è quasi 24.000 volte più efficace dell'anidride carbonica (CO₂) a intrappolare il calore, rendendolo un gas serra molto potente; 2) i costi di realizzazione di una stazione GIS possono essere sino a 10 volte superiori rispetto a una stazione AIS.

Il primo aspetto è controllabile e mitigabile sino a renderlo nullo grazie a sistemi evoluti di controllo del livello e della purezza del gas SF₆ nelle apparecchiature. Per il secondo aspetto, trattandosi di un onere a carico del sistema, lo stesso potrebbe essere giustificato esclusivamente da un intento prescrittivo da parte dell'ente valutatore che avesse interesse a ridurre il più possibile il consumo di suolo e minimizzare l'impatto paesaggistico dell'opera.

5.5.4 ALTERNATIVA A, LE MOTIVAZIONI DELLA SELEZIONE

Il progetto approfondisce la soluzione A nell'ambito della fase definitiva, nonostante la sua maggiore richiesta di suolo rispetto alla soluzione in GIS. Infatti, i dati evidenziano una differenza significativa di consumo di suolo tra le due opzioni, con la soluzione A che richiede 4.55 ettari rispetto ai 0.8 ettari della soluzione in GIS.

L'approccio adottato dipende dalla natura della nuova stazione in progetto, che è considerata un'infrastruttura di rete a servizio di una varietà di iniziative e rappresenta un impegno di Terna S.p.a., finanziato tramite fondi pubblici secondo quanto stabilito dalla Delibera n. 250/04 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (ARERA). Pertanto, il progetto delle nuove infrastrutture di rete, per le quali la società Barium Bay è stata incaricata da Terna, deve da un lato, rispettare gli standard definiti dal Gestore di Rete, ma dall'altro tendere a minimizzare l'impatto economico a sfavore dell'Autorità che, a meno che non sia strettamente necessario, tende a escludere le soluzioni a isolamento in GIS per le stazioni da realizzare in zone agricole, per le motivazioni economiche già enunciate. Rimangono, in ogni caso ferme e valide le considerazioni di carattere prescrittivo riportate al paragrafo precedente. Per quanto sopra, abbiamo preferito la soluzione che è conforme agli standard Terna e che prevede un'infrastruttura isolata in aria, in linea con le raccomandazioni dello stesso Gestore di Rete.



La nuova stazione elettrica 380 kV in progetto – Alternativa A

Per maggiori dettagli si rimanda alla sezione 5 – opere di connessione alla rete RTN del progetto definitivo

5.6 VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI PROCESSO O STRUTTURALI

Sono state esaminate e discusse tutte le possibili alternative di processo. Alla luce di questa analisi dettagliata, si può solo ribadire, come ampiamente argomentato, che ogni proposta è stata soggetta a un'attenta valutazione, considerando sia il livello di sviluppo tecnologico delle diverse opzioni sia i loro potenziali impatti, con particolare attenzione alle caratteristiche ambientali dell'area interessata. Le riflessioni e le argomentazioni presentate dimostrano che le scelte effettuate, sia a livello di singoli componenti che a livello di sistema, rappresentano le soluzioni più appropriate per il sito selezionato e per l'intera opera, valutata nel suo complesso, per la quale si propone la realizzazione.

6 ALTERNATIVE DI COMPENSAZIONE

Le alternative sui possibili interventi di compensazione sono state valutate in base a quanto proposto dal PPTR della Regione Puglia e dei criteri fissati dall'allegato 2 del DM 10.09.2010.

In particolare, si riportano alcuni estratti del PPTR riguardanti i possibili interventi di compensazione da prevedere per gli impianti offshore:

*...un progetto energetico che si pone come obiettivo generale lo sviluppo delle fonti rinnovabili e tra queste dell'eolico dovrà confrontarsi in modo sempre più chiaro con il territorio e costruire contemporaneamente un **progetto di paesaggio** ... con l'obiettivo di predisporre anche una visione condivisa tra gli attori che fanno parte dello stesso.*

L'eolico diviene occasione per la riqualificazione di territori degradati e già investiti da forti processi di trasformazione. La costruzione di un impianto muove delle risorse che potranno essere convogliate nell'avvio di processi di riqualificazione di parti di territorio, per esempio attraverso progetti di adeguamento infrastrutturale che interessano strade e reti, in processi di riconversione ecologica di aree interessate da forte degrado ambientale, nel rilancio economico di alcune aree, anche utilizzando meccanismi compensativi coi Comuni e gli enti interessati.

Orientare l'eolico verso forme di partenariato e azionariato diffuso per redistribuire meglio costi e benefici e aumentare l'accettabilità sociale degli impianti contribuendo a fornire maggiori assicurazioni sui profili di tutela ambientale e sociale.

Promuovere strumenti di pianificazione intercomunali che abbiano una visione ad una scala territoriale delle relazioni che oltre i limiti amministrativi gli impianti eolici avranno con il territorio, con i suoi elementi strutturanti ed i caratteri identitari (Piani Energetici Intercomunali e Provinciali)".

Le compensazioni per il progetto in esame sono state costruite attorno a questi principi cardine definendo le possibili linee di azione e le sinergie che è possibile attivare.

A ciò si aggiunge che la realizzazione dei parchi offshore porterà con sé ricadute socioeconomiche di grandissimo rilievo e tali da richiedere uno sforzo di sensibilizzazione e formazione per garantire il coinvolgimento dei settori produttivi locali e la nascita di adeguate professionalità, tra queste ricordiamo:

Infrastrutture portuali

Sviluppo di imprese locali

Creazione di nuovi posti di lavoro

Tra i criteri cardine per la definizione delle misure compensative definiti dall'allegato 2 del DM 10.09.2010 è importante evidenziare le parti di maggiore interesse:

Ai sensi dell'articolo 12, comma 6, decreto legislativo n. 387 del 2003, l'autorizzazione non può essere subordinata né prevedere misure di compensazione a favore delle Regioni e delle Province.

Fermo restando, anche ai sensi del punto 1.1 e del punto 13.4 delle presenti linee-guida, che per l'attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non è dovuto alcun corrispettivo monetario in favore dei Comuni, l'autorizzazione unica può prevedere l'individuazione di misure compensative, a carattere non meramente patrimoniale, a favore degli stessi Comuni e da orientare su interventi di miglioramento ambientale correlati alla mitigazione degli impatti riconducibili al progetto, ad interventi di efficienza energetica, di diffusione di installazioni di impianti a fonti rinnovabili e di sensibilizzazione della cittadinanza sui predetti temi, nel rispetto dei seguenti criteri:

- a) non dà luogo a misure compensative, in modo automatico, la semplice circostanza che venga realizzato un impianto di produzione di energia da fonti rinnovabili, a prescindere da ogni considerazione sulle sue caratteristiche e dimensioni e dal suo impatto sull'ambiente;
- b) le «misure di compensazione e di riequilibrio ambientale e territoriale» sono determinate in riferimento a «concentrazioni territoriali di attività, impianti ed infrastrutture ad elevato impatto territoriale», con specifico riguardo alle opere in questione;
- c) le misure compensative devono essere concrete e realistiche, cioè, determinate tenendo conto delle specifiche caratteristiche dell'impianto e del suo specifico impatto ambientale e territoriale;
- d) secondo l'articolo 1, comma 4, lettera f) della legge n. 239 del 2004, le misure compensative sono solo «eventuali», e correlate alla circostanza che esigenze connesse agli indirizzi strategici nazionali richiedano concentrazioni territoriali di attività, impianti e infrastrutture ad elevato impatto territoriale;
- e) possono essere imposte misure compensative di carattere ambientale e territoriale e non meramente patrimoniali o economiche solo se ricorrono tutti i presupposti indicati nel citato articolo 1, comma 4, lettera f) della legge n. 239 del 2004;
- f) le misure compensative sono definite in sede di conferenza di servizi, sentiti i Comuni interessati, anche sulla base di quanto stabilito da eventuali provvedimenti regionali e non possono unilateralmente essere fissate da un singolo Comune;
- g) nella definizione delle misure compensative si tiene conto dell'applicazione delle misure di mitigazione in concreto già previste, anche in sede di valutazione di impatto ambientale (qualora sia effettuata). A tal fine, con specifico riguardo agli impianti eolici, l'esecuzione delle misure di mitigazione di cui all'allegato 4, costituiscono, di per sé, azioni di parziale riequilibrio ambientale e territoriale;
- h) le eventuali misure di compensazione ambientale e territoriale definite nel rispetto dei criteri di cui alle lettere precedenti non possono comunque essere superiori al 3 per cento dei proventi, comprensivi degli incentivi vigenti, derivanti dalla valorizzazione dell'energia elettrica prodotta annualmente dall'impianto”.

Pertanto, alla luce di queste considerazioni e delle previsioni del DM 10.09.2010, fermo restando che le misure di compensazione saranno puntualmente individuate nell'ambito della conferenza di servizi, nel presente progetto si è proceduto a definire il quadro d'insieme nell'ambito del quale sono stati identificati gli interventi di compensazione, riconducibili ai seguenti temi:

- **Valorizzazione del patrimonio paesaggistico e naturalistico:** è di sicuro il tema più immediatamente riconducibile al concetto di compensazione, le risorse che verranno messe a disposizione potranno garantire l'implementazione di una progettualità di area vasta capace di coprire le esigenze infrastrutturali del territorio e di avviare virtuosi percorsi di riqualificazione ambientale. Il paradigma di fondo è basato su un più moderno concetto di “seascape”, che comprende sinergicamente gli elementi biotici, abiotici, meteorologici, ma anche gli insediamenti umani e le attività antropiche che si svolgono lungo costa prospiciente l'area di intervento. A tale scopo si è già provveduto a sottoscrivere un protocollo di intesa con IN/ARCH per lo sviluppo di concept progettuali e concorsi di progettazione.

In questa fase della progettazione si è proceduto, sulla base delle programmazioni in corso nelle aree coinvolte, ad individuare un potenziale catalogo di interventi che potrebbero essere avviati o sostenuti grazie alla realizzazione del parco eolico. In particolare, si è partiti identificando il **cicloturismo** come filo conduttore in grado di mettere a sistema gli elementi che caratterizzano il lungo (ed eterogeneo) tratto di costa coinvolto: da un lato, infatti, il cicloturismo rappresenta per Regioni come la Puglia uno strumento preziosissimo per raggiungere il difficile e tanto agognato obiettivo della destagionalizzazione turistica, dall'altro il progetto di una ciclovia porta con se interventi infrastrutturali

che rappresentano una grande occasione di riqualificazione e valorizzazione del territorio. Ecco che, quindi, percorrendo con quest'ottica il territorio in esame sono state immaginate azioni mirate alla rigenerazione ambientale, alla bonifica e alla riqualificazione delle fasce costiere interessate, mediante interventi di **mitigazione dell'erosione costiera** e della **pericolosità geomorfologica**, la creazione di approdi per un progetto di **mobilità marittima "Metromare"**, o sviluppo e l'attuazione di **corridoi ecologici** che salvaguardino le "lame", la realizzazione di **Ecomusei e parchi naturalistici** in grado di valorizzare i patrimoni ambientali, culturali, paesaggistici, locali. A ciò aggiungasi la necessità di prevedere specifici interventi nella fascia contermina al tracciato dell'elettrodotto su terraferma, oltre che opportuni interventi di inserimento paesaggistico della nuova stazione elettrica onshore, unitamente ad interventi di riqualificazione delle aree contermini che la ospiteranno.

- **Sostegno e formazione alle comunità locali per la green economy:** la disseminazione e la sensibilizzazione sono attività imprescindibili da affiancare a progetti come quello in esame, attraverso le quali le comunità locali potranno acquisire consapevolezza del percorso di trasformazione energetica intrapreso e della grande opportunità sottesa alla implementazione dell'energia rinnovabile. A tal fine si è già provveduto a sottoscrivere un protocollo di intesa con Legambiente Puglia per eseguire in sinergia una serie di interventi volti alla sensibilizzazione e alla formazione sui temi della green economy, è stato sviluppato un video in realtà virtuale per navigare all'interno del parco eolico offshore (strumento utilissimo per far conoscere da vicino questa nuova tecnologia), sono stati organizzati tre Energy Talks, rispettivamente nelle città di Bari, Brindisi e Lecce, nell'ambito dei quali ci si è potuti confrontare direttamente con le comunità locali rappresentando, anche grazie alle capacità divulgative di uno scienziato del calibro di Mario Tozzi, le peculiarità e le opportunità dei progetti degli impianti eolici offshore. È già in fase di organizzazione un nuovo set di eventi, tra cui quello organizzato con il Prof. Schettini ideatore del format «La fisica che ci piace» che presso il liceo classico di Barletta avrà l'obiettivo di spiegare a studenti e cittadini la rivoluzione che è in corso e che la transizione energetica ci impone. Segnaliamo anche il sostegno da parte del proponente sia ai programmi PCTO delle scuole secondarie che ITS post diploma con l'obiettivo di alimentare la formazione di nuove professionalità. Si segnala inoltre anche l'attiva partecipazione dello sponsor per la creazione della prima accademia delle energie marine offshore.
- **Supporto al settore della ricerca e della formazione specifica:** la realizzazione degli impianti eolici offshore costituisce una importante occasione per attivare e/o potenziare le attività di ricerca per lo studio della flora e della fauna marina, per analizzare lo stato di salute dei fondali, determinando gli elementi di minaccia e le strategie per difenderli. L'idea di realizzare sulla piattaforma offshore che ospita la sottostazione elettrica un laboratorio e un osservatorio per le Scienze del Mare si affianca alla previsione di attivare una serie di attività di formazione e ricerca, fino alla possibilità di attivare specifici indirizzi dedicati all'energia nell'ambito degli Istituti Tecnici Superiori (ITS) pugliesi e specifici interventi finalizzati alla formazione e affiancamento del tessuto produttivo. Ad oggi è stato già attivato un protocollo di intesa con Jonian Dolphin, definendo una serie di azioni specifiche nell'ambito della ricerca sull'ambiente marino e sono in fase di definizione intese con altri istituti di ricerca.
- **Promozione della creatività e delle arti:** si tratta di misure apparentemente secondarie, che assumono, invece, un grande rilievo se si pensa al richiamo e alla risonanza che l'arte può generare, amplificando le già descritte azioni di sensibilizzazione e di formazione, oltre che quelle mirate al sostegno delle comunità locali. Si pensi alla possibilità di prevedere delle installazioni artistiche in corrispondenza degli aerogeneratori (ad esempio murali o light show) e di poterle visualizzare non solo da mare, ma anche dalla costa, predisponendo delle postazioni multimediali da cui "vedere" e "ascoltare" il parco eolico. Nello specifico Barium Bay ha già siglato un protocollo di intesa con Pigment, un laboratorio di arte pubblica il cui obiettivo è rappresentare e promuovere giovani artisti, illustratori e

creatori. Inoltre, il partner di Barium Bay Gruppo Hope ha promosso un concorso per videomaker per realizzare un cortometraggio sui cambiamenti climatici: l'iniziativa ha avuto un buon successo con diverse decine di video candidati, la premiazione è stata eseguita nell'ambito di un convegno organizzato da Gruppo Hope e Regione Puglia nell'ambito dell'ultima Fiera del Levante, il 18.10.2022. È già prevista una nuova edizione del concorso per l'anno in corso 2023.

L'intento dello studio svolto nell'ambito del progetto in esame è quello di costruire una traccia che possa essere utilizzata come spunto per la strutturazione di un o strumento di programmazione dedicato alla definizione e realizzazione di interventi di compensazione che accompagneranno la realizzazione degli impianti eolici offshore, ovviamente non solo del progetto Barium Bay. Pertanto, la struttura degli interventi qui riportati è da intendersi in quest'ottica, ovvero è da considerare come parte di una visione che dovrà essere finalizzata con il coinvolgimento delle istituzioni e delle comunità.

Per il dettaglio delle misure previste si rimanda alla *sezione 6 – Interventi di compensazione e valorizzazione* del progetto definitivo.

7 CONCLUSIONI

Nella presente relazione e negli studi specialistici elaborati, accanto a una descrizione quali-quantitativa della tipologia dell'opera, delle scelte progettuali, dei vincoli e i condizionamenti riguardanti la sua ubicazione, sono stati individuati, in maniera analitica e rigorosa, la natura e la tipologia degli impatti che l'opera genera sull'ambiente circostante inteso nella sua più ampia accezione.

Per la configurazione progettuale è stata così effettuata una **stima delle potenziali interferenze**, sia positive che negative, che l'intervento determina sul complesso delle componenti ambientali addivenendo ad una soluzione che per le sue caratteristiche e i benefici creati può dirsi **complessivamente positiva**.

Inoltre, bisogna ancora ricordare che la **produzione di energia elettrica** tramite lo sfruttamento del vento presenta l'indiscutibile **vantaggio ambientale di non immettere nell'ecosistema sostanze inquinanti** sotto forma di gas, polveri e calore.

In aggiunta a quanto sopra, come più volte accennato, il progetto dell'impianto eolico Barium Bay è stato sviluppato in termini di Compensazioni e valorizzazioni idonee a ripagare nella giusta maniera l'inserimento dell'opera nel contesto e a stabilirne un uso con risvolti favorevoli per il territorio. In tal senso, **la Società proponente intende sviluppare un modello di business innovativo fondato sulla creazione di valore sociale e ambientale** che, partendo da una attenta analisi del contesto, ha individuato le principali azioni e gli interventi finalizzati alla **riqualificazione ambientale**.

In conclusione, si può affermare che **l'impatto complessivo** delle opere che si intende realizzare è **pienamente compatibile con la capacità di carico dell'ambiente** dell'area analizzata.