

REGIONE PUGLIA
PROVINCIA DI FOGGIA

PROGETTO PRELIMINARE PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE
DI ENERGIA ELETTRICA OFFSHORE DA FONTE EOLICA

Sezione 0:

RELAZIONI GENERALI

Titolo elaborato:

RELAZIONE TECNICA E DESCRITTIVA DELLE OPERE

N. Elaborato: 0.1

Scala: -

Committente

WIND ENERGY MANFREDONIA S.r.l.

Viale Città d'Europa n° 780 Roma (RM)

P.IVA 16873531004

Pec: windenergymanfredonia@pec.it

Progettazione



sede legale e operativa

San Martino Sannita (BN) Località Chianarile snc, Area industriale

sede operativa

Lucera (FG) via Alfonso La Cava 114

P.IVA 01465940623

Azienda con sistema gestione qualità Certificato N. 50 100 11873

Legale rappresentante

Nando Zaccagnini



Progettista

Dott. Ing. Vittorio Iacono



00	Giugno 2023	PI	VI	VI	Progetto preliminare
Rev.	Data	sigla	sigla	sigla	DESCRIZIONE
		Elaborazione	Approvazione	Emissione	

Nome File sorgente	PP.OW.MFD01.0.1.R00.doc	Nome file stampa	PP.OW.MFD01.0.1.R00.pdf	Formato di stampa	A4
--------------------	-------------------------	------------------	-------------------------	-------------------	----

	RELAZIONE TECNICA E ILLUSTRATIVA DEL PROGETTO PRELIMINARE	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OW.MFD01.0.1.R00 14/12/2022 07/06/2023 00 2 di 30
---	--	---	--

INDICE

1	PREMESSA	6
2	DESCRIZIONE DEL PROGETTO	7
2.1	DESCRIZIONE GENERALE E UBICAZIONE	7
2.2	CRITERI PROGETTUALI	8
2.3	CONCESSIONE DEMANIALE MARITTIMA	9
3	CARATTERISTICHE GENERALI DEL SITO DI IMPIANTO	10
3.1	CARATTERIZZAZIONE BATIMETRICA	10
3.2	ANALISI ANEMOMETRICA E STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	10
3.3	ATTIVITÀ ANTROPICHE AREA OFFSHORE	12
3.3.1	INTERFERENZE CON ROTTE MARITTIME	12
3.3.2	CONCESSIONI MINERARIE	13
3.3.3	DISTANZA DA AEROPORTI	14
3.4	PIANO DI GESTIONE DELLO SPAZIO MARITTIMO ITALIANO – AREA MARITTIMA ADRIATICA 24/2010	14
3.5	ANALISI VINCOLISTICA E DELLA TUTELA DELLE AREE	16
3.5.1	AREE IBA	17
3.5.2	PIANO DI ASSETTO IDROGEOLOGICO (PAI)	18
4	CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO	19
4.1	AEROGENERATORI	19
4.2	FONDAZIONI FLOTTANTI	20
4.2.1	SISTEMA FLOTTANTE	20
4.2.2	SISTEMA DI ORMEGGIO	22
4.2.3	SISTEMA DI ANCORAGGIO	23
4.3	STAZIONE ELETTRICA DI TRASFORMAZIONE OFFSHORE 66/220 kV	26
4.4	CAVI DI COLLEGAMENTO	27
4.4.1	CAVO SOTTOMARINO 66 kV	27
4.4.2	CAVO SOTTOMARINO 220 kV	27
4.4.3	CAVO TERRESTRE 220 kV E 380 kV	28
4.5	STAZIONE DI TRASFORMAZIONE ONSHORE 220/380 kV	28
5	MODALITÀ DI INSTALLAZIONE DELL'IMPIANTO EOLICO	29

 TENPROJECT	RELAZIONE TECNICA E ILLUSTRATIVA DEL PROGETTO PRELIMINARE	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OW.MFD01.0.1.R00 14/12/2022 07/06/2023 00 3 di 30
---	--	---	--

5.1	ELEMENTI OFFSHORE	29
5.2	ELEMENTI ONSHORE	29
6	DISMISSIONE DELLE OPERE	30

	RELAZIONE TECNICA E ILLUSTRATIVA DEL PROGETTO PRELIMINARE	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OW.MFD01.0.1.R00 14/12/2022 07/06/2023 00 4 di 30
---	--	---	--

INDICE FIGURE

Figura 1: Inquadramento impianto.....	7
Figura 2: Sintesi grafica dei dati estrapolati in un punto centrale del parco.....	11
Figura 3: Interferenza area impianto con attività antropiche	12
Figura 4: Inquadramento area studio rispetto le principali Rotte dell'Autostrada del Mare.....	13
Figura 5: Inquadramento rispetto aree di concessioni di coltivazione.....	13
Figura 6: Inquadramento area studio rispetto agli aeroporti.....	14
Figura 7: Sub-aree-(fonte: "Piano di gestione dello spazio marittimo italiano-Area marittima adriatica").....	15
Figura 8: Inquadramento area di impianto con sub-aree A/6_01 - (fonte: " Piano di gestione dello spazio marittimo italiano - Area marittima adriatica").....	16
Figura 9: Inquadramento area studio rispetto le principali aree protette.....	17
Figura 10: Inquadramento area studio rispetto alle aree IBA.....	18
Figura 11: Inquadramento rispetto al PAI.....	19
Figura 12: Caratteristiche tecniche aerogeneratore	20
Figura 13: Esempi di strutture galleggianti offshore	21
Figura 14: Esempi di stazione di trasformazione offshore con fondazione fissa	26
Figura 15: Protezione dai fenomeni di erosione "Scour protection"	27

 TENPROJECT	RELAZIONE TECNICA E ILLUSTRATIVA DEL PROGETTO PRELIMINARE	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OW.MFD01.0.1.R00 14/12/2022 07/06/2023 00 5 di 30
---	--	---	--

INDICE TABELLE

Tabella 1: Identificativo punti per istanza di concessione demaniale.....	9
Tabella 2: Sintesi dei risultati.....	11

	RELAZIONE TECNICA E ILLUSTRATIVA DEL PROGETTO PRELIMINARE	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OW.MFD01.0.1.R00 14/12/2022 07/06/2023 00 6 di 30
---	--	---	--

1 PREMESSA

Il progetto riguarda la realizzazione di un impianto eolico offshore con tecnologia floating dislocato oltre le 12 miglia, circa 37 km ad est dalle coste del Comune di Vieste nella porzione di mare ricadente all'interno della ZEE (Zona Economica Esclusiva) italiana.

Proponente dell'iniziativa è la società Wind Energy Manfredonia S.r.l. con sede in Viale Città d'Europa n°780, Roma.

L'impianto è costituito da 55 aerogeneratori di potenza unitaria pari a 15 MW, diametro del rotore di 236 m e altezza al mozzo 150 m, per una potenza totale di impianto di 825 MW.

Gli aerogeneratori sono collegati tra loro e alla stazione di trasformazione offshore, che in questa prima fase viene prevista con fondazione fissa (struttura tipo Jacket), attraverso cavi marini inter-array in alta tensione a 66 kV. Dalla stazione di trasformazione offshore 66/220 kV l'energia elettrica viene trasferita mediante l'elettrodotto marino 220 kV fino al punto di approdo dove sarà realizzata la giunzione cavo marino-terrestre. L'elettrodotto terrestre 220 kV raggiunge, poi, la stazione di trasformazione di utenza onshore 220/380 kV che sarà realizzata in prossimità della stazione elettrica Terna "Manfredonia".

Dalla stazione di utenza parte l'elettrodotto 380 kV che consente il collegamento in antenna sull'ampliamento della SE RTN 380/150 kV di "Manfredonia".

	RELAZIONE TECNICA E ILLUSTRATIVA DEL PROGETTO PRELIMINARE	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OW.MFD01.0.1.R00 14/12/2022 07/06/2023 00 7 di 30
---	--	---	--

2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

2.1 Descrizione generale e ubicazione

Il progetto prevede l'installazione di una centrale eolica offshore costituita da 55 aerogeneratori modello Vestas V236, ognuno di potenza nominale di 15 MW per una potenza complessiva di 825 MW.

Più in particolare gli interventi in progetto saranno i seguenti:

- installazione di 55 aerogeneratori, per una potenza complessiva di 825 MW;
- realizzazione di una rete elettrica a tensione nominale pari a 66 kV necessaria a collegare tra loro gli aerogeneratori afferenti ad una stazione elettrica di trasformazione off-shore;
- realizzazione di una stazione elettrica di trasformazione 66/220 kV utente (da realizzare su piattaforma marina con fondazione fissa) destinata a raccogliere la potenza prodotta dal parco eolico off-shore;
- tre terne di cavi AT marini a 220 kV;
- una buca giunti per la transizione da cavo marino a cavo terrestre;
- tre terne di cavi AT terrestri a 220 kV;
- realizzazione di una stazione elettrica di trasformazione utente 220/380 kV onshore;
- due cavi a 380 kV per il collegamento della stazione elettrica di trasformazione utente 220/380 kV all'ampliamento della Stazione Elettrica "Manfredonia" individuata come possibile punto di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Il parco eolico offshore è sito in uno specchio d'acqua distante circa 30 km dalle coste del Gargano nella Zona Economica Esclusiva (ZEE) Italiana e occupa un'estensione di circa 318 km².



Figura 1: Inquadramento impianto

	RELAZIONE TECNICA E ILLUSTRATIVA DEL PROGETTO PRELIMINARE	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OW.MFD01.0.1.R00 14/12/2022 07/06/2023 00 8 di 30
---	--	---	--

L'impianto sarà connesso alla RTN mediante cavidotto a 380 kV; dalla stazione offshore il cavidotto marino si collega alla terraferma tramite un percorso di circa di 70 km. Il punto di approdo è previsto in agro del Comune di Zapponeta (FG); a partire dal punto di approdo, il cavidotto terrestre, interrato, giungerà alla stazione di trasformazione di utenza 220/380 kV che sarà realizzata in prossimità della stazione elettrica di Terna "Manfredonia". Dalla stazione di utenza l'elettrodotta 380 kV si collegherà in antenna sull'ampliamento della SE RTN 380/150 kV di "Manfredonia".

Il tracciato del cavidotto terrestre di circa 20 km è previsto venga realizzato lungo la viabilità esistente.

2.2 Criteri progettuali

Il progetto di questo impianto costituisce la sintesi del lavoro di un team multidisciplinare che ha contribuito all'impostazione del lavoro.

La proposta progettuale è stata sviluppata sulla base di considerazioni in merito alla fattibilità tecnica dell'intervento e la possibilità di insediamento dell'impianto, nel rispetto delle componenti ambientali e antropiche.

Date le finalità produttive dell'opera, il sito idoneo è stato individuato in base ad uno studio della risorsa anemologica disponibile.

Le condizioni anemologiche dell'area prospiciente le coste del Gargano, la rendono idonea per l'installazione di un parco eolico offshore, garantendo il funzionamento annuale rapportato alla massima potenza nominale per oltre 2800 ore equivalenti e una produzione stimata di circa 2313 GWh.

La scelta del sito è stata determinata sulla base di una ulteriore selezione derivante dall'analisi delle norme di tutela, delle relazioni percettive rispetto a punti significativi e storicamente consolidati presenti, di vincoli di varia natura, di aspetti socioeconomici rilevanti, con particolare riguardo ai seguenti temi:

- presenza di aree naturali protette: in particolare le aree marine protette istituite dal Ministero dell'Ambiente italiano e le aree della Rete Natura 2000 (siti di importanza comunitaria, zone di protezione speciale);
- siti importanti per l'avifauna (Aree IBA);
- vincoli ambientali - paesaggistici e archeologici;
- presenza di importanti rotte di navigazione;
- altri vincoli (piano di gestione dello spazio marino, aeronautica);
- usi in atto nello specchio di mare considerato (concessioni, attività di pesca, turismo);

e sulla base di determinate caratteristiche tecniche, tra cui:

- la distanza dalla costa;
- la natura dei fondali;
- la superficie dell'area individuata;
- la possibilità di connessione alla rete elettrica nazionale tramite elettrodotti situati nelle zone costiere.

Pertanto, per la precisazione dell'area di intervento all'interno del paraggio considerato, si è entrati nel merito di tutti questi aspetti, sviluppati e analizzati in dettaglio nel presente studio, al fine di verificare l'effetto complessivo prodotto dalla realizzazione dell'impianto offshore sia per le relazioni percettive che per l'insieme delle interazioni determinate.

	RELAZIONE TECNICA E ILLUSTRATIVA DEL PROGETTO PRELIMINARE	Codice	PP.OW.MFD01.0.1.R00
		Data creazione	14/12/2022
		Data ultima modif.	07/06/2023
		Revisione	00
		Pagina	9 di 30

A valle delle verifiche suddette e dei criteri adottati per minimizzare i conflitti potenziali sono stati precisati i limiti della zona interessata e la sua relazione a scala geografica.

2.3 Concessione Demaniale Marittima

In base alle disposizioni della Circolare 40/2012, la richiesta di Concessione Demaniale Marittima deve essere presentata utilizzando il modulo di istanza, modello D1, attraverso il portale online S.I.D. (Sistema Informativo Demanio). Il modello D1 deve contenere gli elementi essenziali per la Concessione Demaniale Marittima (ovvero dati del richiedente, durata, superfici richieste) e contenere in allegato una relazione tecnica sulle opere da realizzare e tavole di progetto in scala firmate da un tecnico abilitato.

Le informazioni grafiche relative alle aree oggetto di concessione sono dettagliate nell'elaborato grafico *PP.OW.MFD01.3.2.R00 – "Layout di progetto impianto offshore con indicazione delle coordinate delle opere a mare e superfici demaniali marittime richieste"*.

Di seguito si riporta una tabella riepilogativa con indicati i punti e le coordinate di ciascun elemento di impianto.

Tabella 1: Identificativo punti per istanza di concessione demaniale

Id Punto	GAUSS BOAGA EST ROMA 40		WGS 84 GEO		Identificativo
	Coordinata Nord	Coordinata Est	Longitudine	Latitudine	
P1	4639753,81	2640704,62	16,455078	41,900433	CE
P2	4595720,39	2601325,63	15,974420	41,508916	CE
P3	4592332,88	2598332,41	15,938117	41,478706	CE
P4	4592284,45	2598269,61	15,937359	41,478276	CE
P5	4639715,89	2640710,96	16,455147	41,900090	CE
P6	4595702,01	2601349,43	15,974703	41,508748	CE
P7	4592330,67	2598334,46	15,938142	41,478686	CE
P8	4592281,87	2598271,17	15,937377	41,478253	CE
P9	4639677,98	2640717,30	16,455216	41,899748	CE
P10	4595683,62	2601373,24	15,974985	41,508580	CE
P11	4592328,47	2598336,51	15,938166	41,478666	CE
P12	4592279,50	2598273,01	15,937399	41,478231	CE

	RELAZIONE TECNICA E ILLUSTRATIVA DEL PROGETTO PRELIMINARE	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OW.MFD01.0.1.R00 14/12/2022 07/06/2023 00 10 di 30
---	--	---	---

3 CARATTERISTICHE GENERALI DEL SITO DI IMPIANTO

3.1 Caratterizzazione batimetrica

Dalle informazioni disponibili dalle cartografie esaminate (fonte *GEBCO - The General Bathymetric Chart of the Oceans*), l'impianto è sito in un'area caratterizzata da batimetrie elevate superiori ai 100 m, con una profondità del fondale media di -142 m.

Studi di dettaglio permetteranno, in una fase successiva, di valutare puntualmente gli aspetti batimetrici dell'area, una batimetria di buona qualità è necessaria per determinare il layout finale e la traiettoria dettagliata dei cavi.

A tal fine saranno previste indagini geofisiche tramite l'utilizzo di sistemi SBES (single beam echo sound) o MBES (multi beam echo sound), si tratta di strumentazione basata sulla tecnologia sonar che permette la restituzione di un'immagine dettagliata della profondità del fondale.

3.2 Analisi anemometrica e stima di producibilità dell'impianto

L'area di studio è caratterizzata da una buona risorsa eolica con venti provenienti dai settori Nord Occidentali. Le informazioni di seguito illustrate sono state ricavate dal set di dati satellitare *EMD WRF Europe+* messo a disposizione dal software WindPro a 150 m s.l.m. per il periodo ventennale 1999-2022. Il database in questione è da ritenersi affidabile e rappresentativo della anemologia che caratterizza l'area anche sul lungo periodo.

I dati sono dati a mesoscala derivati da dati di input ERA5 estrapolati con una risoluzione spaziale di 0,03 ° x 0,03 ° ossia di circa 3x3 km con risoluzione temporale oraria.

Di seguito sono illustrate le caratteristiche anemologiche previste ad altezza mozzo degli aerogeneratori.

La velocità media al mozzo di tutte le macchine è stimata essere pari a circa **7,0 – 7,2 m/s.**

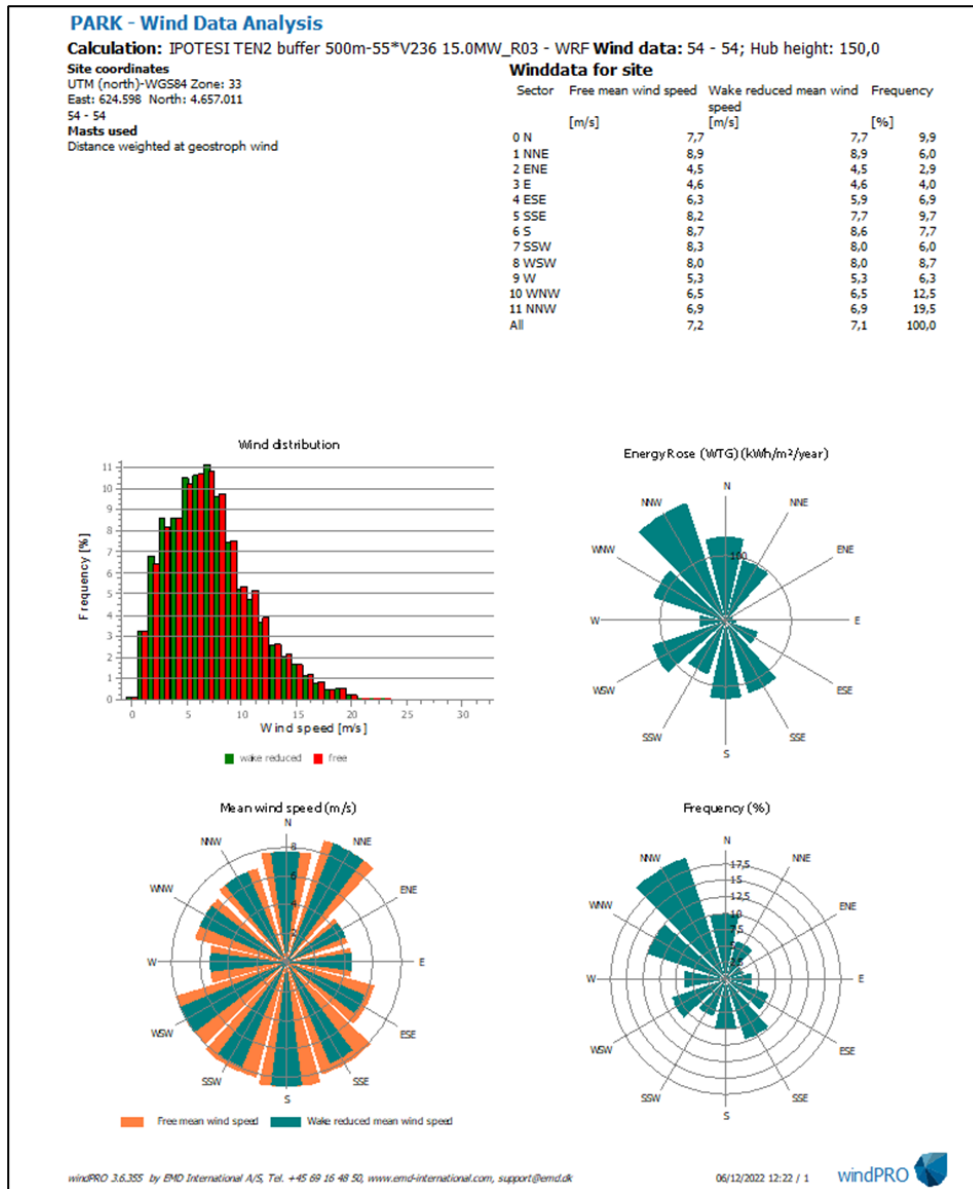


Figura 2: Sintesi grafica dei dati estrapolati in un punto centrale del parco.

Lo studio è stato condotto ipotizzando l'installazione della WTG modello Vestas V236 di potenza nominale 15 MW, altezza al mozzo 150 m e diametro del rotore di 236 m.

La tabella riportata di seguito mostra i risultati ottenuti.

Tabella 2: Sintesi dei risultati

N° WTG	Potenza totale [KW]	Produzione lorda [AEP] [MWh]	Perdite di scia medie [%]	Perdite di scia massime [%]	Produzione al netto delle perdite di scia [MWh]	Produzione al netto delle scie e delle perdite tecniche (10%) [MWh] P50	Ore equivalenti [MWh/MW] P50
55	825000	2.743.072	6,30	8,36	2.570.163	2.313.147	2804

	RELAZIONE TECNICA E ILLUSTRATIVA DEL PROGETTO PRELIMINARE	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OW.MFD01.0.1.R00 14/12/2022 07/06/2023 00 12 di 30
---	--	---	---

In base all'analisi dei dati anemometrici disponibili per il sito in esame, si è potuto stimare che con l'installazione del modello di aerogeneratore Vestas V236 di potenza nominale 15 MW e con altezza del mozzo posta a 150 m s.l.m, si prevede una produzione netta pari a **2313 GWh** annui corrispondenti a **2804** ore equivalenti/anno pur decurtando una percentuale di perdite tecniche stimate essere pari al 10 %.

In base alle valutazioni preliminari eseguite, il modello di turbina scelto per l'impianto risulta compatibile con le caratteristiche anemologiche previste sito, tuttavia è assolutamente raccomandata l'installazione di una stazione di misura locale pari almeno a 2/3 dell'altezza del mozzo per una corretta determinazione della risorsa assoluta e dei parametri.

3.3 Attività antropiche area offshore

3.3.1 Interferenze con rotte marittime

L'immagine seguente mostra la densità di imbarcazioni legate a varie attività antropiche. Dalla consultazione del traffico marittimo pesca nell'anno 2021, reso disponibile sul sito EMODNET, si rileva che l'intervento è situato in area poco interessata da traffico marittimo, inoltre, dalla consultazione delle Rotte delle Autostrade del Mare, l'area studio non interferisce con le principali rotte marittime. Pertanto, l'intervento è del tutto compatibile con l'attuale traffico marittimo.

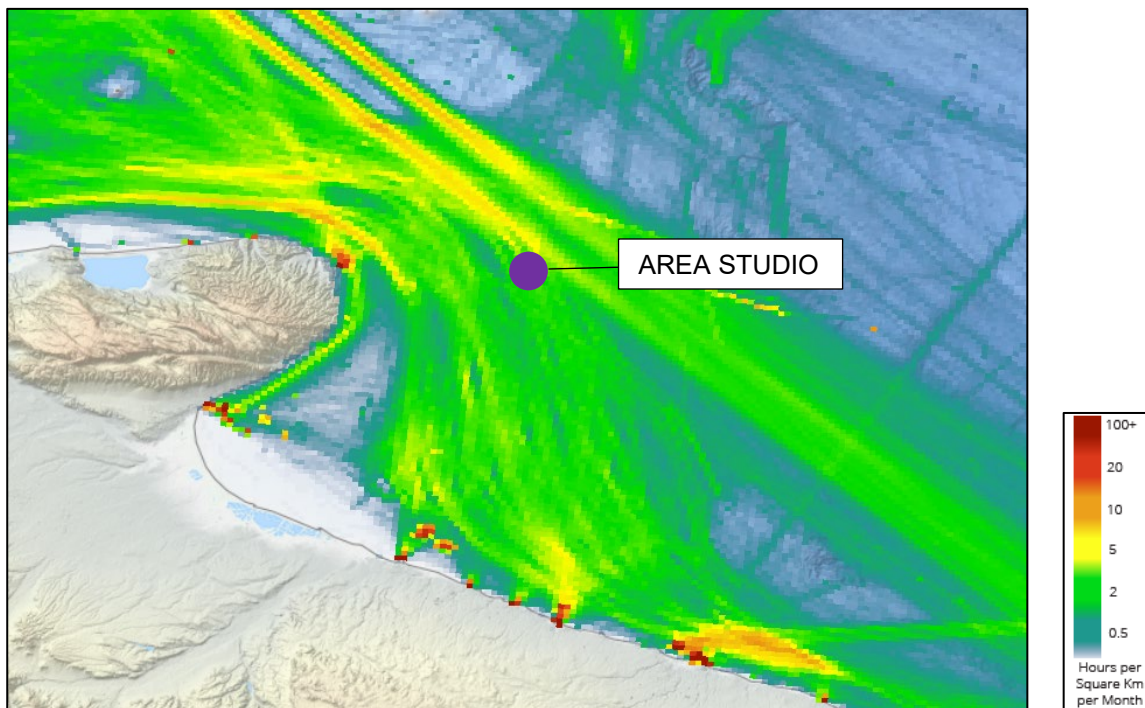


Figura 3: Interferenza area impianto con attività antropiche

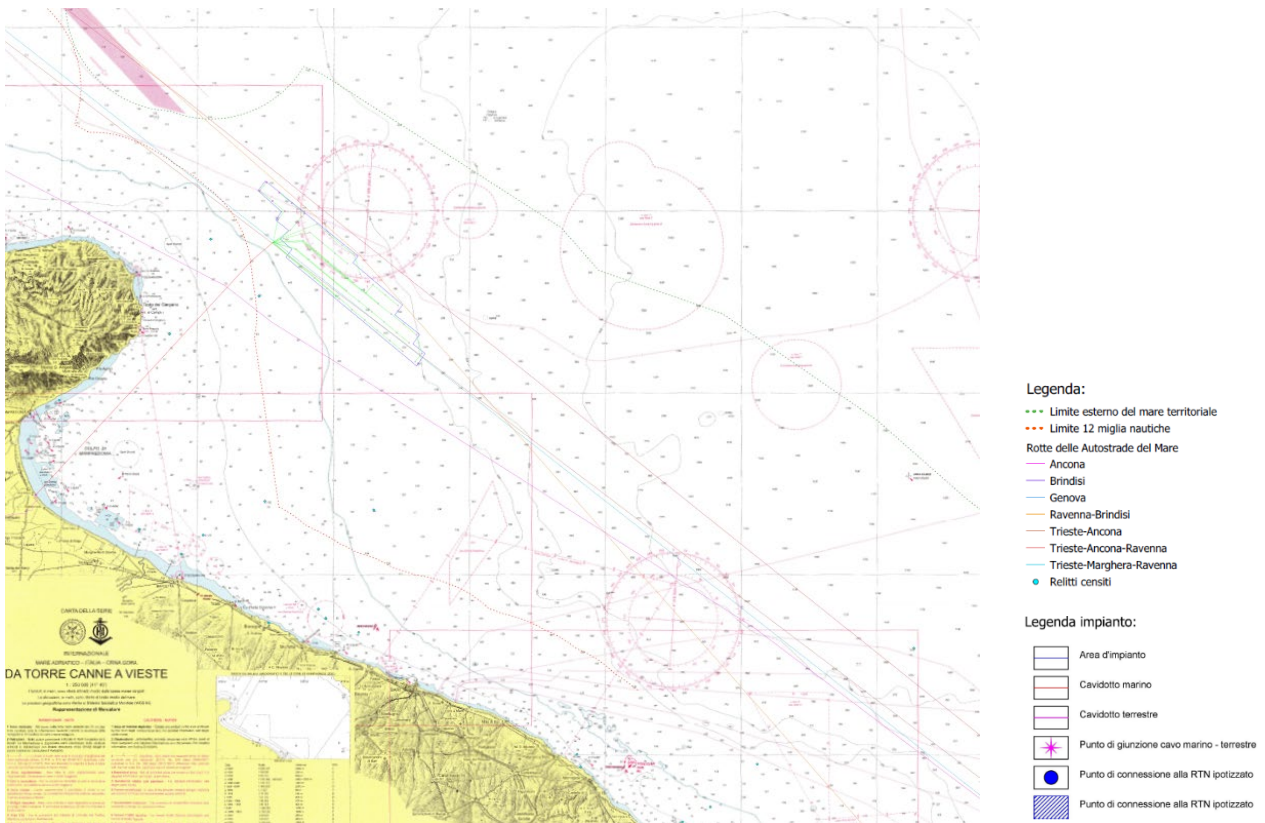


Figura 4: Inquadramento area studio rispetto le principali Rotte dell'Autostrada del Mare

3.3.2 Concessioni minerarie

L'area studio ricade al di fuori di aree con rilascio di concessioni di coltivazione mineraria e di aree sulle quali è stata presentata istanza di permesso di ricerca mineraria.

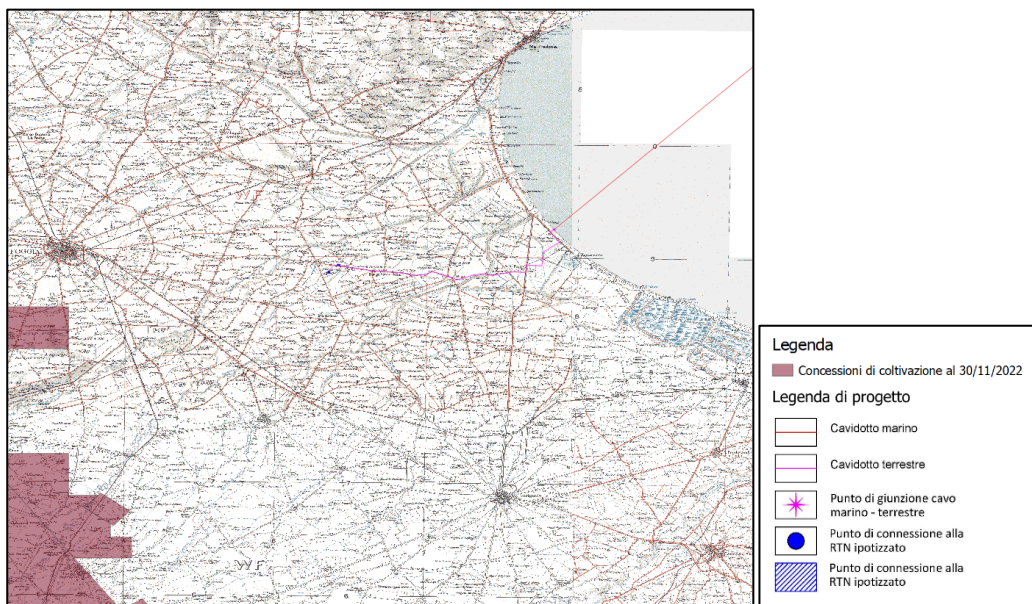


Figura 5: Inquadramento rispetto aree di concessioni di coltivazione

3.3.3 Distanza da Aeroporti

L'area studio si pone a 65 km dall'aeroporto internazionale di Bari – Karol Wojtyła e ad 80 km dall'aeroporto di Amendola, pertanto, in seguito alla consultazione delle mappe di vincolo riportate da ENAC, la configurazione d'impianto non genera problematiche rispetto al traffico aereo.

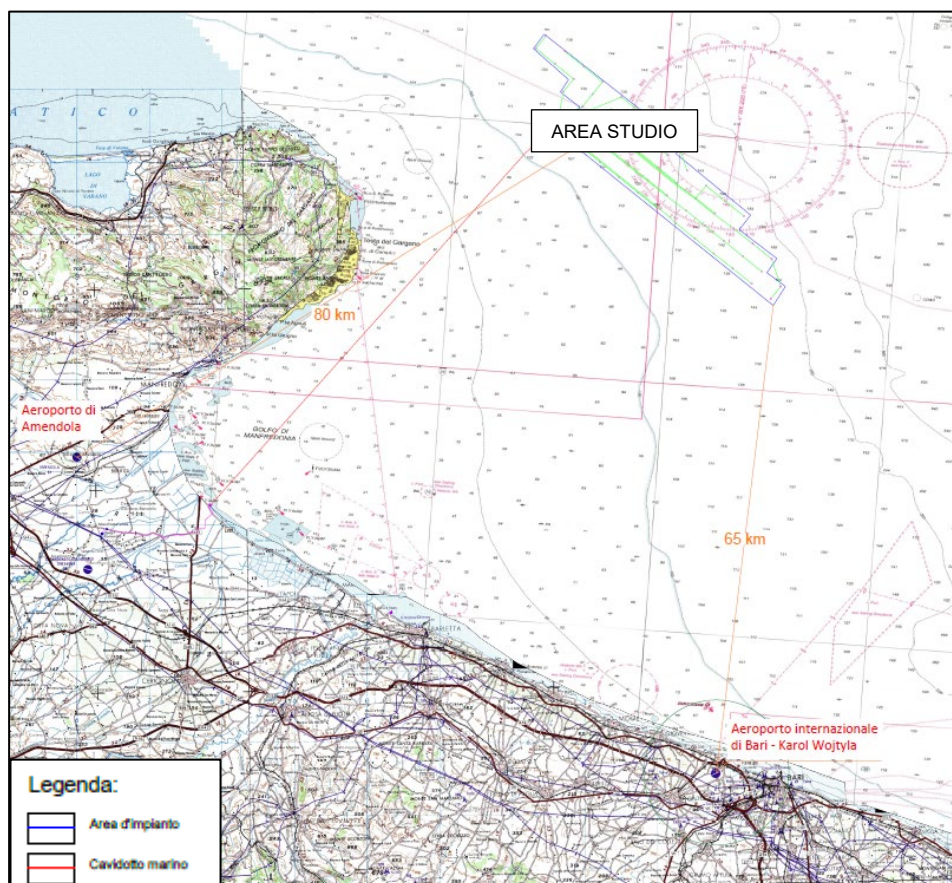


Figura 6: Inquadramento area studio rispetto agli aeroporti

3.4 Piano Di Gestione Dello Spazio Marittimo Italiano – Area Marittima Adriatica 24/2010

La Direttiva 2014/89/UE istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo al fine di promuovere la crescita sostenibile delle economie marittime, lo sviluppo sostenibile delle zone marine e l'uso sostenibile delle risorse marine (art. 1). Si inserisce nel contesto della Direttiva 2008/56/UE, la Direttiva quadro sulla strategia per l'ambiente marino, che costituisce il pilastro ambientale della politica marittima integrata dell'UE, stabilendo principi comuni per gli Stati membri al fine di promuovere lo sviluppo sostenibile dei mari e delle economie marittime e costiere, sviluppando anche un processo decisionale coordinato per raggiungere un

	RELAZIONE TECNICA E ILLUSTRATIVA DEL PROGETTO PRELIMINARE	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OW.MFD01.0.1.R00 14/12/2022 07/06/2023 00 15 di 30
---	--	---	---

buono stato ambientale delle acque marine. In Italia, la Direttiva 2014/89/UE è stata recepita dal Decreto Legislativo n. 201 del 17 ottobre 2016 che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo.

Il Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibile (MIMS), in qualità di autorità competente per la pianificazione dello spazio marittimo ai sensi dell'art. 8 del Decreto Legislativo 17 ottobre 2016, n. 201 ha commissionato a Sogesid SpA l'elaborazione del Piano in esame.

Lo scopo del "Piano di Gestione dello Spazio Marittimo Italiano - Area marittima adriatica" è quello di fornire indicazioni e linee guida di livello strategico per ogni Area Marittima e le sue sottoaree, da utilizzare come riferimento per altre azioni di pianificazione e per il rilascio di concessioni o autorizzazioni.

Ai sensi della normativa vigente e delle Linee Guida Nazionali, il "Piano di Gestione dello Spazio Marittimo Italiano - Area marittima Adriatica", per la natura dei suoi contenuti, è ad oggi sottoposto alla procedura integrata di valutazione ambientale strategica (V.A.S.) e di valutazione di incidenza ambientale (V.Inc.A.).

Il Piano divide l'area marittima "adriatica" in 9 sub-aree.

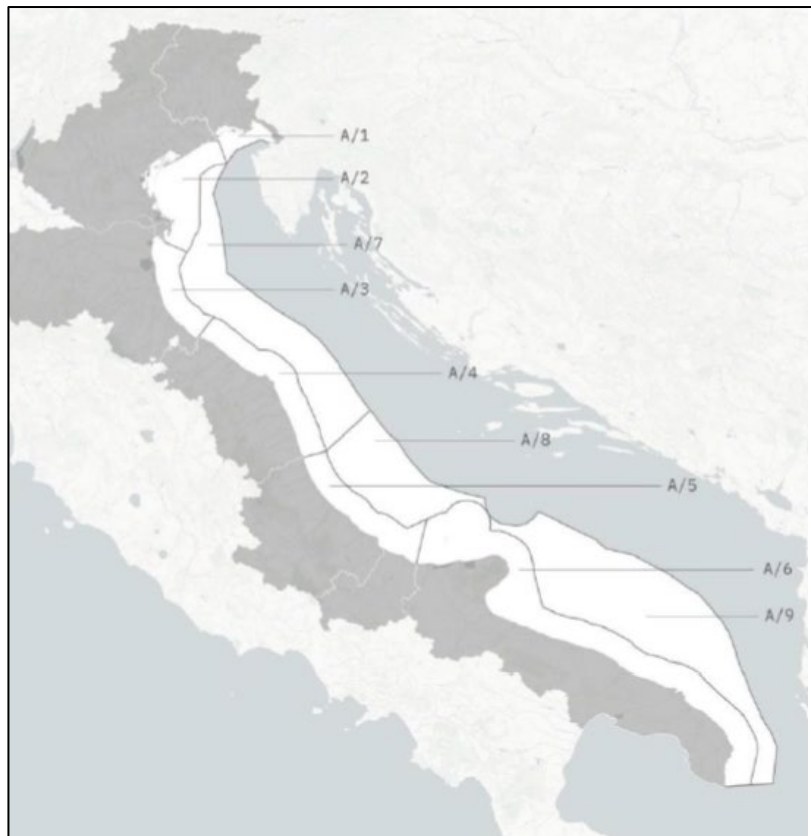


Figura 7: Sub-aree-(fonte: "Piano di gestione dello spazio marittimo italiano-Area marittima adriatica")

L'area studio ricade nella sub area A/6_01 e nell'unità di pianificazione di tipo G (area ad uso generico) secondo lo studio condotto dalla Sogesid.

	RELAZIONE TECNICA E ILLUSTRATIVA DEL PROGETTO PRELIMINARE	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OW.MFD01.0.1.R00 14/12/2022 07/06/2023 00 16 di 30
---	--	---	---



Figura 8: Inquadramento area di impianto con sub-aree A/6_01 - (fonte: " Piano di gestione dello spazio marittimo italiano - Area marittima adriatica")

Le aree ad uso generico consentono diverse attività, nel rispetto di regole specifiche e di coesistenza fra le stesse quali: pesca, trasporto marittimo, protezione ambiente e risorse naturali, nautica da diporto, acquacoltura, turismo, cavi e condotte e altri usi compatibili. Pertanto, non si ravvedono elementi ostativi specifici.

3.5 Analisi vincolistica e della tutela delle aree

Per quanto riguarda gli aspetti vincolistici, l'analisi è stata condotta tenendo conto dei dati ricavati dalla cartografia ufficiale dei vincoli e dal GIS della Regione Puglia.

Dall'analisi vincolistica condotta si evince che l'area studio ricade al di fuori di: Aree Naturali Protette, Siti della Rete Natura 2000, Aree IBA, zona umide Ramsar, aree percorse dal fuoco e aree soggette a vincolo idrogeologico. Parte del cavidotto marino e terrestre attraversa aree IBA e ZPS, ciò non è ostativo ai fini del posizionamento dello stesso in quanto, riguardo le Aree IBA, il cavidotto non interferisce con il vincolo stesso, mentre riguardo la presenza della ZPS sarà necessaria una valutazione di incidenza ambientale.

L'area d'impianto è situata a circa 70km dalla linea di costa e non insiste su aree dove si riscontri la presenza di poseidonieti e biocenosi marine di interesse conservazionistico.

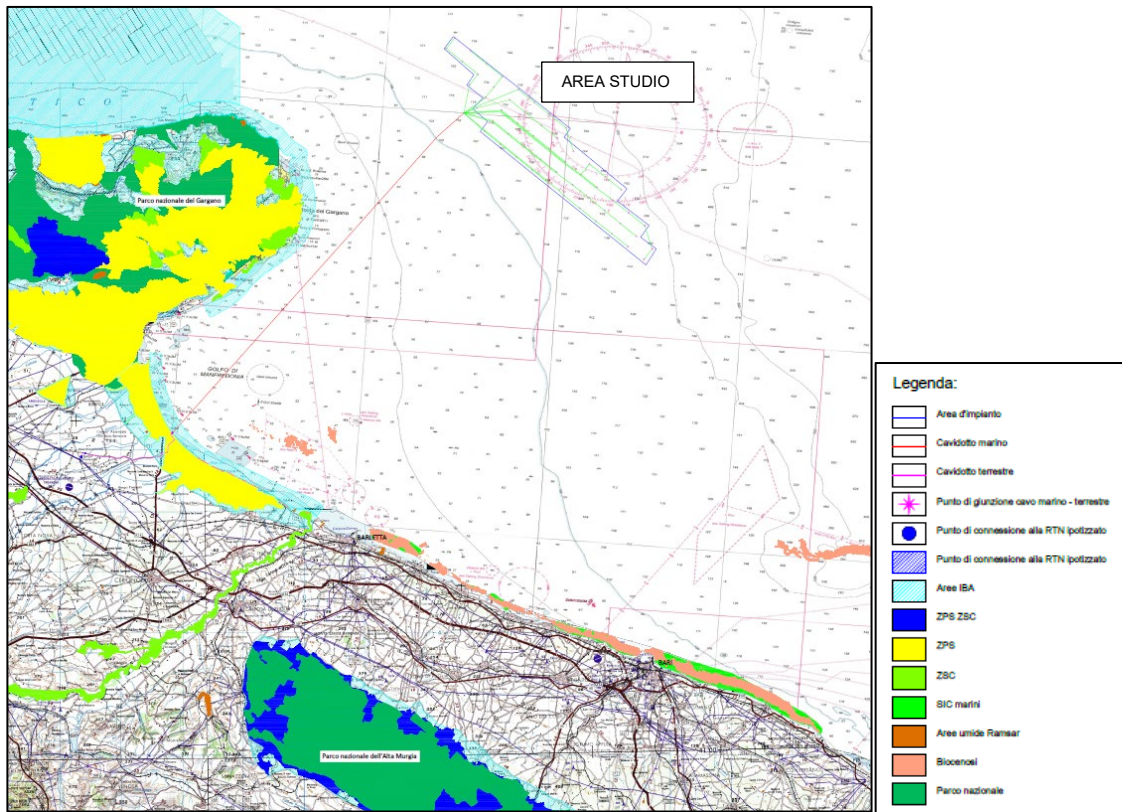


Figura 9: Inquadramento area studio rispetto le principali aree protette

3.5.1 Aree IBA

Nel 1981 Birdlife International, la rete mondiale di associazioni per la protezione della natura di cui la LIPU è partner per l'Italia, ha lanciato un importante progetto internazionale: il progetto IBA. "IBA" è l'acronimo di Important Bird Areas, o Aree Importanti per gli Uccelli, e identifica le aree prioritarie che ospitano un gran numero di uccelli appartenenti a specie rare, minacciate o in declino. Proteggerle significa garantire la sopravvivenza di queste specie. Ad oggi, gli IBA identificati nel mondo sono circa dieci mila. In Italia ci sono 172 IBA, che coprono una superficie totale di 5 milioni di ettari.

Il sito di installazione ricade al di fuori da aree IBA come desumibile dalla seguente figura:

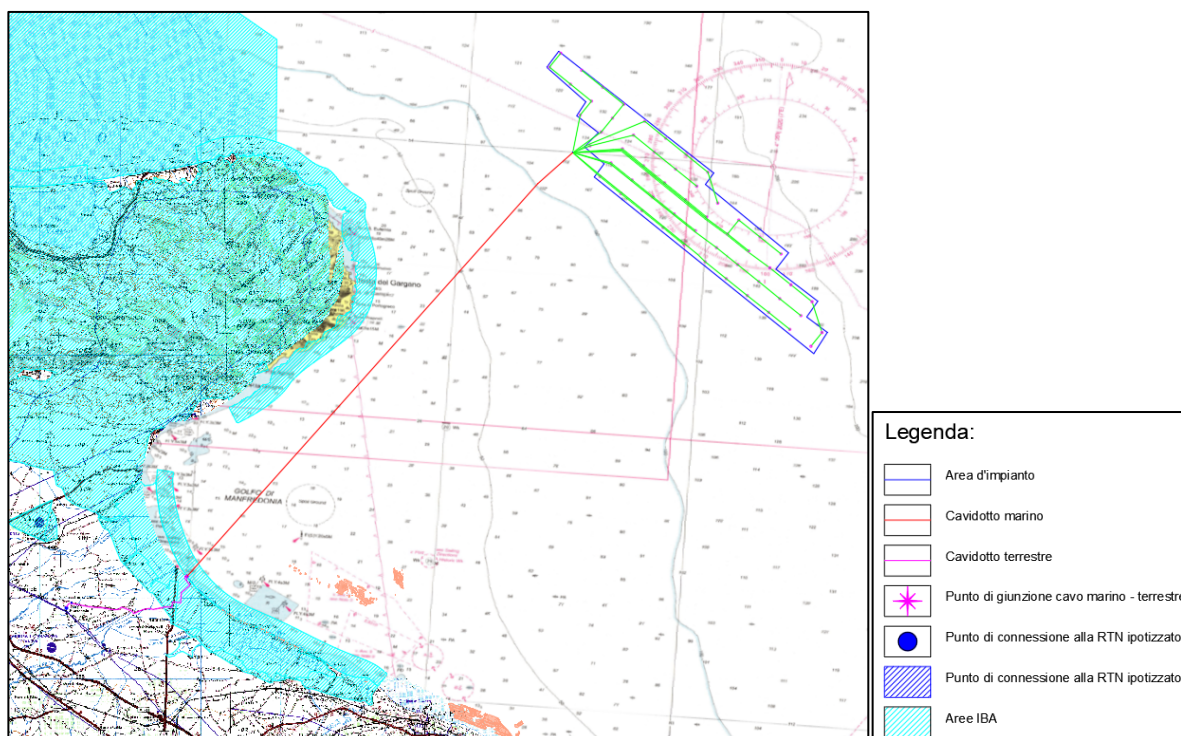


Figura 10: Inquadramento area studio rispetto alle aree IBA

Il cavidotto interferisce con tale perimetrazione, ma vista la natura dell'opera l'impatto non è significativo.

3.5.2 Piano di Assetto Idrogeologico (PAI)

Il tracciato del cavidotto si sviluppa lungo strada esistente, ricade al di fuori delle aree a pericolosità geomorfologica, tuttavia, parte di esso ricade in area soggetta ad elevata pericolosità idraulica. Dalla consultazione delle norme di attuazione della regione Puglia, le aree soggette a pericolosità idraulica non sono ostative rispetto al posizionamento del cavidotto. Ai fini progettuali sarà necessario uno studio di compatibilità idraulica e idrogeologica.

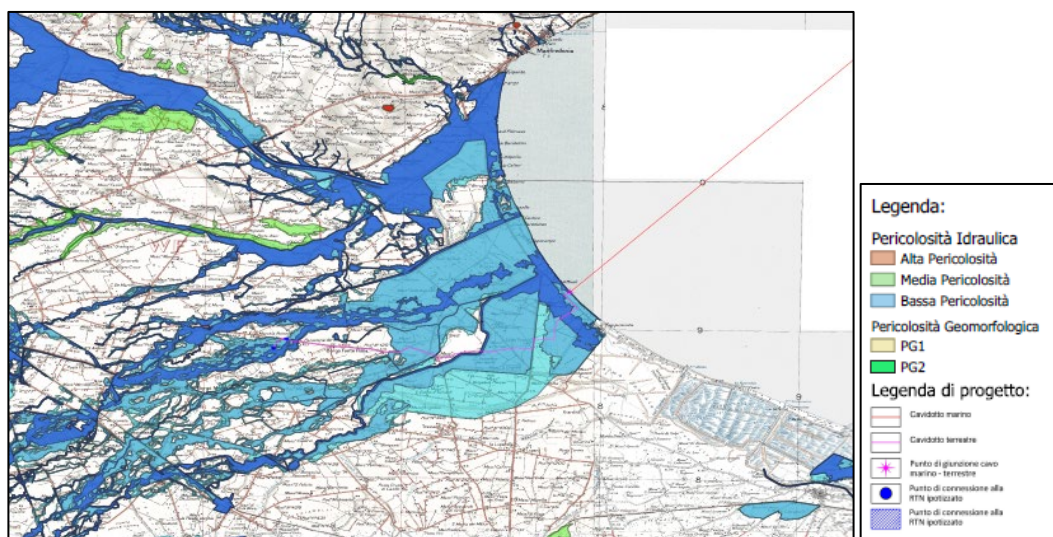


Figura 11: Inquadramento rispetto al PAI

4 CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO

4.1 Aerogeneratori

L'aerogeneratore è una macchina rotante che trasforma l'energia cinetica del vento in energia elettrica ed è essenzialmente costituito da una torre, dalla navicella e dal rotore.

Nel dettaglio, le pale sono fissate su un mozzo, e nell'insieme costituiscono il rotore; il mozzo, a sua volta, è collegato alla trasmissione attraverso un supporto in acciaio con cuscinetti a rulli a lubrificazione continua. La trasmissione è collegata al generatore elettrico con l'interposizione di un freno di arresto.

Tutti i componenti sopra menzionati, ad eccezione, del rotore e del mozzo, sono ubicati entro una cabina, detta navicella, in carpenteria metallica di ghisa-acciaio ricoperta in vetroresina la quale, a sua volta, è sistemata su un supporto-cuscinetto, in maniera da essere facilmente orientata secondo la direzione del vento. Oltre ai componenti su elencati, vi è un sistema di controllo che esegue, il controllo della potenza ruotando le pale intorno al loro asse principale, ed il controllo dell'orientamento della navicella, detto controllo dell'imbardata, che permette l'allineamento della macchina rispetto alla direzione del vento.

Il modello di turbina eolica proposto è Vestas V236-15 MW con il diametro del rotore è pari a 236 m e l'altezza del mozzo a 150 m.

Altre caratteristiche salienti sono riassunte nella tabella a seguire.

POWER REGULATION	Pitch regulated with variable speed
OPERATING DATA	
Rated power	15,000 kW
Cut-in wind speed	3 m/s
Cut-out wind speed	30 m/s
Wind class	IEC S or S,T
Standard operating temperature range	from -15°C to +25°C* with a de-rating interval from +25°C to +45°C *high ambient temperature variant available
SOUND POWER	
Maximum	118dB(A)
ROTOR	
Rotor diameter	236 m
Swept area	43,742 m ²
Aerodynamic brake	three blades full feathering
ELECTRICAL	
Frequency	50/60Hz
Converter	full scale
GEARBOX	
Type	three planetary stages

Figura 12: Caratteristiche tecniche aerogeneratore

Le indicazioni tecniche dell'aerogeneratore descritto sono indicative ad una sola tipologia di prodotto in commercio e pertanto sono da intendersi qualitativamente. Fermo restando gli impatti ambientali è possibile che sia scelto per l'esecuzione dell'opera un modello differente.

4.2 Fondazioni Flottanti

4.2.1 Sistema flottante

Il sistema di sostegno degli aerogeneratori previsti in progetto consiste in strutture flottanti vincolate al fondale tramite apposito sistema di ormeggio e ancoraggio.

La scelta di un sistema è influenzata da numerosi fattori legati alle caratteristiche ambientali del sito di installazione, nonché la prontezza e adeguatezza delle tecnologie.

Le strutture di supporto galleggianti per le turbine eoliche sono concepite per limitare alcuni dei moti globali a cui sono sottoposte per causa delle azioni dinamiche agenti sugli aerogeneratori.

Di seguito una panoramica delle soluzioni disponibili e in via di sviluppo:

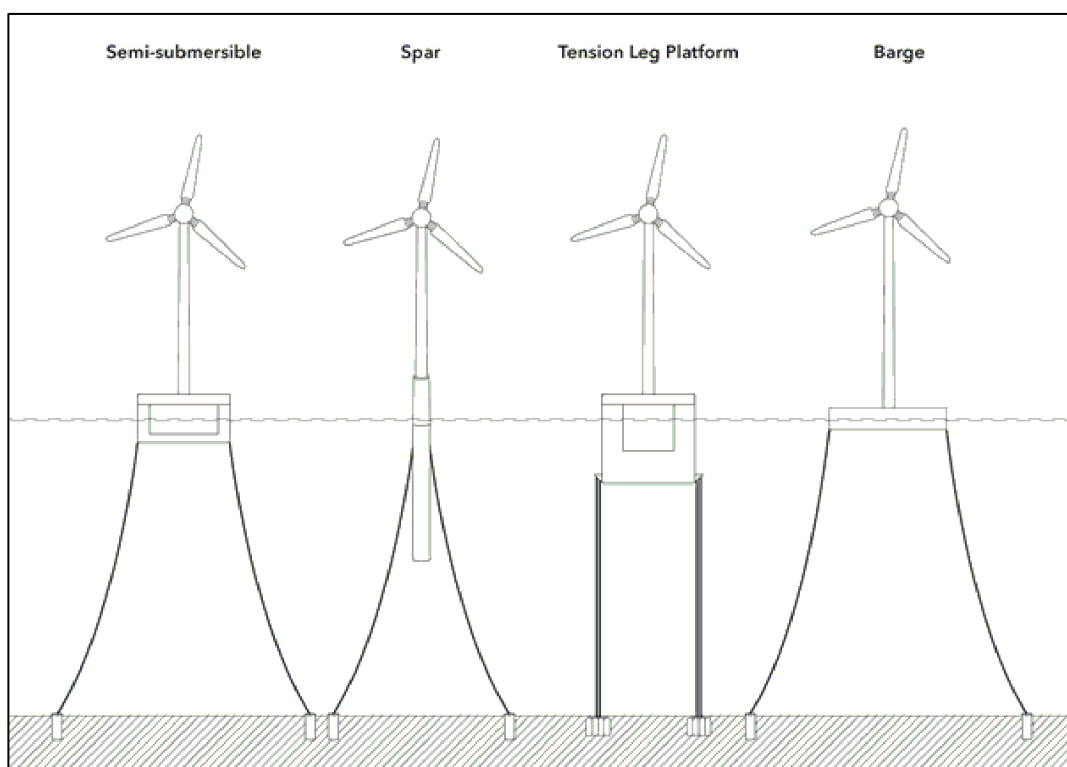


Figura 13: Esempi di strutture galleggianti offshore

Semisommergibile

Si tratta di una struttura stabilizzata a galleggiamento e a superficie libera (*waterplane area stabilised*) con un pescaggio relativamente basso. Il sistema semisommergibile è costituito da una serie di colonne di grande diametro collegate tra loro tramite controventi, le colonne forniscono la zavorra e la stabilità al galleggiamento.

Spar

Si tratta di una struttura stabilizzata da zavorra (*ballast-stabilised*) con un pescaggio molto elevato. Il sistema è costituito da una colonna di grande diametro, in acciaio o calcestruzzo armato, contenente al suo interno nella parte inferiore, materiale ad alta densità.

Tension Leg Platform (TLP)

Si tratta di una struttura stabilizzata da sistemi di ormeggio (*mooring stabilised*). Il sistema è costituito da una piattaforma galleggiante ormeggiata verticalmente, la cui struttura di mantenimento è costituita da tiranti ancorati al fondale marino.

Chiatta

Si tratta di una struttura stabilizzata a superficie libera (*waterplane area stabilised*). Il sistema è caratterizzato da un'ampia superficie del piano d'acqua e un pescaggio relativamente ridotto.

	RELAZIONE TECNICA E ILLUSTRATIVA DEL PROGETTO PRELIMINARE	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OW.MFD01.0.1.R00 14/12/2022 07/06/2023 00 22 di 30
---	--	---	---

Le varie soluzioni disponibili sono classificate in base in funzione del principio di stabilizzazione. In base al meccanismo di base utilizzato per generare il momento raddrizzante che contrasta il momento inclinante dovuto alla spinta aerodinamica che agisce sull'aerogeneratore si distinguono:

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

4.2.2 Sistema di ormeggio

La struttura galleggiante è soggetta a diverse forze esterne agenti sul sistema e, per poter rimanere in posizione, deve essere ormeggiata tramite linee di ormeggio e fondazioni nel fondale marino.

La disposizione del sistema di ormeggio vale a dire la configurazione, la disposizione e il numero/tipo di linee, deve essere progettata con l'intento di limitare gli spostamenti del sistema, è fondamentale mantenere la turbina eolica in una posizione tale da poter generare elettricità e garantire il trasferimento di elettricità a un ricevitore.

Per quanto concerne il sistema di ormeggio, le soluzioni applicate sono le seguenti:

- Catenaria;
- Elementi tesi ('taut mooring').

Catenaria

Il sistema di ormeggio a catenaria collega l'ancora e la piattaforma galleggiante con una linea sospesa ed utilizza il peso proprio della catenaria come sistema stabilizzante. Quando il sistema flottante si muove dalla posizione iniziale, la catena viene sollevata man mano che aumenta la distanza tra la piattaforma e l'ancora. Ciò fa sì che il peso aggiuntivo della parte portata in sospensione provochi una forza di ripristino della posizione iniziale.

La rigidità prodotta dalla catenaria è dovuta alla variazione della sua geometria. In posizione di equilibrio, un ampio segmento della catenaria di ormeggio giace sul fondale del mare mentre il resto della catenaria rimane

	RELAZIONE TECNICA E ILLUSTRATIVA DEL PROGETTO PRELIMINARE	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OW.MFD01.0.1.R00 14/12/2022 07/06/2023 00 23 di 30
---	--	---	---

sospesa. Quando la struttura galleggiante si allontana dalla sua posizione di equilibrio a causa delle sollecitazioni ambientali, la lunghezza della linea sospesa della linea di ormeggio aumenta mentre diminuisce la lunghezza del segmento. Questa variazione della geometria origina una forza di ripristino dovuta al peso della catenaria che riporta il sistema in posizione di equilibrio. Questo sistema prevede l'installazione di catene pesanti alla quale possono essere aggiunti pesi nella sezione del punto di contatto del fondo marino. Inoltre, le catene possono essere implementate in combinazione con altri materiali con lo scopo di aumentare il peso nella sezione che giace sul fondale e ridurre il peso della linea sospesa.

Elementi tesi

Il sistema di ormeggio ad elementi tesi, inclinati o verticali, collega invece la piattaforma galleggiante direttamente all'ancora utilizzando linee di ormeggio diritte. L'ancoraggio di un sistema di ormeggio ad elementi tesi deve essere progettato per gestire grandi carichi verticali e orizzontali.

Tali sistemi richiedono un pretensionamento in modo che la tensione nelle linee di ormeggio sia sufficientemente grande da tenerle dritte e contemporaneamente fornire la giusta forza di ripristino.

La stabilità di questo sistema è data dalle grandi forze verticali che si generano nelle linee di ormeggio e che mantengono la piattaforma galleggiante in posizione nonostante le forze di spinta. Con il sistema di ormeggio ad elementi tesi piccoli spostamenti di oscillazione si traducono in grandi sforzi di ripristino e tuttavia questo sistema di ormeggio ha l'impronta più piccola possibile e può essere utilizzato per ridurre l'ingombro del sistema di ormeggio.

L'individuazione del sistema di ancoraggio più idoneo avverrà simulando il comportamento oltre che del sistema con catenaria, attualmente il più diffuso nelle installazioni offshore, anche di sistemi tecnicamente più sofisticati ad ancoraggio teso, ottenuti mediante l'utilizzo di strutture puntuali sul fondale. In tale sistema le linee di ancoraggio non si posano sul fondale, evitando così i movimenti di strisciamento su di esso.

I sistemi di ormeggio possono essere concepiti utilizzando diverse tipologie di materiali, la soluzione più comune è rappresentata dalla catena ma sono possibili alternative rappresentate dai cavi in acciaio (trefoli) ma anche corde di fibra. Nella scelta è importante valutare fattori come la resistenza, la rigidità, la durata, la degradazione, la facilità di installazione e manutenzione e confrontare tali proprietà con i requisiti di costo, progettazione e funzionalità del sistema.

Il dimensionamento dei sistemi di ormeggio ed ancoraggio per la specifica installazione sarà sviluppato nelle fasi successive del progetto, a seguito di misure meteoceaniche volte a valutare la variazione del livello del mare, nonché a seguito di campagne di indagini geofisiche e geotecniche per identificare le caratteristiche batimetriche e del terreno. Al fine di minimizzare gli impatti ambientali potenzialmente generabili dagli ancoraggi sul fondale marino, sarà verificato l'utilizzo di diversi sistemi e, di conseguenza, sarà adottato il sistema che possa garantire le migliori performance ambientali.

4.2.3 Sistema di ancoraggio

Il sistema di ancoraggio ha la funzione di trasferire i carichi tra il sistema di ormeggio al fondale marino.

Nel seguente paragrafo si sintetizzano le tipologie di ancoraggi utilizzabili per i sistemi offshore galleggianti:

	RELAZIONE TECNICA E ILLUSTRATIVA DEL PROGETTO PRELIMINARE	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OW.MFD01.0.1.R00 14/12/2022 07/06/2023 00 24 di 30
---	--	---	---

- sistema di ancoraggio su pali
- sistema di ancoraggio a gravità
- sistema di ancoraggio con cassoni ad aspirazione
- sistema di ancoraggio a caduta libera
- sistema di ancoraggio a flangia
- sistema di ancoraggio a piastra
- sistema di ancoraggio in roccia precompressi

Sistema di ancoraggio su pali

Pali generalmente di geometria tubolare che vengono infissi nel terreno mediante battitura o vibrazione, modalità di installazione che rappresenta anche il più grande limite all'impiego della soluzione tecnologica stessa a causa dei costi elevati e di potenziali vincoli ambientali legati al rumore indotto. A seconda del dimensionamento i pali infissi sono particolarmente efficaci a resistere sia a carichi orizzontali che verticali, grazie all'attrito palo-terreno e alla resistenza passiva del terreno stesso.

I 'driven piles' possono essere impiegati per diverse tipologie di terreno, e questa caratteristica li rende particolarmente adatti anche nel caso di depositi eterogenei, per i quali le altre tecniche di ancoraggio risultano di difficile applicazione. Possibili limitazioni all'installazione di pali per infissione sono rappresentate dalla presenza di orizzonti cementati o litificati e/o trovanti di grandi dimensioni.

Sistema di ancoraggio a gravità

L'ancora a gravità è la soluzione più semplice e consiste in un oggetto pesante posto sul fondale marino per resistere a carichi verticali e/o orizzontali. La capacità di tenuta deriva principalmente dal peso dell'ancora e in parte dall'attrito tra l'ancora e il suolo. Sono fabbricate in cemento o ghisa, che viene generalmente preferita per il ridotto volume impiegato. La ghisa, avendo una densità maggiore del calcestruzzo permette una riduzione di circa quattro volte del volume.

La loro geometria può essere più o meno complessa con lo scopo di aumentare il coefficiente di attrito tra ancoraggio e terreno, migliorando così il rapporto capacità di tenuta/peso.

Sistema di ancoraggio con cassoni ad aspirazione

I cassoni ad aspirazione (*Suction Buckets*) sono ancoraggi cilindrici verticali con sommità aperta o chiusa, che vengono installati mediante penetrazione dovuta al peso proprio, seguita dall'applicazione di una sottopressione (aspirazione) nel vano chiuso. I cassoni ad aspirazione sono ampiamente utilizzati nelle argille, dove è possibile stabilire un'aspirazione all'interno dell'ancoraggio a causa della bassa permeabilità del terreno. Il meccanismo di rottura nell'argilla intorno a un ancoraggio dipende da vari fattori, come l'inclinazione del carico, il rapporto profondità/diametro dell'ancoraggio, la profondità del punto di attacco del carico, il profilo di resistenza del terreno e il fatto che l'ancoraggio abbia una sommità aperta o chiusa. Questo tipo di ancoraggio è in alcuni casi utilizzato anche in alcuni casi anche in altri tipi di terreno.

Sistema di ancoraggio a caduta libera

	RELAZIONE TECNICA E ILLUSTRATIVA DEL PROGETTO PRELIMINARE	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OW.MFD01.0.1.R00 14/12/2022 07/06/2023 00 25 di 30
---	--	---	---

Gli ancoraggi a caduta libera sono oggetti a forma di proiettile che vengono installati mediante una penetrazione dinamica nel terreno grazie a una velocità di caduta libera ottenuta per effetto della gravità.

Data la resistenza al taglio del terreno, la velocità dell'ancoraggio a caduta libera al momento dell'impatto determina la profondità di penetrazione finale e la profondità di penetrazione finale determina la capacità di estrazione dell'ancoraggio.

I cosiddetti pali siluro costituiscono un tipo di ancoraggio a caduta libera.

Le ancore a caduta libera vengono tipicamente gettate da un'altezza di 50-100 metri dal fondale marino. La velocità di impatto sul fondale marino può raggiungere circa 25 m/s e la profondità di penetrazione è massimizzata ottimizzando la geometria del palo, il centro di gravità (COG) e la procedura di installazione, riducendo al minimo l'inclinazione installata. L'applicabilità degli ancoraggi a caduta libera dipende dalle condizioni del suolo del sito.

L'applicabilità degli ancoraggi a caduta libera dipende dalle condizioni del suolo del sito.

Sistema di ancoraggio a flangia

Gli ancoraggi a flangia sono alternativamente definiti ancoraggi a trascinamento, vengono normalmente impiegate nei sistemi di ormeggio con catenarie. L'ancora a trascinamento è un tipo di sistema generalmente costituito da una sezione di testa (ad uncino) che agisce contro il terreno nel quale penetra ed un fusto che porta la resistenza al tiro derivante dall'interazione sezione di testa-terreno lungo la linea di ormeggio e garantendo l'adeguato funzionamento della sezione di testa. Molte tipologie di queste ancore possiedono un sistema stabilizzante che previene la rotazione e lo sfilamento delle stesse all'esterno del terreno.

Sistema di ancoraggio a piastra

Gli ancoraggi a piastra sono ancoraggi che hanno lo scopo di resistere ai carichi applicati orientando la piastra in modo approssimativamente normale al carico dopo essere stata annegata. L'ancoraggio della piastra può avvenire per trascinamento (come nel caso di un ancoraggio a flangia), per spinta o per aspirazione.

Sistema di ancoraggio in roccia precompressi

Gli ancoraggi precompressi in roccia sono generalmente costituiti da elementi in acciaio, come barre d'acciaio o trefoli di fune metallica, innestati in un foro trivellato nella roccia. I tiranti devono essere progettati e la boiaccia deve essere eseguita in modo tale da garantire adeguate lunghezze di ancoraggio fisse e libere.

Una volta che la boiaccia è completamente indurita, l'ancoraggio in roccia viene messo in tensione, cioè l'ancoraggio è intrinsecamente sollecitato prima dell'aggancio del galleggiante, da cui il termine ancoraggio in roccia precompresso.

	RELAZIONE TECNICA E ILLUSTRATIVA DEL PROGETTO PRELIMINARE	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OW.MFD01.0.1.R00 14/12/2022 07/06/2023 00 26 di 30
---	--	---	---

4.3 Stazione elettrica di trasformazione offshore 66/220 kV

Le infrastrutture elettriche relative alla stazione di trasformazione 66/220 kV saranno collocate su piattaforma offshore a circa 70 km dalla costa.

Le apparecchiature saranno disposte in maniera tale da prevedere l'ingresso dei cavi a 66 kV dal lato d'impianto e l'uscita dei collegamenti a 220 kV lato costa.

La piattaforma sarà di dimensioni 35 x 45 m con struttura di fondazione di tipo fisso.

Le strutture fisse si distinguono in strutture con il monopalo, oppure strutture tipo Jacket.

Per quanto concerne le strutture monopalo, si tratta di una tecnologia ampiamente consolidata nei sistemi offshore, consiste in elementi tubolari cavi in acciaio, che vengono infissi nel terreno mediante battitura fino al raggiungimento della profondità di progetto. Il collegamento tra la parte infissa e la sovrastruttura è garantito dalla presenza di un elemento di transizione, che contiene gli elementi di approdo e di accesso alla piattaforma.

La struttura tipo Jacket consiste in tre-quattro elementi tubolari collegati, in modo da formare una struttura tralicciata; il collegamento tra la struttura e il fondale è garantito tramite pali di fondazione, generalmente infissi.

Di seguito esempi di possibili configurazioni della stazione offshore:



Figura 14: Esempi di stazione di trasformazione offshore con fondazione fissa

Nel caso di progetto, in considerazione della profondità media del fondale in corrispondenza delle opere, circa 110 m, si prevede l'utilizzo della soluzione Jacket con pali infissi. In fase più avanzata di progetto, in seguito alla caratterizzazione geofisica e geotecnica dei fondali, verrà studiata la profondità di infissione dei pali.

Nell'intorno dei pali, in corrispondenza del fondale marino, viene posto in opera un sistema di protezione dai fenomeni erosione. L'installazione del sistema di fondazione nel fondale marino crea vortici, le azioni idrodinamiche possono provocare l'erosione del fondale marino, determinare la perdita di verticalità della struttura e quindi inficiare la funzionalità dell'opera stessa, per evitare che ciò accada, vengono installate delle protezioni contro l'erosione del fondale marino intorno al basamento del Jacket.

	RELAZIONE TECNICA E ILLUSTRATIVA DEL PROGETTO PRELIMINARE	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OW.MFD01.0.1.R00 14/12/2022 07/06/2023 00 27 di 30
---	--	---	---

La protezione consiste nel posizionamento di materiale lapideo o roccioso intorno alla fondazione di dimensione circa 10-30 centimetri.

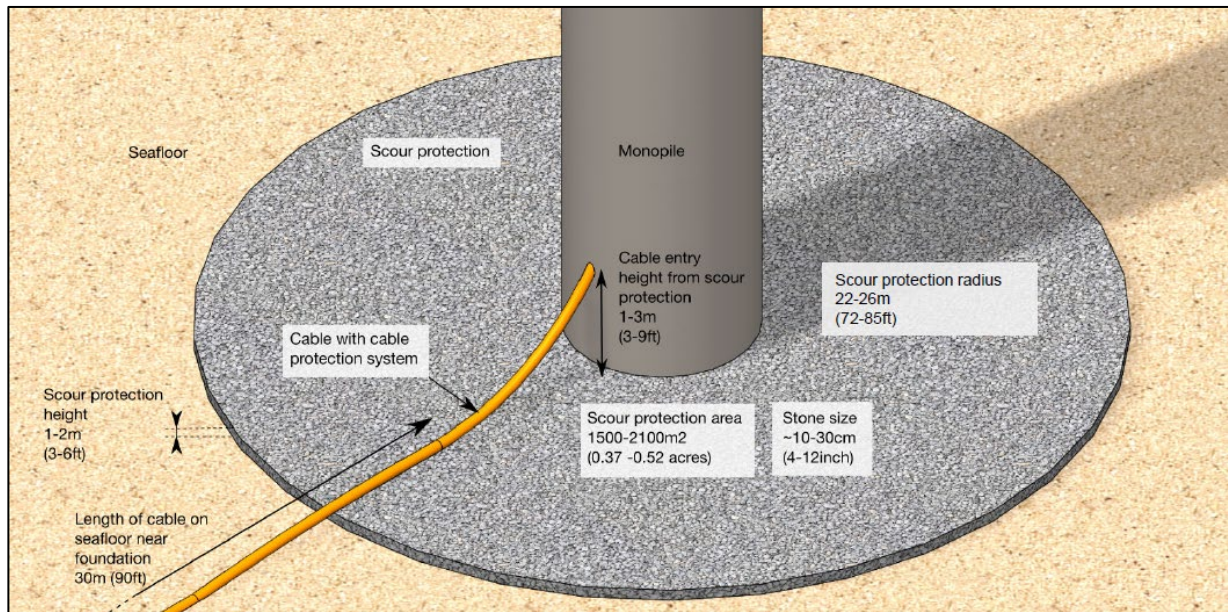


Figura 15: Protezione dai fenomeni di erosione "Scour protection"

4.4 Cavi di collegamento

4.4.1 Cavo sottomarino 66 kV

Il cavidotto sottomarino AT di tensione nominale pari a 66 kV è funzionale al collegamento dei singoli aerogeneratori in gruppi da cinque ed anche al collegamento verso la stazione di trasformazione AT/AAT offshore.

Per questi collegamenti si utilizzano cavi sottomarini tripolari, con isolamento principale in XLPE, conduttore in rame (o in alternativa alluminio), comprensivi di fibra ottica il cui tubetto è inglobato all'interno dell'armatura del conduttore e idonei alla posa sottomarina.

Nel dettaglio si utilizzeranno cavi in rame di sezione pari a 95 mm², 185 mm², 240 mm², 500 mm² e 800 mm². Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato "PP.OW.MFD01.0.2.R00-Relazione tecnica delle opere elettriche".

4.4.2 Cavo sottomarino 220 kV

Il collegamento sottomarino, di lunghezza pari a circa 71 km, è costituito da un cavo tripolare a 220 kV, che a partire dalla stazione di trasformazione offshore consente il trasporto dell'energia elettrica prodotta dal campo fino al punto di approdo situato nel territorio comunale di Zapponeta (FG).

Si utilizzeranno cavi con isolamento principale in XLPE, conduttore in rame (o in alternativa alluminio), comprensivi di fibra ottica e di sezione pari a 630 mm².

Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato "PP.OW.MFD01.0.2.R00-Relazione tecnica delle opere elettriche".

	RELAZIONE TECNICA E ILLUSTRATIVA DEL PROGETTO PRELIMINARE	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OW.MFD01.0.1.R00 14/12/2022 07/06/2023 00 28 di 30
---	--	---	---

4.4.3 Cavo terrestre 220 kV e 380 kV

La parte terrestre del collegamento alla rete RTN è realizzata attraverso la posa di un cavidotto 220 kV che a partire dal punto di giunzione permette il collegamento nella stazione di trasformazione onshore 220/380 kV e, a seguire, presso il punto di inserimento alla rete RTN ipotizzato ovvero l'ampliamento della sezione a 380 kV della Stazione Elettrica RTN di "Manfredonia".

Il cavidotto AT sarà costituito da tre terne di cavi unipolari a 220 kV con conduttore in alluminio e isolamento in XLPE di sezione pari a 1200 mm² e per una lunghezza di circa 19 km, mentre, la porzione di cavidotto 380 kV sarà costituita da due terne di sezione pari a 1000 mm².

Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato "PP.OW.MFD01.0.2.R00-Relazione tecnica delle opere elettriche".

4.5 Stazione di trasformazione onshore 220/380 kV

La stazione elettrica di trasformazione 220/380 kV, impianto di utenza per la connessione, sarà costituita dalle seguenti apparecchiature AAT:

- N° 3 ATR 220/380 kV con potenza di 400 MVA;
- Reattori di potenza 40 MVar
- Interruttori SF₆;
- Riduttori di corrente (TA);
- Riduttori di tensione (TV induttivi/capacitivi);
- Sezionatori di linea orizzontale con lame di terra;
- Scaricatori di sovratensione ad ossido di zinco;
- Arrivo cavi AAT completi di scaricatori.

	RELAZIONE TECNICA E ILLUSTRATIVA DEL PROGETTO PRELIMINARE	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OW.MFD01.0.1.R00 14/12/2022 07/06/2023 00 29 di 30
---	--	---	---

5 MODALITÀ DI INSTALLAZIONE DELL'IMPIANTO EOLICO

5.1 Elementi Offshore

L'installazione di turbine eoliche galleggianti offshore prevede una serie consequenziali di attività che possono variare a seconda della tipologia di fondazione galleggiante e ormeggio prescelta e della disponibilità di bacini di costruzione e varo. In genere l'assemblaggio avviene in un cantiere navale su banchina con la costruzione o il varo della piattaforma galleggiante e poi si procede con il trasporto della struttura galleggiante al sito di installazione con rimorchio. La struttura è composta da diversi elementi modulari, che richiedono mezzi di sollevamento standard disponibili nella maggior parte dei siti produttivi.

In generale le principali fasi possono essere sintetizzate come segue:

- Costruzione delle componenti (piattaforma galleggiante, torre, turbina e stazione offshore) presso le aree lavorazione dei produttori. Tali aree possono essere anche ubicate lontano dalle aree di progetto;
- Le componenti pre-assemblate possono essere trasportate via mare (rimorchiatori) fino al sito o al cantiere navale per eventuali step successivi di assemblaggio;
- Trasporto via mare delle strutture galleggianti verso il sito di installazione offshore;
- Ancoraggio sul fondale delle strutture;
- Installazione dei cavi sottomarini e terrestri;
- Costruzione della sottostazione di consegna a terra;
- Collaudo e messa in servizio dell'impianto.

5.2 Elementi onshore

Dalla stazione di trasformazione offshore 66/220 kV l'energia elettrica viene trasferita mediante l'elettrodotto marino 220 kV fino al punto di approdo dove sarà realizzata la giunzione cavo marino-terrestre.

L'elettrodotto terrestre 220 kV raggiunge, poi, la stazione di trasformazione di utenza onshore 220/380 kV che sarà realizzata in prossimità dell'esistente stazione elettrica Terna "Manfredonia".

Il cavo lungo circa 20 km sarà posto in opera lungo le strade esistenti. Sarà necessario uno studio di dettaglio per identificare i sottoservizi esistenti e le possibili interferenze di questi con il cavo di progetto.

 TENPROJECT	RELAZIONE TECNICA E ILLUSTRATIVA DEL PROGETTO PRELIMINARE	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	PP.OW.MFD01.0.1.R00 14/12/2022 07/06/2023 00 30 di 30
---	--	---	---

6 DISMISSIONE DELLE OPERE

La dismissione rappresenta l'ultima fase del progetto, al termine della vita utile di operatività dell'impianto deve essere previsto il ripristino o la riabilitazione dei luoghi e garantire la reversibilità delle modifiche apportate all'ambiente naturale e al sito.

Per le operazioni in mare si prevede:

- ispezioni infrastrutturali (strutture galleggianti o fisse di sostegno, cavi di ormeggio);
- disconnessione dei cavi tra gli aerogeneratori e del cavo di collegamento della stazione;
- recupero parziale dei cavi;
- disconnessione a mare degli aerogeneratori dai sistemi di ancoraggio e galleggiamento;
- Il trasporto degli aerogeneratori fino all'area portuale designata;
- smontaggio del top side delle stazioni offshore;
- demolizione parziale delle fondazioni fisse e recupero del materiale;

Per le operazioni a terra e portuali si prevede:

- Lo smontaggio degli aerogeneratori e delle apparecchiature annesse e connesse;
- scarico e deposito a terra dei componenti;
- stoccaggio delle strutture di sostegno e smantellamento;

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

In funzione della tipologia di materiale è da prevedersi un trattamento specifico:

- le linee di ancoraggio, i loro accessori e la maggior parte delle attrezzature della piattaforma galleggiante, composte principalmente da acciaio e materiali compositi, saranno riciclati dall'industria dell'acciaio e da aziende specializzate;
- la biomassa accumulata durante il ciclo di vita del parco sarà trattata come residuo di processo. Questi residui saranno quindi smaltiti;
- le componenti elettriche, se non possono essere riutilizzate, saranno smantellate e riciclate.

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

I cavi di collegamento tra le turbine ed i cavi contenuti all'interno del cavidotto sottomarino saranno trasportati all'unità di pretrattamento per la macinazione, la separazione elettrostatica e quindi la valorizzazione dei sottoprodotti come materia prima secondaria (rame, alluminio e plastica).