

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 Analisi delle alternative

REV.	DATA	DESCRIZIONE



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
4	ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE	6
4.1	IL PROGETTO POWERED	6
4.2	DISPONIBILITÀ DELLA RISORSA ANEMOLOGICA	8
4.3	BATIMETRIA E VINCOLI TECNOLOGICI	9
4.4	DISTANZA DALLA COSTA, IMPATTO SULLA PESCA LOCALE E SUL PAESAGGIO	10
4.5	VINCOLI AMBIENTALI, MILITARI E MINERATI	11
4.6	COMPATIBILITÀ CON LE PRINCIPALI ROTTE ED IL TRAFFICO NAVALE IN USCITA ED INGRESSO DAI PORTI ADRIATICI	12
4.7	INTERFERENZA CON ALTRE OPERE E SERVIZI OFFSHORE	13
4.8	VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE – IL PARCO EOLICO OFFSHORE	14
4.9	VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE – LE OPERE DI CONNESSIONE	15
4.9.1	<i>La STMG del Gestore di Rete</i>	15
4.9.2	<i>Alternativa A – Stazione Terna sotto linea</i>	16
4.9.3	<i>Alternativa B – Stazione Terna sotto costa</i>	17
4.9.4	<i>Area di approdo</i>	18
4.9.5	<i>Alternativa B – Individuazione delle aree idonee ad ospitare la nuova Stazione Elettrica sotto costa</i>	19
4.9.6	<i>Elettrodotto di connessione sottostazione offshore – stazione RTN</i>	19
4.9.6.1	<i>L'elettrodotto interrato onshore</i>	19
4.9.6.2	<i>L'elettrodotto offshore</i>	20
4.9.7	<i>Elettrodotto di connessione stazione RTN – linea RTN</i>	22
4.9.7.1	<i>Verifica fattibilità elettrodotti interrati</i>	22
4.9.7.2	<i>Elettrodotti aerei – i criteri ERPA</i>	22
4.9.7.3	<i>Elettrodotti aerei – Proposta corridoi</i>	30
4.9.7.4	<i>Elettrodotti aerei – Definizione del tracciato</i>	36
5	ALTERNATIVE DI PROCESSO O STRUTTURALI	38
5.1	ANALISI E SCELTA DELLA TIPOLOGIA DI SOTTOSTRUTTURE FLOTTANTI DI FONDAZIONE DEGLI AEROGENERATORI	38
5.2	ANALISI E SCELTA DEI SISTEMI DI ANCORAGGIO E ORMEGGIO	41
5.2.1	<i>Sistemi di ormeggio</i>	41
5.2.2	<i>Sistemi di ancoraggio</i>	43

5.3	SCELTA DELLO SCHEMA DI CONNESSIONE _____	45
5.4	ANALISI E SCELTA DEI SISTEMI DI POSA CAVI OFFSHORE _____	49
5.4.1	<i>Realizzazione dell'approdo mediante Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC)</i> _____	49
5.4.2	<i>Posa in semplice appoggio e sistemi di protezione</i> _____	51
5.4.3	<i>Posa in trincea</i> _____	51
5.5	L'ELETTRODOTTO DI CONNESSIONE ONSHORE _____	52
5.6	LA STAZIONE ELETTRICA RTN _____	53
5.7	VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI PROCESSO O STRUTTURALI _____	54
6	ALTERNATIVE DI COMPENSAZIONE _____	55
7	CONCLUSIONI _____	59

1 PREMESSA

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

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

Queste considerazioni attraversano tutte le principali scelte progettuali fatte, sia in termini tecnologici che di individuazione del sito, ed hanno portato alla definizione della proposta progettuale di un impianto offshore per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile eolica della potenza nominale di 1110 MW costituito da 74 aerogeneratori, da due sottostazioni elettriche offshore di trasformazione 66/380 kV e da un elettrodotto di connessione.

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 sono:

- scopo dell'opera;
- ubicazione dell'opera;
- inserimento ambientale dell'opera.

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, 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 strategica 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 emissioni e assorbimenti, ad almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 quale prima tappa verso l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050. Gli obiettivi climatici** sono formalizzati nel regolamento sulla normativa europea sul clima condiviso tra Parlamento e Consiglio Europeo **diventano per l'UE e per gli stati membri un obbligo giuridico.**

Per trasformare gli obiettivi climatici in legislazione è stato approntato **il pacchetto Pronti per il 55% (FF55 - FIT for 55%)**: un insieme di proposte riguardanti nuove normative dell'UE con cui l'Unione e i suoi 27 Stati membri intendono conseguire l'obiettivo climatico dell'UE per il 2030. Il pacchetto FF55 comprende una proposta di revisione della direttiva sulla promozione delle energie rinnovabili. La proposta intende aumentare l'attuale obiettivo a livello dell'UE, pari ad almeno il 32% di fonti energetiche rinnovabili nel mix energetico complessivo, portandolo ad almeno il 40% entro il 2030.

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

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

2.2 LE POLITICHE NAZIONALI

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.

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, **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.**

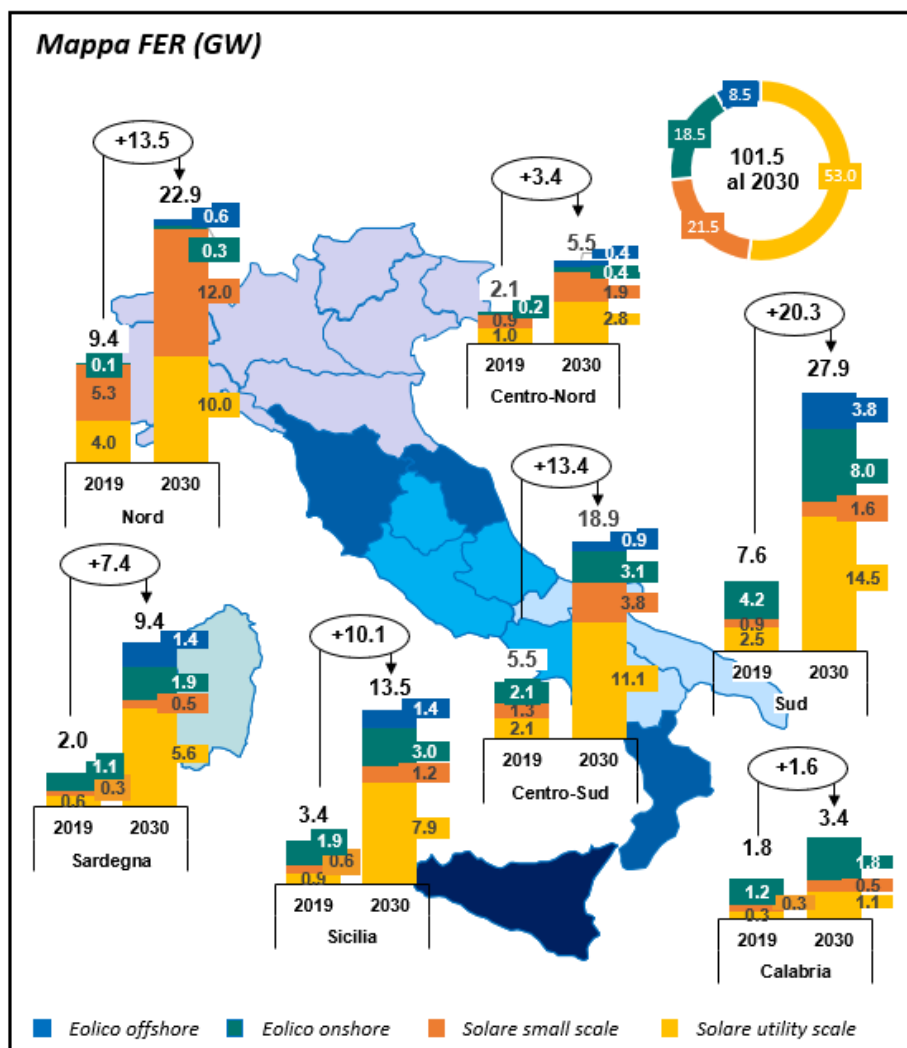


Figura 2.1: ripartizione per zone degli obiettivi di potenza installata nello scenario FF50 del DDS 22

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;

Si rimanda, quindi, ai successivi paragrafi per l'analisi delle alternative di localizzazione, strutturali o di processo e di compensazione.

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. Cautadella 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. Si è inoltre tenuto in considerazione lo Studio di Impatto Ambientale realizzato per il progetto Centrale Eolica Offshore Brindisi della TG Energie Rinnovabili s.r.l. che ha ottenuto il parere favorevole con prescrizione del Comitato Tecnico VIA.

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, concluso 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.

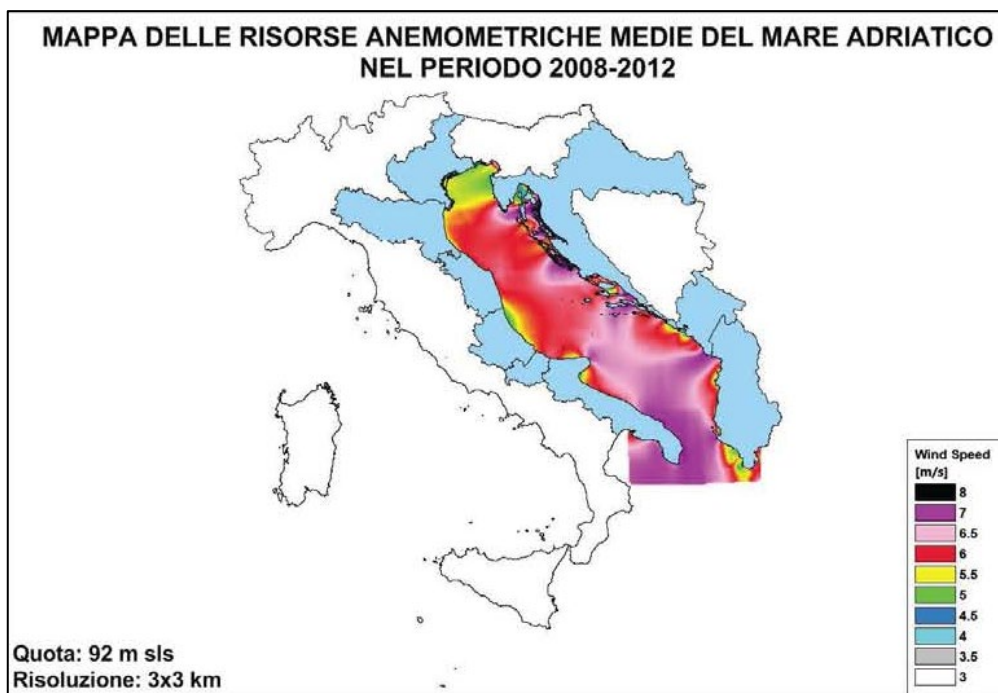


Figura 4.1: Mappa del Vento nel Mare Adriatico – Powered

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

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.**

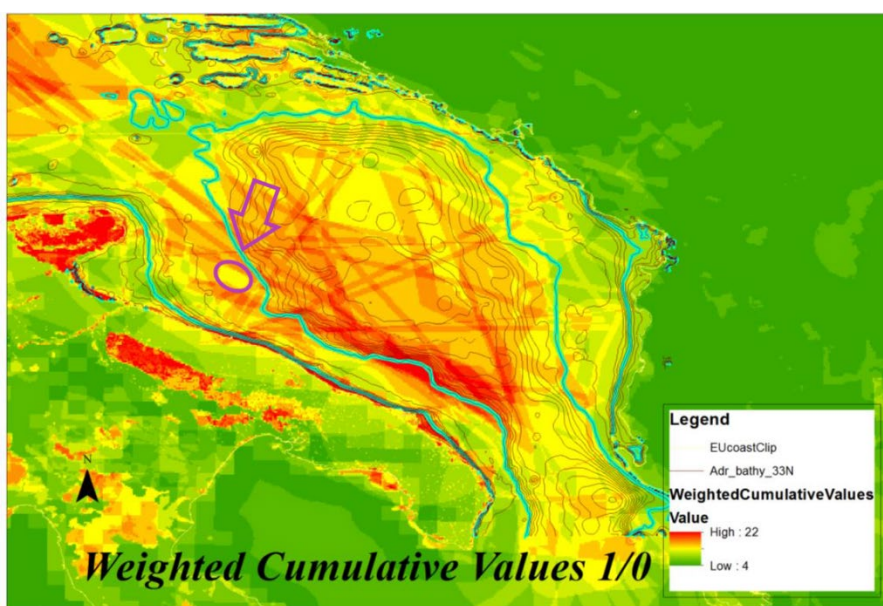


Figura 4.2: Mappa del Mare Adriatico Meridionale con analisi cumulativa dei potenziali conflitti (ambientali e non) tra l'eventuale centrale eolica offshore (area cerchiata) e l'area circostante estratta dal Report Finale del WP5 progetto Powered – IPA. In celeste sono evidenziate le curve batimetriche a 40 m e 200 m.

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 SpA", e dal "Global Wind Atlas" con le velocità del vento annue medie a 150 m che mostrano risultati compatibili con la mappa in Figura 4.3 prodotta dal progetto Powered.

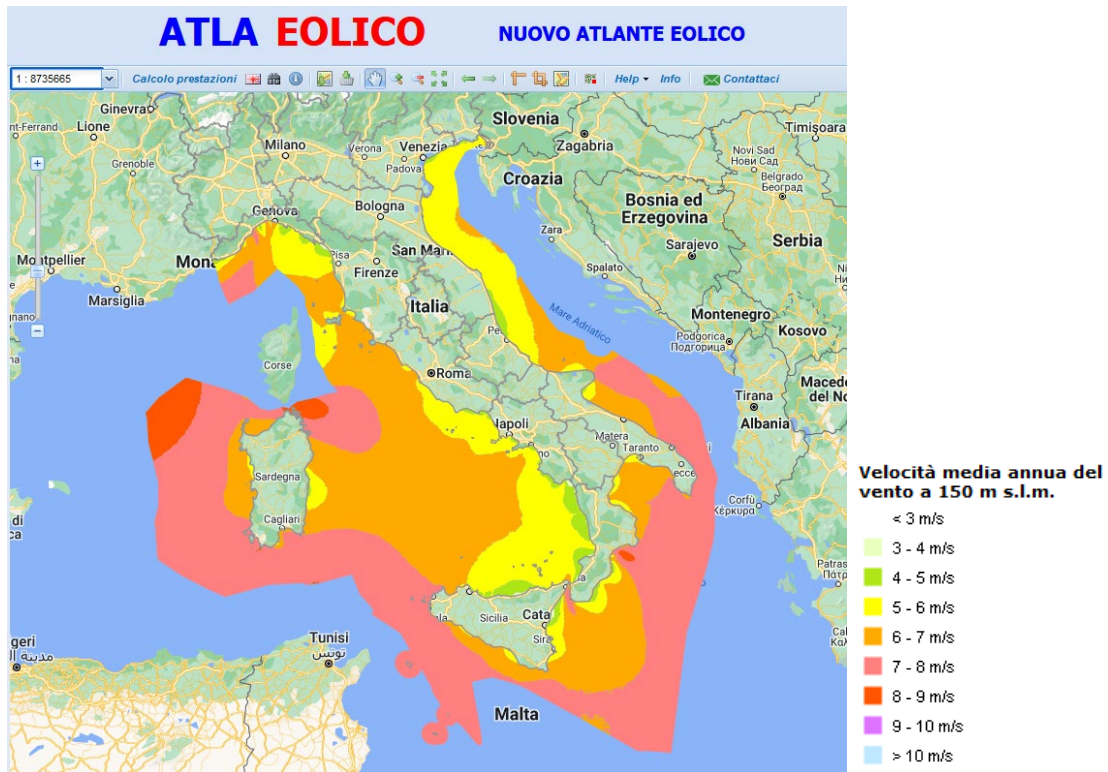


Figura 4.4: velocità media annua del vento a 150 m – tratta dall'atlante eolico della società RSE SpA

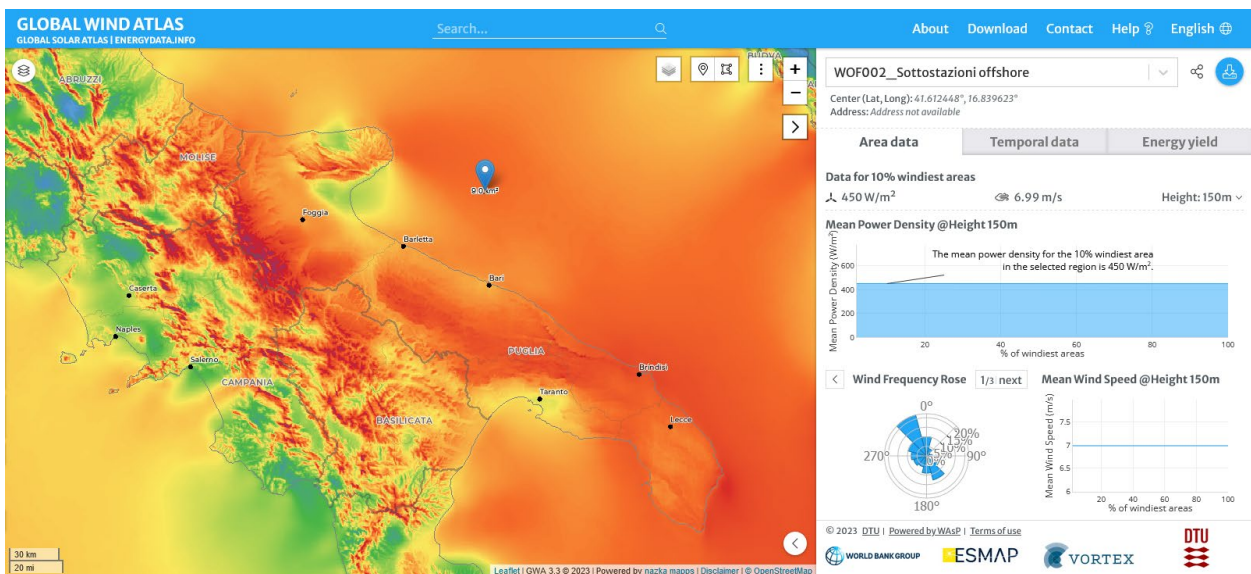


Figura 4.5: velocità media annua del vento a 150 m - tratta dal sito <https://globalwindatlas.info/en/>

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.

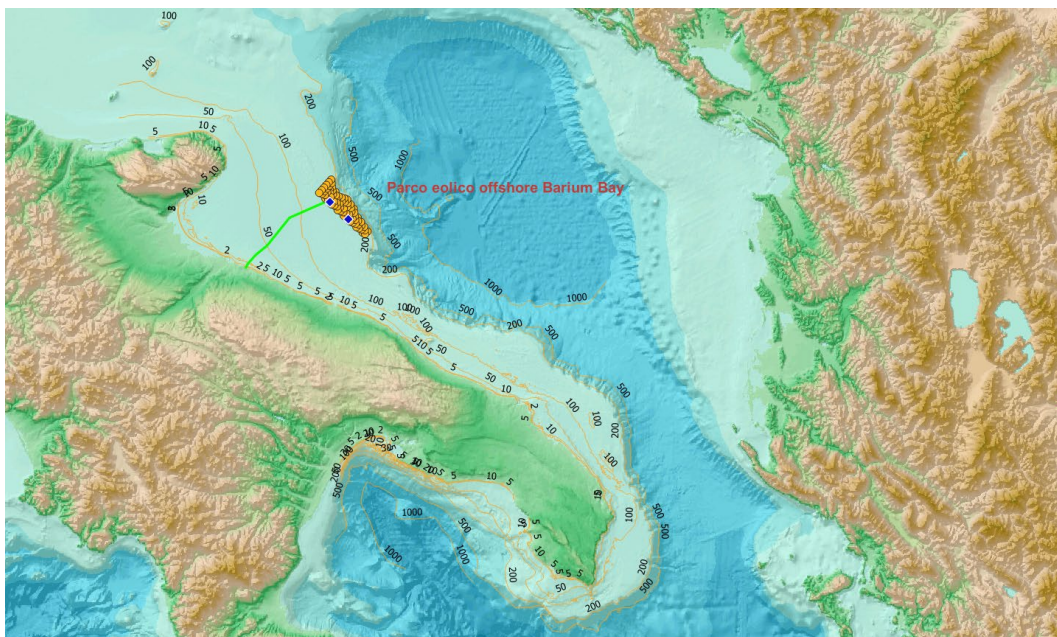


Figura 4.6: carta batimetrica (fonte GEBCO e Regione Puglia)

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. Per quanto gli impianti offshore su piattaforme galleggianti possano, teoricamente, essere installati in siti di qualsiasi batimetria è del tutto evidente che batimetrie troppo elevate possono comportare necessità di sistemi di ormeggio e ancoraggio più complessi e onerosi. D'altra parte, trattandosi di tecnologie che hanno raggiunto solo in tempi recenti un livello di maturità tecnologica affidabile, si è scelto di considerare, nella scelta del sito, aree con caratteristiche morfologiche confrontabili con i siti utilizzati negli impianti dimostrativi finora realizzati o in costruzione e, come mostrato nella

tabella 4.1, si verifica che tutti i parchi eolici galleggianti già operativi o in fase di sviluppo censiti si attestano su batimetrie inferiori a 200 m;

Project	Commissioning date	#	MW		System	Status	Consent	Water			
			single	tot				depth	Country	Classification	Configuration
Zefyros (fmr Hywind I)	2009	1	2.3	2.3	Hywind I	Online	Permit approved	150	NORWAY	Ballast stabilised	Spar
Goto Sakiyama 2016	2016	1	2.1	2.1	Toda Spar	Online	Permit approved	96	JAPAN	Ballast stabilised	Spar
Hywind Scotland	2017	5	6	30	Hywind II	Online	Permit approved	105	UK	Ballast stabilised	Spar
Floateen	2018	1	2	2	Damping Pool	Online	Permit approved	33	FRANCE	Waterplane stabilised	Barge w/ damping pool
Hibiki	2018	1	3	3	Damping Pool	Online	Permit approved	55	JAPAN	Waterplane stabilised	Barge w/ damping pool
WindFloat Atlantic	2019	3	8.4	25.2	WindFloat	Online	Permit approved	93	PORTUGAL	Waterplane stabilised	Semisub
Kincardine Tranche 2	2021	5	9.5	47.5	WindFloat	Online	Permit approved	60	UK	Waterplane stabilised	Semisub
TetraSpar Demo	2021	1	3.6	3.6	TetraSpar	Online	Permit approved	200	NORWAY	Ballast stabilised	Pendulum
Yangxi West Shapa Demo	2021	1	5.5	5.5	TH Floater	Online	Permit approved	27	CHINA	Waterplane stabilised	Semisub
Hywind Tampen	2022	11	8.6	94.6	Hywind III	Online	Permit approved	260	NORWAY	Ballast stabilised	Spar
Xuwen FuYao Pilot	2022	1	6.2	6.2	Fuyao	Under devel	Permit approved	65	CHINA	Waterplane stabilised	Semisub
AFLOWT Hexafloat	2023	1	6	6	Hexafloat	Under devel	Permit approved	75	FRANCE	Ballast stabilised	Pendulum
Deep Sea Floating	2023	1	7.25	7.25	Fuyao	Under devel	Permit approved	100	CHINA	Waterplane stabilised	Semisub
DemoSATH	2023	1	2	2	SATH	Under devel	Permit approved	85	SPAIN	Waterplane stabilised	Barge
EFL Leucate	2023	3	10	30	WindFloat	Under devel	Permit approved	60	FRANCE	Waterplane stabilised	Semisub
Longyuan Nanri Island	2023	2	4	8	N/A	Under devel	Lease granted	40	CHINA	N/A	N/A
Nezzy2 Demo / OceanX	2023	1	8.3	8.3	Nezzy2	Under devel	Permit approved	40	CHINA	Waterplane stabilised	Semisub
Provence Grand Large	2023	3	8.4	25.2	WindFloater	Under devel	Permit approved	97	FRANCE	Mooring stabilised	TLP
SeaTwirl S2	2023	1	1	1	Seatwirl	Under devel	Permit approved	130	NORWAY	Ballast stabilised	Spar
EolMed (Gruissan)	2024	3	10	30	Damping Pool	Under devel	Permit approved	50	FRANCE	Waterplane stabilised	Barge w/ damping pool
France-Atlantique	2024	1	5	5	Eolink	Under devel	Permit approved	30	FRANCE	Waterplane stabilised	Semisub
Goto Kabashima 2	2024	8	2.1	16.8	Toda Spar	Under devel	Permit approved	96	JAPAN	Ballast stabilised	Spar
Harald Offshore Hydrogen	2024	1	10	10	P-80	Under devel	Permit approved		DENMARK	Waterplane stabilised	Barge
JeJu Wind Farm Demo	2024	1	8	8	Hi Float	Under devel	Pre-lease		SOUTH KOREA	Waterplane stabilised	Semisub
Nezzy Demonstrator	2024	1	6	6.2	Nezzy	Under devel	Permit approved	60	JAPAN	Waterplane stabilised	Semisub
Sotenas	2024	1	5	5	FlowOcean	Under devel	Lease granted		SWEDEN	Waterplane stabilised	Semisub
Bada Energy III (Gray Whale)	2025	36	14	500	Hi Float	Under devel	Permit applied	150	SOUTH KOREA	Waterplane stabilised	Semisub
ERM Dolphin H2 Demo	2025	1	10	10	WindFloat	Under devel	Permit approved	100	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Flagship Canary Demo	2025	1	10	10	OO-Star*	Under devel	Permit applied		SPAIN	Waterplane stabilised	Semisub
Maine Aqua Ventus I	2025	1	11	11	Voltum US	Under devel	Permit approved	61	USA	Waterplane stabilised	Semisub
MPS Demonstrator	2025	1	8	8	PelaFlex	Under devel	Permit approved	60	UK	Mooring stabilised	TLP
TwinHub	2025	2	8	16	TwinWind	Under devel	Permit approved	60	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Yangjiang Qingzhou Four	2025	5	5.5	27.5	w.semi	Under devel	Permit approved	50	CHINA	Waterplane stabilised	Semisub
Erebus	2026	7	13.5	94.5	WindFloat	Under devel	Permit applied	60	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Munmu Baram	2026	14	15	210	TwinWind*	Under devel	Lease granted	125	SOUTH KOREA	Waterplane stabilised	Semisub
Pentland Demonstrator	2026	1	15	15	TetraSpar	Under devel	Permit applied	60	UK	Ballast stabilised	Pendulum
W 1 N - Chu Tin	2026	10	10	100	N/A	Under devel	Permit applied	49	TAIWAN	N/A	N/A
Blyth Extension	2027	4	14	56	XCF Floater	Under devel	Permit approved	50	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Hannibal	2027	25	10	250	TetraSpar	Under devel	Lease granted	95	ITALY	Ballast stabilised	Pendulum
Munmu Baram II	2027	84	15	1260	TwinWind*	Under devel	Lease granted	125	SOUTH KOREA	Waterplane stabilised	Semisub
ERM Dylan	2028	30	10	300	WindFloat	Under devel	Permit approved	100	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Caledonia	2029	27	15	400	N/A	Under devel	Permit applied	70	UK	N/A	N/A
Buchan	2030	64	15	960	Damping Pool	Under devel	Lease granted	75	UK	Waterplane stabilised	Barge w/ damping pool
CampionWind	2030	133	15	2000	N/A	Under devel	Lease granted	60	UK	N/A	N/A
East of Shetland NE1	2030	34	15	495	WindFloat*	Under devel	Lease granted	100	UK	Waterplane stabilised	Semisub
East of Shetland NE1	2030	34	15	495	N/A	Under devel	Lease granted	100	UK	N/A	N/A
Magnora	2030	33	15	495	Ino 12	Under devel	Lease granted	106	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Mara MhA²r	2030	53	15	795	N/A	Under devel	Lease granted	105	UK	N/A	N/A
MaramWind	2030	200	15	3000	N/A	Under devel	Lease granted	100	UK	N/A	N/A
Odra Energia	2030	90	15	1350	WindFloat*	Under devel	Lease granted	100	ITALY	Waterplane stabilised	Semisub
Ossian	2030	174	15	2610	TetraSpar*	Under devel	Lease granted	70	UK	Ballast stabilised	Pendulum
Stromar	2030	67	15	1000	PelaFlex	Under devel	Lease granted	90	UK	Mooring stabilised	TLP
Yeonggwang Project	2030	70	6	420	TwinWind	Under devel	Lease granted	62	SOUTH KOREA	Waterplane stabilised	Semisub
Bellrock	2031	80	15	1200	PelaFlex	Under devel	Lease granted	70	UK	Mooring stabilised	TLP
Broadshore	2031	60	15	900	PelaFlex	Under devel	Lease granted	85	UK	Mooring stabilised	TLP
West of Orkneys	2031	60	15	900	N/A	Under devel	Lease granted	45	UK	N/A	N/A
Cluaran Ear-Thuath	2033	67	15	1000	Damping Pool*	Under devel	Lease granted	60	UK	Waterplane stabilised	Barge w/ damping pool
East of Shetland NE1 - Arven	2033	120	15	1800	WindFloat*	Under devel	Lease granted	100	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Northland Power	2033	100	15	1500	N/A	Under devel	Lease granted	80	UK	N/A	N/A

Tabella 4.1: Parchi eolici offshore galleggianti commissionati e in fase di sviluppo

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.

4.4 DISTANZA DALLA COSTA, IMPATTO SULLA PESCA LOCALE E SUL PAESAGGIO

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.

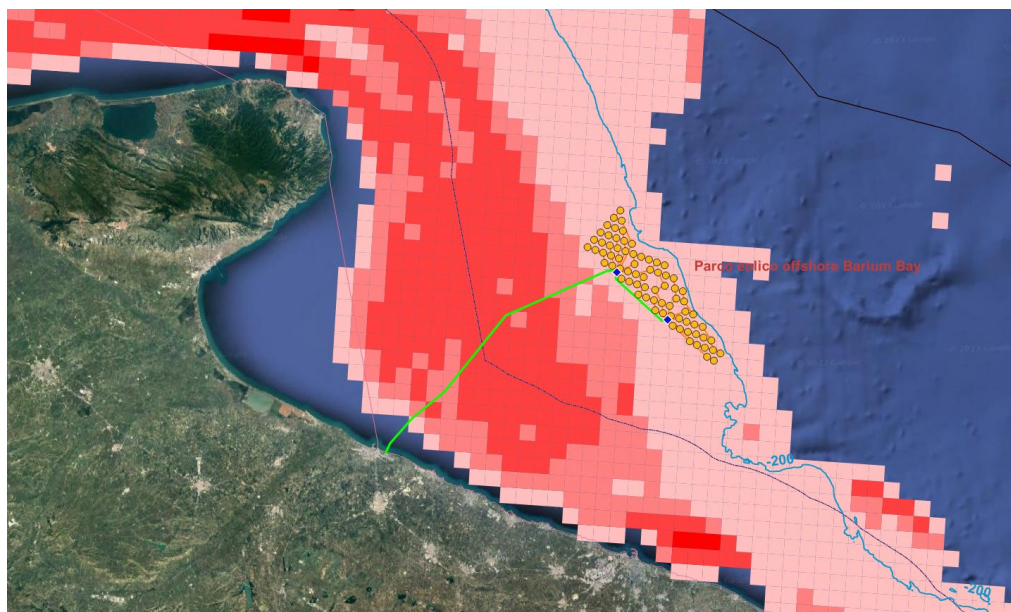


Figura 4.7: distribuzione dello sforzo di pesca medio annuo

Nella figura 4.7 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.**

Dal punto di vista paesaggistico è del tutto evidente che **più ci si allontana dalla costa e meno si altera il paesaggio.** Allontanandosi dai punti di vista il parco eolico diventa sempre meno distinguibile ed inoltre, per effetto della curvatura terrestre, già a distanze di alcune decine di chilometri, gli aerogeneratori risultano schermati proprio a partire dalla parte inferiore.

4.5 VINCOLI AMBIENTALI, MILITARI E MINERATI

Nelle successive immagini vengono visualizzate alcune mappe con riportati vincoli di diversa natura che, per ragioni diverse, rappresentano aree non idonee per la localizzazione dell'impianto. Si riportano nello specifico:

le aree interessate da vincoli ambientali (aree protette e SIC) che include anche le aree su cui il vincolo è in fase di definizione,
i vincoli militari
le aree interessate da titoli minerari in essere quali permessi di ricerca idrocarburi e concessioni di coltivazione.



Figura 4.8: vincolo ambientali, minerari e militari

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).

4.6 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.

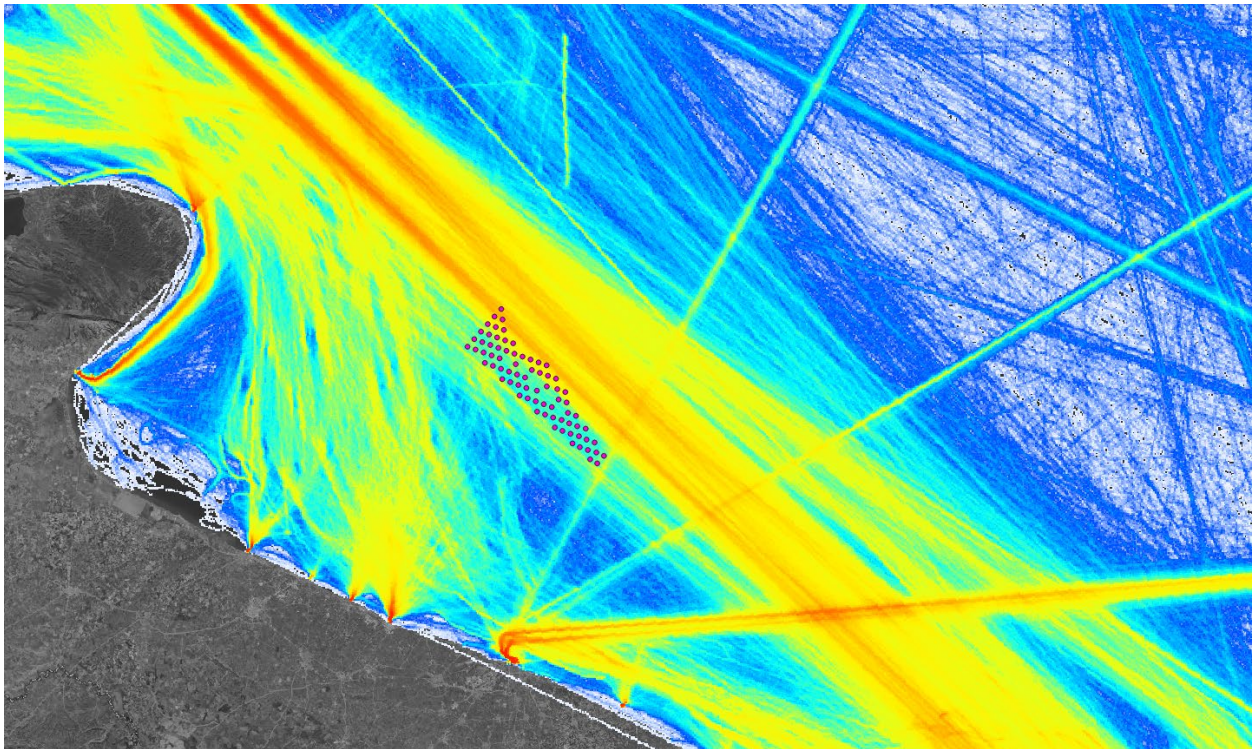


Figura 4.9: traffico marino (fonte Adriplan)

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.

4.7 INTERFERENZA CON ALTRE OPERE E SERVIZI OFFSHORE

Nel corso degli studi specialistici effettuati non è emersa la presenza di opere infrastrutturali offshore nell'area in esame. Ciò è stato poi confermato dalle indagini ambientali svolte nell'area.

4.8 VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE – IL PARCO EOLICO OFFSHORE

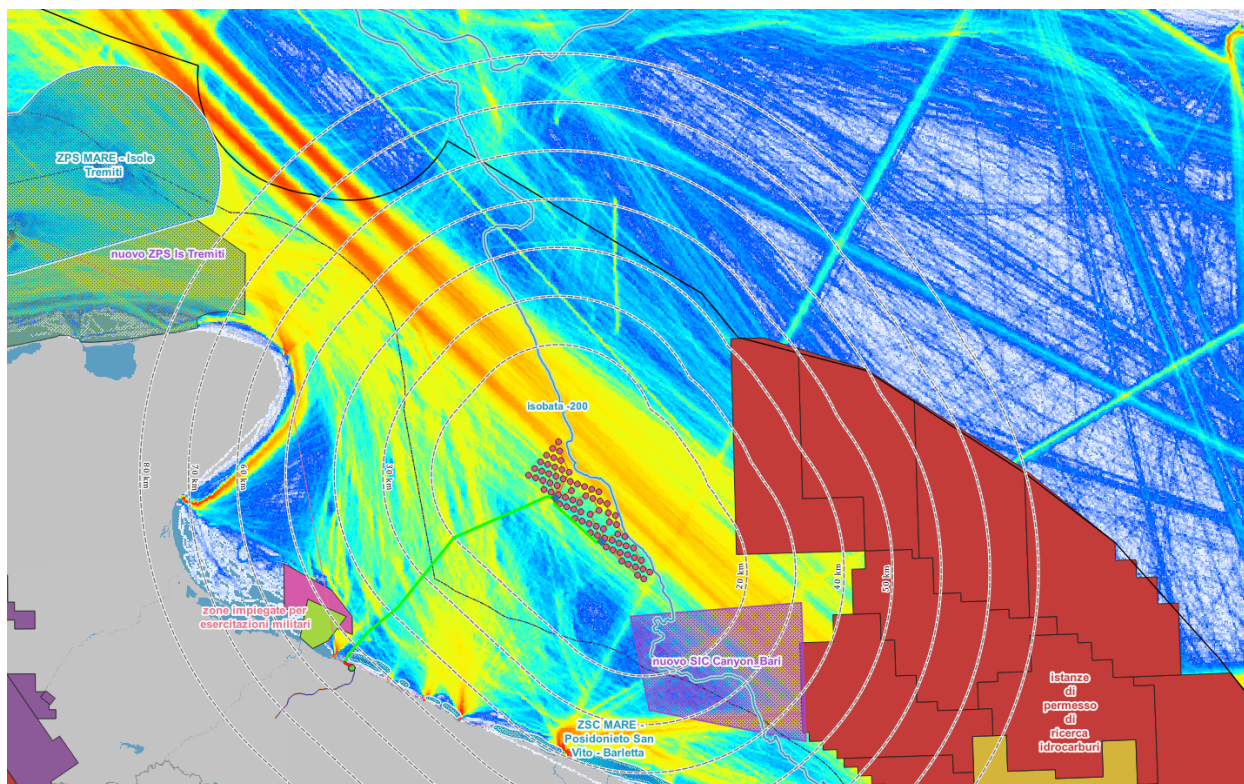


Figura 4.10: sovrapposizione cartografica dei vincoli e delle aree con criticità rilevanti ai fini della localizzazione del parco

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 dal ciglio della scarpata,
- 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 ed uscita dai porti e lungo le direttrici di traffico principali
- la tutela dell'ecosistema marino che porta ad evitare le aree tutelate garantendo la distanza massima possibile
- Il rispetto dei titoli minerari in essere considerando anche le aree interessate da istanze di permessi di ricerca

Nella figura 4.10 si mostra 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, Terna 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 (cfr cap. 5), 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.

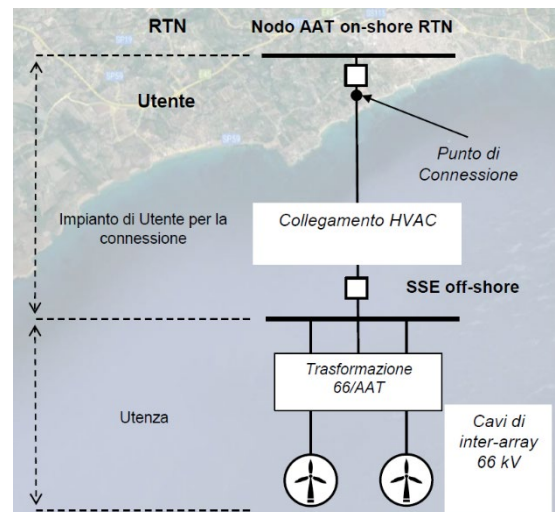


Figura 4.11: schema di connessione

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"

La stessa STMG è stata rilasciata anche ad altri operatori offshore, tra cui **Barium Bay** srl e **Acciona Energia Global Italia** s.r.l. (Acciona), che al momento risultano gli unici ad aver formalizzato l'accettazione.

L'area di potenziale ubicazione delle opere di connessione risulta essere compresa in un corridoio compreso tra gli impianti eolici offshore da connettere alla rete e il tratto in cui le due linee Terna risultano essere più ravvicinate.

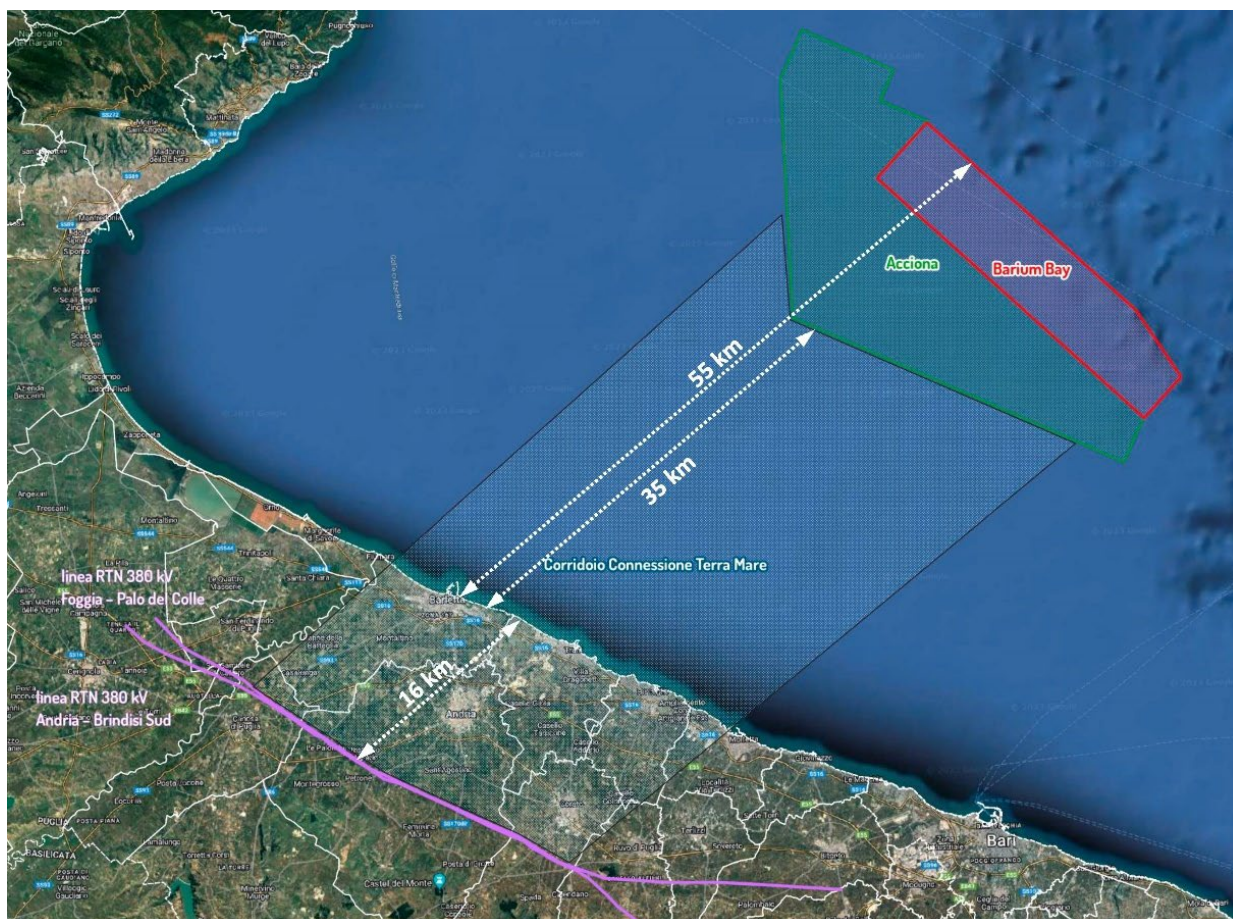


Figura 4.12: area di potenziale ubicazione delle opere di connessione

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 Terna in prossimità delle due linee si riducono ovviamente le opere di rete, ma si rende necessario realizzare un elettrodotto per ciascuno degli operatori destinatari della medesima soluzione di connessione. Considerato che, come in seguito riportato nel dettaglio, il territorio in esame presenta caratteristiche che mal si prestano alla realizzazione di elettrodotti interrati (vedi par. 4.9.6), l'impatto delle opere di connessione risulterebbe difficilmente sostenibile.

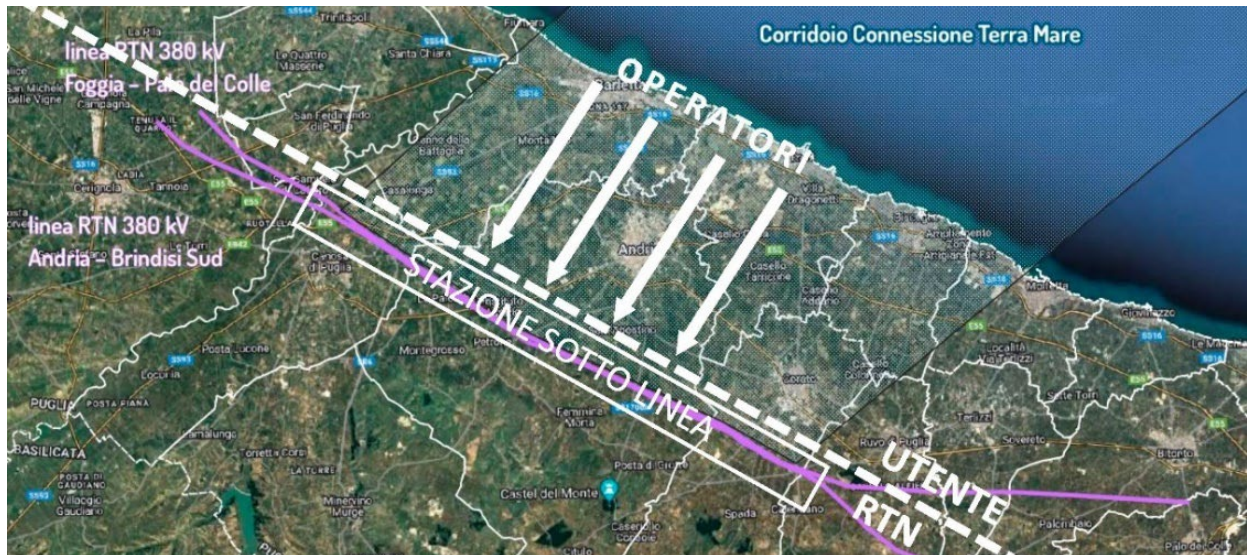


Figura 4.13: ubicazione della Stazione Elettrica sotto linea

4.9.3 ALTERNATIVA B – STAZIONE TERNA SOTTO COSTA

Con la realizzazione di una Stazione Elettrica Terna in corrispondenza degli approdi, le opere di rete per la connessione consisterebbero in un elettrodotto aereo (due linee in doppia terna), mentre gli operatori possono connettersi direttamente alla nuova Stazione RTN posta a valle dell'approdo.

Considerato che, come in seguito riportato nel dettaglio, è possibile individuare un'area di approdo comune alle diverse iniziative, tale soluzione riduce drasticamente gli impatti associati alle opere di connessione. Tanto più che, dovendo realizzare una stazione in prossimità del mare, si dovrà prevedere una esecuzione in blindato, che consente di limitare il consumo di suolo e l'impatto visivo.



Figura 4.14: ubicazione della Stazione Elettrica sotto costa

L'Alternativa B risulta pertanto la soluzione tecnica di minore impatto e pertanto è stata scelta tra due proposte.

4.9.4 AREA DI APPRODO

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

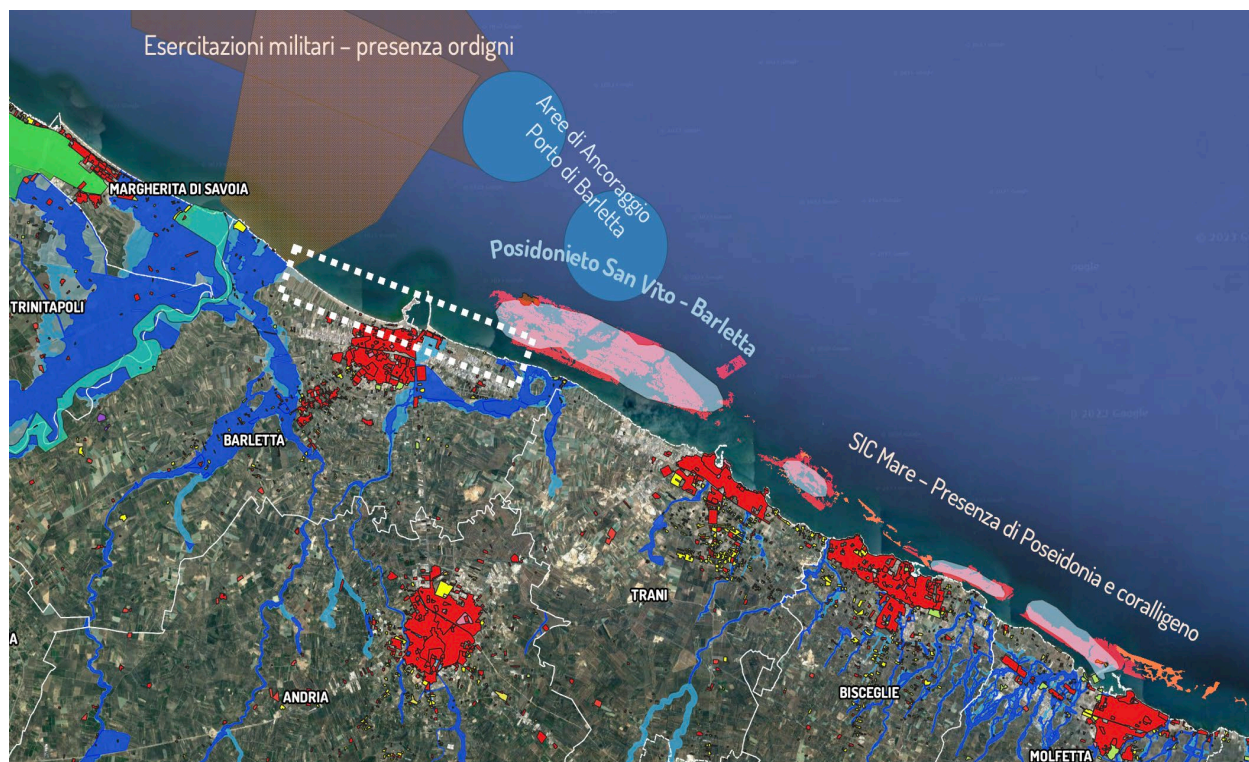


Figura 4.15: scelta del punto di approdo - vincoli e interferenze nell'area di interesse

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 gli approdi delle iniziative relative ai parchi eolici offshore.

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.



Figura 4.16: ubicazione del punto di approdo

4.9.5 ALTERNATIVA B – INDIVIDUAZIONE DELLE AREE IDONEE AD OSPITARE LA NUOVA STAZIONE ELETTRICA SOTTO COSTA

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 meglio consente la realizzazione degli elettrodotti in uscita verso le linee RTN. Da qui in poi nella presente relazione, tale area è indicata come **alternativa B**.



Figura 4.17: ubicazione della Stazione sotto costa

4.9.6 ELETTRODOTTO DI CONNESSIONE SOTTOSTAZIONE OFFSHORE – STAZIONE RTN

4.9.6.1 L'elettrodotto interrato onshore

Il tratto ricompreso tra il punto di sbarco a terra e la nuova Stazione RTN TERNA 380 kV verrà percorso realizzando un elettrodotto interrato su strada pubblica. L'opera si colloca in un'area ricompresa tra la zona

industriale di Barletta e un'area destinata dal PRG di Barletta a parco urbano separate dalla strada Litoranea di Levante. Lungo la costa sono presenti delle aree caratterizzate da dissesto geomorfologico e da vincoli PPTR (BP-Territori costieri e UCP- Formazioni arbustive in evoluzione naturale).

La presenza dei citati vincoli PAI-PPTR obbliga a gestire l'attraversamento di queste aree con un elettrodotto interrato mentre la presenza dell'area industriale ampiamente insediata non permette la realizzazione di elettrodotti in alta tensione per via dei campi elettromagnetici potenzialmente generati. La presenza della litoranea che raccorda il punto di sbarco con il sito scelto per la nuova Stazione Elettrica RTN semplifica invece la realizzazione dell'elettrodotto interrato.

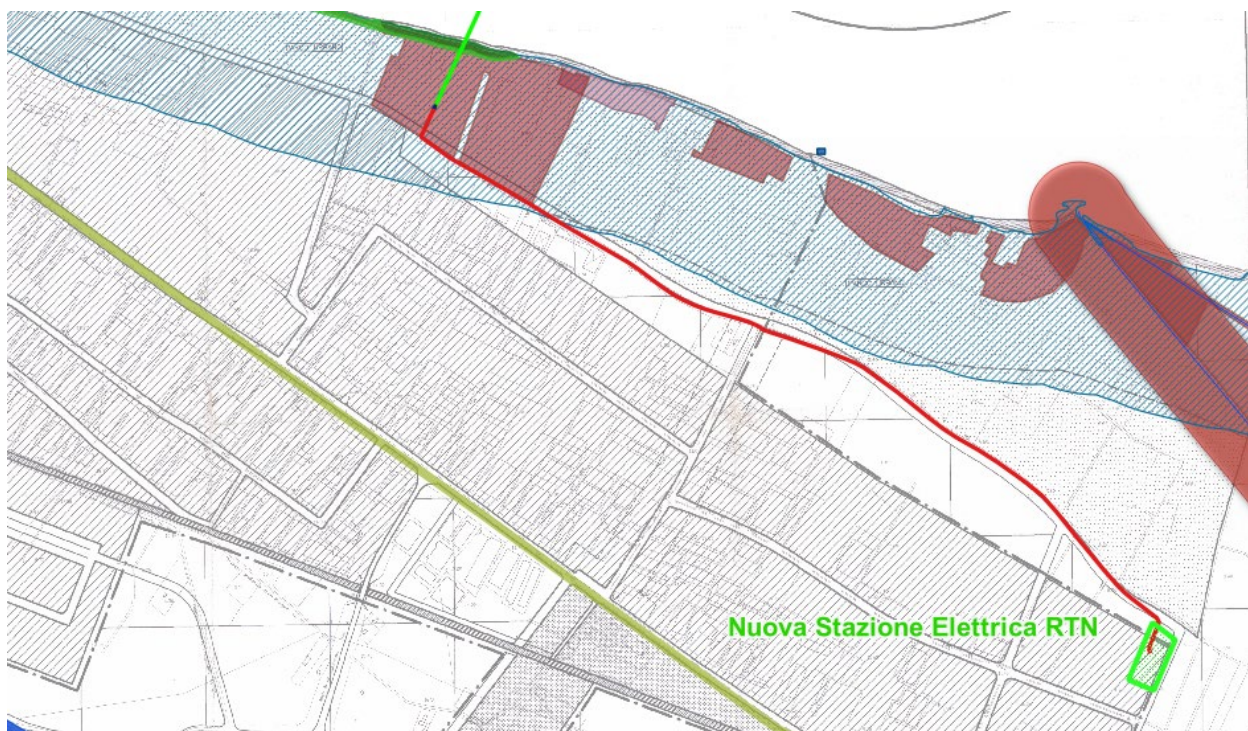


Figura 4.18: Tracciato dell'elettrodotto interrato tra il punto di sbarco e la nuova stazione elettrica RTN su base PRG e vincoli PPTR - PAI

4.9.6.2 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 di attraversare 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.

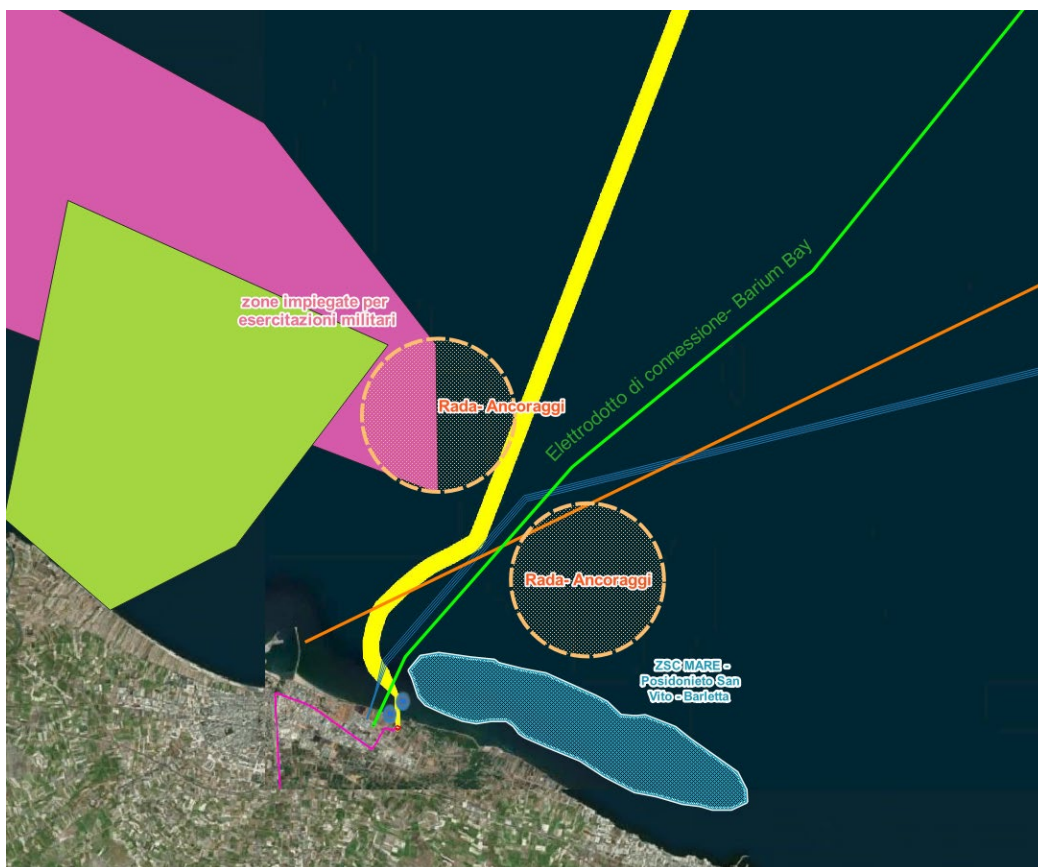


Figura 4.19: tracciato dell'elettrodotto offshore in prossimità della costa

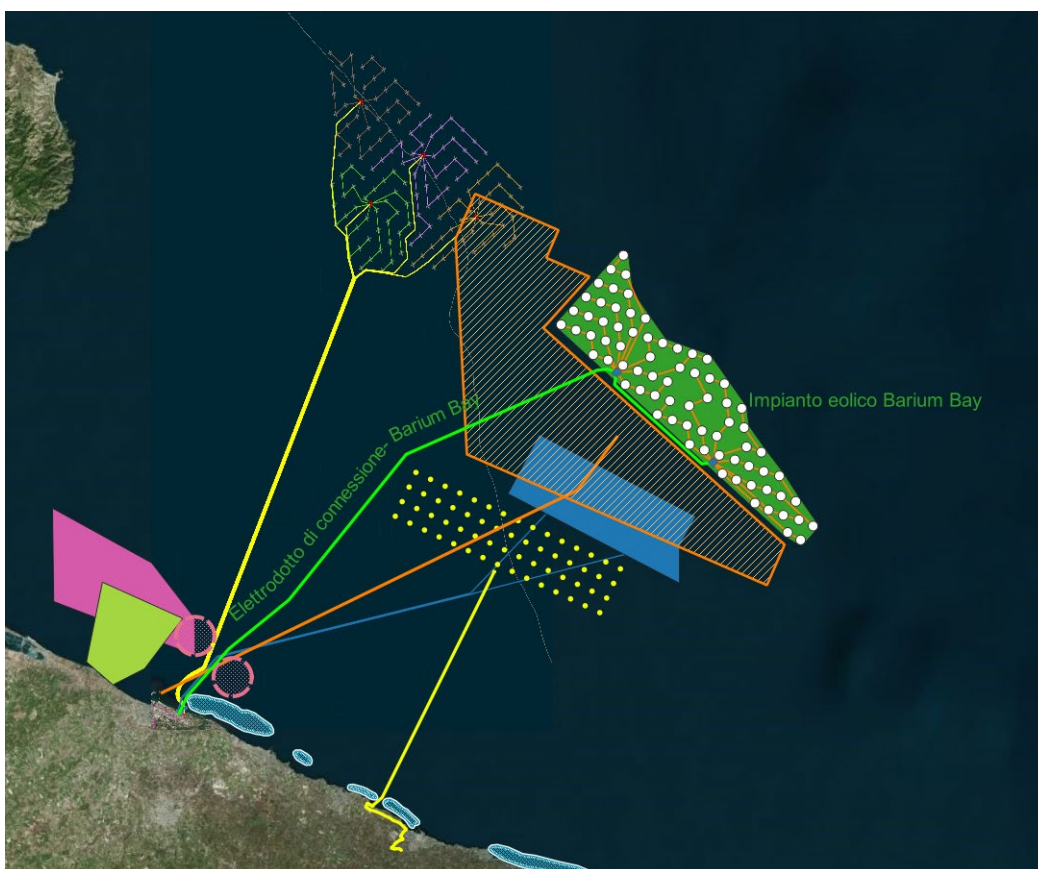


Figure 4.20: scelta del tracciato dell'elettrodotto offshore

4.9.7 ELETTRODOTTO DI CONNESSIONE STAZIONE RTN – LINEA RTN

4.9.7.1 Verifica fattibilità elettrodotti interrati

Come previsto dalla STMG la nuova Stazione Elettrica dovrà essere collegata in entra-esce alle due linee RTN 380 kV “Andria – Brindisi Sud” e “Foggia – Palo del Colle”. Di seguito vengono fatte alcune considerazioni in merito alla possibilità di definire dei tracciati utili per realizzare questi collegamenti con degli elettrodotti interrati mentre nel successivo paragrafo si indagherà l’opzione con elettrodotti aerei.

Il territorio in esame è denso di infrastrutture. Un ipotetico elettrodotto interrato dovrebbe attraversare l’autostrada A14, la SS16 (che in quest’area ha una carreggiata a 4 corsie), la SS170 (anche questa a 4 corsie), 2 linee ferroviarie (la linea adriatica di Trenitalia e la Bari Barletta di Ferrotramviaria) e svariate strade provinciali.

Di contro la presenza della città di Andria nella parte centrale dell’area fa sì che non ci siano assi viari che collegano in maniera lineare la costa con l’entroterra.

È infine da escludere la realizzazione di elettrodotti interrati su terreni privati data la presenza pressoché continua di uliveti e vigneti.

Da tutto quanto sopra emerge in maniera chiara che per l’area in esame non è possibile prevedere collegamenti ad alta tensione interrati tra il punto di approdo e le linee TERNA su cui è prevista la connessione.

L’unica possibilità è prevedere dei collegamenti aerei. Di seguito vengono individuati i possibili tracciati aerei, anche al fine di completare la struttura delle opere di rete da prevedere per l’alternativa B

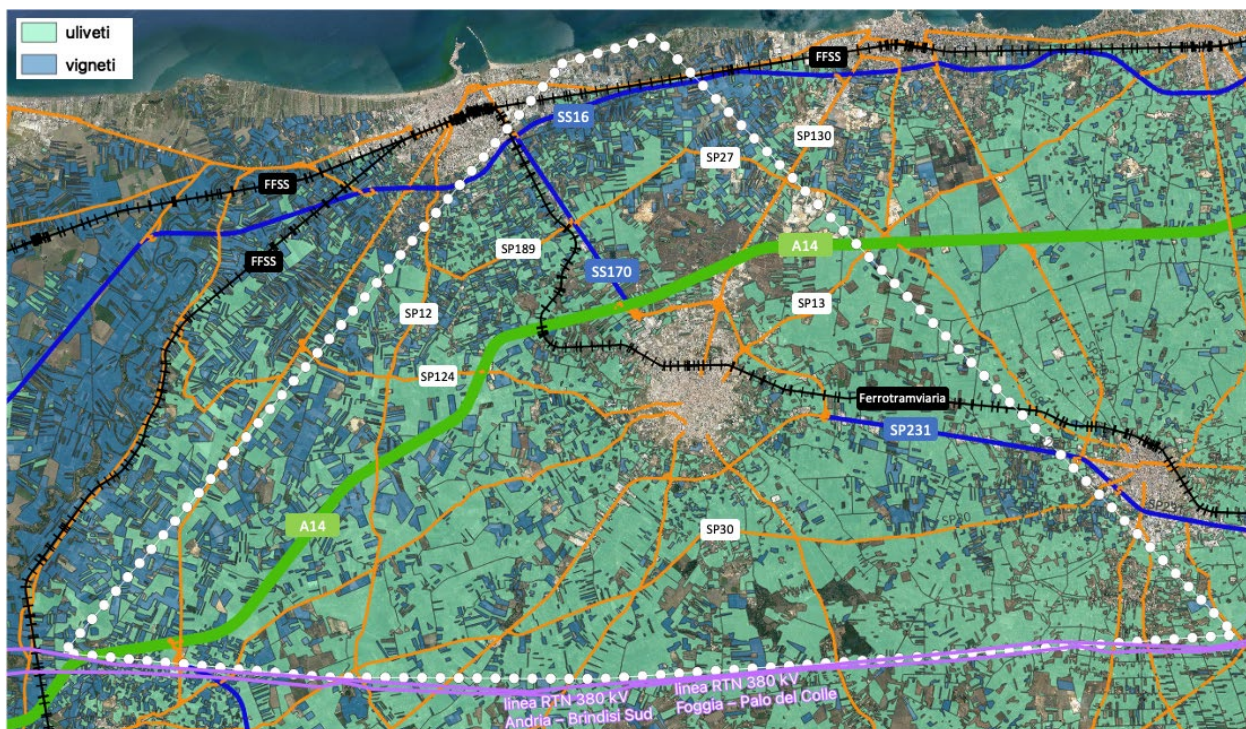


Figura 4.21: Verifica fattibilità elettrodotti interrati

4.9.7.2 Elettrodotti aerei – i criteri ERPA

Occorre innanzitutto individuare i corridoi all’interno dei quali realizzare due elettrodotti aerei per coprire la distanza tra le due linee esistenti e la costa. Si ipotizza di realizzare i due elettrodotti con sostegni di

tipologia tubolare monostelo doppia terna in grado di trasportare, su un unico sostegno, la doppia linea in semplice terna necessaria per realizzare l'entra esci in Stazione Elettrica.

Si è utilizzata la Metodologia ERPA che consente di individuare i "corridoi" per il passaggio degli elettrodotti selezionando un percorso che tenda ad evitare l'attraversamento di territori di pregio ambientale, paesaggistico e/o culturale, privilegiando per quanto possibile aree ad elevata attrazione per la realizzazione dell'intervento.

Allo scopo è stata individuata l'area di Intervento considerando una superficie triangolare avente vertice nel sito individuato per la realizzazione della nuova Stazione Elettrica sotto costa denominato Alternativa B (considerando un adeguato buffer) e lato opposto lungo le due linee RTN da intercettare. Nella definizione dell'area si è scelto di estendere lo studio ad una porzione di territorio sufficientemente ampia da consentire di aggirare l'area urbanizzata intorno al Comune di Andria includendo nello studio alcune porzioni di territorio ricadenti nei comuni di Canosa di Puglia e Corato attraversate dalle due linee RTN.



Figura 4.22: Area di Intervento

Oggetto di indagine è l'individuazione di una o più aree (corridoi) che presentino requisiti ambientali, territoriali e tecnici tali, da renderle idonee ad ospitare eventuali tracciati delle linee elettriche. Il dettaglio, e di conseguenza la scala di studio devono quindi permettere un approfondimento adeguato, senza perdere di vista una visione complessiva dell'ambito territoriale indagato. Inoltre, proprio perché il prodotto finale dell'indagine è un corridoio, in questa fase si darà maggiore peso all'analisi dei vincoli che, con un diverso grado di coerenza e di preclusione, insistono sul territorio, rinviando alla successiva fase di definizione dei tracciati stessi, tutti gli aspetti di maggior dettaglio che necessitano di una valutazione puntuale come, ad esempio, la gestione delle interferenze con infrastrutture a rete o l'ottimizzazione dell'impatto sulla vegetazione.

Per individuare i corridoi si utilizza una metodologia basata su sistemi GIS su cui vengono implementati gli stati informativi con la vincolistica, le infrastrutture e l'uso del suolo. I diversi strati vengono categorizzati sulla base dei seguenti criteri:

(E) Esclusione: aree nelle quali ogni realizzazione è preclusa; comprende sia le aree riconosciute dalla normativa come aree ad esclusione assoluta (E1), quali aeroporti e zone militari, sia le aree non direttamente escluse dalla normativa (E2), che vengono vincolate tramite accordi di merito stabiliti fra Terna e gli Enti coinvolti, quali le aree di urbanizzato continuo.

(R) Repulsione: aree che è preferibile non siano interessate da interventi, se non in assenza di alternative, o in presenza di sole alternative a minore compatibilità ambientale, comunque nel rispetto del quadro prescrittivo concordato; comprende:

- Aree che possono essere prese in considerazione solo in assenza di alternative (R1);
- Aree interessate da accordi di merito con riferimento alle aree protette (R2);
- Aree da prendere in considerazione solo se non esistono alternative a maggiore compatibilità ambientale (R3).

(P) Problematicità: aree per le quali risultano necessari approfondimenti, in quanto l'attribuzione alle diverse classi stabilite a livello nazionale risulta problematica, perché non contempla specificità regionali o locali; si rende pertanto necessaria un'ulteriore analisi territoriale, supportata da un'oggettiva motivazione documentata dagli Enti coinvolti; il risultato di tale analisi permetterà di assegnare le aree ad uno dei criteri funzionali R o A; a differenza degli altri criteri, questo si caratterizza per la necessità di approfondimenti e per l'assenza di un meccanismo automatico di valutazione a priori; si precisa, infatti, la natura propria di tale categoria (P), completamente diversa dalle altre (E, R, A), in quanto appositamente istituita per accogliere idealmente e temporaneamente eventuali peculiarità territoriali regionali, al fine di poter effettuare gli opportuni approfondimenti, funzionali a consentirne la successiva collocazione nelle categorie di Repulsione o di Attrazione; la categoria P, quindi, è una categoria "concettuale" di lavoro e non di definitiva collocazione delle tipologie ambientali, territoriali, naturalistiche, paesaggistiche e culturali: per tale motivo non viene indicata nella tabella sopra riportata, perché sarebbe completamente vuota.

(A) Attrazione: aree da privilegiare quando possibile, previa verifica della capacità di carico del territorio; comprende aree a buona compatibilità paesaggistica (A1) e aree già infrastrutturale (A2), più adatte alla realizzazione dell'opera, nel rispetto della capacità di carico del territorio.

Le aree che non ricadono in alcuna delle categorie sopra indicate vengono considerate non pregiudiziali (NP), intendendo che non presentano forti controindicazioni, né particolari attrazioni: è il caso, ad esempio, delle aree agricole a seminativo semplice.

La tabella seguente riporta le tipologie di aree assegnate ad ognuna delle tre classi (E, R, A).

E1 - Vincoli normativi di esclusione assoluta
Aeroporti Aree militari Aree oggetto di tutela integrale nei Piani Paesaggistici non derogabile per la realizzazione di opere pubbliche infrastrutturali
E2 - Vincoli di esclusione stabiliti mediante accordo, in quanto la normativa non ne esclude l'utilizzo per impianti elettrici
Urbanizzato continuo Beni culturali DLgs 42/2004: Patrimonio mondiale Unesco: siti Unesco puntuali: core zone

<p>siti Unesco areali (costituiti da beni puntuali): core zone</p> <p>Beni paesaggistici DLgs 42/2004: art. 136, comma 1, lett. a), b) e c) (compresi quelli imposti dai PPR ai sensi dell'art. 134, comma 1, lett. c) art. 142, comma 1, lett. "e" (ghiacciai), lett. "i" (zone umide-Ramsar) e lett. "l" (vulcani)</p> <p>Aree oggetto di tutela integrale nei Piani Paesaggistici derogabile per la realizzazione di opere pubbliche infrastrutturali</p>
<p>R1 - Aree da prendere in considerazione solo in assenza di alternative</p> <p>Urbanizzato discontinuo</p> <p>Patrimonio Unesco: siti Unesco puntuali: buffer zone siti Unesco areali (costituiti da beni puntuali): core zone e buffer zone siti UNESCO areali (non costituiti da beni puntuali): core zone e buffer zone</p> <p>Beni paesaggistici DLgs 42/2004: art. 136, comma 1, lett. D) (panorami e belvedere) (compresi quelli imposti dai PPR ai sensi dell'art. 134, comma 1, lett. c) art. 142, comma 1, lett. a), b), c) (territori costieri e contermini fiumi e laghi), lett. m) (aree di interesse archeologico), lett. f) (parchi, riserve...) (escluse fasce di protezione esterna), lett. g) (foreste, boschi,...)</p> <p>SIC, ZPS</p> <p>Aree marine protette</p> <p>Aree idonee solo per il sorvolo: Frane attive</p> <p>Aree a pericolosità molto elevata ed elevata di frana, valanga o inondazione (PAI)</p>
<p>R2 - Attenzione stabilita da accordo con riferimento alle aree protette</p> <p>IBA</p> <p>Rete Ecologica</p> <p>Aree a pericolosità media e bassa di frana, valanga o inondazione (PAI)</p> <p>Art. 142, comma 1, lett. "f" (solo le fasce di protezione esterna dei parchi)</p>
<p>R3 - Aree da prendere in considerazione solo in assenza di alternative o in presenza di sole alternative a minore compatibilità ambientale</p> <p>Beni paesaggistici DLgs 42/2004: Art.142, comma 1, lett. "d" (montagne oltre 1.600 mt e catena alpina oltre 1.200 mt) e lett. "h" (usi civici)</p> <p>"Ulteriori contesti" (art. 143, comma 1, lett. e): aree riconosciute di interesse paesaggistico dai piani paesaggistici regionali</p> <p>Zone DOC (Denominazione di origine controllata)</p> <p>Zone DOCG (Denominazione di origine controllata e garantita)</p>
<p>R3 - Aree da prendere in considerazione prevedendo particolari opere di mitigazione paesaggistica</p> <p>Art. 143 comma 1 lett. g) (zone di riqualificazione paesaggistica)</p>
<p>A1 - Aree a migliore compatibilità paesaggistica in quanto favoriscono l'assorbimento visivo</p> <p>Quinte morfologiche e/o vegetazionali</p> <p>Versanti esposti a Nord se non ricadenti in altri criteri</p>
<p>A2 - Aree preferenziali, previa verifica del rispetto della capacità di carico del territorio</p> <p>Corridoi autostradali</p> <p>Corridoi elettrici</p> <p>Corridoi infrastrutturali</p>

I criteri E,R,A sono stati quindi applicati all'area di studio come rappresentato nella tabella che segue nella quale, a ciascuno strato cartografico estratto dalla cartografia tecnica e/o dagli strumenti di pianificazione locale è associata l'attribuzione dei criteri ERA.

PPTR	
6.1. STRUTTURA IDROGEOMORFOLOGICA	
6.1.1. Componenti geomorfologiche	
UCP - Versanti	R3
UCP - Lame e gravine	E1
UCP - Doline	R3
UCP - Grotte (100m)	E1
UCP - Geositi (100m)	E1
UCP - Inghiottoi (50m)	E1
UCP - Cordoni dunari	E1
6.1.2 Componenti idrologiche	
BP -Territoti costieri (300m)	R1
BP -Territori contermini ai laghi (300m)	R1
BP - Fiumi, torrenti, corsi d'acqua iscritti negli elenchi delle acque pubbliche (150m)	E1
UCP - Reticolo idrografico di connessione della R.E.R. (100m)	R2
UCP - Sorgenti (25m)	E1
UCP- Aree soggette a vincolo idrogeologico	R3
6.2 STRUTTURA ECOSISTEMICA-AMBIENTALE	
6.2.1 Componenti botanico-vegetazionali	
BP - Boschi	E1
BP - Zone umide Ramsar	E1
UCP - Aree umide	R3
UCP - Prati e pascoli naturali	R3
UCP - Formazioni arbustive in evoluzione naturale	R3
UCP - Aree di rispetto dei boschi (100m - 50m - 20m)	E1
6.2.2 Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici	
BP - Parchi e riserve	R1
UCP - Siti di rilevanza naturalistica	R1
UCP - Aree di rispetto dei parchi e delle riserve regionali (100m)	R2
6.3 STRUTTURA ANTROPICA E STORICO-CULTURALE	
6.3.1 Componenti culturali e insediative	
BP - Immobili e aree di notevole interesse pubblico	E2
BP - Zone gravate da usi civici: (2 shapefile)	R3
BP - Zone di interesse archeologico	E1
UCP - Città Consolidata	E2
UCP - Testimonianze della Stratificazione Insediativa:	E1

1- segnalazioni architettoniche e segnalazioni archeologiche	E1
2- aree appartenenti alla rete dei tratturi	E1
3- aree a rischio archeologico	E1
UCP - Area di rispetto delle componenti culturali e insediative (100m - 30m) : 3 shapefile	E1
UCP - Paesaggi rurali	R3
6.3.2 Componenti dei valori percettivi	
UCP - Strade a valenza paesaggistica (linee)	R1
UCP - Strade a valenza paesaggistica (poligoni)	R1
UCP - Strade panoramiche	R1
UCP - Luoghi panoramici (punti)	R1
UCP - Luoghi panoramici (poligoni)	R1
UCP - Coni visuali	R1
PAI	
Pericolosità Geomorfologica Alta	R1
Pericolosità Geomorfologica Media	R2
Pericolosità Geomorfologica Bassa	R2
Pericolosità Idraulica Alta	R1
Pericolosità Idraulica Media	R2
Pericolosità Idraulica Bassa	R2
IBA	
IBA	R2
Uso del Suolo - Superfici Artificiali	
aree aeroportuali ed eliporti	E1
aree archeologiche	E1
aree sportive (calcio, atletica, tennis, etc)	E1
aree verdi urbane	E1
campeggi, strutture turistiche ricettive a bungalows o simili	E1
cantieri e spazi in costruzione e scavi	E1
cimiteri	E1
grandi impianti di concentrazione e smistamento merci	E1
insediamenti ospedalieri	E1
insediamenti produttivi agricoli	E1
insediamento commerciale	E1
insediamento degli impianti tecnologici	E1
insediamento dei grandi impianti di servizi pubblici e privati	E1
insediamento industriale o artigianale con spazi annessi	E1
parchi di divertimento (acquapark, zoosafari e simili)	E1
reti ed aree per la distribuzione, la produzione e il trasporto dell'energia	E1
tessuto residenziale continuo antico e denso	E1
tessuto residenziale continuo, denso più recente e basso	E1
tessuto residenziale continuo, denso recente, alto	E1
tessuto residenziale discontinuo	R1
tessuto residenziale rado e nucleiforme	R1
tessuto residenziale sparso	R1

Uso del Suolo - Superfici Agricole	
vigneti	R3
DBSN - DataBase di Sintesi Nazionale	
Autostrade	A2
Linee Elettriche AT	A2
Ferrovie	A2

Rispetto alla categorizzazione dei diversi tematismi sopra rappresentata occorre fare alcune precisazioni rispetto ad alcuni tematismi specifici di seguito esposte:

- **E1 - Vincoli normativi di esclusione assoluta - Aree oggetto di tutela integrale nei Piani Paesaggistici non derogabile per la realizzazione di opere pubbliche infrastrutturali.** In tale categoria sono stati inclusi alcuni tematismi del Sistema delle Tutele del PPTR Puglia all'interno dei quali la realizzazione di elettrodotti risulta inammissibile in base alle prescrizioni contenute nelle Norme Tecniche di Attuazione del Piano. Tra questi sono incluse anche le **aree appartenenti alla rete dei tratturi e la relativa area buffer**. Tali aree corrispondono a degli elementi lineari a rete che interessano l'intero territorio regionale e che, a causa della loro peculiare conformazione, **non possono essere evitate nella definizione dei corridoi. Il criterio di esclusione verrà considerato pertanto esclusivamente in riferimento all'installazione dei sostegni mentre, si ritiene possibile il sorvolo di tali aree.** Nella definizione dei tracciati degli elettrodotti, per l'attraversamento dei tratturi, si prediligeranno le aree già interessate dall'attraversamenti di altre infrastrutture a rete.



Figura 4.23: Tracciato dei Tratturi all'interno della Area di Intervento

- **UCP - Paesaggi rurali**, rientrano nel sotto criterio "R3 - Aree da prendere in considerazione solo in assenza di alternative o in presenza di sole alternative a minore compatibilità ambientale". Si tratta di un vincolo che caratterizza un'area molto vasta compresa tra i Comuni di Bari e Andria. Nella definizione dei corridoi di passaggio degli elettrodotti si cercherà di limitare l'attraversamento di tali aree, ma, occorre premettere fin d'ora, **che qualsiasi tracciato che connette il punto scelto**

per la Stazione Elettrica alle due linee aeree a 380 kV passando ad est dell'abitato di Andria intercederà necessariamente tali aree.



Figura 4.24: Perimetrazione del tematismo “Paesaggi Rurali” all’interno della Area di Intervento

- **R3 - Aree da prendere in considerazione solo in assenza di alternative o in presenza di sole alternative a minore compatibilità ambientale - Zone DOC e DOCG.** Per cartografare tali zone sono state considerate **tutte le aree identificate a Vigneto**: nella zona di interesse insistono, infatti, vigneti di pregio distribuiti secondo un mosaico sufficientemente frammentato e misto ad uliveti. Come rappresentato nell'immagine che segue, i vigneti rappresentano una coltura diffusa sia nella fascia costiera che nelle aree più interne lungo il confine tra Andria e Barletta. Se da un lato, risulta, pertanto, complicato escludere tali aree nel processo di definizione dei corridoi, in particolare nell'area prossima alla collocazione della nuova stazione elettrica e in tutta la fascia ad ovest dell'abitato di Andria, dall'altro si ritiene invece possibile contenere gli interventi su tali aree limitandoli, quasi esclusivamente, al sorvolo.



Figura 4.25: Mappa dei Vigneti all'interno della Area di Intervento

I diversi tematismi considerati così riclassificati sono stati quindi sovrapposti in un unico elaborato secondo un ordine gerarchico tale da garantire che gli elementi di Esclusione prevalessero sugli altri due e che gli elementi di Repulsione prevalessero su quelli di Attrazione.

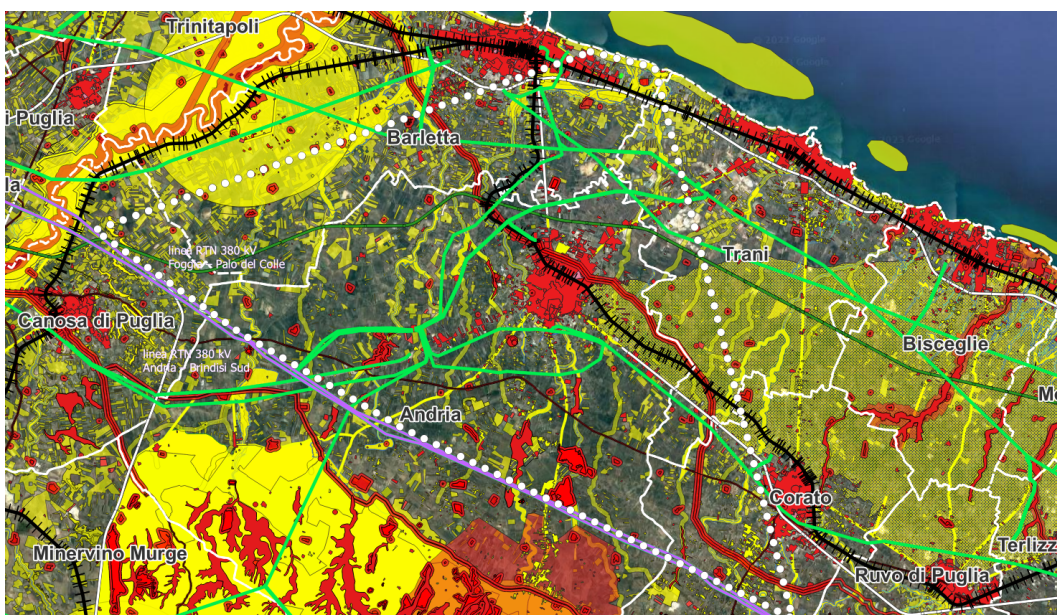


Figura 4.26: Tematismi classificati con criteri E,R,A all'interno della Area di Intervento

4.9.7.3 Elettrodotti aerei – Proposta corridoi

L'applicazione dei criteri ERPA all'Area di Studio consente, una volta individuate le superfici coperte da tematismi con elementi di Esclusione E1 ed E2, di determinare la cosiddetta "area di fattibilità". Come precisato nel precedente paragrafo, nella definizione dell'area di fattibilità non sono state escluse le aree interessate dalla perimetrazione dei tratturi e della relativa area buffer.



Figura 4.27: Area di fattibilità

Esaminando le perimetrazioni dei diversi tematismi ricompresi all'interno dell'area di fattibilità si evince che:

- L'area è adiacente all'abitato di Barletta e risulta occupata centralmente dall'abitato di Andria. Il tessuto abitato si estende fuori dai centri abitati concentrandosi lungo gli assi stradali extraurbani principali che collegano la città di Andria con i comuni confinanti. Nell'immagine che segue si sono evidenziati in rosso gli elementi di esclusione appartenenti alla carta dell'uso del suolo superfici artificiali

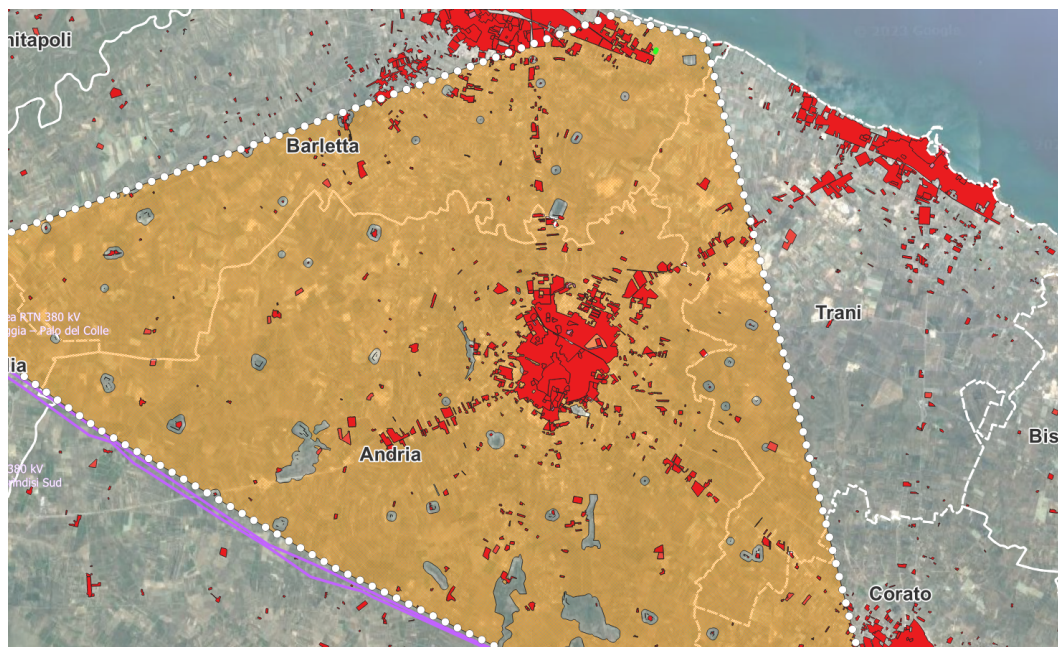


Figura 4.28: Superfici Artificiali e Area di fattibilità

- L'intera area di intervento è caratterizzata da un mosaico di vigneti ed uliveti. I vigneti rientrano in produzione agricola DOC e DOCG, e, sebbene risultino molto diffusi sul territorio, occorre evidenziare che si tratta di appezzamenti non particolarmente vasti e comunque abbastanza frammentati. Gli uliveti, pur non rientrando nelle categorie DOC e DOCG, rappresentano comunque

una coltura di pregio molto estesa che occorre attenzionare sia nella scelta del tracciato che nel posizionamento dei sostegni. I terreni coltivati a seminativo sono poco diffusi sul territorio in esame ed assumono una rilevanza maggiore solo in una area limitata a nord di Andria.

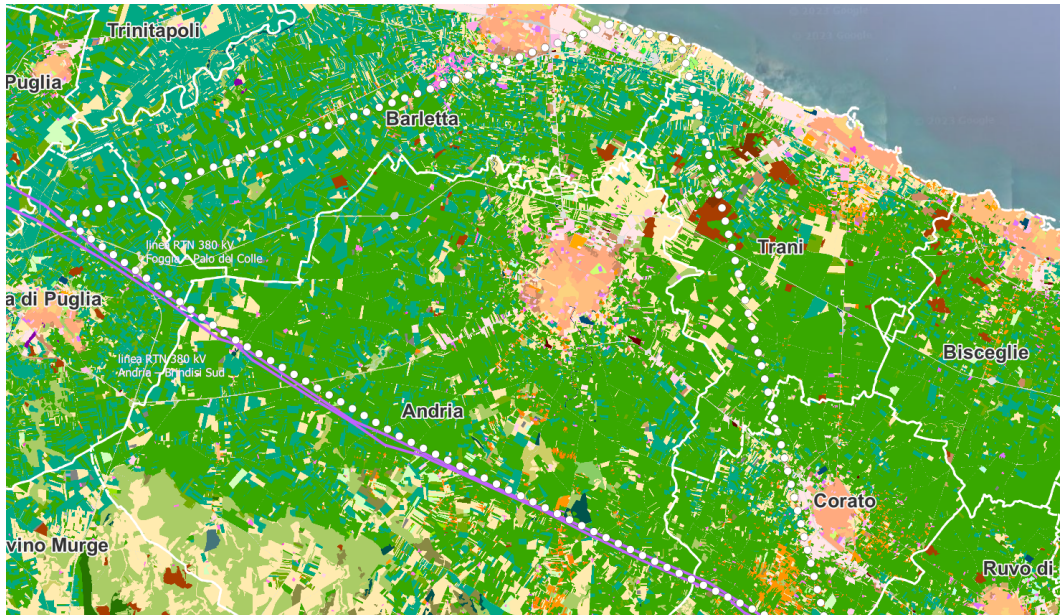


Figura 4.29: Uso del suolo e Area di fattibilità

- uno degli elementi di criticità più importanti è rappresentato dal reticolo idrografico diffusamente presente all'interno dell'area: si ha una presenza rilevante sia vincoli PAI che di vincoli paesaggistici appartenenti alle Componenti idrologiche del PPTR e censite poi nei criteri di Esclusione.

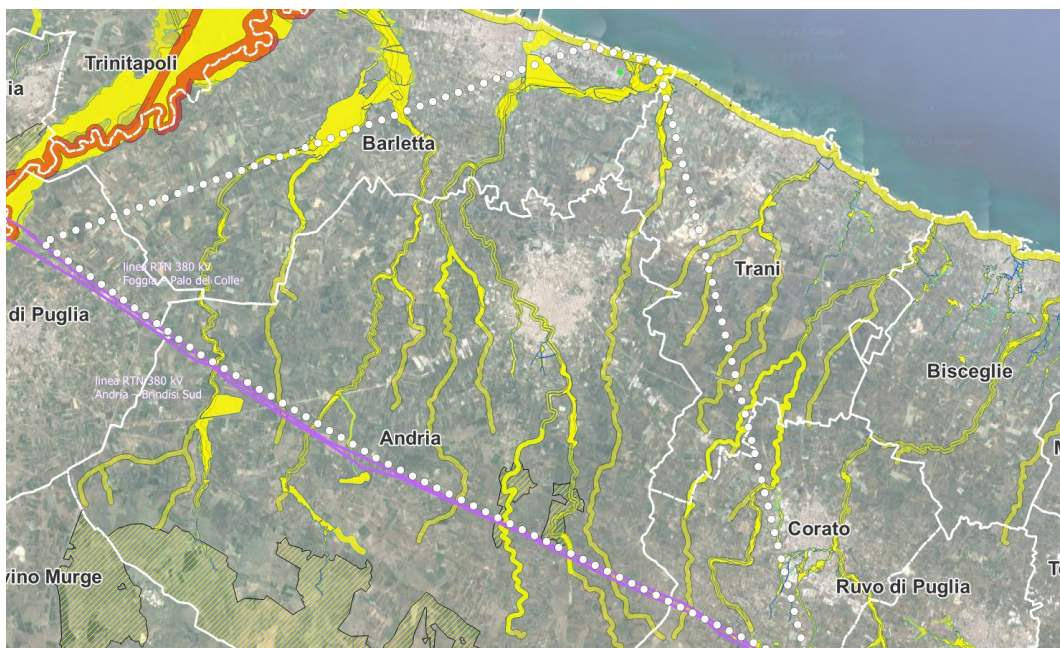


Figura 4.30: Vincoli PAI e Componenti Idrologiche del PPTR nell'Area di fattibilità

- L'ultimo gruppo di vincoli di particolare importanza nell'area è costituito dalle Componenti culturali e insediative del PPTR. Di questo gruppo fanno parte sia i tratturi con il relativo buffer di rispetto che il paesaggio agrario di cui si è già discusso in precedenza



Figura 4.31: Componenti culturali e insediative del PPTR nell'Area di fattibilità

L'area di fattibilità, oltre ad essere caratterizzata dalle numerose criticità sopra esposte, risulta un'area densamente infrastrutturata. Nel territorio sono infatti presenti le seguenti reti che rappresentano invece un importante elemento di **attrazione degli elettrodotti**:

- **Rete Elettrica Nazionale:** all'interno dell'area, ad est di Andria, è presente la Stazione Elettrica RTN di Andria connessa in entra esci con la linea RTN 380 kV Andria – Brindisi Sud. Oltre ai raccordi a 380 kV, dalla Stazione si dirama una fitta rete di elettrodotti aerei 150 kV.
- **Rete Ferroviaria:** Nell'area è presente sia la rete ferroviaria nazionale con la tratta Milano Lecce sia la linea ferroviaria locale gestita dalla Ferrotramviaria
- **Rete strade principali e Autostradale:** la rete stradale attraversa l'intera area con due assi viari principali rappresentati dall'autostrada A14 e dalla Strada Statale 16.

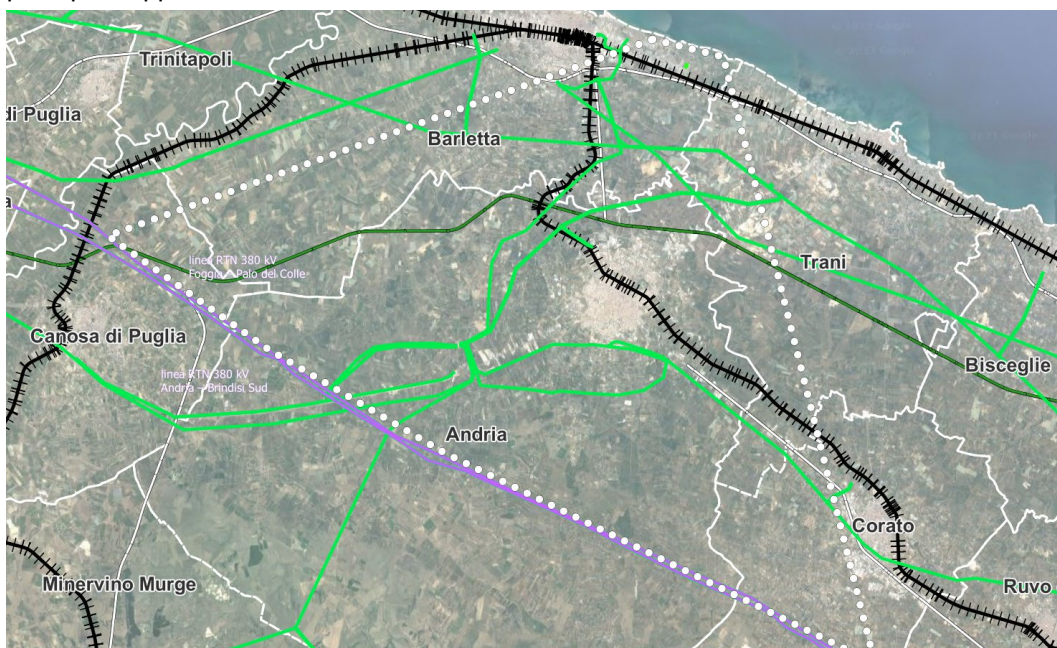


Figura 4.32: Strade principali e autostrade, reti elettriche AT e ferrovie nell'Area di fattibilità

Tenendo presente tutte le considerazioni quali-quantitative in merito ai criteri ERPA finora avanzate, all'interno della area di fattibilità sono stati individuati 2 Corridoi denominati Corridoio Est e Corridoio Ovest. I corridoi risultano sovrapposti nel tratto iniziale che muovendosi dalla posizione scelta per Stazione Elettrica denominata Alternativa B ad est dell'abitato di Barletta arriva fino al limite nord del centro abitato di Andria. Da questo punto i due Corridoi si separano muovendosi uno ad Est della città di Andria ed uno ad Ovest fino a Raggiungere le linee RTN 380 kV. L'area a sud di Andria è stata esclusa data la presenza diffusa di aree perimetrate con criteri di esclusione difficilmente attraversabili.

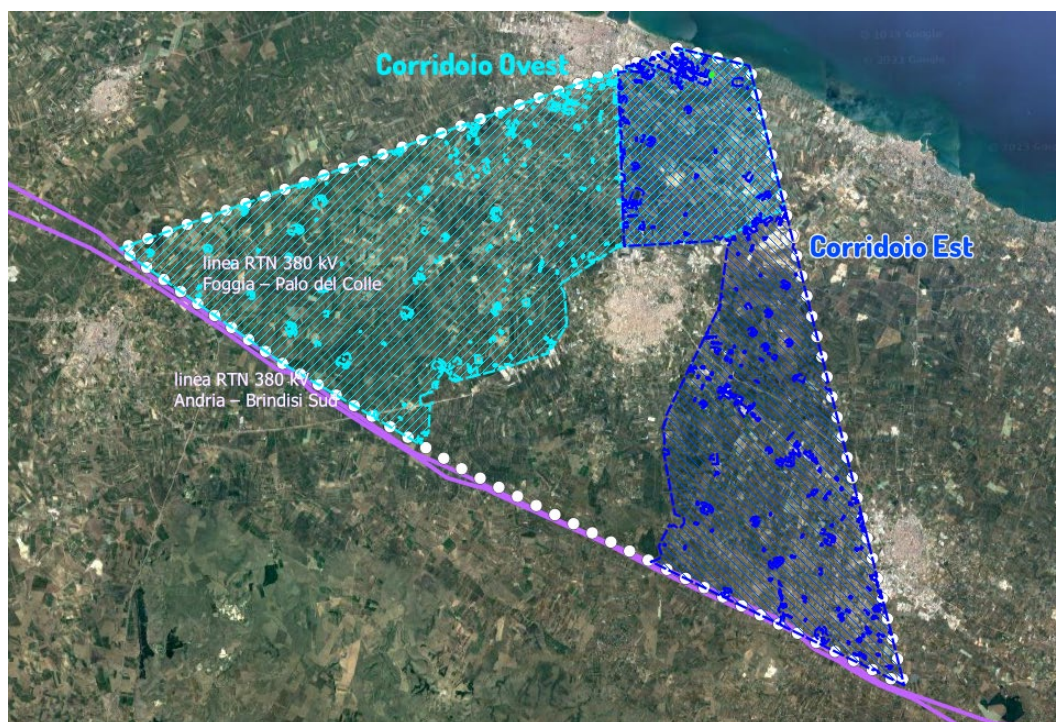


Figura 4.33: Corridoio Est e Corridoio Ovest

Come ampiamente evidenziato nella disamina che precede il **corridoio Est** presenta criticità per l'attraversamento di due tratti e del **Parco Agricolo Multifunzionale di Valorizzazione delle Torri e dei Casali del Nord barese**, per contro il **corridoio Ovest** presenta un numero rilevante di attrattori sebbene sia caratterizzato da una maggiore presenza di vigneti. Viene pertanto selezionato il **Corridoio Ovest** per la successiva fase di progettazione del tracciato di dettaglio degli elettrodotti.

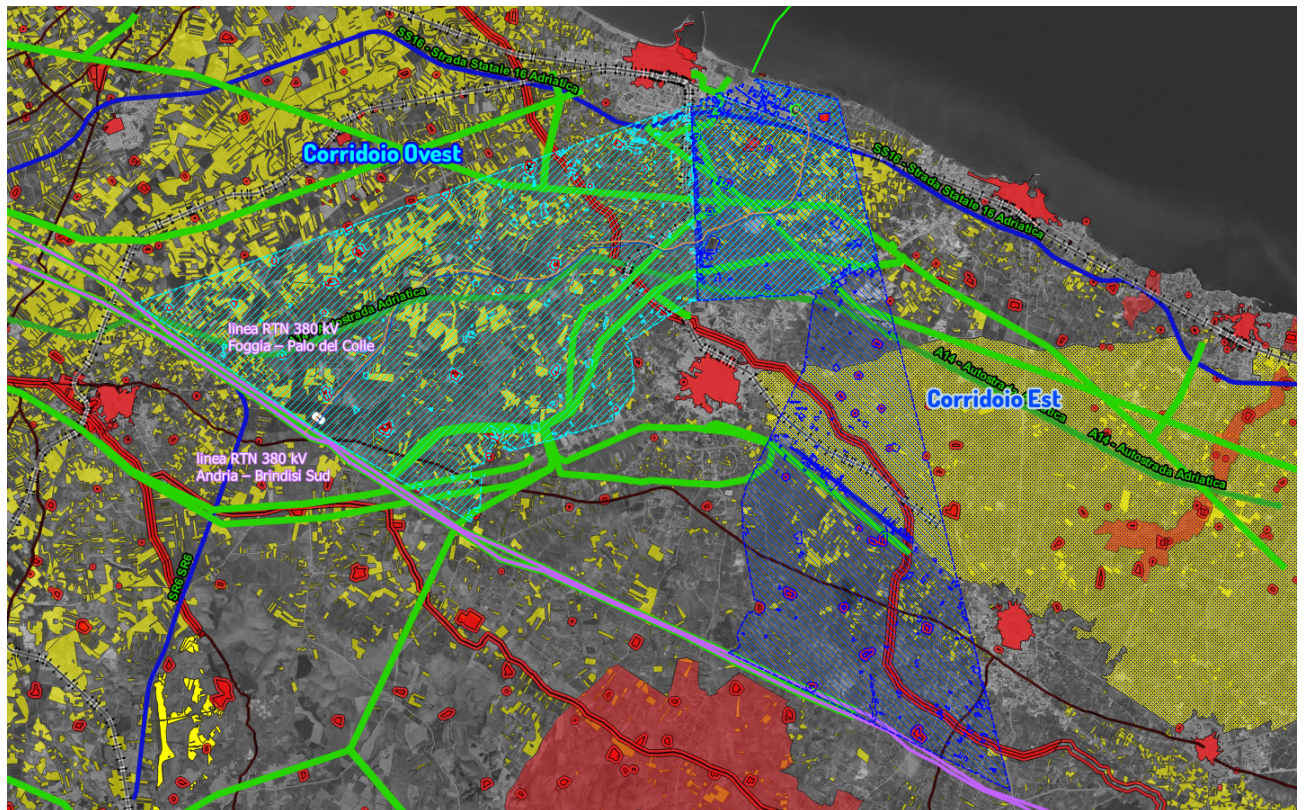


Figura 4.34: Corridoi e vincoli ERPA

4.9.7.4 Elettrodotti aerei – Definizione del tracciato

Nel definire il tracciato dell'elettrodotto si sono considerati i seguenti criteri:

- garantire le distanze di rispetto da strade, autostrade, ferrovie, corsi d'acqua definita sulla base delle normative di settore
- garantire idonee distanze da edifici e costruzioni civili
- evitare il posizionamento dei tralicci su vigneti e aree vincolate
- prediligere tracciati in affiancamento all'autostrada o, in second'ordine, a linee elettriche

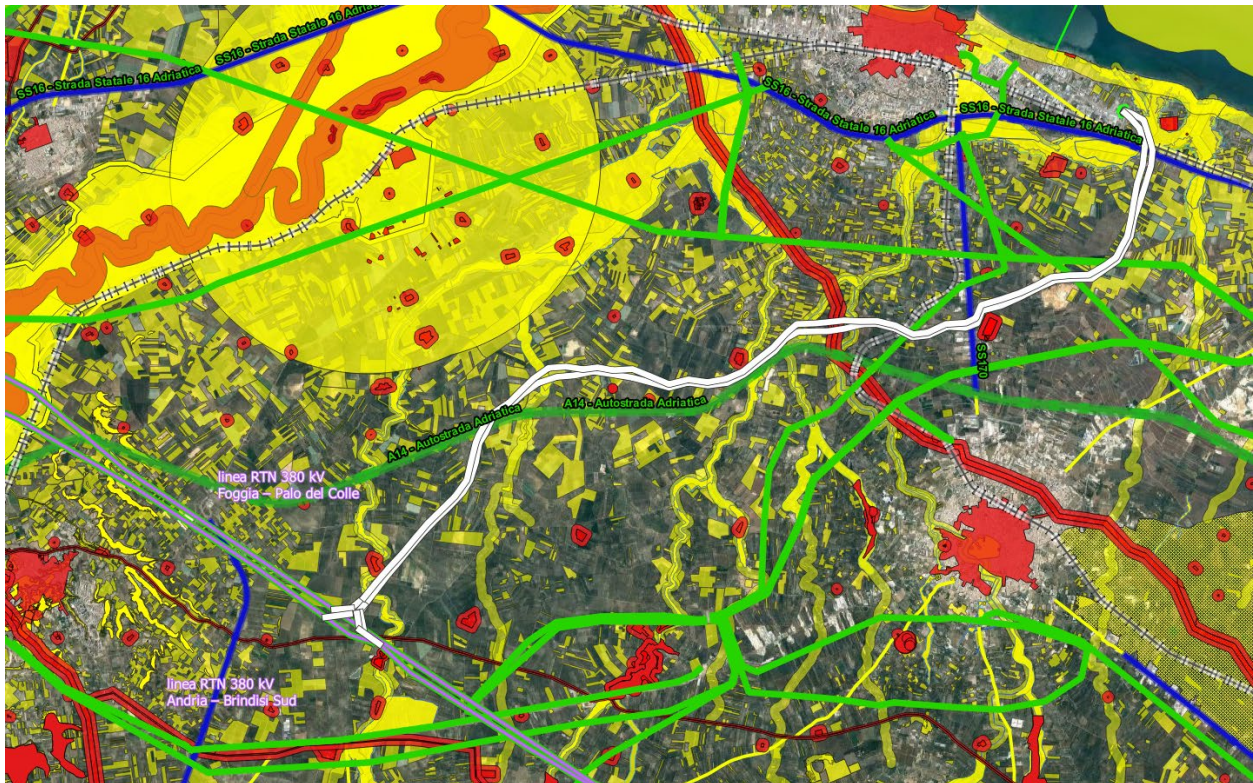


Figura 4.35: tracciato degli elettrodotti scelto

Per quanto riguarda la scelta del sito ove ubicare i raccordi con le linee esistenti, punto terminale dei due elettrodotti, si è preferito evitare l'area più ad ovest data la presenza diffusa di vigneti, e l'area ad est data la presenza di numerose linee aeree in alta tensione che potevano interferire. L'area scelta consente inoltre di evitare ulteriori attraversamenti della rete tratturi e consente di superare senza particolari difficoltà un corso d'acqua perimetrato nel PAI.

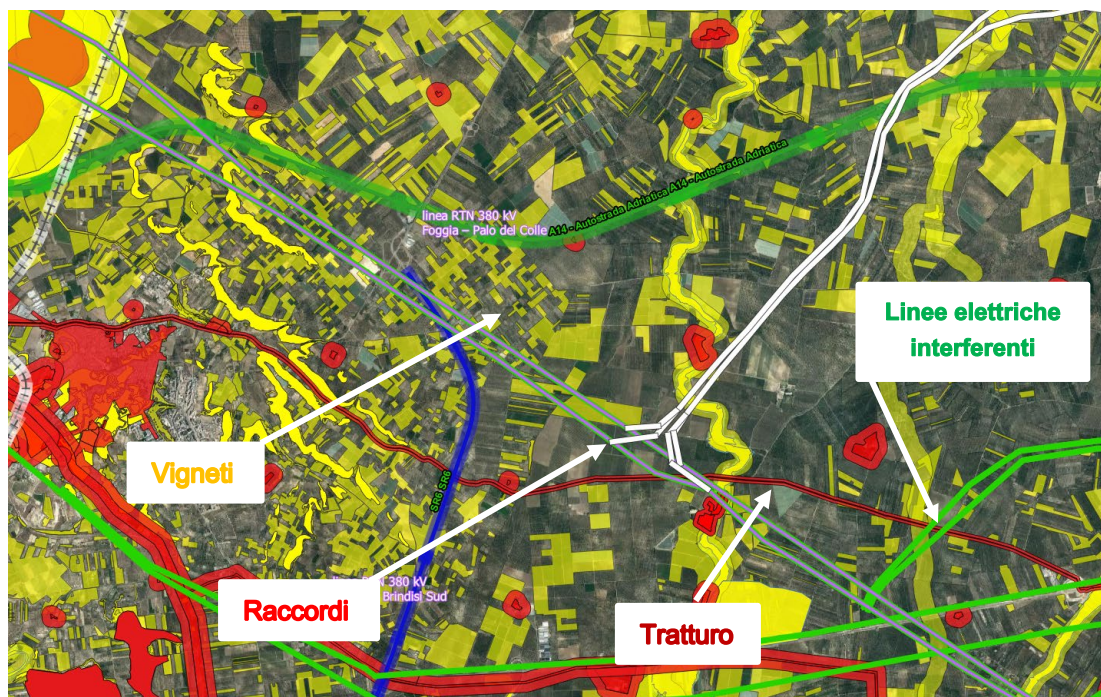


Figura 4.36: Ubicazione dei raccordi

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.

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 ≥ 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 ≥ 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 questa tecnologia che hanno la stessa profondità operativa minima nonostante ma utilizzano aerogeneratori di potenza nominale diversa.



Figura 5.1: (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 inclinate più elevato), il pescaggio minimo operativo aumenterebbe (e anche la profondità minima richiesta), diventando non compatibile con questo sito.

Tabella 5.1: Criteri di selezione VS Configurazioni

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.

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

² Ole Jørgen Bratland / © Equinor

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 da utilizzare selezionando la tecnologia semisommersibile prodotta dalla società Principle Power e commercialmente denominata WindFloat e sono stati quindi progettati i sistemi di ormeggio e ancoraggio.

5.2 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 5-2

Configurazione	Adatto a
Catenaria	Profondità medio-basse
Semi-taut	Profondità medie
Taut	Acque profonde

Tabella 5-2: 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 5-3. 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)

Tabella 5-3: Configurazione della linea di ormeggio

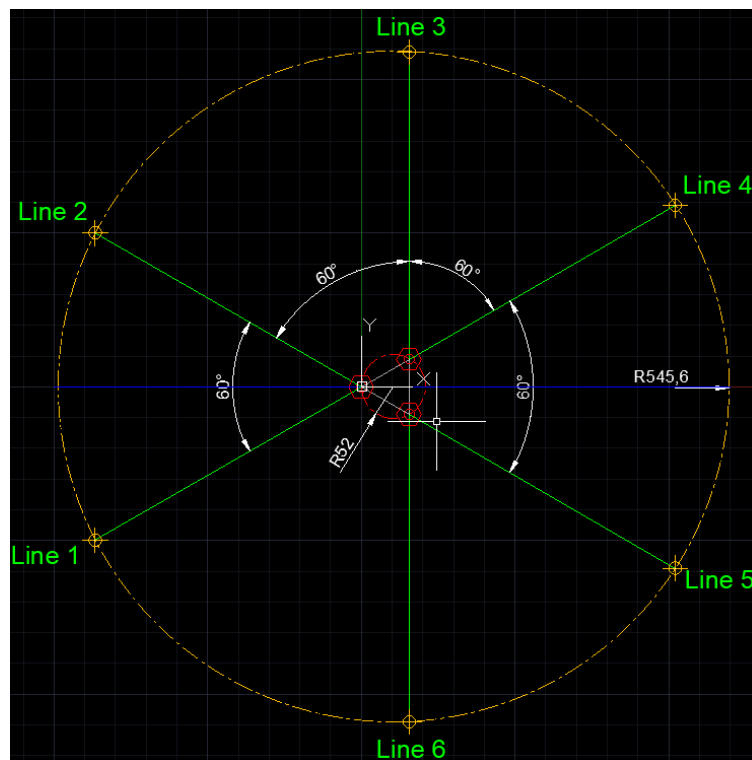


Figura 5.2: Vista dall'alto (piano x-y) della configurazione di ormeggio finale. In rosso la sottostruttura flottante tre colonne principali. In verde le 6 linee di ormeggio. Le colonne sono distanti 52 m dal baricentro della piattaforma, e gli ancoraggi sono posizionati a un raggio di 545,6 m dal baricentro della piattaforma

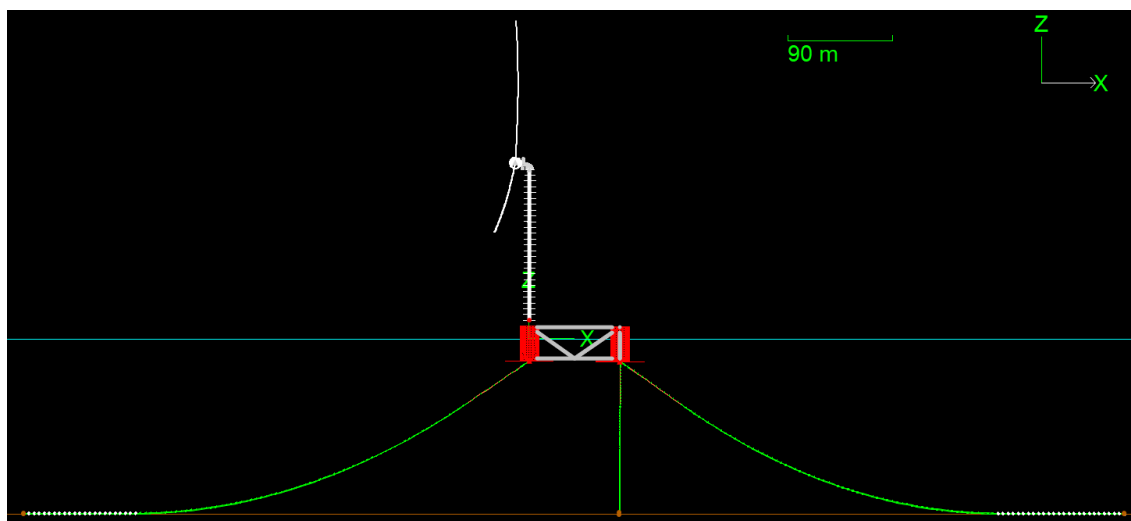


Figura 5.3: Vista laterale (piano x-z) dell'impianto eolico galleggiante con linea di ormeggio (piano x-z)

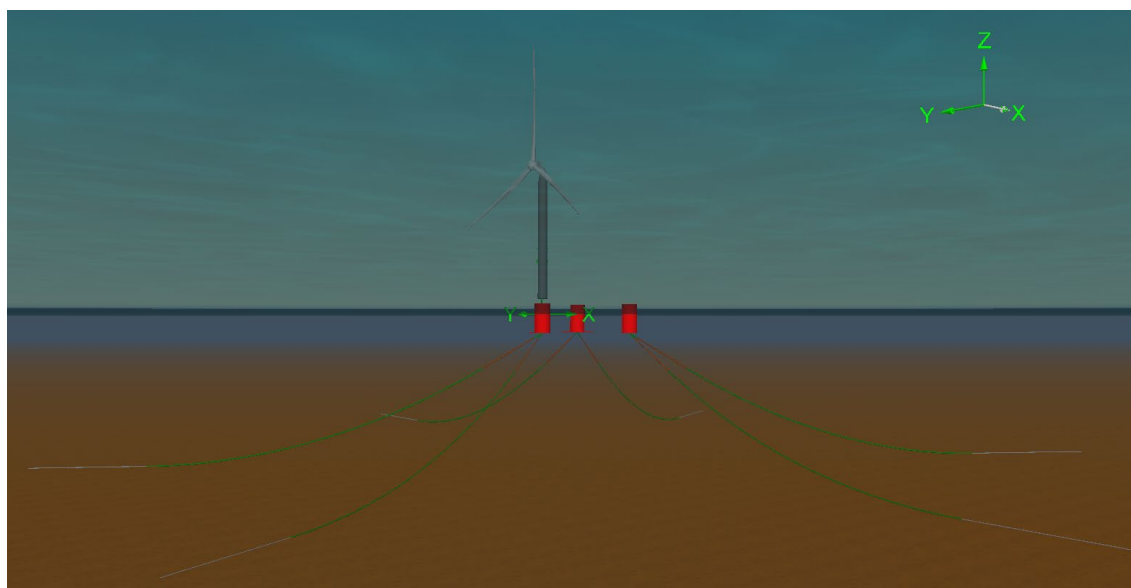
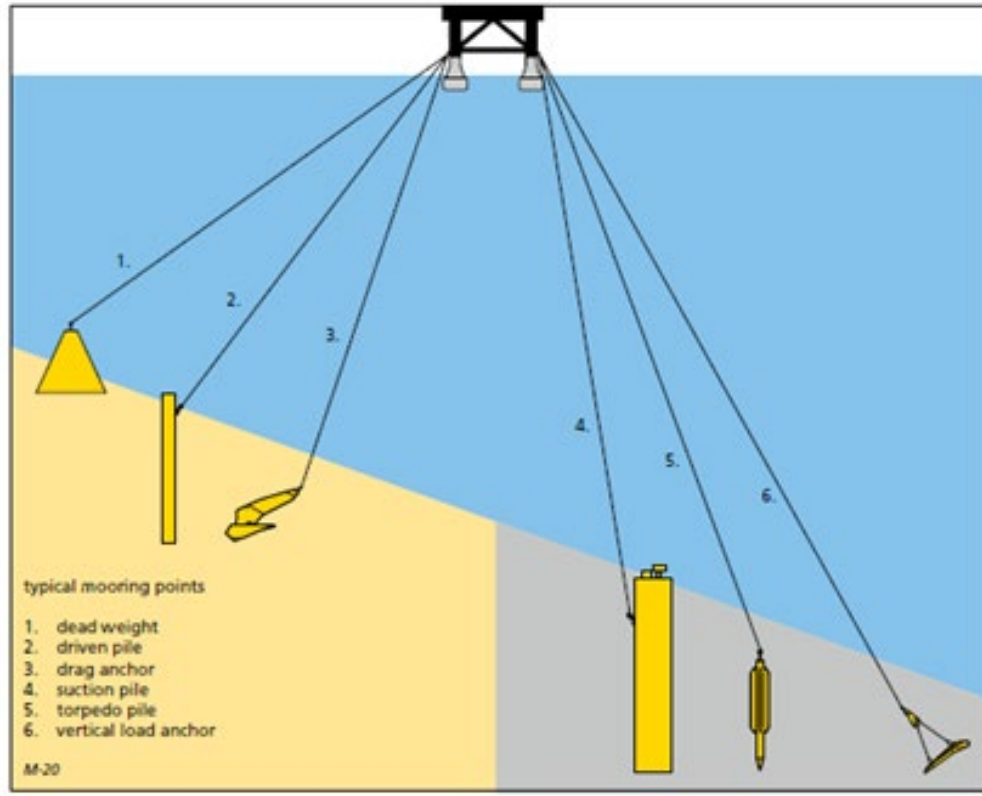


Figura 5.4: Rappresentazione 3D della turbina eolica galleggiante: rotore in bianco, torre in grigio, sottostruttura eolica galleggiante semisommersibile in rosso e linee di ormeggio in verde

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'	APPLICABILE	APPLICABILE	APPLICABILE
PALI INFISSI	APPLICABILE	POTENZIALMENTE APPLICABILE	NON APPLICABILE
PALI TRIVELLATI	NON APPLICABILE	APPLICABILE	APPLICABILE
DRAG ANCHORS	APPLICABILE	POTENZIALMENTE APPLICABILE	NON APPLICABILE

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 $D = 1,3$ m e $L = 22,1$ m. e la profondità ottimale del "padeye" $z_{pad} = 0,67L$.

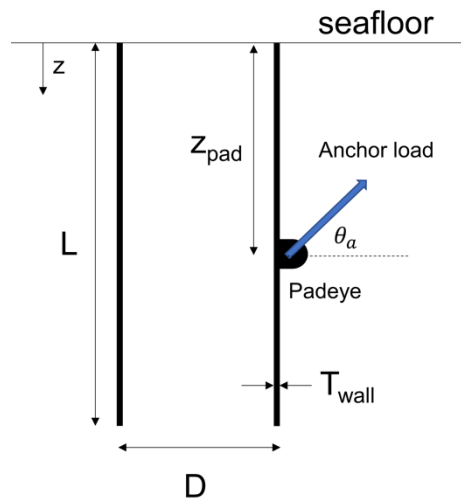


Figura 5.5: Diagramma schematico che descrive la geometria dell'ancoraggio a palo

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
- 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.
 - 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.

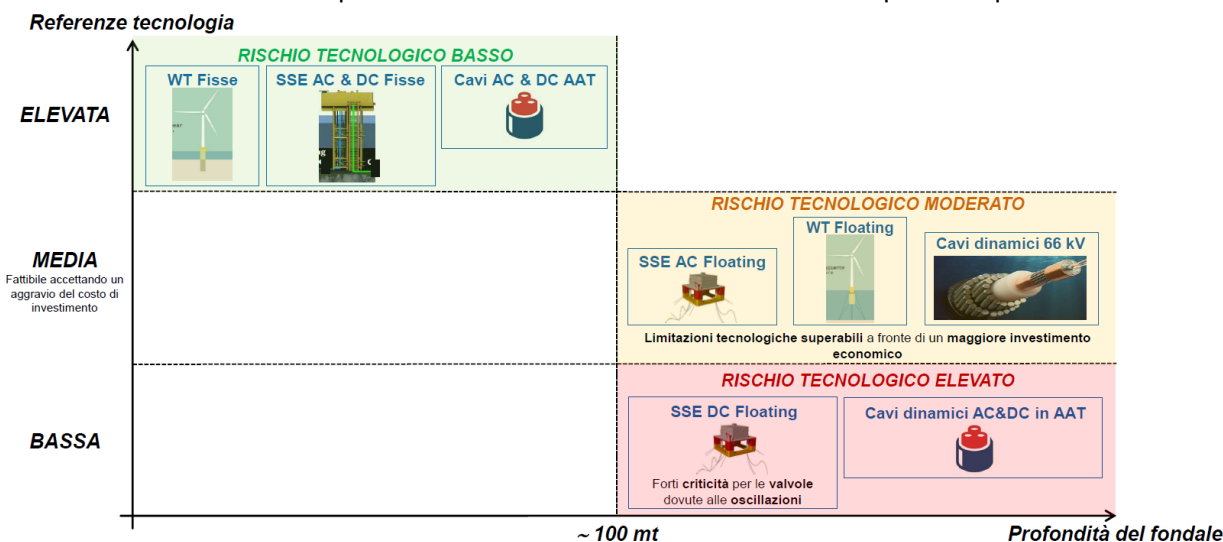


Figura 5.6: Survey sulle evidenze tecnologiche - stato dell'arte e prospettive (TERNA 2021)

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 adatterà 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

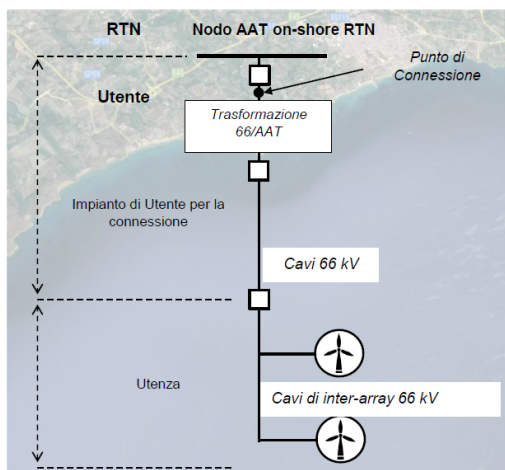
La prima ipotesi è stata scartata inquanto la realizzazione della stazione elettrica flottante costringerebbe ad utilizzare cavi dinamici a 400 kV (da esercire a 380 kV) che non sono attualmente disponibili. Volendo utilizzare i cavi dinamici da 150 kV, attualmente in fase di certificazione, si dovrebbe 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 (vedi figura 5.5).

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.

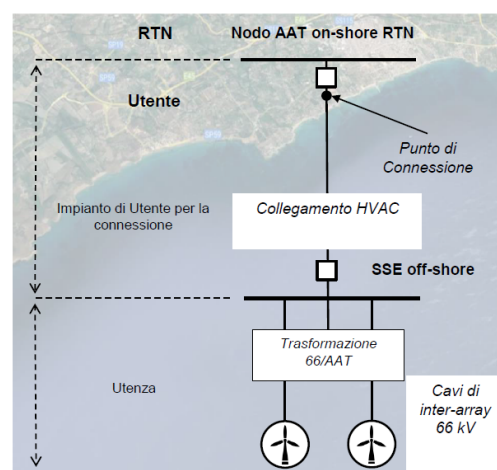


Figura 5.7: Schemi generali di connessione ritenuti idonei da TERNA

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 del 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 (posidonia 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

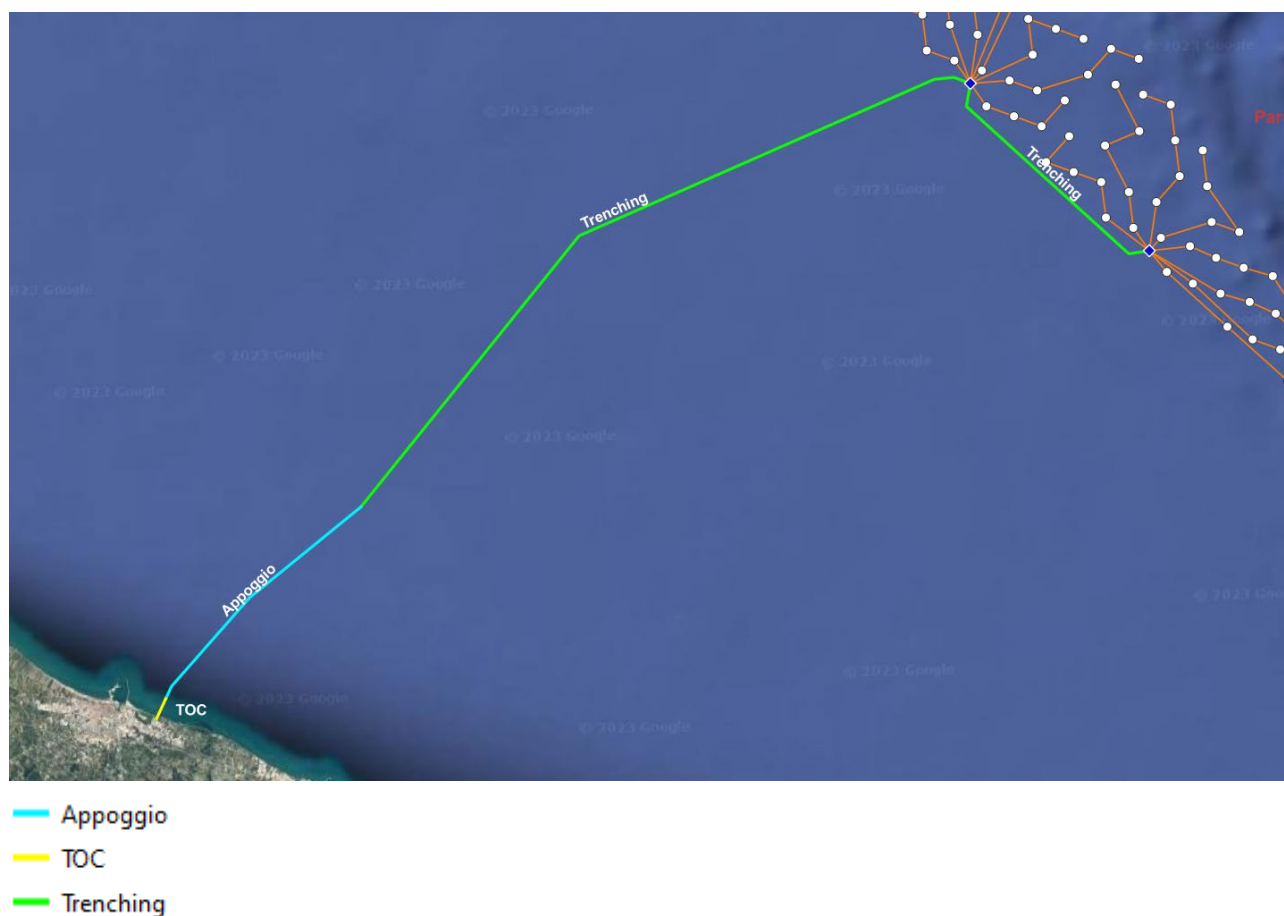


Figura 5.8: tipologie di posa del cavidotto offshore

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 la popolazione.

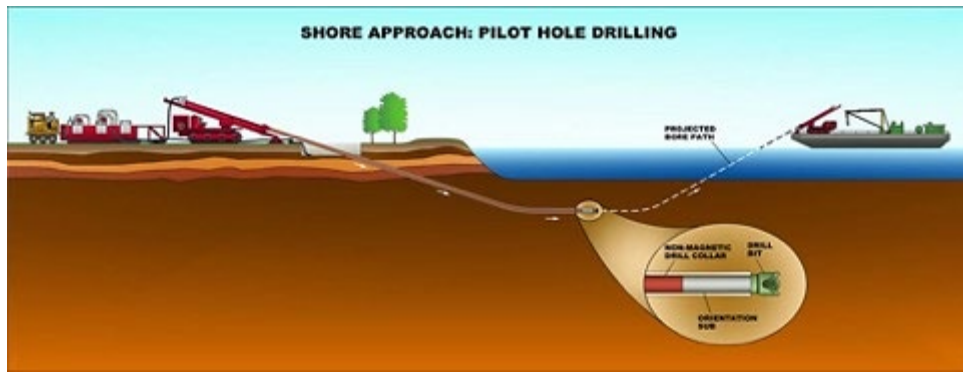


Figura 5.9: posa del cavo nel punto di sbarco con tecnica TOC

L'estremità lato mare del tratto da eseguire con trivellazione teleguidata sarà provvisoriamente protetto 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.

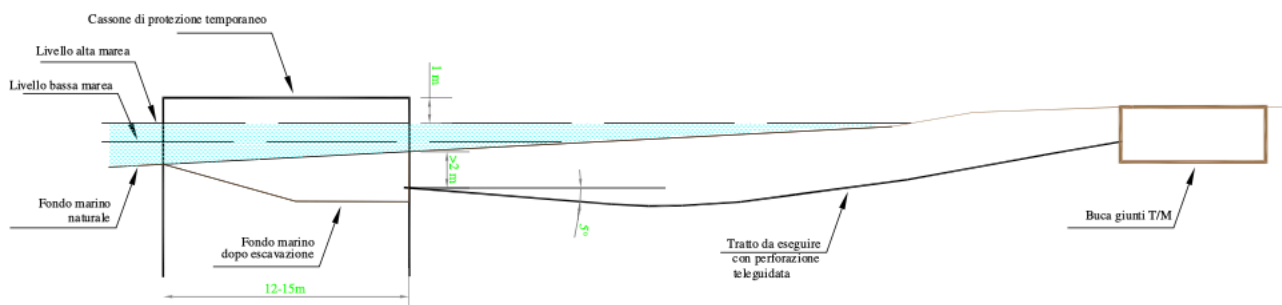


Figura 5.10: schema di posizionamento del cassone di protezione

Per la posa all'approdo di arrivo si potrà procedere seguendo la tecnica riportata nella figura 8.8, che prevede l'utilizzo di barche di appoggio alla nave principale per il tiro a terra della parte terminale dei cavi, tenuti in superficie tramite dei galleggianti durante le operazioni.



Figura 5.11: posa del cavo in corrispondenza del punto di approdo

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 posidonia 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.

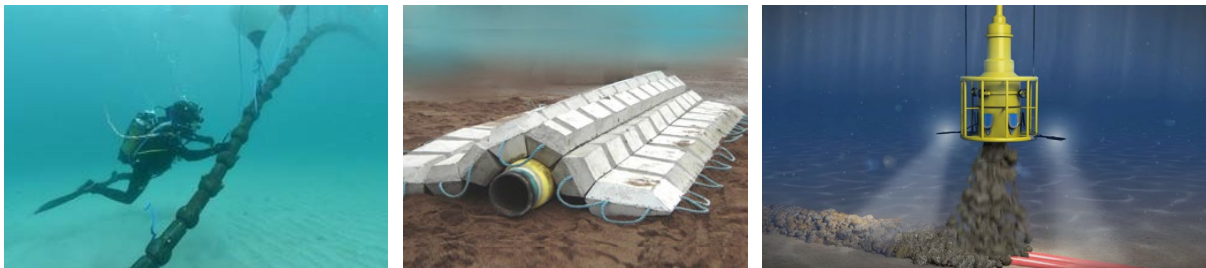


Figura 5.12: sistemi di protezione dei cavi poggiati sul fondale mediante gusci di ghisa, materassi o rocce

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.

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.

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.

5.5 L'ELETTRODOTTO DI CONNESSIONE ONSHORE

Nel capitolo 4 sono state già ampiamente illustrate le motivazioni a sostegno della scelta di realizzare un elettrodotto interrato nel tratto compreso tra il punto di sbarco e la nuova Stazione Elettrica RTN e della scelta di realizzare invece due elettrodotti aerei per connettere la nuova Stazione RTN alle linee elettriche esistenti. Di fatto si tratta di scelte obbligate dal contesto territoriale ove le opere sono ubicate.

Per quanto riguarda le tecniche e le tecnologie adottate per la realizzazione dell'elettrodotto interrato, si prevede ordinariamente la realizzazione dello scavo in trincea obbligata gestendo con la tecnica della Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC) gli attraversamenti di aree critiche e dei sottoservizi rilevati. In particolare, sarà realizzato in TOC il tratto su area perimetrata nel PAI come pericolosità geomorfologica in corrispondenza dell'approdo e l'attraversamento di una condotta di fogna bianca.

L'elettrodotto aereo sarà realizzato utilizzando sostegni del tipo a doppia terna monostelo invece dei classici tralicci. Il monostelo è un sostegno tubolare che permette di ridurre sia l'impatto visivo, essendo più sottile, sia il campo elettromagnetico, grazie alla ridotta distanza tra i conduttori nelle tre fasi. Tali sostegni permettono di ridurre da 10 a 2,5 m la base del traliccio, con un notevole risparmio in termini di sottrazione di suolo. Tra le caratteristiche dei monostelo c'è inoltre la velocità del montaggio: il tempo per la sua installazione è di oltre 10 volte minore rispetto al traliccio tradizionale (poche ore contro una media di 5 giornate).

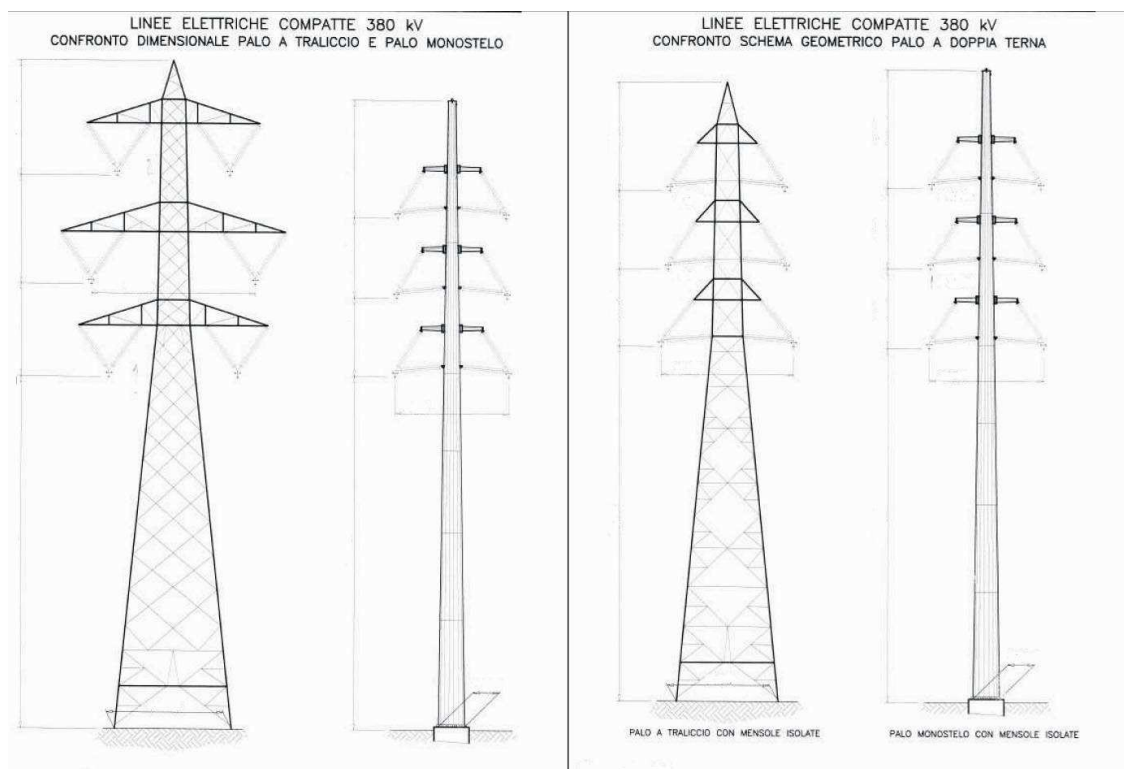


Figura 5.13: Confronto tra palo a traliccio e palo monostelo

5.6 LA STAZIONE ELETTRICA RTN

Per quanto riguarda la nuova Stazione Elettrica RTN sono state considerate due alternative tecnologiche: la realizzazione della stazione elettrica con isolamento in aria (AIS) e con isolamento in gas (GIS).

La prima tecnologia è quella classicamente 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 vicino al mare perché soggetto 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.



Figura 5.14: confronto tra sistemi GIS e sistemi AIS

Come per le scelte tecniche operate per gli elettrodotti, anche la valutazione delle alternative tecnologiche per la Stazione Elettrica è conseguenza della scelta operata nelle alternative di localizzazione. Come già ricordato infatti i sistemi con isolamento in aria non sono utilizzabili in prossimità della costa per una fascia di alcuni chilometri dal mare. Si è scelto pertanto di realizzare una Stazione Elettrica in blindato con isolamento in GIS che, peraltro, comporta un consumo di suolo nettamente inferiore.

A tal proposito si è verificato che la realizzazione dell'opera in GIS comporta un consumo di suolo compreso tra i 5000 e i 6000 mq. La realizzazione della Stazione Elettrica RTN con medesime specifiche e isolamento in aria avrebbe comportato invece un ingombro di almeno 4,5 Ha quindi 9 volte superiore.



5.7 VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI PROCESSO O STRUTTURALI

Tutte le possibili alternative di processo sono state dettagliate e discusse. In conclusione, si può solo ribadire, come ampiamente argomentato, che tutte le opere proposte sono state oggetto di una attenta disamina che ha considerato sia la maturità tecnologica delle diverse opzioni che i potenziali impatti, tenendo conto delle caratteristiche ambientali dell'area interessata. Le riflessioni e le argomentazioni esposte dimostrano che le scelte operate, sia in termini di singolo componente che in termini di sistema, sono le più adatte per il sito scelto e per l'opera, valutata nel suo insieme, di cui 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 socio-economiche 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, questa volta denominato Agorà Energia, in cui al dibattito farà seguito un evento musicale con il coinvolgimento di artisti locali. Sono già stati tenuti diversi incontri presso alcune scuole superiori, si è tenuto un primo hackathon sul tema dell'ambiente marino in rapporto con il territorio, organizzato dal Politecnico di Bari (PoliBathon 2022) in cui Gruppo Hope, su invito del Politecnico, ha portato il suo know how ed ha collaborato attivamente. È in fase di elaborazione una animazione per raccontare in modo semplice ed esplicativo le peculiarità dei parchi eolici offshore e dell'ambiente che li ospitano.
- **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 murales 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. E' 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.