

Data: 04/04/11

Versione: 01

Modifiche: Nuovo layout

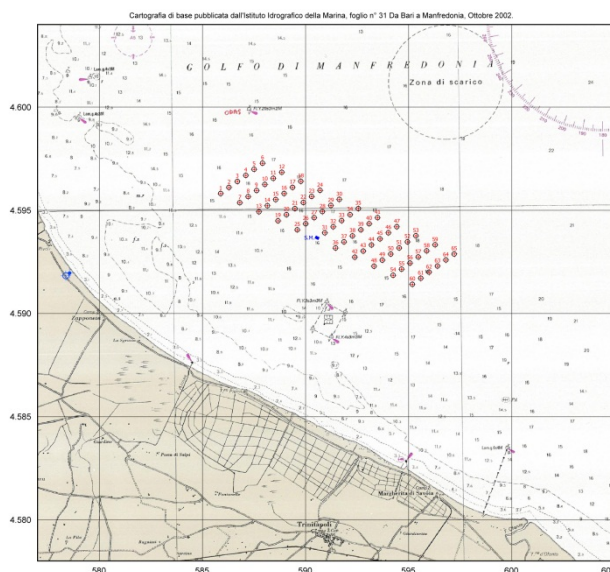
File: PR001-07 - RT PARCO EOLICO GOLFO DI MANFREDONIA\_01.docx

Redatto da:	Verificato da:	Approvato da:
Laura Agostini	Federico Pagliacci	Davide Trevisani

**Committente:** Trevi Energy S.p.A  
Via Larga, 201 – 47522 CESENA (FC)

**Opera:** "CENTRALE EOLICA OFF-SHORE GOLFO DI MANFREDONIA"  
Capitaneria di Porto di Manfredonia (FG)

**Oggetto:** Relazione Tecnica Illustrativa di Progetto



**Progettista:** Trevi Energy SpA  
Via Larga, 201  
47522 Cesena (FC)

**Ing. Federico Pagliacci**

Revisioni			
Versione	Data	Totale Pagine	Modifiche
01	04/04/2011	133	Nuovo layout
00	06/11/2007	110	Versione Originale



## INDICE DELLA RELAZIONE

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>5</b>
1.1	OGGETTO E SCOPO .....	5
1.2	MODIFICA DEL LAYOUT .....	5
1.3	GENERALITÀ E MOTIVAZIONE DELL'OPERA .....	6
1.4	LOCALIZZAZIONE ED INQUADRAMENTO DELL'OPERA .....	9
<b>2</b>	<b>QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO .....</b>	<b>13</b>
2.1	INQUADRAMENTO NORMATIVO SULLA PIANIFICAZIONE E PROGRAMMAZIONE DI UN IMPIANTO EOLICO .....	14
2.2	PIANIFICAZIONE E NORMATIVA COMUNITARIA .....	15
2.3	PIANIFICAZIONE E NORMATIVA NAZIONALE .....	18
2.4	COMPETENZE GIURISDIZIONALI: AREE DI DEMANIO MARITTIMO .....	21
2.5	NORMATIVA RIGUARDO LA REGOLAMENTAZIONE DELLA PESCA .....	22
2.6	PIANO DI SVILUPPO DELLA RETE ELETTRICA DI TRASMISSIONE NAZIONALE .....	22
2.7	PIANIFICAZIONE E NORMATIVA REGIONALE .....	22
2.8	PIANIFICAZIONE PROVINCIALE .....	25
2.9	INQUADRAMENTO NORMATIVO IN MATERIA DI IMPATTO AMBIENTALE .....	27
2.9.1	<i>Normativa nazionale</i> .....	27
2.9.2	<i>Normativa regionale</i> .....	29
2.10	RELAZIONE TRA IL PROGETTO E GLI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE E PROGRAMMAZIONE .....	30
<b>3</b>	<b>DESCRIZIONE DELL'AREA D'INTERVENTO .....</b>	<b>33</b>
3.1	ASPETTI FISICI .....	33
3.2	ASPETTI BIOLOGICI .....	50
3.3	ATTIVITÀ UMANE .....	54
3.4	VINCOLI TERRITORIALI PRESENTI .....	55
<b>4</b>	<b>DESCRIZIONE TECNICA DELLA CENTRALE EOLICA OFF-SHORE .....</b>	<b>57</b>
4.1	DESCRIZIONE GENERALE .....	57
4.2	TURBINE EOLICHE .....	65
4.3	OPERE DI FONDAZIONE .....	70
4.4	CAVI DI COLLEGAMENTO TRA GLI AEROGENERATORI .....	72
4.5	STAZIONE DI TRASFORMAZIONE ELETTRICA A MARE .....	74
4.6	CAVI DI COLLEGAMENTO CON LA COSTA .....	75
4.7	CAVO DI COLLEGAMENTO A TERRA .....	76
4.8	STAZIONE DI TRASFORMAZIONE ELETTRICA A TERRA 150/380 kV .....	80
4.10	SISTEMA DI PROTEZIONE E CONTROLLO .....	82
4.12	STRUMENTI DI MISURA .....	83
<b>5</b>	<b>DESCRIZIONE DELLE OPERE D'INSTALLAZIONE .....</b>	<b>85</b>
5.1	PREPARAZIONE DEL FONDO .....	86
5.2	FONDAZIONE .....	87
5.3	PARTE DI TRANSIZIONE .....	89
5.4	TURBINA EOLICA .....	90
5.5	STAZIONE DI TRASFORMAZIONE ELETTRICA A MARE .....	92
5.6	POSA DEI CAVI .....	93
<b>6</b>	<b>INTERVENTO DI PROTEZIONE ED INCREMENTO DELLA FAUNA ALIEUTICA .....</b>	<b>97</b>
6.1	DESCRIZIONE DELLA TIPOLOGIA DELLE BARRIERE .....	99
6.2	DESCRIZIONE DEGLI ELEMENTI MODULARI .....	99

**Indice della relazione.**

---

6.3	DESCRIZIONE DELL'INSIEME DELLE STRUTTURE .....	101
6.4	DESCRIZIONE DELLA TECNICA DI MESSA IN OPERA .....	103
<b>7</b>	<b>EFFETTI SULL'AMBIENTE .....</b>	<b>105</b>
7.1	IDENTIFICAZIONE DEI FATTORI D'IMPATTO.....	105
7.2	IMPATTO VISIVO E PAESAGGISTICO.....	105
7.4	ANALISI DEL RUMORE .....	115
7.5	CAMPI ELETTROMAGNETICI (CEM).....	117
7.6	RISCHIO DI INCIDENTI E COLLISIONI.....	118
7.7	CALCOLO DELLA GITTATA MASSIMA IN CASO DI ROTTURA ACCIDENTALE DI UNA PALA .....	118
7.8	AVIFAUNA .....	121
7.9	FLORA E FAUNA MARINA .....	123
7.10	AMBIENTE MARINO .....	127
<b>8</b>	<b>LISTA DEGLI ALLEGATI.....</b>	<b>131</b>
<b>9</b>	<b>LISTA DELLE TAVOLE DI PROGETTO .....</b>	<b>133</b>

## 1 INTRODUZIONE

### 1.1 Oggetto e Scopo

La presente Relazione Tecnica fornisce la descrizione tecnica di principio della **Centrale Eolica Off-Shore** da realizzarsi per la parte marina sotto la giurisdizione della Capitaneria di Porto di Manfredonia e per la parte su terra ferma, nella zona prospiciente il mare, alla minima distanza dalle installazioni off-shore.

Con il presente progetto il Gruppo TREVI intende proporre in Italia l'utilizzo delle proprie tecnologie, diffuse a livello internazionale, specifiche per le fondazioni speciali off-shore ed intende inoltre proporre l'utilizzo di una turbina, in via di sviluppo attraverso la controllata Soilmec SpA sulla base delle migliori esperienze nel settore, di specifica applicazione per le tipologie di vento e mare tipiche del sud Italia e del bacino del Mediterraneo.

Il progetto pone al centro l'integrazione delle strutture per la produzione di energia eolica con realizzazioni modulari, disposte all'interno dell'area, che permettano di influenzare il comportamento e l'abbondanza degli organismi acquatici, di favorire l'itticoltura e l'ittiturismo e di creare un'area unica ai fini della ricerca biomarina.

Nei paragrafi seguenti sono indicate le motivazioni dell'opera, la localizzazione e l'inquadramento dell'opera stessa; nei capitoli successivi vengono riportati il quadro di riferimento programmatico e normativo al riguardo dell'opera, le caratteristiche generali dell'area interessata dall'opera, i criteri progettuali osservati, la natura, forma, dimensioni e struttura delle opere di progetto e gli effetti sull'ambiente prodotti dalle stesse.

### 1.2 Modifica del layout

La presente Relazione Tecnica costituisce la revisione di una precedente relazione; il layout proposto inizialmente, costituito da 100 aerogeneratori, è stato infatti modificato e considerevolmente ridotto per le seguenti motivazioni:

- Considerazioni di carattere ambientale: a seguito degli studi compiuti per la caratterizzazione biocenotica dei fondali dell'area, è stata rilevata la presenza di habitat di pregio nella porzione sud – est del layout originale. Per evitare qualsiasi interferenza si è quindi deciso di eliminare gli aerogeneratori che erano localizzati su tali aree.

## 1 Introduzione.

---

- **Considerazioni di carattere paesaggistico:** la consistente riduzione del numero di macchine, passate dalle 100 del layout originale alle 65 del nuovo layout proposto con il presente progetto, riducono significativamente il fronte costiero interessato dalla presenza del campo eolico, in particolare in corrispondenza di Margherita di Savoia.

### 1.3 Generalità e motivazione dell'opera

La necessità di utilizzare fonti di energia che limitino le emissioni di gas serra in atmosfera è stata dibattuta a lungo durante la Convenzione di Kyoto sui cambiamenti climatici, nel 1997. I soggetti che hanno preso parte alla Convenzione, indicate nell'Annesso B del Protocollo di Kyoto, si sono impegnati "a ridurre il totale delle loro emissioni di gas serra del 5% in rapporto al livello del 1990, nel corso del periodo di impegno tra il 2008 e il 2012" (art. 3 del Protocollo). Per ogni Stato partecipante è stata stabilita una percentuale di emissione di gas serra, rispetto al 1990, che dovrà essere raggiunta nel periodo compreso tra il 2008 ed il 2012, con una riduzione complessiva pari al 5%.

Il nostro Paese, che appartiene al gruppo delle Nazioni incluse nell'Annesso B del Protocollo, dovrà raggiungere l'obiettivo di riduzione dei gas serra di una percentuale dell'8% (ovvero la stessa percentuale indicata per tutti i Paesi appartenenti all'Unione Europea).

Il problema delle emissioni di gas serra in atmosfera è stato recepito dalla Commissione Europea nel Libro Bianco della CE sulle Fonti Rinnovabili del 26 novembre 1997, nel quale si sottolinea l'esigenza di favorire, con adeguate normative tecniche e manovre finanziarie, la promozione delle fonti rinnovabili, in tutti gli Stati membri.

In Italia è stato approvato il Libro bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili, con il quale il Governo italiano attribuisce a tali fonti una rilevanza strategica. Nel documento suddetto sono state analizzate le risorse energetiche disponibili nel nostro Paese tra le quali viene considerata l'energia eolica.

Il vento è una risorsa sicura, pulita e abbondante; al contrario dei combustibili fossili, è una risorsa potenzialmente disponibile in ogni parte del mondo e a costo zero.

L'industria del vento ha registrato negli ultimi anni una rapida crescita e le tecnologie per lo sfruttamento della forza del vento hanno raggiunto un livello sufficientemente elevato da permettere la diffusione dell'eolico su scala mondiale. Oggi l'installazione di una centrale eolica richiede molto meno tempo rispetto all'installazione di una centrale elettrica tradizionale.

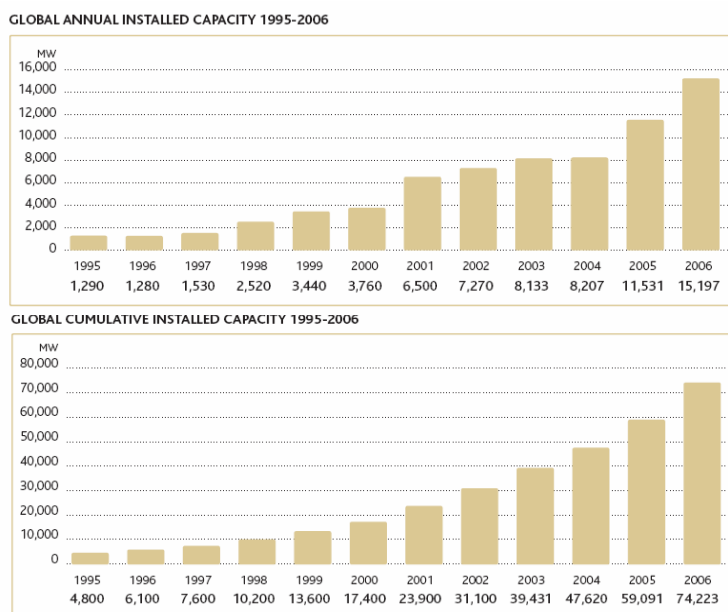
I principali benefici dell'utilizzo dell'energia eolica si possono riassumere nei seguenti punti:

- nessuna emissione di gas serra, in particolare CO<sub>2</sub>, a differenza delle centrali tradizionali;
- risorsa disponibile e fruibile nella maggior parte del pianeta;
- indipendenza dalle fluttuazioni dei prezzi dei combustibili;
- nuove prospettive industriali e occupazionali per le fasi di realizzazione e l'assemblaggio delle componenti, la posa in opera, l'esercizio e la manutenzione degli impianti.

**1 Introduzione.**

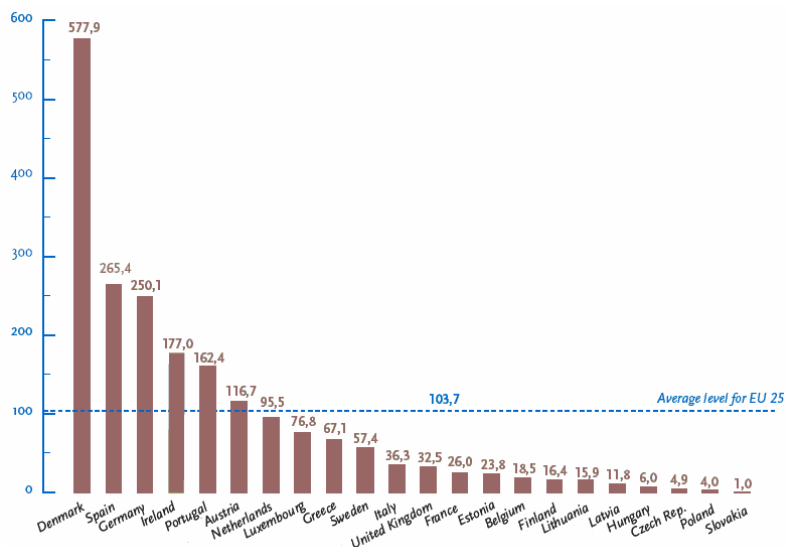
L'istogramma in **Figura 1.1** mostra che dal 1995 al 2006 la potenza elettrica installata annualmente derivante da impianti eolici è decuplicata, nonostante la lieve inflessione registrata nel 2004 rispetto al 2003.

Il rapporto WIND FORCE 12, condotto dall'*European Wind Energy Association (EWEA)* congiuntamente con *Greenpeace*, mostra come l'eolico possa soddisfare il 12 % del fabbisogno energetico globale entro il 2020. Nel rapporto emerge chiaramente come l'Italia sia in una situazione di estremo ritardo nel campo delle energie rinnovabili in generale e dell'eolico in particolare.



**Figura 1.1** – Potenza installata annua da fonte eolica nel mondo (Fonte. Global Wind Report 2006).

Alla fine del 2006, la potenza installata in Italia era di 2123,4 MW (sebbene non tutte le turbine fossero collegate in rete), un dato che pone il nostro Paese al quarto posto in Europa, ma che potrebbe migliorare visto che il potenziale installabile stimato è almeno di 5000 MW. L'industria italiana dell'eolico impiega oggi oltre 2000 persone.

**1 Introduzione.**

**Figura 1.2** –Potenza eolica installata in rapporto alla popolazione nei paesi dell’Unione Europea (KW/1000 abitanti).

In Europa, i paesi con maggiore potenza eolica installata sono Germania (20.621 MW), Spagna (11.651 MW) e la Danimarca (3137 MW), ma già diversi paesi sono al di sopra della soglia dei 1000 MW. Per quanto riguarda l’Italia, nel 2006 sono stati installati 417 MW di nuovi impianti eolici e ne sono stati dimessi 11,9 MW. Nel 2006 in Italia sono stati prodotti 3.215 TWh di elettricità da impianti eolici, contro i 30.350 prodotti in Germania e i 3.724 del Regno Unito, che ha meno megawatt installati dell’Italia (1963 MW). Questi valori rappresentano stime provenienti sia dai gestori della rete che dalle agenzie energetiche (come Enea) e dalle associazioni, o anche dall’utilizzo di un fattore medio, specifico per ogni paese. E’ importante analizzare la penetrazione del mercato eolico rispetto alla dimensione della popolazione. La classifica dell’energia eolica installata per abitante, riportata in **Figura 1.2**, mostra come la Danimarca (con 577,9 kW/1000 abitanti) sia molto più avanti della Spagna (265,4 kW/1000 abitanti). L’Italia si classifica all’undicesimo posto tra i paesi dell’UE con 36,3 kW/1000 abitanti, molto al di sotto della media europea (103,7 kW/1000 abitanti).

Oltre alle tradizionali *wind farm*, negli ultimi anni in Europa si sta diffondendo l’installazione di parchi eolici *offshore*. Questa nuova tecnologia nasce dall’aggregazione di conoscenze ormai acquisite nel campo dell’industria eolica e di conoscenze maturate nel campo delle tecnologie offshore, già sperimentate per strutture quali le piattaforme petrolifere. Inoltre, le esperienze dei primi parchi eolici installati in Danimarca, Gran Bretagna, Svezia e Irlanda con una capacità produttiva complessiva di 600 MW, danno ragione di credere che gli impianti eolici offshore abbiano buone prospettive future.

Nello studio “Offshore Wind - Implementing a New Power House for Europe”, condotto da Greenpeace, e nel rapporto WIND FORCE 12, il contributo dovuto all’offshore è fondamentale per il raggiungimento dell’obiettivo del 12% del fabbisogno energetico mondiale da eolico, entro il 2020.

Le maggiori difficoltà nella costruzione di una centrale offshore sono connesse ai costi di realizzazione, più elevati rispetto alle centrali costruite su siti terrestri. Tuttavia nelle installazioni su terraferma gli aerogeneratori incidono sul costo totale per circa il 70%, mentre la parte degli



## 1 Introduzione.

---

aerogeneratori nell'offshore è inferiore al 50% dell'investimento. I costi principali sono dovuti alle fondazioni e al collegamento alla rete. La convenienza di una centrale offshore è da ricercare nella sua efficienza e nella riduzione degli impatti sull'ambiente circostante.

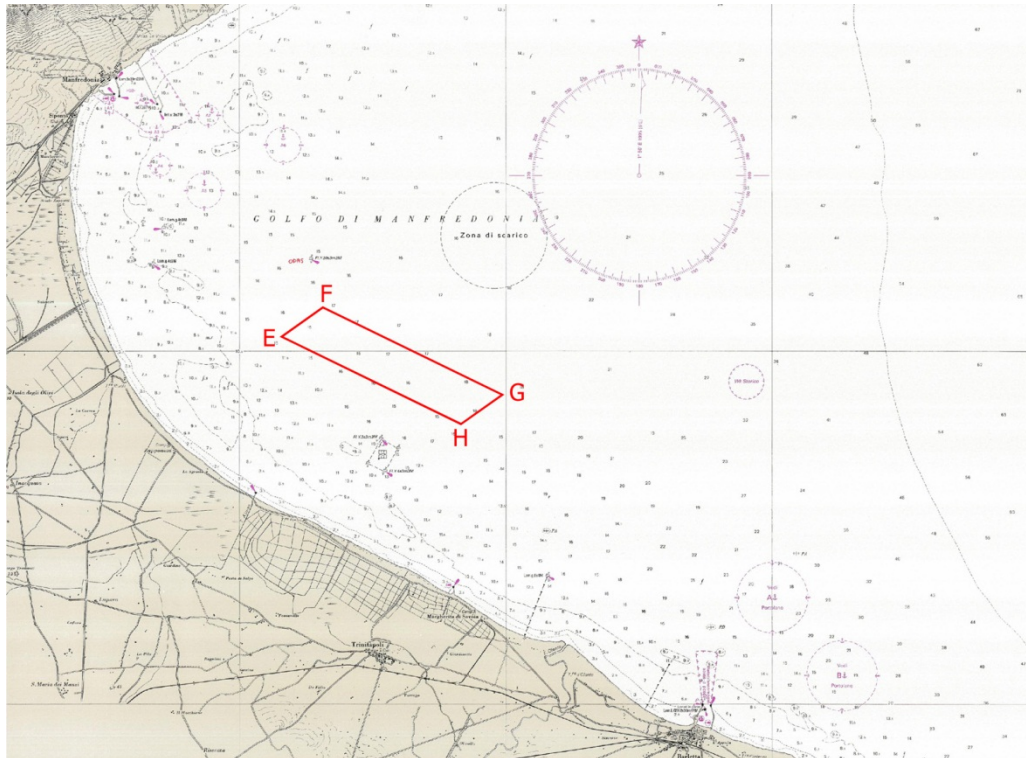
Infatti, per quanto riguarda l'efficienza, i venti sono superiori a quelli disponibili sulla terraferma: non incontrando ostacoli, il flusso eolico è meno turbolento e questo fattore è importante per il buon funzionamento e una miglior manutenibilità delle turbine.

Il progetto della centrale eolica alla quale si riferisce la presente relazione si inserisce nella politica di protezione dell'ambiente su scala globale contribuendo al raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra in atmosfera.

### 1.4 Localizzazione ed inquadramento dell'opera

L'area di ubicazione della *Centrale Eolica Off-Shore del Golfo di Manfredonia* è di fronte alle coste della Regione Puglia, nel golfo di Manfredonia in prossimità delle coste appartenenti ai comuni di Zapponeta e Margherita di Savoia. Tale area è stata selezionata sulla base delle considerazioni, riportate in dettaglio nei capitoli seguenti, relative a risorsa eolica disponibile, presenza di vincoli di varia natura e genere, distanza dalla costa, natura e profondità dei fondali, possibilità di connessione alla rete elettrica nazionale.

Come anticipato nel paragrafo precedente, l'area di progetto inizialmente individuata è stata successivamente ridotta. L'area prescelta presentata in questa relazione viene a trovarsi all'interno del poligono riportato in **Figura 1.3** in cui sono riportate anche le relative coordinate geografiche dei punti che lo definiscono.

**1 Introduzione.****Figura 1.3** – Perimetrazione area idonea al posizionamento della centrale eolica offshore.

	longitudine	latitudine
E	16,029	41,508
F	16,056	41,522
G	16,167	41,480
H	16,141	41,466

**Tabella 1.1** – Coordinate del quadrilatero selezionato per l'ubicazione del parco eolico *offshore* (gradi centesimali, WGS84).

L'area è collocata all'interno delle acque di competenza della Capitaneria di Porto di Manfredonia, e viene a trovarsi ad una distanza minima di 8 km dalla costa con un fondale caratterizzato da profondità variabile tra i 16 ed i 18m.

L'area costiera antistante il sito prescelto è essenzialmente una zona agricola, caratterizzata soprattutto da piccole imprese di carattere artigianale. Sono presenti coltivazioni orticole, soprattutto con patate, carote e cipolle, coltivazioni legnose costituite da vite e olivo, alberi da frutta, praterie naturali e vegetazione sparsa su sabbia. La particolarità di maggior rilievo è data dalla specializzazione dell'area verso l'allevamento bufalino, che rappresenta circa il 77% dei capi allevati. Sono presenti zone edificate discontinue con edifici multipiano (alberghi e strutture turistiche) o case soprattutto per i villeggianti. Nella zona di Santa Margherita di Savoia sono inoltre presenti le saline. L'area è caratterizzata da una densità di popolazione non elevata. Di seguito, in **Figura 1.4** e **Figura 1.5**, sono riportate due foto aeree rappresentative della costa antistante l'area di ubicazione dell'impianto

**1 Introduzione.****Figura 1.4** – Foto aerea del litorale a sud di Manfredonia.**Figura 1.5** – Foto aerea delle saline di Santa Margherita di Savoia.

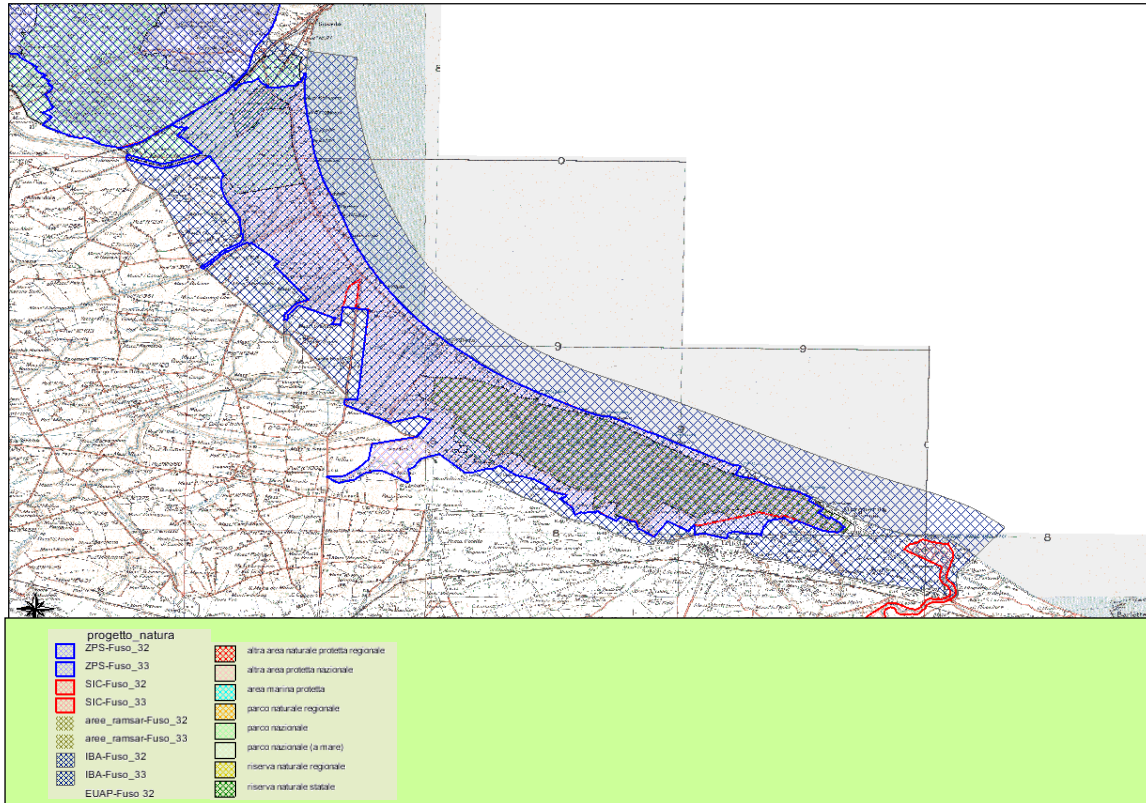
Lungo la costa da Manfredonia a Margherita di Savoia si snoda la Strada Provinciale n. 141, che poi diventa la Strada Statale n. 159. Questa arteria separa la zona marina e costiera dalle aree interne. La presenza di un parco eolico ad una distanza di 8 km dalla costa, non interferirebbe direttamente con l'abitato, ma sarebbe piuttosto un motivo di valorizzazione del territorio, anche tenendo conto del fatto che la regione Puglia è una regione con un tasso di disoccupazione elevato e con il PIL procapite al di sotto della media nazionale.

La costruzione della centrale eolica apporterebbe benefici alla Regione Puglia oltre che dal punto di vista economico anche da un punto di vista sociale e occupazionale. La presenza di una struttura come un parco eolico è dunque da considerare una risorsa per la Regione stessa da inserire tra le iniziative di

**1 Introduzione.**

valorizzazione del territorio: la produzione di energia utilizzando una fonte rinnovabile e pulita viene incontro ad una politica di valorizzazione delle risorse ambientali.

Cavidotti, elettrodotti e sottostazione di smistamento dell'energia a terra, previsti dal progetto dell'impianto, sono ubicati tenendo conto dei vincoli ambientali e territoriali presenti, riassunti di seguito in **Figura 1.6** e descritti in particolare nel seguente capitolo 3.



**Figura 1.6** – Area di ubicazione dell'impianto: Vincoli Territoriali presenti (fonte: Portale Cartografico Nazionale).

## 2 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

La produzione di energia pulita mediante lo sfruttamento della forza del vento è stata introdotta in Europa e in Italia con l'emanazione di una serie di atti legislativi concernenti le fonti rinnovabili in generale e l'eolico in particolare. Gli atti legislativi, sia comunitari sia nazionali, sono stati emanati per incentivare l'utilizzo di fonti energetiche il cui sfruttamento non comporti l'emissione di gas serra in atmosfera.

L'installazione di un parco eolico ha pertanto effetti positivi sull'ambiente e sulla qualità della vita: lo sfruttamento di una fonte rinnovabile e quindi il mancato utilizzo di combustibili convenzionali fa sì che ci sia una produzione di energia elettrica senza l'introduzione in atmosfera di elementi dannosi per l'uomo e per l'ambiente.

Tuttavia, il progetto di un impianto eolico offshore può avere degli effetti sull'ambiente che lo ospita e sulle sue componenti, sia in fase di costruzione che in fase di esercizio, ed è pertanto necessario investigare sui potenziali impatti secondo le normativa vigente.

Nel nostro paese non esiste ad oggi una normativa specifica per gli impianti eolici offshore. Resta comunque il fatto che lo sviluppo delle fonti rinnovabili è una priorità dell'Unione Europea in quanto aumenta la sicurezza dell'approvvigionamento energetico, favorisce l'occupazione e il coinvolgimento delle realtà locali e consente di ridurre l'impatto ambientale associato al ciclo energetico.

L'Unione Europea ha adottato una serie di atti a sostegno delle fonti rinnovabili, tra i quali il Libro Bianco del 1997 e la Direttiva 2001/77/CE per la promozione dell'elettricità da fonti rinnovabili. Il Governo italiano, nell'ambito del processo di attuazione del Protocollo di Kyoto, ha definito gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra al 2010 (delibera CIPE 137/98), individuando con il Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili (delibera CIPE 126/99) gli obiettivi da perseguire per ciascuna fonte rinnovabile. In particolare, tale documento prevede che la potenza eolica installata in Italia giunga, entro il 2010, a 2.500-3.000 MW.

Le Regioni condividono l'esigenza di ridurre l'inquinamento connesso alla produzione di energia e in particolare le emissioni di gas a effetto serra, impegnandosi a predisporre piani energetico - ambientali che privilegino le fonti rinnovabili e la razionalizzazione della produzione elettrica e dei consumi energetici (Protocollo di Torino del 4 giugno 2001).

Il quadro di riferimento programmatico illustra ed esamina gli strumenti di pianificazione e programmazione vigenti. Esaminando la compatibilità dell'opera con la normativa vigente, si è individuata la presenza di eventuali vincoli (naturalistici, idrogeologici, demaniali, di servitù pubbliche...). Nei paragrafi che seguiranno daremo una breve visione delle leggi che concernono l'introduzione dell'eolico quale fonte

di energia rinnovabile e di seguito esporremo le leggi riguardanti la Valutazione di Impatto Ambientale (VIA nel seguito), soprattutto per quanto riguarda gli impianti eolici, in Italia e nella Regione Puglia.

## **2.1 Inquadramento normativo sulla pianificazione e programmazione di un impianto eolico**

Nell'Introduzione del presente capitolo si è accennato ad alcune delle misure internazionali riguardanti lo sviluppo e l'incentivazione di fonti di energia rinnovabili tra cui l'eolico.

Gli impatti ambientali connessi agli attuali livelli d'impiego dei combustibili fossili, quali piogge acide ed effetto serra, hanno già indotto l'Unione Europea a promuovere e a incentivare lo sviluppo e l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili, al fine di introdurre modifiche nel panorama della produzione di energia e del mercato corrispondente.

L'impegno dell'Unione Europea si è tradotto nell'emanazione della Direttiva 27 settembre 2001, n. 7 del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'energia.

In Italia i primi strumenti governativi a sostegno delle fonti rinnovabili, tra cui l'eolico, risalgono a date antecedenti la Direttiva 2001/77/CE. Già nel 1988 il Piano Energetico Nazionale (PEN) stabiliva un obiettivo di 300-600 MW di eolico installati al 2000. Successivamente, sono state approvate le Leggi 9/91 e 10/91, che prevedono un contributo in conto capitale per la realizzazione dei progetti, e il CIP 6/92, del 29 aprile 1992, che stabilisce prezzi incentivanti per la cessione all'ENEL di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile.

Il quadro normativo italiano sulle fonti rinnovabili, in ragione del rispetto degli impegni internazionali, ha subito recentemente profonde modifiche, di cui le principali sono:

- Delibera CIPE del 19 novembre 1998: "Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni di gas serra";
- Decreto Legislativo n. 79/99 inerente il recepimento della Direttiva 96/92/CE concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;
- l'approvazione da parte del CIPE, con la Delibera 126/99, del Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili.

Successivamente il quadro normativo in materia di fonti energetiche rinnovabili si è arricchito di misure legislative, dimostrando l'interesse crescente che questo settore sta suscitando.

Nei successivi paragrafi verranno descritti alcuni degli atti legislativi in ambito comunitario, nazionale ed eventualmente regionale, concernenti l'introduzione delle fonti rinnovabili nel mercato dell'energia elettrica.

## 2.2 Pianificazione e normativa comunitaria

### Libro Bianco della Commissione Europea "Energia per il futuro: le fonti di energia rinnovabili", del 20 novembre 1996

Il Libro Bianco della Commissione Europea ha lo scopo di realizzare una strategia ed un piano d'azione della Comunità Europea sulle Fonti di Energia Rinnovabili (FER).

Secondo quanto riportato in questo documento, le FER disponibili in Europa fino al 1996 sono sfruttate in maniera disomogenea e insufficiente. Da questa valutazione risulta che il consumo lordo globale di energia dell'Unione è molto ridotto (meno del 6%).

La premessa del Libro Bianco riporta che "se la Comunità non riuscirà a coprire nel prossimo decennio la sua domanda di energia con una quota nettamente superiore delle rinnovabili, andrà persa un'importante possibilità di sviluppo e diventerà sempre più difficile rispettare gli impegni a livello europeo e internazionale da essa sottoscritti in materia di protezione ambientale".

Tra le rinnovabili il documento fa un riferimento esplicito all'energia eolica che viene definita competitiva e sottolinea il fatto che le aree potenzialmente adatte ad applicazioni di energia eolica sono sparse in tutta l'Unione Europea. In esso viene anche riconosciuta l'importanza degli impianti eolici offshore e la vastità del potenziale energetico sfruttabile in questo settore.

Infine viene riconosciuta all'Europa una posizione leader nel campo della produzione di energia da fonte eolica ed è messo in evidenza che circa il 90% dei fabbricanti mondiali di turbine eoliche di medie e grandi dimensioni è europeo.

### Direttiva 96/92/CE relativa alle norme comuni per il mercato interno dell'energia, del 19 dicembre 1996

La Direttiva 96/92/CE stabilisce norme comuni per la generazione, la trasmissione e la distribuzione dell'energia elettrica. Essa definisce le norme organizzative e di funzionamento del settore dell'energia elettrica, l'accesso al mercato, i criteri e le procedure da applicarsi nei bandi di gara e nel rilascio delle autorizzazioni nonché della gestione delle reti. La premessa di questa direttiva fa riferimento alle fonti rinnovabili: "per motivi di protezione dell'ambiente, può essere data la priorità alla generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili".

### Direttiva europea 2001/77/CE per la promozione dell'elettricità da fonti rinnovabili, del 27 settembre 2001

La Direttiva 2001/77/CE stabilisce che i singoli Stati membri devono individuare gli obiettivi di incremento della quota dei consumi interni lordi da soddisfare con l'utilizzo delle fonti rinnovabili.

Allo scopo di assicurare un maggiore contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel mercato interno, la direttiva ha imposto agli Stati membri di raggiungere entro l'anno 2010 una percentuale di energia da fonti rinnovabili pari al 12% del bilancio energetico complessivo ed al 22% dei consumi elettrici totali dei Paesi Ue (vedi Tabella 2.1). All'Italia viene assegnato un obiettivo indicativo di copertura del consumo lordo al 2010 del 25%.

**2 Quadro di Riferimento Programmatico.**

	<b>Elettricità da FER [TWh] nel 1997</b>	<b>% Elettricità da FER nel 1997</b>	<b>% Elettricità da FER nel 2010</b>
Belgio	0,86	1,1	6,0
Danimarca	3,21	8,7	29,0
Germania	24,91	4,5	12,5
Grecia	3,94	8,6	20,1
Spagna	37,15	19,9	29,4
Francia	66,00	15,0	21,0
Irlanda	0,84	3,6	13,2
Italia	46,46	16,0	25,0
Lussemburgo	0,14	2,1	5,7
Paesi Bassi	3,45	3,5	9,0
Austria	39,05	70,0	78,1
Portogallo	14,30	38,5	39,0
Finlandia	19,03	24,7	31,5
Svezia	72,03	49,1	60,0
Regno Unito	7,04	1,7	10,0
<b>Comunità</b>	<b>338,41</b>	<b>13,9</b>	<b>22,0</b>

**Tab. 2.1.** Valori di riferimento della Direttiva 27 settembre 2001, n. 77 del Parlamento e del Consiglio europeo.

La Direttiva stabilisce altresì che gli Stati si adoperino per rimuovere le barriere di tipo autorizzativo e per snellire il procedimento di collegamento alla rete elettrica.

La Direttiva 2001/77/CE fissa dunque un obiettivo da conseguire lasciando al singolo Stato la scelta dei mezzi e delle modalità attuative: ogni Paese membro resta libero di definire i propri obiettivi di consumi elettrici da FER e di adottare le misure di sostegno, di natura economica e regolamentare, più consone alla situazione sociale, ambientale e normativa presente all'interno del proprio sistema.

*Protocollo di Kyoto, del 11 dicembre 1997*

Il Protocollo di Kyoto, in vigore dal 16 febbraio 2005, è un documento internazionale che affronta il problema dei cambiamenti climatici. Tale documento pone come scopo primario la riduzione di emissione di gas inquinanti e gas serra in atmosfera. Gli stati che hanno firmato il Protocollo, tra i quali l'Italia, si impegnano a ridurre le emissioni di gas serra al fine di promuovere lo sviluppo sostenibile.

Il Protocollo di Kyoto concerne le emissioni di sei gas ad effetto serra:

- biossido di carbonio (CO<sub>2</sub>);
- metano (CH<sub>4</sub>);
- protossido di azoto (N<sub>2</sub>O);
- idrofluorocarburi (HFC);
- perfluorocarburi (PFC);
- esafluoro di zolfo (SF<sub>6</sub>).

Tale documento rappresenta un passo importante nella lotta contro il riscaldamento planetario poiché contiene obiettivi vincolanti e quantificati di limitazione e riduzione dei gas elencati.

Nell'Allegato B del Protocollo di Kyoto è riportata la quantificazione degli impegni di limitazione o riduzione delle emissioni. Gli Stati membri dell'Unione Europea devono ridurre collettivamente le loro emissioni di gas ad effetto serra dell'8% tra il 2008 e il 2012.



*Direttiva 2003/87/CE: Emission Trading System, del 13 ottobre 2003*

A seguito degli impegni presi all'atto di adozione del protocollo di Kyoto, il Consiglio e il Parlamento Europeo hanno approvato la Direttiva 2003/87/CE (di seguito Direttiva ETS) che ha istituito un sistema comunitario per lo scambio di quote di emissioni di gas denominato Emission Trading System (ETS) al fine di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> "secondo criteri di efficacia dei costi ed efficienza economica" (Art.1). Tale sistema consente di rispondere agli obblighi di riduzione delle emissioni attraverso l'acquisto dei diritti di emissione. L'adozione del Decreto Legge n. 273 del 12 novembre 2004 (Disposizioni urgenti per l'applicazione della direttiva 2003/87/CE in materia di scambio di quote di emissione dei gas ad effetto serra nella Comunità Europea, convertito con la Legge n. 316/04) ha consentito l'applicazione della Direttiva ETS in Italia dal gennaio del 2005. Il 13 aprile 2005 è stata approvata la Legge Comunitaria 2004 (DDL n. 2742-B) che ha recepito la Direttiva ETS delegando il Governo ad adottare, entro 18 mesi dalla data di entrata in vigore della legge, il decreto legislativo recante le norme occorrenti per dare attuazione alla Direttiva (Art.14).

Il sistema di Emission Trading introdotto dalla Direttiva è un sistema che prevede la fissazione di un limite massimo alle emissioni realizzate dagli impianti industriali che producono gas ad effetto serra; tale limite è fissato attraverso l'allocazione di un determinato numero di quote di emissioni a ciascun impianto.

Ogni quota (European Unit Allowance - EUA) attribuisce il diritto ad immettere una tonnellata di biossido di carbonio equivalente in atmosfera nel corso dell'anno di riferimento della quota stessa; le quote vengono assegnate agli impianti regolati dalla Direttiva ETS attraverso i Piani Nazionali di Assegnazione (PNA). Questi piani sono soggetti all'approvazione da parte della Commissione Europea. Il PNA Italiano che attribuisce le quote per il periodo 2005 - 2007, trasmesso il 21 luglio 2004, è stato approvato dalla Commissione Europea il 25 maggio 2005 sia pur condizionatamente al recepimento di alcune modifiche richieste dalla Commissione.

Il Piano di Assegnazione delle quote di CO<sub>2</sub> per il periodo 2008-2012 è stato approvato il 18 dicembre 2006 dal Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e dal Ministro dello Sviluppo Economico con decreto DEC/RAS/1448/2006. Il presente Piano Nazionale di Assegnazione e il relativo parere della Commissione Europea costituiranno la base per la predisposizione del successivo Schema di Decisione di Assegnazione. Il PNA 2008-2012 è stato trasmesso per l'approvazione alla Commissione Ue in ritardo sul termine previsto dalla direttiva 2003/87/Ce (30 giugno 2006), motivo per cui è stata avviata una procedura d'infrazione verso il nostro Paese. Il 16 maggio 2006 la Commissione Ue ha accettato con riserve il PNA, chiedendo, tra le altre cose, di diminuire il totale delle emissioni consentite, dai 209 milioni di tonnellate indicati dall'Italia a 195,8 tonnellate, ovvero una riduzione totale del 6,5%. L'approvazione della commissione dovrà considerarsi automatica una volta che l'Italia abbia apportato gli opportuni cambiamenti.

Ogni anno i gestori degli impianti regolati dalla Direttiva ETS sono tenuti a restituire un numero di quote corrispondenti alle emissioni reali prodotte. L'eventuale surplus di quote (differenza positiva tra le quote assegnate ad inizio anno e le emissioni effettivamente immesse in atmosfera) potrà essere accantonato o venduto sul mercato, mentre il deficit potrà essere coperto attraverso l'acquisto delle quote. Gli Stati membri dovranno quindi assicurare la libera circolazione delle quote di emissioni all'interno della Comunità Europea consentendo lo sviluppo effettivo del mercato europeo dei diritti di emissione.

**2 Quadro di Riferimento Programmatico.**

---

Gli impianti che svolgono una delle attività previste dalla Direttiva ETS, a partire dal 1 gennaio 2005, possono esercitare la propria attività solo se muniti di un'apposita autorizzazione rilasciata dall'autorità competente (in Italia le autorizzazioni sono state rilasciate con decreti congiunti del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Ministero delle Attività Produttive). Ogni anno ai gestori degli impianti verranno assegnate delle quote di emissione e tali quote dovranno essere restituite in un numero pari alle emissioni reali annuali prodotte dallo stesso impianto (la restituzione dovrà avvenire entro il 30 aprile dell'anno successivo). Tali quote verranno successivamente cancellate. La mancata restituzione di un numero di quote pari alle emissioni prodotte dall'impianto durante l'anno è sanzionata per il triennio 2005 – 2007 con un'ammenda pari a 40 Euro per tonnellata di biossido di carbonio equivalente; la sanzione sale a 100 Euro per i periodi successivi. Il pagamento dell'ammenda non esonera in ogni caso il gestore dell'impianto dalla restituzione delle quote corrispondenti alle emissioni in eccesso.

**2.3 Pianificazione e normativa nazionale***Piano Energetico Nazionale del 1988*

Il Piano Energetico Nazionale (PEN) del 1988 è stato uno dei primi strumenti governativi a sostegno delle fonti rinnovabili e dell'eolico. Esso stabilisce un obiettivo di 300-600 MW di eolico installati al 2000. Successivamente sono state varate delle leggi per l'attuazione del PEN.

*Legge n. 10, del 9 gennaio 1991*

La Legge n. 10 del 9 gennaio 1991 esprime le "Norme per l'attuazione del Piano Energetico Nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia".

L'art. 1 comma 3, tra finalità e ambito di applicazione, così recita:

*"Ai fini della presente legge sono considerate fonti rinnovabili di energia o assimilate: il sole, il vento, l'energia idraulica, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali. .... (omissis)".*

L'importanza dell'utilizzo delle fonti di energia rinnovabili viene sottolineata al comma 4 dell'art. 1, nel quale si specifica che *"l'utilizzazione delle fonti di energia di cui al comma 3 è considerata di pubblico interesse e di pubblica utilità e le opere relative sono equiparate alle opere dichiarate indifferibili e urgenti ai fini dell'applicazione delle leggi sulle opere pubbliche."*

*D. Lgs. 79/99: "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica", del 16 Marzo 1999*

Il Decreto Legislativo n. 79/99 del 16 Marzo 1999 (G.U. N. 75 serie generale del 31 marzo 1999), detto anche decreto Bersani, sulla "Attuazione della Direttiva 06/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica", definisce le linee generali del riassetto del settore elettrico in Italia.

Tale decreto, noto anche come la legge sulla "Liberalizzazione del mercato elettrico", introduce importanti innovazioni in diversi settori quali la produzione, la trasmissione e la distribuzione dell'energia elettrica, l'esportazione e l'importazione dell'energia, le concessioni idroelettriche, il nuovo assetto societario dell'ENEL e le fonti rinnovabili.

L'Articolo 11 del Decreto Legislativo esorta ed incentiva le aziende produttrici di energia elettrica ad utilizzare le fonti rinnovabili, in particolare:

- dal 2001 i produttori o distributori di energia elettrica hanno l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale una quota di energia elettrica prodotta da impianti da fonti rinnovabili entrati in esercizio o ripotenziati;
- viene precisato che l'obbligo di cui sopra si applica alle importazioni e alle produzioni di energia elettrica, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, eccedenti i 100 GWh, inizialmente la quota è stabilita nel 2% nell'energia eccedente i 100 GWh;
- i soggetti importatori o produttori di energia elettrica possono adempiere all'obbligo di immettere in rete energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, anche acquistando in tutto o in parte la quota o i relativi diritti da altri produttori: *"Il gestore della rete di trasmissione nazionale, al fine di compensare le fluttuazioni produttive annuali o l'offerta insufficiente, può acquistare e vendere diritti di produzione da fonti rinnovabili, prescindendo dalla effettiva disponibilità, con l'obbligo di compensare su base triennale le eventuali emissioni di diritti in assenza di disponibilità"*;
- il gestore nazionale della rete elettrica deve dare la precedenza a:
  - energia elettrica prodotta da impianti utilizzando fonti energetiche alternative;
  - sistemi di cogenerazione;
  - fonti nazionali di energia combustibile primaria (non superiori al 15% di tutta
- l'energia primaria necessaria per generare l'energia elettrica consumata);
- nel rispetto del Protocollo di Kyoto sulle emissioni inquinanti, con decreto del Ministero dell'Industria Commercio e Artigianato saranno emanate le direttive per attuare quanto sopra e per gli incrementi di percentuale dell'energia elettrica da fonti rinnovabili per gli anni successivi al 2002;
- il CIPE e il Ministero dell'Industria Commercio e Artigianato determinano per ciascuna fonte gli obiettivi pluriennali e la ripartizione tra le regioni e le province autonome delle risorse destinate all'incentivazione delle fonti rinnovabili.

In merito all'obbligo di immettere nella rete elettrica nazionale la quota del 2% di energia proveniente da fonti rinnovabili, in attuazione delle disposizioni di cui all'Art. 11 del Decreto 79/99, in data 11 Novembre 1999, è stato emanato un decreto da parte del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato.

*Delibera CIPE n. 137/98: "Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni di gas serra", del 19 novembre 1998*

La delibera CIPE n. 137/98 assegna alla produzione di energia da FER un contributo di circa il 20% per il conseguimento degli obiettivi nazionali di riduzione delle emissioni di gas serra, ai fini del rispetto degli impegni assunti con il Protocollo di Kyoto.

**2 Quadro di Riferimento Programmatico.**

Decreto Ministeriale 79/99: "Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'Articolo 11 del Decreto Legislativo n. 79, del 16 marzo 1999", del 11 Novembre 1999

Successivamente al Decreto Bersani, è stato emesso il Decreto 11 Novembre 1999 (Gazzetta Ufficiale n. 292 del 14/12/1999). A questa legge si deve anche l'introduzione dei certificati verdi. I certificati verdi sono la nuova struttura di incentivazione delle fonti rinnovabili dopo la liberalizzazione del settore dell'energia disciplinata dal decreto Bersani. La precedente normativa faceva capo alle Leggi 9/91 e 10/91 e al provvedimento CIP 6/92: a tale legislazione si riconosce il merito di aver maturato nella collettività la consapevolezza che la produzione di energia rinnovabile o "pulita" non è uno slogan, ma rappresenta un punto focale dello sviluppo sostenibile. Tale normativa conteneva tuttavia la equiparazione ai fini incentivanti delle fonti rinnovabili propriamente dette e di quelle assimilate, di fatto termiche con utilizzo dei reflui. Queste ultime, caratterizzate da potenze e costi impiantistici superiori di più ordini di grandezza rispetto alle fonti rinnovabili propriamente dette, hanno esaurito velocemente la capienza economica degli incentivi in conto capitale di tali leggi, penalizzando e ritardando la produzione di vera energia rinnovabile. A tale macro errore del legislatore ha però posto rimedio il decreto Bersani, in cui è scomparso il concetto di fonti assimilate e viene data nuova forma di incentivazione alle fonti rinnovabili.

Delibera CIPE 126/99, del 6 agosto 1999

Il Governo italiano, nell'ambito del processo di attuazione del Protocollo di Kyoto, ha definito gli obiettivi al 2010 di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra con la delibera CIPE 126/99, individuando gli obiettivi da perseguire per ciascuna fonte rinnovabile. In particolare, detto documento prevede che la potenza eolica installata giunga, entro il 2010, a 2500-3000 MW.

Decreto Legislativo n. 387, del 29 dicembre 2003

Il Decreto Legislativo 387/2003 concerne l'attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità. Il presente decreto, nel rispetto della disciplina nazionale, comunitaria ed internazionale vigente, nonché nel rispetto dei principi e criteri direttivi stabiliti dall'Articolo 43 della Legge n. 39 del 1 marzo 2002, è finalizzato a:

- a) promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;
- b) promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi indicativi nazionali di cui all'Articolo 3, comma 1;
- c) concorrere alla creazione delle basi per un futuro quadro comunitario in materia;
- d) favorire lo sviluppo di impianti di microgenerazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane.

In particolare, l'Articolo 12, comma 1, di tale decreto descrive come le opere per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, autorizzate ai sensi del comma 3 dello stesso, siano di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti. Il comma 3 riguarda l'iter autorizzativo di tali opere e prevede che la costruzione e l'esercizio delle opere connesse siano soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata

**2 Quadro di Riferimento Programmatico.**

---

dalla regione o altro soggetto istituzionale delegato dalla regione, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico.

Successivamente la Legge Finanziaria 2008 (L. 24 dicembre 2007, n. 244) ha modificato il Decreto Legislativo 387/2003: l'art. 2 comma 158 lettera c) sancisce che *"Per gli impianti offshore l'autorizzazione è rilasciata dal Ministero dei trasporti, sentiti il Ministero dello sviluppo economico e il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, con le modalità di cui al comma 4 e previa concessione d'uso del demanio marittimo da parte della competente autorità marittima"*;

In applicazione dell'art. 12 del D.Lgs. 387/2003 il Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010 riporta le *"Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili"*, che si applicano però ai soli impianti a terra, come riportato al comma 2.2 *"Le presenti linee guida non si applicano agli impianti offshore per i quali l'autorizzazione è rilasciata dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, sentiti il Ministero dello sviluppo economico e il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, con le modalità di cui all'articolo 12, comma 4, del decreto legislativo n. 387 del 2003 e previa concessione d'uso del demanio marittimo da parte della competente autorità marittima"*.

#### **2.4 Competenze giurisdizionali: aree di demanio marittimo**

La centrale eolica oggetto del presente Studio ricade nel tratto di mare all'interno dei confini giurisdizionali, demanio marittimo, della Capitaneria di Porto di Manfredonia. La particolare tipologia dell'impianto, quale fonte per l'approvvigionamento di energia, nonostante ricada all'interno del tratto di mare detto mare territoriale, fa sì che la competenza non sia da rimandare alle Autorità locali, ma resti sotto la gestione dello Stato.

Il mare territoriale, benché non appartenga allo Stato a titolo di proprietà pubblica, può essere trattato come bene demaniale statale sul presupposto che il Codice della Navigazione (Art. 524 del Regolamento della navigazione marittima) stabilisce che per l'occupazione e l'uso di zone di mare territoriale e per l'esercizio della Polizia sul mare territoriale, si applicano le disposizioni stabilite per il demanio marittimo.

Per quanto concerne la gestione del demanio marittimo, nelle Regioni a Statuto ordinario, a seguito del conferimento dei poteri amministrativi in capo alle Regioni, avvenuto ad opera dell'Art. 105 del D. Lgs. n. 112/98, la gestione amministrativa del demanio marittimo è ormai di competenza regionale o, per subdelega ex Art. 42 del D. Lgs n. 96/1999, comunale (cfr. art. 118 Cost. così come modificato dalla L. Cost. n. 3/2001 e L. n. 131/2003), ad eccezione dei beni demaniali afferenti le "fonti di approvvigionamento di energia" (Art. 104 D. Lgs. n. 112/98) e di quelli ricadenti nei "porti e nelle aree di interesse preminente nazionale" che restano sotto la gestione statale.

Per la costruzione della centrale eolica offshore in progetto si prevede l'occupazione del mare territoriale, di fronte al tratto di costa che va da Torre Rivoli (Zapponeta) a Margherita di Savoia e di aree demaniali marittime. Il rilascio delle concessioni per finalità di "approvvigionamento di fonti di energia" nell'ambito delle aree demaniali marittime e del mare territoriale resta pertanto di competenza dello Stato.

## 2.5 Normativa riguardo la regolamentazione della pesca

Le leggi di riferimento per la regolamentazione della pesca in Italia sono essenzialmente la Legge n. 963 del 14 Luglio 1965 e il regolamento esecutivo di tale legge, il D.P.R. n. 1639/1968.

Le disposizioni della Legge n. 963/1965, modificata dalla successiva Legge n. 381/1988, concernono la pesca esercitata nelle acque rientranti nelle attribuzioni conferite dalle leggi vigenti al Ministero della Marina Mercantile (oggi delle Politiche Agricole e Forestali) e, limitatamente ai cittadini italiani, nel mare libero. Ai fini della gestione razionale delle risorse biologiche del mare la legge e il regolamento esecutivo dispongono una serie di regole riguardanti i tipi di pesca, i tempi e i luoghi consentiti a determinati tipi di pesca.

Più recentemente è stata approvata il D. Lgs. 26 maggio 2004 n. 153, concernente l'attuazione della Legge 7 marzo 2003 n. 38, in materia di pesca marittima, che ha abrogato alcuni articoli della Legge n. 963/1965 ampiamente riscritti dal Decreto. È considerata pesca marittima l'attività diretta alla cattura o alla raccolta di organismi acquatici in mare, svolta da imprenditori ittici, pescatori e altri soggetti per i quali è responsabile, direttamente e unitariamente, lo Stato italiano secondo le pertinenti norme comunitarie ed internazionali, per finalità professionali o sportive.

In particolare, in Adriatico la pesca a strascico è vietata entro le 3 miglia dalla costa. Tale limite si riduce ad un miglio e mezzo, a condizione che la batimetrica sia superiore a 50 m.

## 2.6 Piano di Sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale

Per quanto riguarda la Regione Puglia sono previsti interventi all'interno del programma per il potenziamento della rete primaria nel Mezzogiorno.

In attesa del completamento nel medio periodo degli interventi strutturali per il potenziamento della rete a 380 kV sulla sezione Sud – Centro-Sud, al fine di ottimizzare l'utilizzo degli asset di trasmissione e ridurre il rischio di congestioni e conseguenti limitazioni alla produzione dei nuovi impianti del Sud, è in programma l'installazione nel breve termine di dispositivi per il controllo dei flussi sugli elettrodotti in uscita dai poli di produzione di Brindisi e Foggia.

## 2.7 Pianificazione e normativa regionale

### *P.E.A.R. - Piano Energetico Ambientale Regionale della regione Puglia*

Il Piano Energetico Ambientale Regionale - PEAR, pubblicato nel dicembre 2006, nelle sue 113 pagine contiene indicazioni circa i "punti caldi" della politica energetica come il carbone, l'eolico, le emissioni di CO<sub>2</sub>, il solare, i rigassificatori, il nucleare e l'idrogeno.

La prima parte del PEAR analizza il contesto energetico regionale e ne analizza le emissioni allo scopo di fornire le emissioni complessive di anidride carbonica dovute all'utilizzo delle fonti energetiche e rivela un incremento del 50% delle emissioni stesse dal 1990 al 2004 e un potenziale incremento del 22% dal 2004 al 2016.

L'analisi riportata nella seconda parte del PEAR è volta a identificare le linee caratterizzanti la pianificazione energetica regionale, articolandosi in considerazioni riguardanti sia l'aspetto della domanda che dell'offerta di energia.

Particolare attenzione è posta al rispetto degli impegni di Kyoto richiamando il concetto di un proficuo ricorso alla elevata differenziazione delle risorse energetiche privilegiando le fonti rinnovabili ed a basso impatto ambientale.

Rispetto all'eolico si osserva che la risorsa, storicamente quella con maggiore presenza in Puglia, non costituisce un elemento quantitativamente marginale in Puglia e quindi obiettivo generale del Piano è quello di incentivare il suo sviluppo, nella consapevolezza che ciò può e deve contribuire in forma quantitativamente sostanziale alla produzione di energia elettrica regionale. Si rivolge inoltre positivamente alla tecnologia relativamente nuova e in forte espansione in Europa dell'eolico offshore, valutando con attenzione la possibilità di applicazione della stessa nella Regione.

*Regolamento Regionale n. 16 del 4 ottobre 2006 - Regolamento per la realizzazione di impianti eolici nella Regione Puglia*

Il regolamento si applica agli impianti eolici di potenza superiore a 60 kW, se costituiti da più di un aerogeneratore. Il regolamento, inoltre, non si applica per impianti costituiti da un unico aerogeneratore di taglia inferiore o uguale a 1 MW. Questo Regolamento prevede la realizzazione di Piani Regolatori per l'installazione di Impianti Eolici (PRIE) finalizzati all'identificazione delle cosiddette aree non idonee ovvero quelle aree nelle quali non è consentito localizzare gli aerogeneratori, in aggiunta ad altre aree elencate all'Articolo 6 di detto Regolamento, tra cui le aree protette.

Viene stabilita la valutazione integrata come modalità con cui si espletano le procedure per l'ottenimento dell'Autorizzazione Unica e vengono elencati i criteri per la redazione della relazione d'impatto ambientale.

Per la realizzazione di impianti eolici offshore sono fornite specifiche indicazioni (Articolo 12), tra cui la non idoneità di aree classificate come pSIC marini ai sensi della direttiva 92/43/CE e la richiesta di analisi dei fondali interessati, vista l'elevata presenza di habitat di pregio naturalistico lungo gran parte della costa pugliese e la forte vocazione turistica di quest'ultima.

In applicazione del DM 10 settembre 2010 è stata recentemente emanata la DGR 30 dicembre 2010 n. 3029 "Linee guida per il procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione di impianti di energia alimentati da fonti rinnovabili" e il Regolamento regionale 30 dicembre 2010, n. 24 "Linee guida per l'individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di impianti a fonti rinnovabili". Il campo di applicazione di tale normativa è sempre riferito agli impianti a terra.

Dal punto di vista della pianificazione paesaggistica, attualmente in Regione Puglia è vigente il Piano Urbanistico Territoriale Tematico per il Paesaggio (P.U.T.T./P.) approvato con delibera Giunta Regionale n° 1748 del 15 Dicembre 2000, strumento di pianificazione territoriale sovraordinato agli strumenti di pianificazione comunale, che ha la finalità primaria di promuovere la salvaguardia e la valorizzazione delle risorse territoriali ed in particolare di quelle paesaggistiche.

Il P.U.T.T./P. ha integrato gli ordinamenti vincolistici già vigenti sul territorio ed introdotto nuovi contenuti normativi, in particolare, "indirizzi di tutela" volti a tutelare i valori paesaggistici dei cosiddetti

Ambiti Territoriali Estesi e "prescrizioni di base" volte a tutelare i cosiddetti Ambiti Territoriali Distinti, ovvero le componenti paesaggistiche "strutturanti" l'attuale assetto paesistico-ambientale.

Attualmente tale Piano è in fase di revisione per adeguarlo al Codice dei beni culturali e del paesaggio (decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42). Il procedimento di adozione del nuovo piano paesaggistico adeguato al Codice è in fase avanzata: la Giunta Regionale con delibera n.1 dell'11 Gennaio 2010 ha approvato la Proposta di Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR), allo scopo di conseguire lo specifico accordo con il Ministero per i Beni e le Attività Culturali previsto dal Codice e per garantire la partecipazione pubblica prevista dal procedimento di Valutazione Ambientale Strategica.

La Proposta di PPTR prevede, all'interno dell'Elaborato 4 "Lo scenario strategico", un capitolo specifico relativo agli impianti eolici off-shore. In particolare, l'Elaborato 4.4.1 "Linee guida sulla progettazione e localizzazione di impianti di energia rinnovabile", al paragrafo b1.2.4.4 prevede quanto segue per la localizzazione degli impianti eolici off-shore:

*Le centrali eoliche off-shore dovranno essere localizzate ad una distanza minima dalla costa di 4 km. Non è inoltre consentita la localizzazione di impianti off-shore:*

- *in aree SIC a mare ed in aree marine protette*
- *in corrispondenza di aree dove si riscontri la presenza di posidonieti e biocenosi marine di interesse conservazionistico*
- *nell'ambito dei coni visuali dei paesaggi costieri tutelati*

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

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

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

Come si vedrà nei paragrafi seguenti, il nuovo layout proposto consente di ottemperare a tutte le richieste del PPTR, dal momento che soddisfa i seguenti requisiti:

- distanza minima dalla costa superiore a 8km,
- non interessa aree SIC a mare né aree marine protette,
- il nuovo layout è stato definito a seguito di un'indagine mirata sui fondali che ha permesso di escludere le aree interessate da habitat di interesse conservazionistico,
- è stata valutata nel dettaglio la visibilità dai punti panoramici e coni visuali - si veda l'Allegato P,



- la producibilità dell'impianto risulta superiore alle 2000 ore equivalenti (producibilità netta stimata pari a 2.291 ore equivalenti – si veda l'Allegato C),
- A seguito di apposita indagine sui fondali, si è verificata la non interferenza del cavidotto sottomarino con fondali a biocenosi di interesse conservazionistico – si veda l'Allegato R.

Il Piano prevede identifica inoltre in un'apposita figura le aree idonee o inidonee alla localizzazione di impianti eolici, sia on-shore che off-shore.

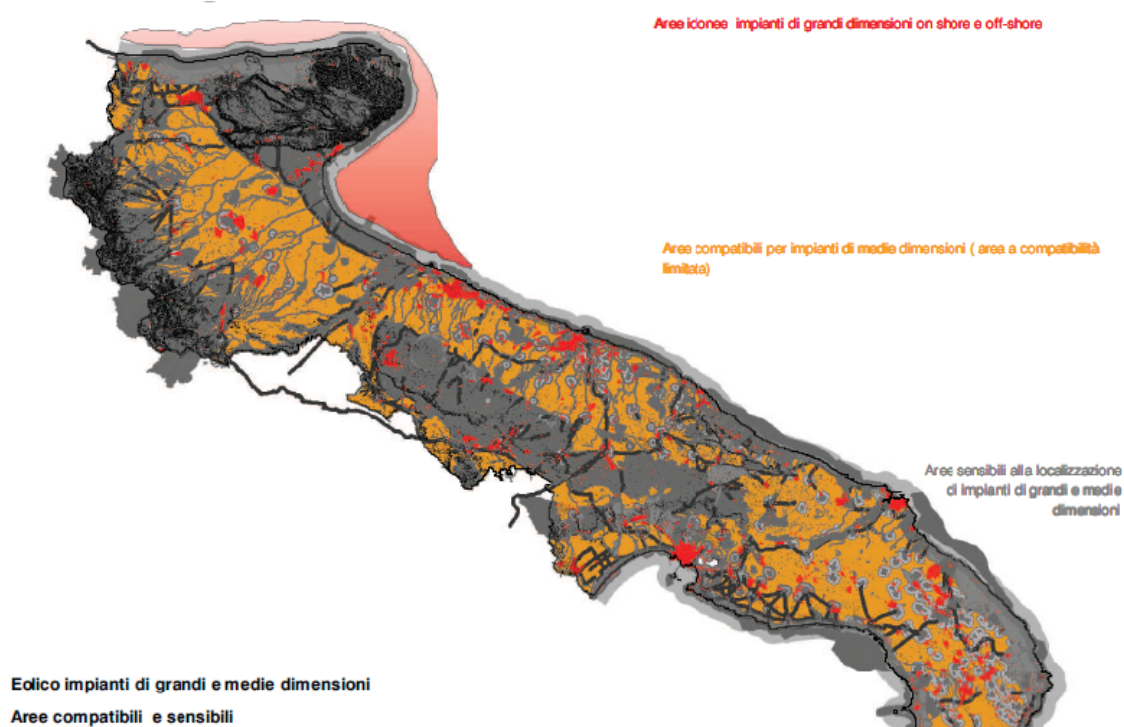


Figura 2.1 – Proposta di PPTR – Eolico impianti di grandi e medie dimensioni – Aree compatibili e sensibili. Fonte: Regione Puglia

Dalla figura 2.1 si vede come l'area interessata dal progetto, localizzata all'interno del Golfo di Manfredonia, sia tra quelle individuate dal PPTR come idonee alla localizzazione di impianti off-shore di grandi dimensioni.

## 2.8 Pianificazione provinciale

### *Piano Territoriale di Coordinamento*

Secondo la Legge 142/1990 (articolo 15) la provincia predispone e adotta il piano territoriale di coordinamento che, fermo restando le competenze dei comuni ed in attuazione della legislazione e dei programmi regionali, determina indirizzi generali di assetto del territorio e, in particolare, indica:

- a) le diverse destinazioni del territorio in relazione alla prevalente vocazione delle sue parti;
- b) la localizzazione di massima delle maggiori infrastrutture e delle principali linee di comunicazione;

**2 Quadro di Riferimento Programmatico.**

---

- c) le linee di intervento per la sistemazione idrica, idrogeologica ed idraulico-forestale ed in genere per il consolidamento del suolo e la regimazione delle acque;
- d) le aree nelle quali sia opportuno istituire parchi o riserve naturali.

*Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP)*

La Legge Regionale n. 25 del 15 dicembre 2000 indica i contenuti fondamentali del PTCP. Il PTCP ha i seguenti obiettivi generali:

- Delineare le grandi scelte sul territorio, con funzione strategica;
- Rappresentare sul territorio le scelte proprie delle competenze provinciali, con funzione di autoordinamento;
- Indirizzare a priori, mediante opportune norme, l'attività dei diversi enti sul territorio provinciale;
- Tutelare l'integrità fisica e l'identità culturale nelle decisioni di trasformazione.

A conclusione dei Tavoli di Pianificazione tematici, cui hanno partecipato i diversi portatori di interesse (maggio 2006), si avvia la seconda fase di redazione del Piano. Quest'ultimo dovrà giungere alla sua stesura definitiva anche in mancanza del Documento Regionale di Assetto Generale (DRAG), così come indicato dalla circolare interpretativa della L.R. 20/2001.

Come da convenzione sottoscritta dalla provincia di Foggia con la regione Puglia si dovrà giungere all'adozione dello strumento da parte della Giunta Provinciale entro il 2007.

*Piano Territoriale Specializzato per la Pesca e per l'Economia Ittica della Provincia di Foggia*

Interessa il Comune di Manfredonia, Ischitella, Lesina Isole Tremiti, Cagnano Varano, Vieste. Ha come obiettivi:

- Ammodernamento e rinnovamento della flotta;
- Potenziamento delle strutture portuali e dei relativi servizi;
- Valorizzazione delle produzioni ittiche con particolare riferimento alla costruzione, potenziamento di strutture mercatali;
- Itti-turismo (pescaturismo e ricezione-ospitalità turistica esercitata da pescatori);
- Ricerca nel settore della pesca con particolare riferimento alla valorizzazione socioeconomica degli Ambienti lagunari e per l'acquacoltura e maricoltura;
- Sistemi di gestione delle attività di pesca sulla fascia costiera;
- Sviluppo e valorizzazione dell'acquacoltura e della maricoltura;
- Ripopolamento delle zone lagunari.

## 2.9 Inquadramento normativo in materia di impatto ambientale

### 2.9.1 Normativa nazionale

Per realizzare una centrale eolica *offshore* è necessario effettuare uno Studio di Impatto Ambientale (SIA) e tale studio deve essere sottoposto ad una procedura di verifica ambientale.

L'atto normativo a livello comunitario al quale fa riferimento la normativa nazionale è la Direttiva n. 85/337/CEE, del 27 giugno 1985, e successive modifiche, la quale propone la Valutazione dell'Impatto Ambientale (VIA) di determinati progetti pubblici e privati, elencati negli allegati alla Direttiva stessa. La Direttiva stabilisce che la VIA individua, descrive e valuta, in modo appropriato, per ciascun caso particolare e conformemente agli Articoli da 4 a 11 della Direttiva stessa, gli effetti diretti e indiretti di un progetto sui seguenti fattori:

1. l'uomo, la fauna e la flora;
2. il suolo, l'acqua, l'aria, il clima e il paesaggio;
3. l'interazione tra i fattori di cui ai punti 1 e 2;
4. i beni materiali ed il patrimonio culturale.

Nella stessa Direttiva vengono elencati, negli Allegati I e II, i progetti che vanno sottoposti a procedura di VIA. In particolare il Punto 3 dell'Allegato II riguarda l'industria energetica e fa genericamente riferimento, agli "impianti industriali per la produzione di energia elettrica, vapore e acqua calda". La Direttiva 97/11/CE, che modifica la Direttiva 85/337/CE, inserisce tra le opere proprio gli "impianti di produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento (centrali eoliche)" (Allegato II, Punto 3, lettera i). Per i progetti che rientrano in questo allegato gli Stati membri determinano, mediante un esame del progetto caso per caso o mediante soglie o criteri fissati dagli Stati membri, se il progetto debba essere sottoposto a valutazione. Gli Stati membri possono decidere di applicare entrambe le procedure precedenti.

La normativa comunitaria è stata recepita a livello nazionale con la Legge n. 439, del 8 luglio 1986, con la quale viene istituito il Ministero dell'Ambiente e, all'Articolo 6 (ora abrogato dal D. Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006), vengono date le prime indicazioni sulla procedura di VIA. Successivamente il D.P.C.M. n. 377, del 20 agosto 1988, individua le categorie di opere da sottoporre alla VIA e il D.P.C.M. del 27 dicembre 1988 definisce la procedura VIA, la modalità di presentazione della domanda di pronuncia sulla compatibilità ambientale di un progetto e norme tecniche di redazione:

- documentazione da sottoporre all'istruttoria ministeriale;
- contenuto e sistema di riferimento programmatico, progettuale e ambientale;
- componenti ambientali obiettivo della valutazione d'impatto.

*D.P.R. del 12 aprile 1996*

Il D.P.R. del 12 aprile 1996 è un atto di indirizzo e coordinamento nel quale vengono date disposizioni in materia di VIA come stabilito dalla Legge 146/94. Tale Legge prevede che il Governo, con atto di indirizzo e coordinamento, definisca le condizioni, i criteri e le norme tecniche per l'applicazione della procedura di impatto ambientale ai progetti inclusi nell'Allegato II alla Direttiva 85/337/CEE concernente la valutazione d'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati.

In particolare nell'Allegato A del suddetto Decreto è riportato l'elenco delle tipologie progettuali di cui all'Articolo 1, comma 3 del Decreto stesso, ovvero l'elenco delle opere soggette a valutazione di impatto ambientale. Nell'Allegato B del Decreto è invece riportato l'elenco delle opere che sono assoggettate alla procedura di valutazione d'impatto ambientale nel caso in cui ricadano, anche parzialmente, all'interno di aree naturali protette come definite dalla Legge n. 394, del 6 dicembre 1991, di cui all'Articolo 1, comma 4 del testo di legge (Legge Quadro sulle Aree Protette).

Gli impianti eolici fanno parte dell'elenco nell'Allegato B, al Punto 2, lettera e). Tale voce è stata aggiunta con il D.P.C.M. 3 settembre 1999.

*D. Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006*

Entrambi i Decreti visti sopra sono stati abrogati dal D. Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006 (cosiddetto "Codice ambientale"), recante "Norme in materia ambientale", entrato in vigore il 29 aprile 2006. Il D. Lgs. 152/2006 ha riscritto le regole su valutazione di impatto ambientale, difesa del suolo e tutela delle acque, gestione dei rifiuti, riduzione dell'inquinamento atmosferico e risarcimento dei danni ambientali, abrogando la maggior parte dei previgenti provvedimenti del settore.

La parte seconda, titolo III del Decreto n. 152/2006, entrata in vigore il 31 luglio 2007, disciplina appunto la VIA. Anche in questo caso è definito l'ambito di applicazione e viene fornito un elenco di progetti assoggettati alla procedura di VIA. Gli impianti eolici rientrano nell'Allegato III alla parte seconda del detto Decreto, nell'elenco B, al Punto 2, lettera e). Rimane la condizione di assoggettabilità alla procedura di VIA nel caso in cui le opere ricadano anche parzialmente all'interno di aree naturali protette e si aggiunge la discrezionalità per l'Autorità competente di richiedere la ugualmente lo svolgimento della procedura di valutazione di impatto ambientale, sulla base di elementi indicati nell'Allegato IV alla parte seconda del Decreto, anche se le opere non ricadono in aree naturali protette.

Le Regioni hanno avviato un processo di adeguamento delle norme regionali in tema di VIA, adeguando quelle esistenti o introducendone di nuove.

*D. Lgs. n. 4 del 16 gennaio 2008*

Il D. Lgs. n. 4 del 16 gennaio 2008 apporta alcune disposizioni correttive ed integrative del D. Lgs. 31 aprile 2006 n. 152. In particolare la nuova "Parte seconda - Procedure per la valutazione ambientale strategica (VAS), per la valutazione dell'impatto ambientale (VIA) e per l'autorizzazione integrata ambientale (Ippc)" al Titolo III ("La valutazione di impatto ambientale") contiene le procedure per la redazione dello Studio di Impatto Ambientale. All'art. 22 comma 2 viene detto che lo studio deve essere predisposto secondo le indicazioni dell'Allegato VII dello stesso decreto.

Sempre nello stesso articolo al comma 3 sono elencate alcune delle informazioni che devono essere contenute nello studio:

**2 Quadro di Riferimento Programmatico.**

---

- a. una descrizione del progetto con informazioni relative alle sue caratteristiche, alla sua localizzazione ed alle sue dimensioni;
- b. una descrizione delle misure previste per evitare, ridurre e possibilmente compensare gli impatti negativi rilevanti;
- c. i dati necessari per individuare e valutare i principali impatti sull'ambiente e sul patrimonio culturale che il progetto può produrre, sia in fase di realizzazione che in fase di esercizio;
- d. una descrizione sommaria delle principali alternative prese in esame dal proponente, ivi compresa la cosiddetta opzione zero, con indicazione delle principali ragioni della scelta, sotto il profilo dell'impatto ambientale;
- e. una descrizione delle misure previste per il monitoraggio.

Il Decreto individua all'art. 6 le opere sottoposte a Valutazione di Impatto Ambientale, che sono riportate in Allegato al Decreto stesso. In particolare, l'Allegato II riporta i progetti sottoposti a VIA di competenza statale, mentre l'Allegato III riporta l'elenco dei progetti di competenza delle Regioni e delle Province Autonome. Il punto c) dell'Allegato III cita tra i progetti di competenza regionale gli "Impianti eolici per la produzione di energia elettrica, con procedimento nel quale è prevista la partecipazione obbligatoria del rappresentante del Ministero per i beni e le attività culturali".

*Legge n. 99/2009 (G.U. 176 del 31/07/09) - Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.*

L'art. 42 di tale Legge chiarisce la diatriba sorta dopo l'emanazione del D.Lgs. 4/2008 circa la competenza della VIA per gli impianti eolici offshore – statale o regionale. Il comma 1 riporta infatti che:

*"1. Nell'allegato II alla parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modificazioni, dopo il numero 7) è inserito il seguente: "7-bis) Impianti eolici per la produzione di energia elettrica ubicati in mare".*

*2. Alla lettera c-bis) dell'allegato III alla parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modificazioni, dopo le parole: "energia elettrica" sono inserite le seguenti: "sulla terraferma"."*

La competenza per la VIA risulta quindi senza alcun dubbio di competenza dello Stato.

### **2.9.2 Normativa regionale**

La normativa regionale sulla valutazione di impatto ambientale nella Regione Puglia fa riferimento alla Legge Regionale n. 11 del 12 aprile 2001: "Norme sulla valutazione dell'impatto ambientale", successivamente modificata dalla Legge Regionale n. 17 del 14 giugno 2007.

Tale Legge Regionale riporta nei suoi primi articoli le finalità, le definizioni e gli ambiti di applicazione della legge ricalcando quanto riportato nella normativa nazionale. All'Articolo 3 viene dato risalto all'informazione e alla partecipazione di enti competenti, associazioni ambientaliste e cittadini comunque

coinvolti, in merito all'intervento proposto, allo studio di impatto ambientale e ai pareri del Comitato per la VIA.

Gli allegati alla L.R. n. 11/2001 riportano gli elenchi delle tipologie progettuali che richiedono di essere sottoposte alla procedura di VIA. In particolare nell'Allegato B, tra i progetti di competenza della Provincia, ricadono gli impianti di produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento. I progetti di questo allegato sono assoggettati alla procedura di VIA qualora ciò si renda necessario in esito alla procedura di verifica di assoggettabilità a VIA o qualora le opere ricadano anche parzialmente all'interno di aree naturali protette.

## **2.10 Relazione tra il progetto e gli strumenti di pianificazione e programmazione**

Il Piano Energetico Nazionale, la normativa comunitaria e nazionale in materia di produzione di energia citate nei paragrafi precedenti hanno come obiettivo quello di incrementare la quantità di energia prodotta da fonti rinnovabili nell'ambito del sistema energetico nazionale.

L'installazione di una centrale eolica offshore si inserisce tra le iniziative volte al raggiungimento di tale obiettivo. L'incremento della quantità di energia rinnovabile permette da un lato miglioramenti di carattere ambientale e dall'altro garantisce una maggior sicurezza economica. I miglioramenti ambientali comprendono una riduzione della quantità di inquinanti emessi in atmosfera dalle tradizionali centrali energetiche. In Italia, la presenza di 1365 MW di potenza eolica installata fa sì che vengano risparmiate emissioni di CO<sub>2</sub> dell'ordine di 1 Kg per ogni kWh prodotto. Il vantaggio ecologico si affianca a quello economico dato che la quotazione di una tonnellata di CO<sub>2</sub> sul mercato OTC (Fuori borsa) è stata di 20-26 Euro/ton nel 2006.

Il vantaggio economico è dovuto oltretutto al fatto che questo sistema di produzione di energia è indipendente dalle fluttuazioni di mercato dei combustibili fossili.

Benché gli effetti sull'ambiente a lungo termine e su scala globale siano positivi, l'inserimento di una centrale eolica a livello locale richiede una valutazione degli impatti che può provocare sull'ambiente stesso o su alcune sue componenti.

È necessaria la realizzazione di uno specifico Studio d'Impatto Ambientale (SIA) da sottoporre ad una procedura di Valutazione dell'Impatto Ambientale (VIA) secondo le direttive vigenti al fine di individuare, descrivere e valutare, in modo appropriato, gli effetti diretti ed indiretti di un progetto sui seguenti fattori:

1. l'uomo, la fauna e la flora;
2. il suolo, l'acqua, l'aria, il clima e il paesaggio;
3. l'interazione tra i fattori di cui ai punti 1 e 2;
4. i beni materiali ed il patrimonio culturale.

Le assunzioni progettuali, di seguito descritte nel **capitolo 4**, sono state elaborate tenendo conto dei vincoli rappresentati dai differenti aspetti fisici, biologici e legati alle attività umane descritti nel seguente

**capitolo 3**, così come gli effetti diretti ed indiretti prodotti sull'ambiente vengono considerati e descritti nel **capitolo 6**.

L'analisi di dettaglio di tali argomenti è trattata e riportata nel documento "**Studio di Impatto Ambientale della Centrale Eolica Off-Shore Golfo di Manfredonia**".

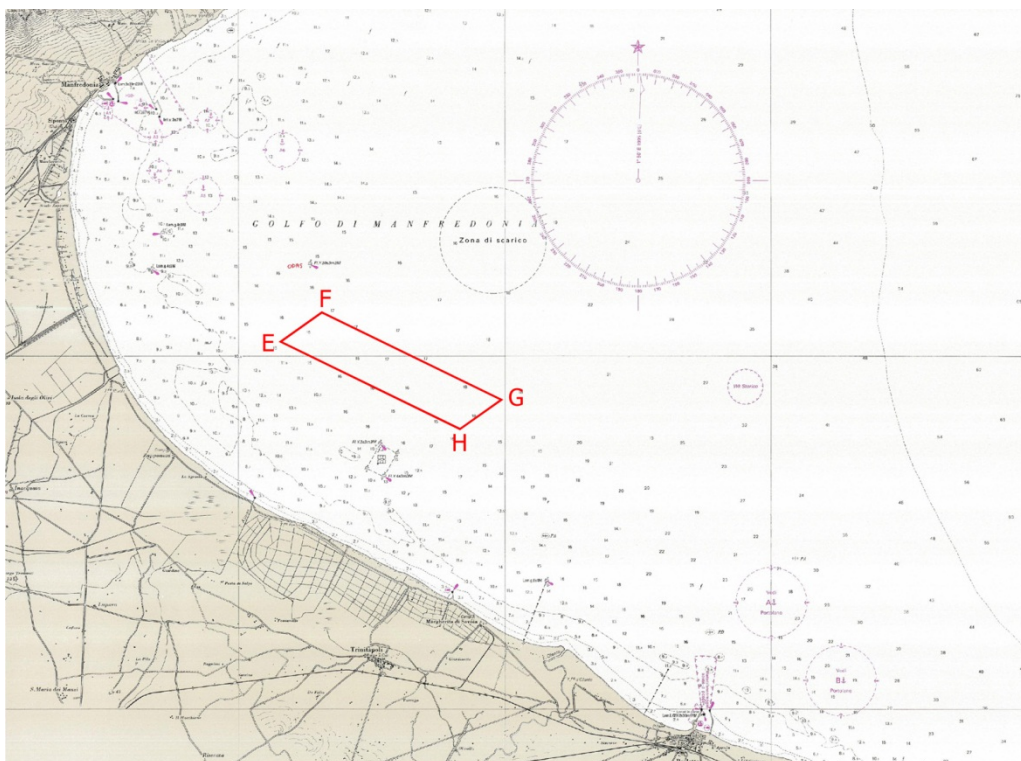




### 3 DESCRIZIONE DELL'AREA D'INTERVENTO

In questo paragrafo vengono descritte le caratteristiche generali dell'area scelta per la realizzazione dell'impianto eolico.

Gli aerogeneratori saranno posizionati all'interno dell'area individuata dal quadrilatero illustrato in Figura 3.1.



**Figura 3.1** - Area di riferimento prescelta per l'installazione della Centrale eolica offshore del Golfo di Manfredonia.

Il quadro descrittivo è ottenuto avvalendosi delle informazioni disponibili in letteratura e sui siti internet, come specificato in bibliografia, e attraverso specifiche indagini biologiche, geofisiche e geognostiche eseguite allo scopo di valutare le caratteristiche dei fondali interessati dall'opera i cui risultati completi sono riportati in allegato alla presente relazione di progetto.

#### 3.1 Aspetti Fisici

L'area che costeggia il tratto di mare nel quale sarà ubicata la centrale eolica, si snoda dal Comune di Zapponeta al Comune di Margherita di Savoia. Di seguito vengono riportati la *Morfologia della costa*, la *caratterizzazione e dinamica del litorale*, *caratterizzazione dell'acqua marina*, *caratteristiche anemologiche del sito*, *correnti prevalenti* e *caratteristiche ondometriche del sito*, *onda di progetto*.

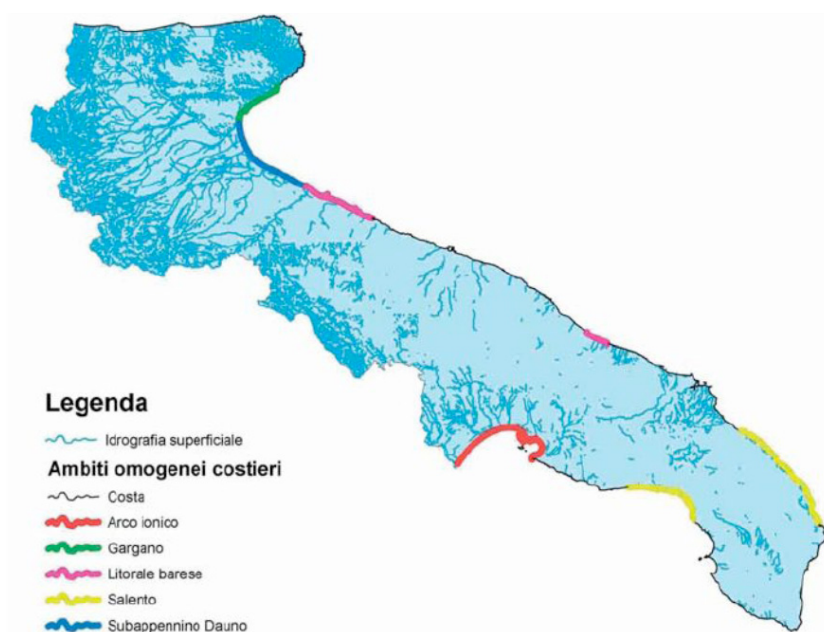
### Morfologia della costa

Le coste pugliesi sono suddivise, come mostrato in **Figura 3.2**, in 5 ambiti costieri:

- omogeneo Gargano;
- subappennino dauno;
- litorale barese;
- salento;
- arco ionico;

L'ambito subappennino dauno, localizzato tra foce Candelabro e foce Ofanto corrisponde all'area occupata dall'impianto ed è caratterizzato da spiagge sabbiose, in forte arretramento, un tempo protette da una serie di dune nel tempo smantellate dall'uomo a vantaggio dell'agricoltura qui altamente specializzata. Le aree più colpite sono quelle del delta dell'Ofanto, del tratto subito a nord del porto di Margherita di Savoia e della zona tra Torre di Pietra e Zapponeta.

L'area limitrofa, a sud del porto di Margherita di Savoia, rientra nell'ambito litorale barese, ubicato nei tratti tra foce Ofanto-Bisceglie e Torre Canne-Rosa Marina. Quest'area, comunque a sud rispetto all'area di interesse, mostra i maggiori problemi fra Barletta e Trani, con i sottostanti e retrostanti depositi torbosi e palustri che oppongono una minima resistenza all'arretramento.



**Figura 3.2** - Ambiti costieri pugliesi. Fonte: Regione Puglia, Studi preliminari ai piani di bacino, 2000.

Il tipo di costa è sabbioso lungo tutto il tratto considerato, mentre presenta un morfotipo a falesia sabbioso conglomeratico a rischio di instabilità al di fuori dell'area di interesse, nella zona poco più a nord di Manfredonia e nei pressi di Mattinatella.

L'area di interesse maggiore per il progetto ha il suo limite settentrionale nei pressi di Torre Rivoli, dove le caratteristiche morfologiche della costa sono appunto di tipo sabbioso come evidenziato nell'immagine satellitare in figura 3.3.

**3 Descrizione dell'area d'intervento.**

**Figura 3.3** - Immagine satellitare del tratto della costa pugliese di interesse per l'Impianto Eolico Off-Shore.

***Caratterizzazione e dinamica del litorale***

La costa che si estende a Sud-Ovest del molo di Ponente del Porto di Manfredonia è bassa, con una pendenza mediamente dell'ordine dell'1% tra la battigia e l'isobata dei 5 m. Si presenta rocciosa nella parte più emersa del profilo di spiaggia, con una massicciata naturale che, con l'approfondirsi del fondale, lascia il posto a granulometrie sabbiose grossolane che si fanno via via più fini verso il largo fino a diventare limi. Al largo si sviluppa un banco sabbioso con barre e cordoni sottomarini.

A Sud dell'area di intervento, verso il Siponto, si trova invece un litorale sabbioso con tendenza all'avanzamento, probabilmente a causa di un trasporto solido litoraneo diretto prevalentemente da Sud verso Nord, che viene in parte bloccato dalla presenza dei moli foranei del porto, così come si vede dal Foglio 164 dell'Atlante delle Spiagge Italiane, riportato in figura 3.4.

3 Descrizione dell'area d'intervento.

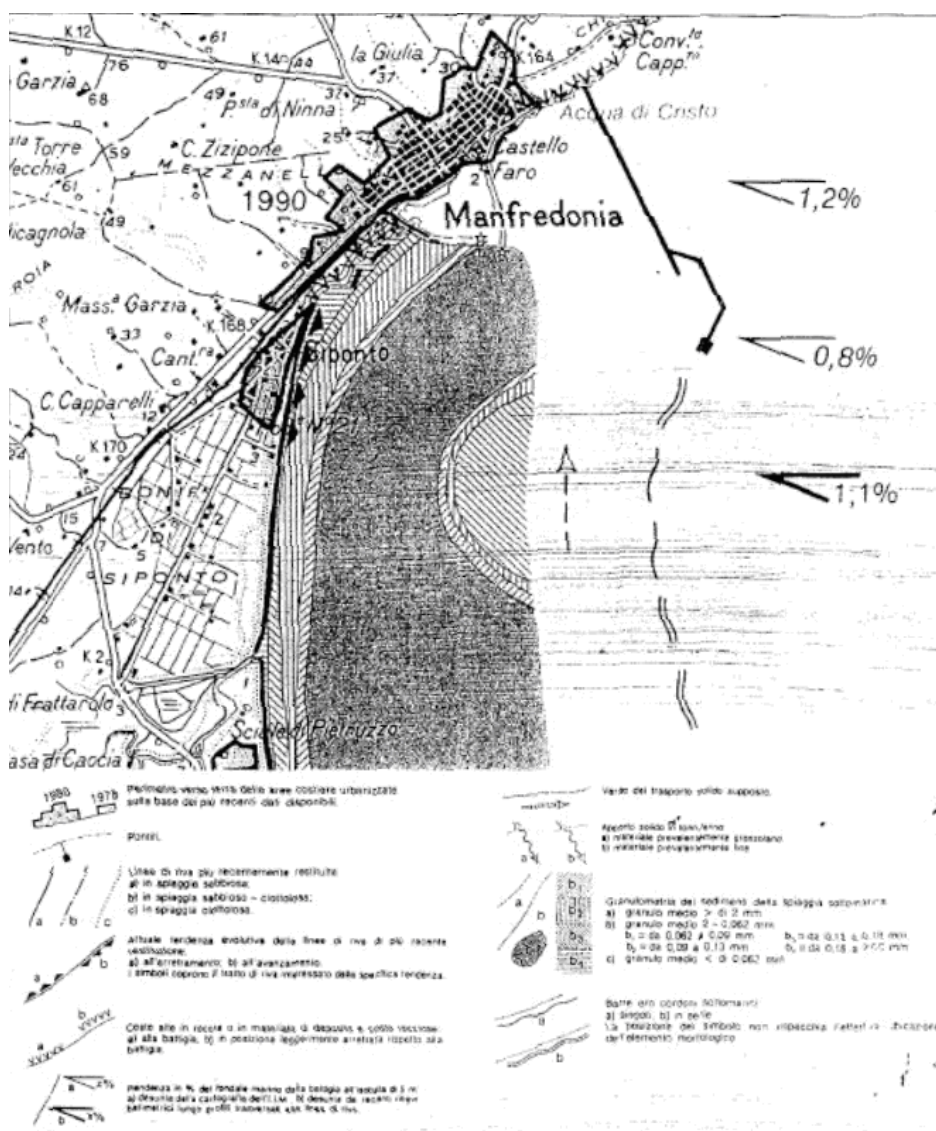


Figura 3.4 - Caratteristiche dell'area costiera di Manfredonia (Atlante delle Spiagge Italiane, Foglio 164).

In generale tuttavia le spiagge sud-garganiche che si estendono tra Manfredonia e Barletta sono soggette, a partire dagli anni '60 del secolo scorso, a un'intensa fase erosiva a causa della forte riduzione della capacità di trasporto solido a mare dei principali fiumi che un tempo alimentavano queste spiagge come l'Ofanto, il Carapelle, il Candelare e il Cervaro, che sfociano a Sud del Golfo di Manfredonia. Le cause dell'erosione comprendono in parte fenomeni naturali come l'innalzamento del livello del mare in parte attività antropiche come la costruzione di dighe lungo gli alvei fluviali, la cementificazione e regimazione dei corsi e l'escavazione effettuata in passato. L'aumento della pressione antropica sui litorali ha inoltre determinato la distruzione degli apparati dunosi che bordavano le spiagge e l'irrigidimento del sistema retrodunale non più in grado di adattarsi in tempi brevi alle mutate condizioni raggiungendo una nuova condizione di equilibrio.

Gli "Studi preliminari per la redazione dei Piani di Bacino" mettono in rilievo lo stato di erosione delle coste come punto di criticità. Sono infatti in atto processi di forte arretramento delle coste sia rocciose (Gargano) che sabbiose (Golfo di Manfredonia). Inoltre, da un confronto tra le cartografie storiche emerge che negli ultimi decenni la costa è stata oggetto di una notevole espansione urbanistica (forte urbanizzazione e aumento delle infrastrutture portuali), che, come già accennato, ha significativamente

**3 Descrizione dell'area d'intervento.**

contribuito alla riduzione dell'apporto solido verso il mare e alla sua redistribuzione lungo costa, innescando processi di erosione costiera e il depauperamento di habitat naturali marino-costieri.

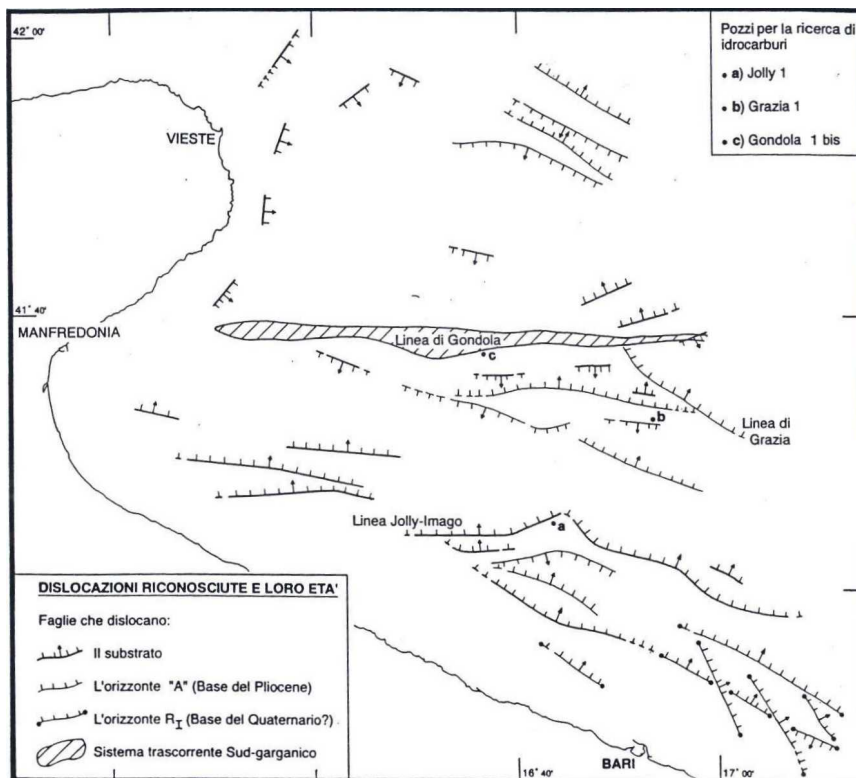
Per verificare lo stato del litorale nella sua configurazione attuale e valutarne il possibile impatto, positivo o negativo, dell'impianto eolico offshore in progetto, è stata eseguita una ricognizione dello stesso per verificarne il naturale processo di formazione ed evoluzione. I risultati di dettaglio di tale sopralluogo, oltre ad un accurato report fotografico dello stato dei luoghi, è riportato in **Allegato Q**.

Al termine di questa prima fase di ricognizione è risultato senza ombra di dubbio che **il litorale retrostante la centrale off-shore attraversa già da tempo una fase di erosione determinata sia da interventi antropici che da cause naturali**. Le opere realizzate in fregio e lungo il litorale negli ultimi lustri hanno tentato di contenere il fenomeno erosivo realizzando di fatto un "congelamento" della dinamica litorale producendo un paesaggio differente dall'aspetto che il paraggio naturalmente presentava.

**Caratterizzazione geologica e geotecnica del fondale**

Al fine di definire caratteristiche del fondale nell'area di progetto, sono state eseguite degli specifici studi geofisici (**Allegato A**) di cui di seguito si riportano brevemente i risultati.

Lo studio sulla tettonica nell'area riguardante il Golfo di Manfredonia ha evidenziato, per il fondale marino, alcuni elementi strutturali; tra questi il più importante è quello rappresentato dalla faglia ad andamento E-O ubicata a sud del Gargano (faglia sud-garganica o "Linea Gondola"), visibile in figura 3.5. Tale lineamento tettonico è ben identificato in tutti i profili sismici eseguiti perpendicolarmente alla costa, tranne che in quello più prossimo al Gargano, a testimoniare che la dislocazione non prosegue verso terra.



**Figura 3.5** - Principali dislocazioni riconosciute e loro relativa età.

**3 Descrizione dell'area d'intervento.**

In corrispondenza della faglia sud-garganica non risulta alcuna attività sismica, indice di una probabile cessata attività.

L'area continentale è costituita da spiagge prevalentemente quarzoso – pirosseno - magnetitiche localmente organizzate in estesi cordoni dunali; la valle dell'Ofanto, localizzata a sud della ristretta area di interesse, è caratterizzata dalla presenza di depositi fluviali alluvionali in più ordini di terrazzi, organizzati in un'estesa fascia disposta lungo il corso del fiume.

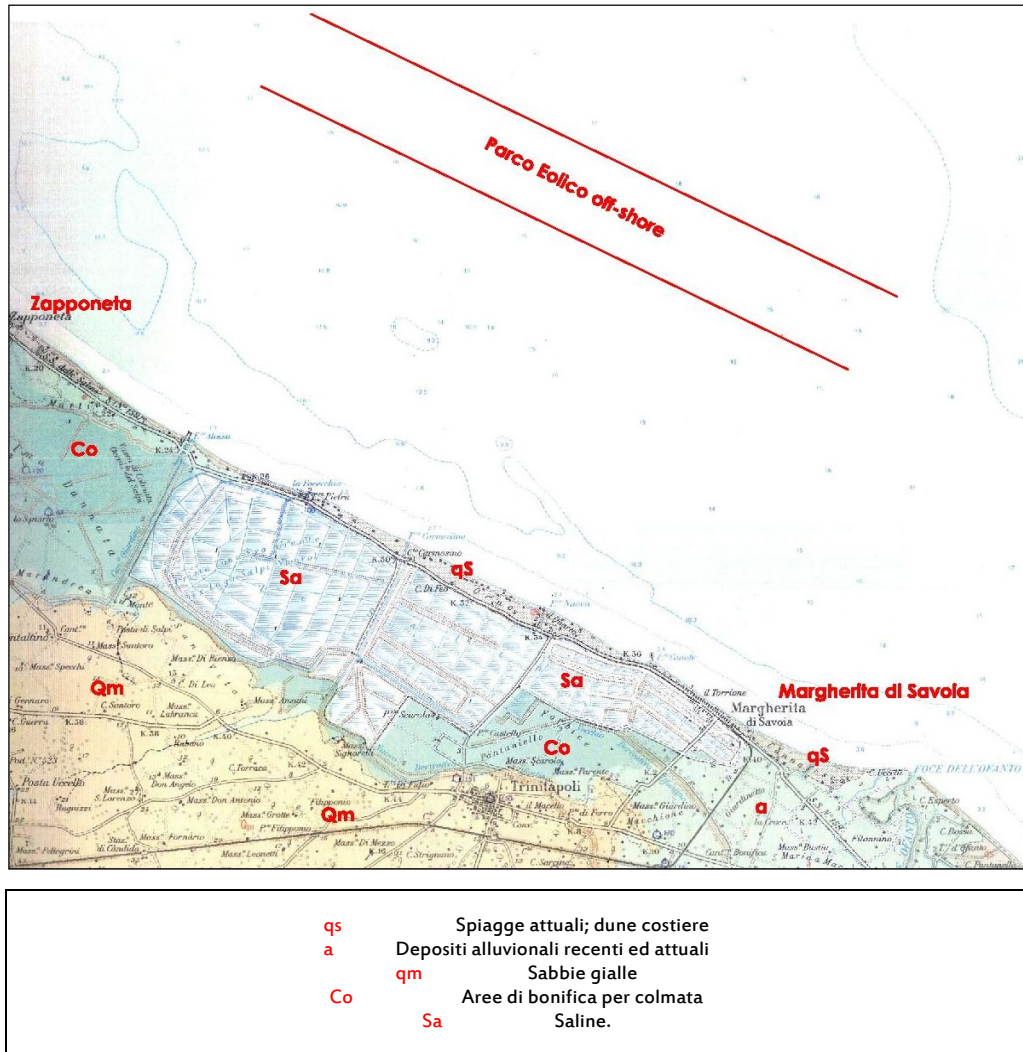


Figura 3.6 - Stralcio della Carta Geologica d'Italia, scala 1:100.000.

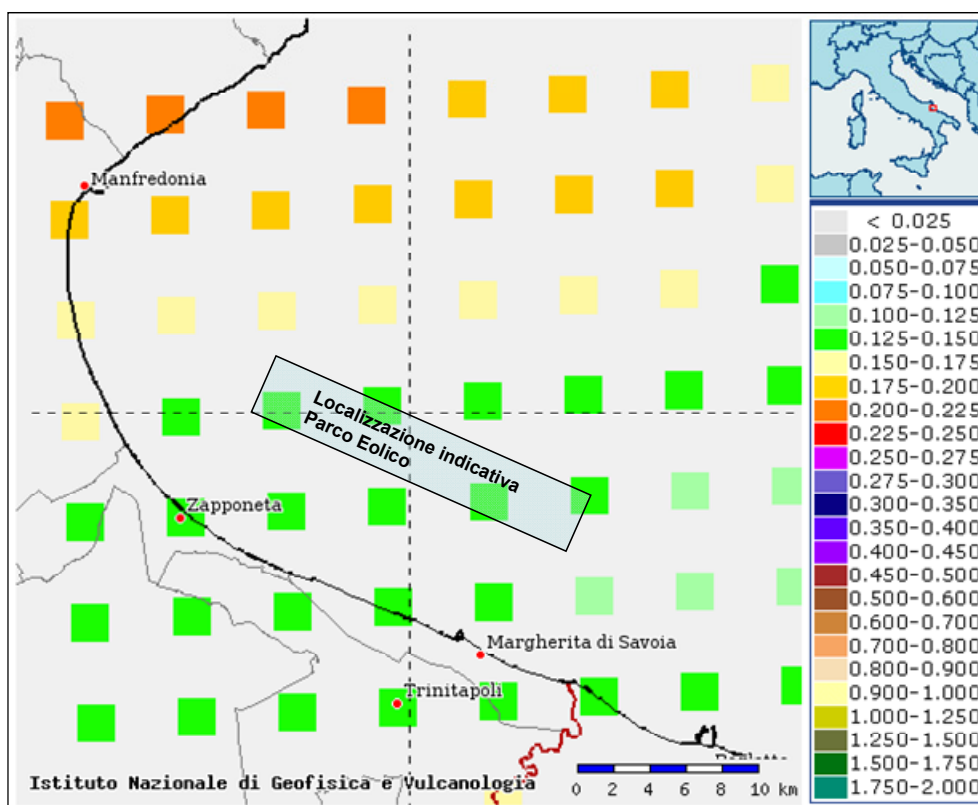
Il parco eolico *offshore* si colloca, come mostrato in figura 3.6, in una porzione di mare relativamente vicina alla linea di costa; non si può perciò escludere che i sedimenti che ne costituiscono il fondale abbiano una genesi almeno in parte di natura continentale.

La successione stratigrafica caratteristica dei fondali marini nel settore del Golfo di Manfredonia è caratterizzata da un elevato spessore di depositi fini pleistocenico - quaternari, direttamente a contatto con il sottostante substrato Miocenico (a marme dominanti) e Cretacico (a prevalenza calcareo dolomitica). Lo

spessore della coltre pliocenico – quaternaria cresce allontanandosi dalla costa (dove risulta minimo), per arrivare in mare aperto, dove tale spessore può superare i 400 m.

Sulla base dei dati forniti dalla Carta Geologica si può prospettare la seguente sequenza stratigrafica (a partire dal fondale) tipica di un sito di tipo C (fattore di sito  $S=1,25$ ):

- la relativa vicinanza alla costa, unita alla presenza di diversi corsi d'acqua che sfociano lungo il litorale, suggerisce la possibile presenza di depositi olocenici di fondale, teneri/sciolti, dell'ordine di qualche metro di spessore;
- depositi continentali di origine alluvionale, formati da terreni granulari e/o fini, secondo le locali condizioni. Sulla base dell'estrapolazione dei dati geologici relativi alla costa, si ritiene che i depositi in questione possano raggiungere, nell'area a mare, uno spessore dell'ordine di 10-20 m;
- sabbie calcaree, anche cementate; non è possibile pronunciarsi sullo spessore di tali depositi, che potrebbe presentarsi anche molto esigui;
- argille Calabriane, limoso-sabbiose nella parte più superficiale (dell'ordine di qualche decina di metri) e poi più francamente argillose;
- il substrato calcareo si trova a profondità non di interesse progettuale (qualche centinaio di metri).



Accelerazione di riferimento su suolo di tipo rigido con probabilità di eccedenza del 10% in 50 anni  
(periodo di ritorno a 475 anni)

Figura 3.7 - Estratto di interesse della Mappa di Pericolosità Sismica.

Dal punto di vista della classificazione sismica generale della porzione di territorio di interesse, i comuni affacciati sul litorale prospettante la zona del parco eolico in progetto risultano classificati secondo

**3 Descrizione dell'area d'intervento.**

la Deliberazione della Giunta Regionale n.153 del 2 marzo 2004 in Zona Sismica 2, con una accelerazione di riferimento su suolo rigido (periodi di ritorno  $T_R = 475$  anni) pari a 0,25 g. Tale valore risulta sicuramente cautelativo, tenuto conto delle risultanze dello Studio di Pericolosità Sismica per il territorio italiano emanato in Allegato 1b all'ordinanza della Presidenza del Consiglio dei Ministri n. 3519 del 28 aprile 2006. Infatti, sulla base della mappa di pericolosità sismica aggiornata, riportata in Figura 3.7, l'accelerazione di riferimento su suolo rigido per l'area oggetto dell'intervento risulta compresa tra 0,125 e 0,150 g, sempre per un periodo di ritorno pari a 475 anni.

Dal punto di vista geotecnico, sulla base della natura geologica dei terreni individuati, si ipotizzano, per i calcoli di predimensionamento delle fondazioni, i parametri riportati in tabella

sedimenti superficiali		Depositi di origine alluvionale		Sabbie (cementate)	Argille di base
Natura argillosa	Natura sabbiosa	Natura argillosa	Natura sabbiosa		
$\gamma = 16-17 \text{ kN/m}^3$ $c_u = 0.22 \sigma'_v$	$\gamma = 16-17 \text{ kN/m}^3$ $\phi' = 30^\circ-32^\circ$ $k_h = 8000 \text{ kN/m}^3$	$\gamma = 18 \text{ kN/m}^3$ $c_u = 80 \text{ kPa}$	$\gamma = 18 \text{ kN/m}^3$ $\phi' = 30^\circ-32^\circ$ $k_h = 8000 \text{ kN/m}^3$	$\gamma = 19 \text{ kN/m}^3$ $\phi' \geq 38^\circ$ $k_h = 15000 \text{ kN/m}^3$	$\gamma = 18-19 \text{ kN/m}^3$ $c_u = 200 \text{ kPa}$
<b>Legenda:</b>					
$\gamma$ Peso di volume					
$c_u$ Resistenza al taglio non drenata – minimo 5KPa					
$\sigma'_v$ Tensione verticale efficace					
$\phi'$ Angolo di resistenza al taglio					
$k_h$ Modulo di reazione iniziale (per pali soggetti a carico orizzontale)					

**Tabella 3.1** – Caratteristiche geotecniche dei terreni nell'area d'intervento.

**Caratteristiche dell'acqua marina**

E' stata effettuata un'indagine sulle caratteristiche chimiche e biochimiche dell'acqua marina (**Allegato B**) di cui di seguito è riportata una breve sintesi. Nel mese di giugno 2007 sono stati prelevati e successivamente analizzati diversi campioni a differenti profondità nei punti riportati in figura 3.8.

Punto di prelievo	N-NH <sub>3</sub>	P-PO <sub>4</sub>	N-NO <sub>2</sub>	N-NO <sub>3</sub>	Batteri coliformi	Col.fecali	Enterococchi intestinali	Chl" a"
	µg/l	µg/l	µg/l	µg/l	UFC/100ml	UFC/100ml	UFC/100ml	µg/l
M43	3,96	1,95	<0,11	<1,4	42	0	0	0,64
M45	3,49	1,69	<0,11	<1,4	32	0	0	0,43
M47	0,87	1,74	<0,11	<1,4	46	0	0	0,21

**Tabella 3.2** - Risultati delle analisi chimiche e biochimiche



**3 Descrizione dell'area d'intervento.**

**Figura 3.8** - Posizionamento punti di prelievo dei campioni di acqua di mare.

Le metodologie utilizzate per le analisi chimiche e biochimiche sono:

1. sali nutritivi (azoto ammoniacale, nitrico e nitroso; fosforo reattivo) secondo metodiche in uso applicate ad autoanalizzatori della " Bran Luebbe" mod. Traacs 800 e AA3;
2. Clorofilla "a" secondo metodo tricromatico di Strickland e Parsons (1972).
3. Batteri coliformi: Metodo standardizzato UNI EN ISO 9308 – 1:2002;
4. Coliformi fecali: Metodostandardizzato ISO 9308 – 1:1990;
5. Enterococchi intestinali: Metodo standardizzato UNI EN ISO 7899 – 2:2003.

In base ai risultati ottenuti si può affermare che le caratteristiche trofiche dell'area in esame ricadono nella classe della "oligotrofia". L'analisi dell'indagine microbiologica consente inoltre di affermare che la qualità microbiologica dei campioni d'acqua esaminati risulta buona.

La salinità del mare mediata sulle misure, effettuate nei tre punti di stazionamento a diverse profondità che variano da 0 a circa 16 m (la massima profondità di 16 m è nel punto di stazionamento M47), nel punto M43 è 37,8 [psu], nei punti M45 e M47 è 38,0 [psu].

La temperatura dell'acqua mediata sulle misure, effettuate nei tre punti di stazionamento a diverse profondità che variano da 0 a circa 16 m, è 23,2 [°C] per M43, 22,9 [°C] per M45 e 22,7 [°C] per M47.

Oltre alle caratteristiche rilevate dalle precedenti analisi, si riportano di seguito le analisi effettuate a livello regionale per il Programma di Monitoraggio dell'Ambiente Marino e Costiero, i cui risultati sono conservati dalla banca nazionale del Sistema di Difesa Mare (Si.Di.Mar.). Tale sistema di monitoraggio

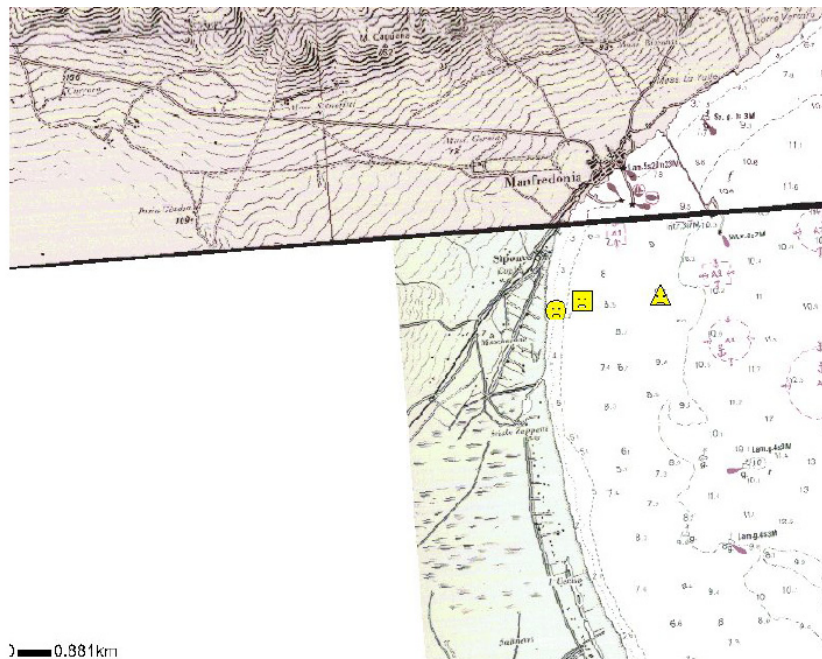
**3 Descrizione dell'area d'intervento.**

utilizza un modello che, sulla base delle analisi effettuate sui prelievi, determina il livello di qualità delle acque.

Dai dati relativi alla Regione Puglia, ed in particolare quelli relativi alle stazioni di monitoraggio poste in corrispondenza di Manfredonia e Barletta, riportati di seguito in tab.3.3, in si osserva come i campioni, presi a tre diverse distanze, segnalino che la qualità dell'acqua nella stazione di monitoraggio di Manfredonia sia bassa, mentre quella della stazione di Barletta sia bassa nei due punti di campionamento più vicini a costa, mentre è media ad una distanza di 3000m dalla costa come descritto nelle seguenti figure 3.9 e 3.10.

Mese Campagna	Gennaio		Febbraio		Marzo		Aprile		Maggio		Giugno		Luglio		Agosto		Settembre		Ottobre		Novembre		Dicembre	
	1a	2a	1a	2a	1a	2a	1a	2a	1a	2a	1a	2a	1a	2a	1a	2a	1a	2a	1a	2a	1a	2a		
Stazione	Dist.costa																							
Barletta	500 mt	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️
	1000 mt	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️
	3000 mt	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡
Manfredonia	500 mt	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️
	1000 mt	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️	☹️
	3000 mt	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡

**Tabella 3.3** - Andamento annuo della qualità dell'acqua in Puglia, nelle stazioni di Barletta e Manfredonia.



**Figura 3.9** - Punti di monitoraggio della stazione di Manfredonia.

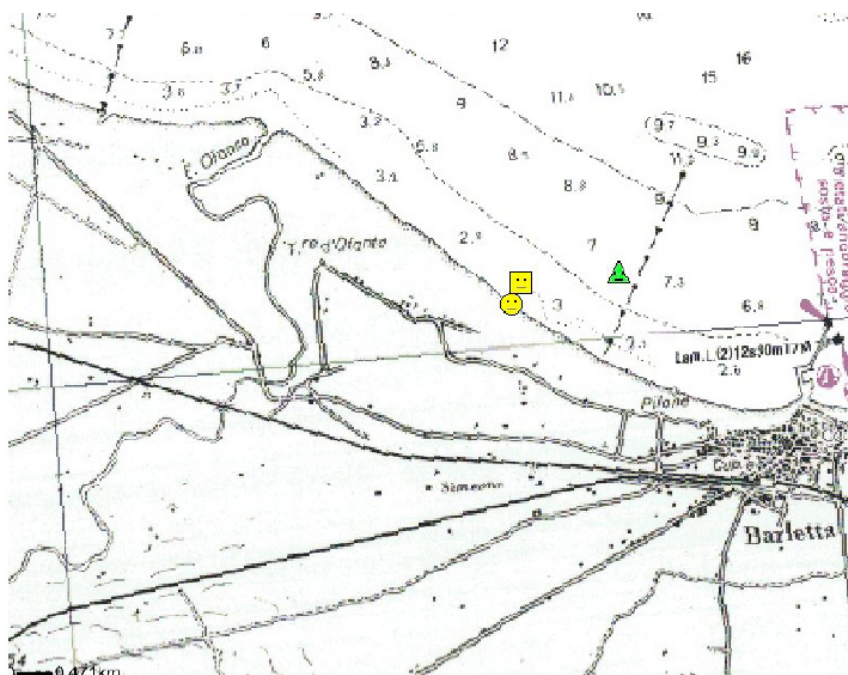
**3 Descrizione dell'area d'intervento.**

Figura 3.10 - Punti di monitoraggio della stazione di Barletta.

Caratteristiche anemologiche del sito

Le caratteristiche anemologiche del sito sono state a lungo investigate, perché su di esse si basa lo scopo della realizzazione del progetto, ovvero la produzione di energia.

La potenza disponibile nel vento dipende dal cubo della velocità, poiché tale velocità è variabile nel tempo, per stimare le potenzialità eoliche di un sito è necessario analizzare statisticamente l'andamento anemologico in un intervallo di tempo determinato, servendosi di rilevazioni sperimentali e specifici modelli matematico-statistici onde determinare la velocità media annua e la distribuzione statistica secondo Weibull caratterizzata dal parametro A e dal fattore di forma k.

Per valutare il campo di velocità del vento nell'area di interesse è stato realizzato uno specifico studio, riportato nell'*Allegato C*, di cui di seguito si riporta una breve descrizione dei risultati, realizzato per mezzo di un modello virtuale d'ambiente dove, all'interno della modellazione statica del territorio, agiscono delle grandezze fisiche dinamiche (il vento), osservate nel tempo.

In figura 3.11 è riportata la mappa della ventosità stimata all'altezza di 90m s.l.m. rappresentata secondo curve isovento, calcolata con il codice di calcolo WAsP messo a punto dal Risoe National Laboratory (DK). I dati anemometrici di input sono stati registrati da due stazioni anemometriche a terra situate sulla linea costiera antistante l'impianto di progetto. Inoltre, al fine di dare maggior consistenza nel tempo ai risultati, si è provveduto a valutare la ventosità di lungo periodo del sito mediante confronti e correlazioni con dati di stazioni anemometriche storiche d'area. Da questa figura si può notare che la velocità media annua del vento nell'area di nostro interesse varia tra 6,30 e 6,40 m/s.

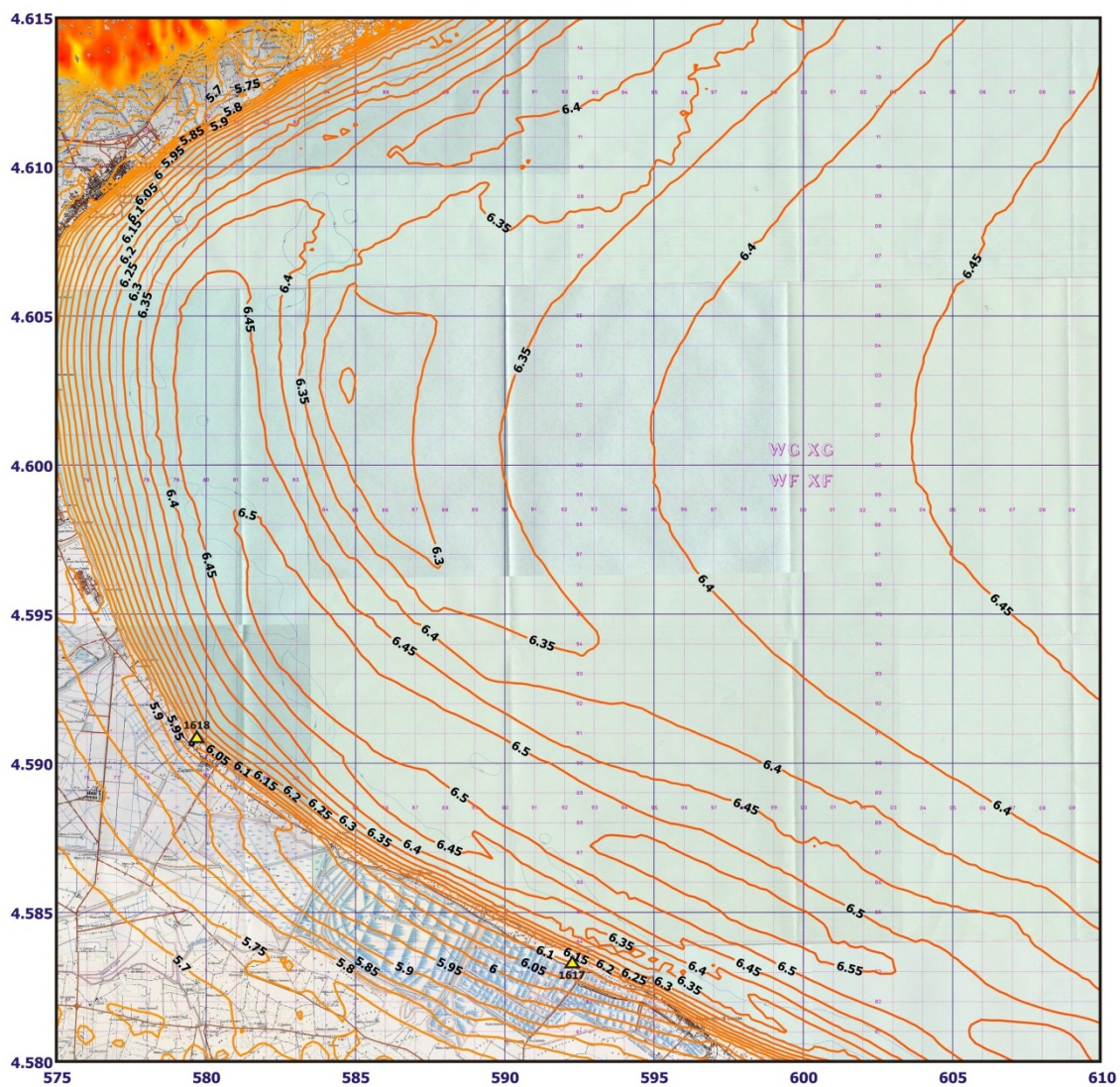
**3 Descrizione dell'area d'intervento.**

Fig. 3.11 – Mappa di velocità del vento a 90 m sul livello del mare..

In Figura 3.12 è riportata l'ubicazione geografica e la descrizione delle caratteristiche delle stazioni anemometriche considerate.

**3 Descrizione dell'area d'intervento.**

Codice	Nome	Comune	Coordinate UTM ED50		Alt.	H	Periodo di misura	
			X	Y	(m s.l.m.)	(m)	Inizio	Fine
1617	Orno	Margherita di Savoia	592.233	4.583.301	3	50	25/09/2009	31/03/2011
1618	Risaia	Zapponeta	579.674	4.590.853	3	50	26/09/2009	29/03/2011

Figura 3.12 – Stazioni anemometriche di riferimento.

Entrambe le stazioni sono ad oggi attive. La stazione 1617 è stata inizialmente installata a 20 m e quindi innalzata a 50 m nel Luglio 2010. Attraverso correlazioni tra le misure a 50 e 20 m nel periodo di contemporaneità, è stato possibile ricostruire la velocità del vento a 50 m per tutto il periodo di misura. Il codice della stazione d'ora in avanti prende un suffisso R a indicare l'operazione di ricostruzione dei dati.

Come anticipato in precedenza, data la consistenza temporale delle rilevazioni disponibili (circa 18 mesi) ed al fine di dare maggior consistenza nel tempo ai risultati, si è provveduto a valutare la ventosità di lungo periodo del sito mediante confronti e correlazioni con dati di stazioni anemometriche storiche d'area.

I risultati della verifica della ventosità di lungo periodo, ampliamenti illustrati nell'Allegato C, hanno indicato che la velocità media registrata da entrambe le stazioni è allineata alla ventosità che ci si attenderebbe nel lungo periodo.

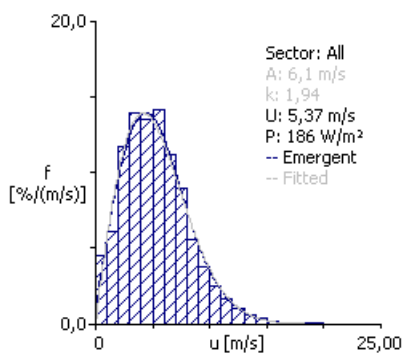
I risultati finali conseguiti sono sintetizzati nella tabella sottostante:

**3 Descrizione dell'area d'intervento.**

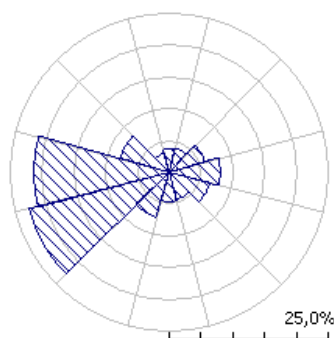
Codice	Periodo	H misura	V med	Energia	Param. distribuzione	Alfa	
Stazione	(mesi)	s.l.s.	(m/s)	(W/m <sup>2</sup> )	Vc (m/s)	k	
1617_R	Storico	50	5,32	185	5,87	1,77	0,224
1618	Storico	50	5,20	172	5,63	1,70	0,243

**Tabella 3.4** – Stazioni anemometriche di riferimento storizzate

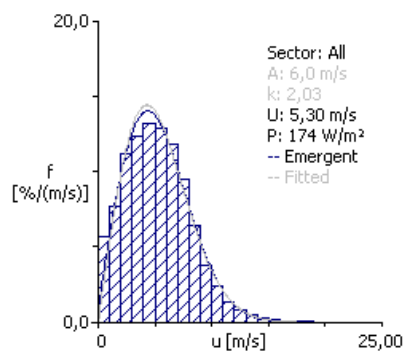
In Figura 3.13 è riportata la rosa dei venti e la distribuzione di Weibull ad esse relativa.



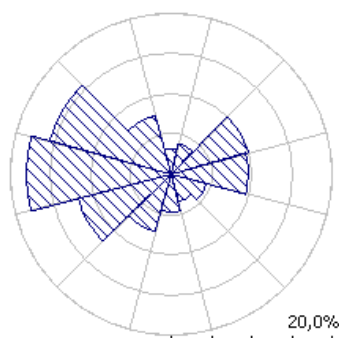
1617\_R – Distribuzione della velocità del vento



1617\_R – Rosa dei venti



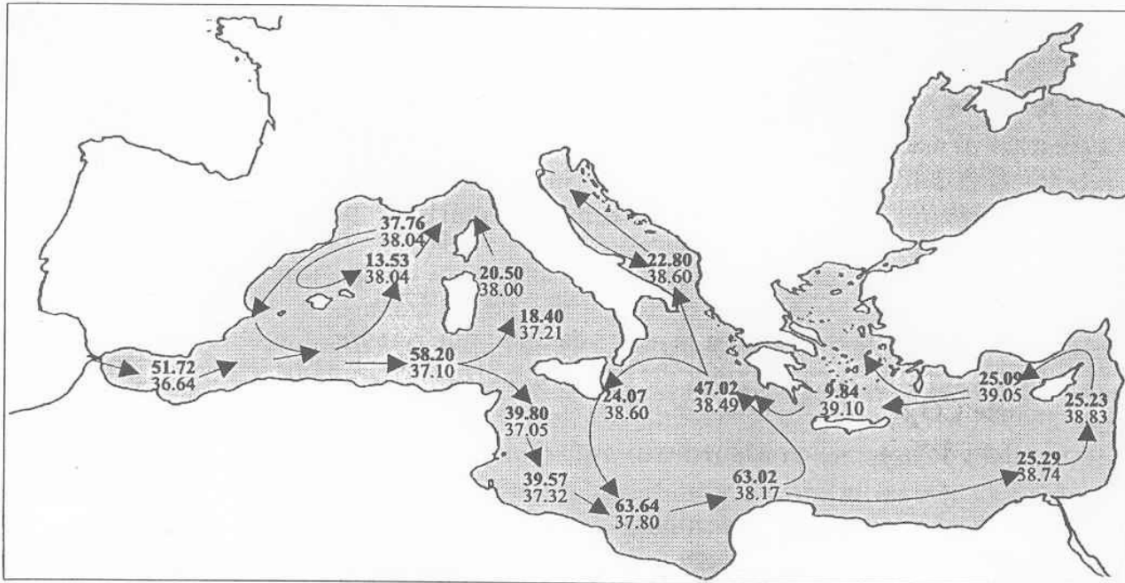
1618 – Distribuzione della velocità del vento



1618 – Rosa dei venti

**Figura 3.13** – Rosa dei venti e distribuzione di Weibull nelle stazioni anemometriche di riferimento.**Correnti prevalenti e caratteristiche ondamiche del sito**

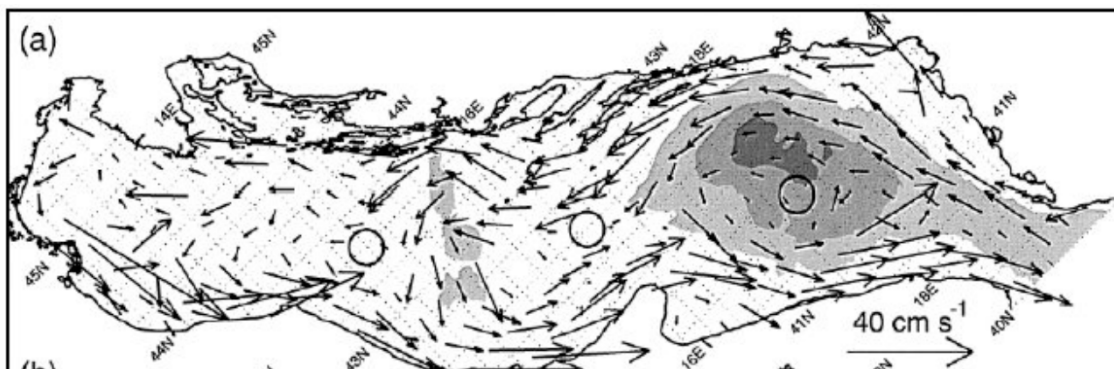
Le correnti superficiali prevalenti nell'Adriatico centro-meridionale, lungo la costa italiana, sono correnti provenienti da Nord-Ovest dirette verso Sud-Est come riportato nella figura 3.14.

**3 Descrizione dell'area d'intervento.**

Le frecce indicano l'andamento superficiale delle correnti.  
 Numero superiore flussi superficiali in  $m^3/anno \times 10^{12}$   
 Numero inferiore salinità per mille.

**Fig. 3.14** - Rappresentazione schematica dei flussi superficiali nel bacino del Mediterraneo.

In Figura 3.15 osserviamo con maggior dettaglio che il Golfo di Manfredonia è soggetto ad una corrente la cui velocità ha misure nettamente inferiori a quelle relative agli altri tratti di costa, nell'ordine di 10 – 15 cm/s.



**Fig. 3.15** - Dettaglio delle correnti superficiali che interessano l'area del bacino Adriatico.

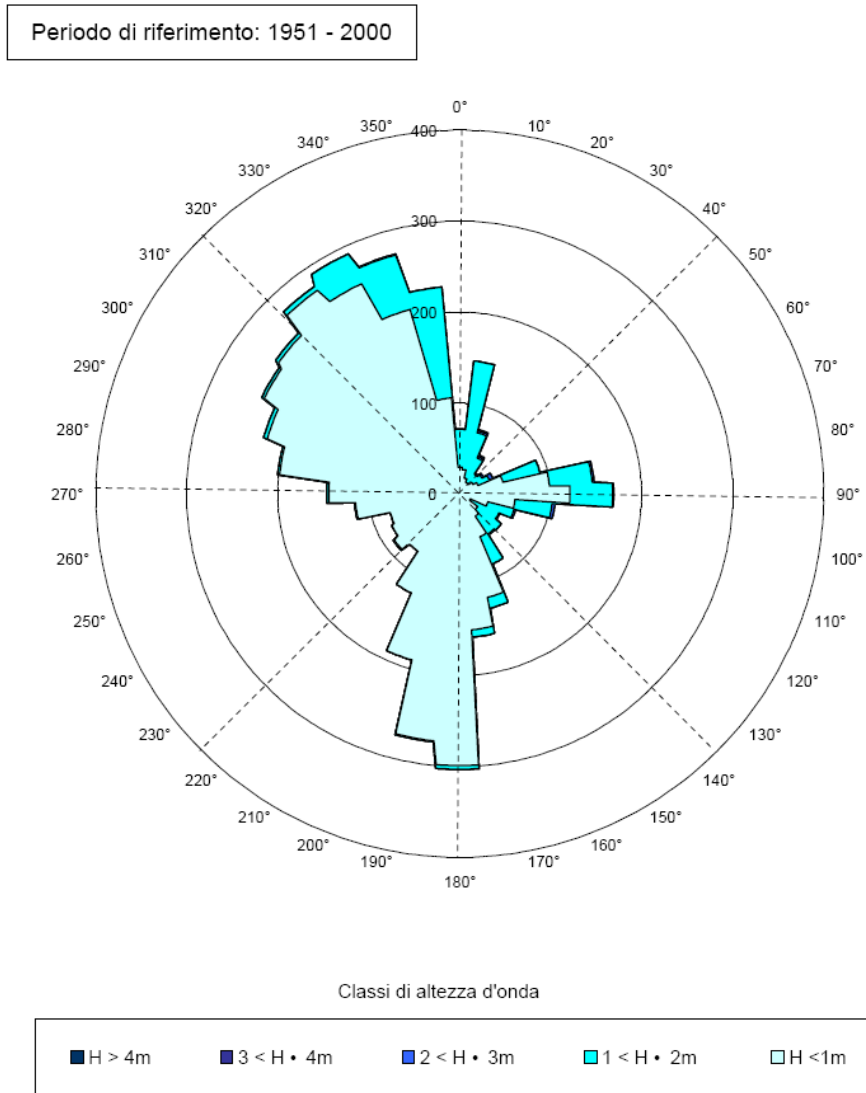
Le punte massime di velocità della corrente raggiungono comunque il valore di 1,8 m/s.

Le correnti di marea nell'area vicina a Manfredonia sono di entità trascurabile rispetto alle correnti di marea che interessano l'area medio-basso Adriatico. Lungo il tratto italiano della costa adriatica, l'escursione di marea varia gradualmente da 90 cm a Nord fino a circa 30 cm a Sud. Nell'area in esame l'escursione mareale varia da un massimo di 50 cm ad un minimo di 20 cm.

Il clima ondoso è stato determinato, con uno specifico studio, riportato nell'*Allegato D*, sulla base di una serie di dati misurati tra il 1951 Ed il 2000 e di conoscenze pregresse sulle mareggiate, così come sui

**3 Descrizione dell'area d'intervento.**

loro effetti, verificatesi negli ultimi decenni. Dal grafico polare del clima ondoso calcolato nel periodo di riferimento e riportato in figura 3.16, si osserva come la direzione di maggior frequenza sia la direzione di N-N-O e come più del 90% delle onde risulti inferiore ad 1m.

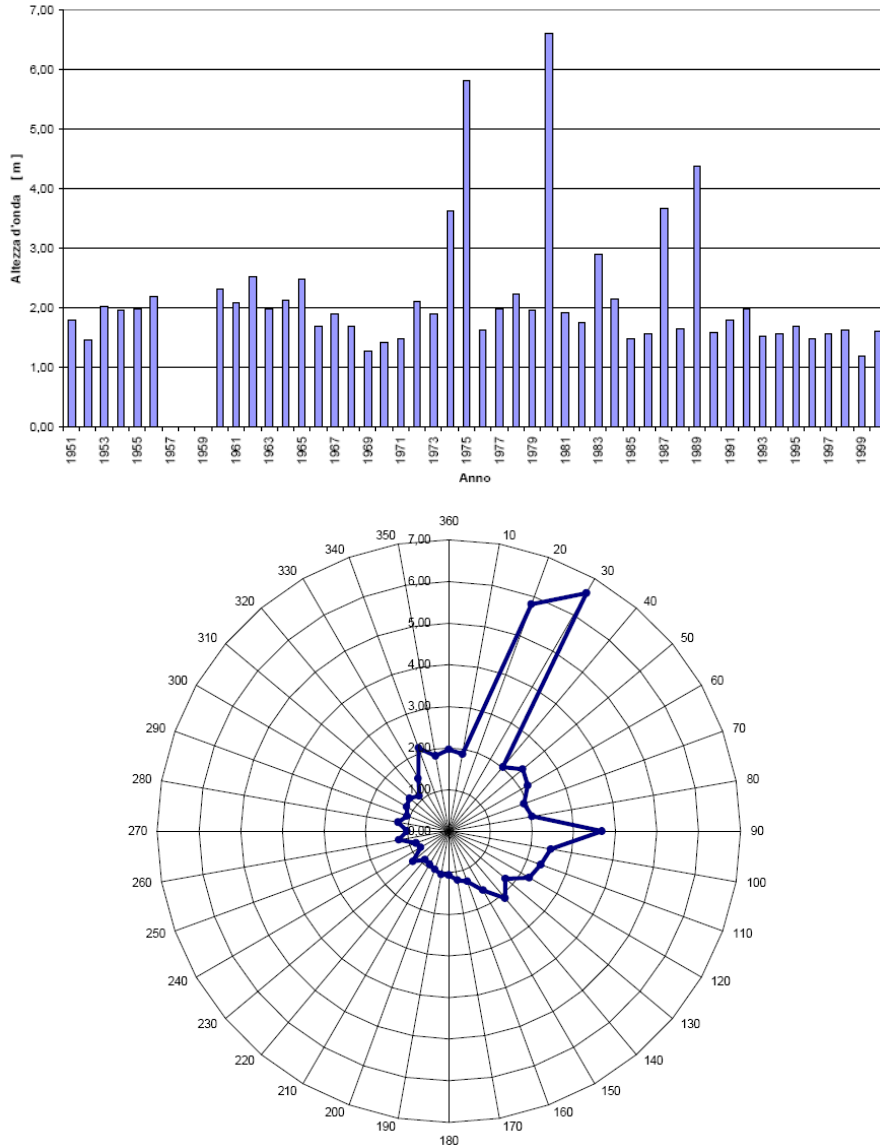


**Fig. 3.16** - Distribuzione delle mareggiate per classi di altezza d'onda e direzione di provenienza.

Dal grafico della distribuzione annuale dei valori massimi dell'altezza d'onda, e della distribuzione per direzione per provenienza riportati di seguito in figura 3.17, si evince come l'onda massima registrata nel periodo di osservazione risulti pari a 6.60 m, proveniente dalla direzione N - NE.



**3 Descrizione dell'area d'intervento.**



**Fig. 3.17** –Distribuzione su base annuale e per direzione di provenienza dei valori massimi dell'altezza d'onda.

Onde di progetto

Sulla base della pubblicazione dei dati registrati e dell'analisi svolta nell'*Allegato D*, si è proceduto al calcolo dell'onda di progetto ( $H_p$ ) in funzione del periodo di ritorno ( $t$ ) i cui valori sono riportati nella seguente tabella 3.5 ed il cui calcolo specifico è riportato sempre nell'*Allegato D*.

t [anni]	50	100	200	500
$H_p$ [m]	4,89	5,57	6,24	7,14

**Tab. 3.5** – Onda massima di progetto in funzione del tempo di ritorno adottato

### 3 Descrizione dell'area d'intervento.

---

#### 3.2 Aspetti Biologici

L'area in esame appartiene al bacino del Mar Adriatico che può essere considerato come un bacino semichiuso all'interno del Mar Mediterraneo. Secondo la classificazione effettuata dalla Società Italiana di biologia Marina (SIBM), su incarico della Direzione Generale per la Protezione della Natura del Ministero dell'Ambiente e della tutela del Territorio e del Mare (MATTM), il Golfo di Manfredonia ricade nella zona biogeografia 8 influenzata dai seguenti fattori principali:

- forti gradienti stagionali, sia latitudinali che longitudinali, dovuti agli afflussi di acqua proveniente dal Mediterraneo orientale (che accede dal canale di Otranto lungo la costa adriatica orientale), e dall'acqua proveniente dai fiumi italiani;
- presenza di fondali melmosi, soprattutto al disotto dei 100 m di profondità;
- forti apporti nutrizionali legati alle attività agricole e all'urbanizzazione.

Gli aspetti che possono essere considerati come biologici sono lo stato della flora e fauna marina, dell'avifauna di seguito descritti.

Lo descrizione di dettaglio su queste componenti è riportato nello Studio di impatto Ambientale.

#### Fauna Marina

La fauna marina è composta da diverse componenti: spugne, cnidari, echinodermi, molluschi, artropodi, pesci marini, rettili, uccelli marini e cetacei.

Il dominio bentonico (dal greco *benthos* = fondo) si estende dalla costa fino alle maggiori profondità ed è popolato da organismi che vivono a stretto contatto con il substrato, sul quale possono essere fissati (sessili), come le spugne e le gorgonie, o che possono muoversi su di esso in vari modi, come le attinie che si spostano solo in casi particolari (sedentari), le aragoste che restano a contatto con il fondo (vagili) e gli scorfani che sono in grado di nuotare solo per brevi tratti (natanti).

Il fondale marino crea diversi ambienti biologici influenzati da fattori fisico-chimici come il grado di luminosità, la forza del moto ondoso e la temperatura dell'acqua, che dipendono dalla profondità e quindi dalla pressione. Inoltre la composizione del substrato, che può essere mobile (ciotoli, ghiaia, detriti, fango) o duro (rocce, relitti, moli), rende ancora più diversi i vari ambienti sottomarini.

La biocenosi bentonica più frequente nell'area in esame è quella delle Sabbie Fini Ben Calibrate (SFBC, sensu Pérès e Picard, 1964), con dominanza del mollusco bivalve *Chamelea gallina* (L.) e dell'anellide polichete *Owenia fusiformis* delle Chiaje. Oltre a questa è possibile verificare la presenza di comunità animali abbastanza comuni per i substrati considerati (Marano et al., 1998a). Infatti, le sabbie (più o meno pelitiche) ospitano specie tipiche di questi ambienti e, dalla linea di costa sino ai 10-12 m, si possono incontrare in successione batimetrica: le comunità delle Sabbie Fini Superficiali, caratterizzata dalla presenza dei molluschi conchigliati dei generi *Solen*, *Ensis* e *Donax*; la comunità delle Sabbie Fini Ben Calibrate caratterizzata come detto dalla presenza delle vongole, ma anche di *Rudicardium*, *Mactra corallina*, ecc.; la comunità delle Sabbie Grossolane (SGCF) caratterizzata dalla presenza di *Venus verrucosa*. In alcune zone ristrette, in relazione a modifiche granulometriche del substrato, sono inoltre presenti altre specie quali *Anadara inaequalis*, *Proteopecten glabre* e *Tapes aurea* (Vaccarella et al., 1996; Vaccarella et al., 1997; Marano et al., 1998b).

**3 Descrizione dell'area d'intervento.**

Nell'area complessiva è comunque possibile verificare la presenza di differenti specie di organismi bentonici e/o nectobentonici, come elencato nella tabella 3.6 seguente.

ANTOZOI	<i>Ensis siliqua</i> (L.)
<i>Caliacis parassitica</i> (Couch)	<i>Glycymeris insubrica</i> (Brocchi)
POLICHETI	<i>Glycymeris pilosa</i> (L.)
<i>Arabella iricolor</i> (Montagu)	<i>Gregariella petagna</i> (Scacchi)
<i>Diopatra neapolitana</i> Delle Chiaje	<i>Laevicardium oblongum</i> (Gmelin)
<i>Eunice pennata</i> (O.F. Muller)	<i>Lentidium mediterraneum</i> (O.G. Costa)
<i>Eunice vittata</i> (Delle Chiaje)	<i>Mactra stultorum</i> (L.)
<i>Glycera</i> sp.	<i>Mactra glauca</i> Born.
<i>Lumbriconereis</i> sp.	<i>Modiolus barbatus</i> (L.)
<i>Nephtis</i> sp.	<i>Mytilus galloprovincialis</i> Lamarck
<i>Onuphis eremita</i> Audouin, M. Edward	<i>Nucula nucleus</i> (L.)
<i>Owenia fusiformis</i> (Delle Chiaje)	<i>Ostrea edulis</i> (L.)
<i>Phyllodoce</i> sp.	<i>Paphia aurea</i> (Gmelin)
<i>Polydortes maxillosus</i> (Ranzani)	<i>Pharus legumen</i> (L.)
<i>Psammolice arenosa</i> (Delle Chiaje)	<i>Spisula subtruncata</i> (da Costa)
<i>Sigalion mathildae</i> (Audouin, M. Edward)	<i>Tellina fabula</i> (Gmelin)
<i>Stylaroides monilifer</i> (Delle Chiaje)	<i>Tellina nitida</i> Poli
SIPUNCULIDI	<i>Tellina pulchella</i> Lamarck
<i>Sipunculus nudus</i> L.	<i>Tellina tenuis</i> da Costa
CROSTACEI DECAPODI	<i>Venus verrucosa</i> L.
<i>Brachynotus sexdentatus</i> (Risso)	GASTEROPODI
<i>Carcinus mediterraneus</i> (Czerniavsky)	<i>Acteon tornatilis</i> (L.)
<i>Diogenes pugilator</i> (Roux)	<i>Aporrhais pespelecani</i> (L.)
<i>Ilia nucleus</i> (L.)	<i>Bolinus brandaris</i> (L.)
<i>Liocarcinus vernalis</i> (Risso)	<i>Hexaplex trunculus</i> (L.)
<i>Macropodia rostrata</i> (L.)	<i>Nassarius mutabilis</i> (L.)
<i>Nannosquilloides occulta</i> (Giesbrecht)	<i>Nassarius reticulatus</i> (L.)
<i>Paguristes oculatus</i> (Fabricius)	<i>Naticarius stercusmuscarum</i> (Gmelin)
<i>Parthenope angulifrons</i> (Latreille)	<i>Neverita josephina</i> Risso
<i>Peneus kerathurus</i> (Forsk.)	<i>Philine aperta</i> (L.)
<i>Pinnotheres pisum</i> (L.)	ECHINODERMI
<i>Sicyonia carinata</i> (Brunnich)	<i>Acronida brachiata</i> (Mont.)
<i>Upogebia pusillus</i> (Leach)	<i>Astropecten johnstoni</i> (Delle Chiaje)
BIVALVI	<i>Astropecten pentacantus</i> (Delle Chiaje)
<i>Acanthocardia tuberculata</i> (L.)	<i>Echinocardium cordatum</i> (Penn.)
<i>Anadara inaequalis</i> (Brug.)	<i>Labidoplax digitata</i> (Mont.)
<i>Callista chione</i> L.	<i>Thyone fusus</i> (O.F. Muller)
<i>Chamelea gallina</i> (L.)	SELACI
<i>Chlamys glabra</i> (L.)	<i>Raja asterias</i> (Valm.)
<i>Corbula gibba</i> (Olivi)	<i>Raja</i> sp.
<i>Donax semistriatus</i> Poli	TELEOSTEI
<i>Donax trunculus</i> L.	<i>Echiichthys vipera</i> (Cuv.)
<i>Dosinia lupinus</i> (L.)	<i>Gobius niger</i> (Padoa)
<i>Ensis ensis</i> (L.)	<i>Lithognathus mormyrus</i> (L.)
<i>Ensis minor</i> (Chenu)	<i>Solea impar</i> (Benn.)

Tabella 3.6 - Principali specie bentoniche o nectobentoniche presenti sui fondi dell'area descritta (da Marano et al., 1998b).

La particolare condizione talassografica dell'area descritta favorisce la presenza e lo sviluppo di alcune popolazioni animali, che rivestono un ruolo molto importante per le attività alieutiche. Tra queste popolazioni, i banchi di molluschi bivalvi rappresentano una componente importante. In particolare, la biomassa commerciale stimata per la specie di bivalve più importante, *Chamelea gallina* (vongola o lupino) risulta generalmente compresa tra 100 e 1000 kg/1000 m<sup>2</sup> nelle zone in cui è presente.

Per quanto riguarda la fauna ittica propriamente detta, nell'area sono presenti molte specie, alcune delle quali (spigole, orate, cefali, ecc.) attratte anche dalle particolari caratteristiche della zona (influssi dei corsi d'acqua superficiali, delle Saline, ecc). Le specie ittiche più comuni sono comunque quelle tipiche dei biotopi precedentemente descritti, ed annoverano organismi ad habitus nectonico, nectobentonico e bentonico quali boghe (*Boops boops*), menole (*Spicara spp.*), cefali (*Liza spp.*), saraghi (*Diplodus spp.*), mormore (*Lithognathus mormyrus*), calamari (*Loligo spp.*, *Allotheutis spp.*), triglie (*Mullus barbatus*, *Mullus surmuletus*), tracine (*Trachinus sp.*), sogliole (*Solea solea* e *Bothus podas*), gobidi (*Gobius spp.*), seppie (*Sepia officinalis*), canocchie (*Squilla mantis*). Ritroviamo anche specie appartenenti alla categoria del "pesce azzurro" (*Engraulis encrasicolus*, *Sardina pilchardus* e *Trachurus spp.*). Queste specie si distribuiscono in base alle tipologie prevalenti di substrato; sui fondi sabbio-fangosi sono particolarmente abbondanti le triglie di fango, i saraghi sparaglione, le seppie, le canocchie e le mormore, mentre sui fondi misti la triglia di scoglio, i muggini, i saraghi fasciati. Le limitate aree concrezionate ospitano talvolta specie

### **3 Descrizione dell'area d'intervento.**

---

pregiate quali l'orata, la spigola ed occasionalmente il dentice, così come in prossimità degli erbari di *Cymodocea nodosa* si incontrano banchi di menole (*Spicara spp.*) e boghe (*Boops boops*).

Relativamente alla presenza di mammiferi, sono stati avvistati nei pressi del Golfo di Manfredonia alcune specie di delfini e tartarughe marine. In particolare sono stati avvistati esemplari appartenenti alla famiglia dei delfini di *sursiops truncatus*, *stenella striata*, e *delphinus delphis*.

Dalla valutazione degli spiaggiamenti per le diverse specie di tartaruga marina nelle province pugliesi è risultato che nella provincia di Foggia dei 136 spiaggiamenti registrati, 135 sono di *Caretta caretta*, la più comune nel Mediterraneo, e solo 1 di *Chelonia mydas* (tartaruga verde), ritrovata sulle coste di Vieste. In Italia le nidificazioni di tartarughe marine appartenenti alla specie *Caretta caretta* sono un evento raro e ancora più rari sono i siti regolari di nidificazione.

#### ***Flora Marina***

Come facilmente intuibile da quanto riportato nella descrizione delle caratteristiche geofisiche, i fondali oggetto della descrizione sono essenzialmente "nudi", cioè non interessati da copertura vegetale; fanno eccezione alcune zone comprese tra i 6 ed i 12 metri di profondità nell'area a sud della costa di Margherita di Savoia, dove, a causa della maggiore componente organico-pelitica nei sedimenti, alligna un erbario della fanerogama marina *Cymodocea nodosa*. Comunque è importante ricordare che l'habitat particolare caratterizzato dalla presenza di questa zoosteracea è protetto nell'ambito della Convenzione di Barcellona. Lo studio di dettaglio delle biocenosi presenti nell'area in esame è riportato in Allegato R.

#### ***Avifauna***

La valutazione dell'avifauna nell'area d'interesse del progetto, riguarda soprattutto le specie che abitano le zone costiere. In tab.3.7 è riportata la loro classificazione con riferimento ai documenti pSIC IT9110005 Zone umide della Capitanata e IT 9110006 Saline di Margherita di Savoia relativi al formulario standard della Rete Natura 2000 e all'Allegato I della direttiva 79/409/CEE.

In generale le specie di uccelli che possono ricevere un maggior impatto dalla presenza di una centrale eolica sono gli uccelli migratori, in figura 3.18 è riportata la rappresentazione schematica delle rotte degli uccelli migratori in Italia, in cui nella zona evidenziata in rosso, corrispondente all'area in prossimità del Golfo di Manfredonia, si evidenzia la presenza di una linea di rotta che segue la costa e di altre due linee che la intersecano più a sud di Barletta.

3 Descrizione dell'area d'intervento.

CODIC NOME E	POPOLAZIONE			CODIC NOME E	POPOLAZIONE			CODIC NOME E	POPOLAZIONE		
	Reprod.	Migratoria			Reprod.	Migratoria			Reprod.	Migratoria	
	Reprod.	Svern.	Stazion.		Reprod.	Svern.	Stazion.		Reprod.	Svern.	Stazion.
A101 Falco biarmicus		1-5i	1-5i	A196 Chlidonias hybridus			P	A131 Himantopus himantopus	30-150p	V	P
A095 Falco naumanni			P	A197 Chlidonias niger			P	A026 Egretta garzetta		101-250i	P
A190 Sterna caspia			P	A031 Ciconia ciconia			P	A176 Larus melanocephalus	10-700p	10-100i	P
A243 Calandrella cinerea	11-50p		P	A030 Ciconia nigra			P	A151 Philomachus pugnax		<50i	>3000i
A231 Coracias garrulus	1-3p		P	A022 Ixobrychus minutus	V		C	A083 Circus macrourus		V	P
A090 Aquila clanga		0-2i	P	A025 Ardea purpurea			C	A127 Grus grus		0-4i	P
A140 Pluvialis apricaria		10-50i	P	A024 Ardeola ralloides			C	A193 Sterna hirundo	0-1p		P
A191 Sterna sandvicensis	0-20p	10-50i	P	A060 Aythya nyroca		V	V	A157 Limosa lapponica		11-50i	P
A167 Menus cinereus			V	A021 Botaurus stellaris		V	V	A157 Limosa lapponica		0-5i	P
A403 Buteo rufinus			V	A397 Tadorna ferruginea		V	V	A084 Pandion haliaetus			P
A138 Charadrius alexandrinus	150p		V	A189 Gelocheilidon nilotica	50-200p		P	A135 Glareola pratincola	V		P
A159 Numenius tenuirostris		0-15i	V	A170 Phalaropus lobatus		V	C	A133 Bushimus oedicnemus	R	R	P
A180 Larus genei	300-900p	80-220i	P	A393 Phalacrocorax pygmaeus			P	A229 Alcedo atthis		P	P
A132 Recurvirostra avosetta	300-600p	500-2500i	P	A128 Tetrax tetrax	V			A082 Circus cyaneus		1-5i	P
A034 Platalea leucorodia		16-80i	P	A294 Acrocephalus paludicola			P	A084 Circus pygmaeus			P
A195 Sterna albifrons	200-500p		P	A098 Falco columbarius			P	A166 Tringa glareola			P
A035 Phoenicopterus ruber	100-500p	000-5000	000-5000					A242 Melanocorypha calandria	R		
A222 Asio flammeus		0-5i	P					A023 Nycticorax nycticorax	P		P
A293 Acrocephalus melanopegon		P	P								

CODIC NOME E	POPOLAZIONE		
	Reprod.	Migratoria	
	Reprod.	Svern.	Stazion.
A039 Anser fabalis			P
A041 Anser albifrons			P
A048 Tadorna tadorna	2p		P
A050 Netta rufina			P
A062 Aythya marila			P
A113 Coturnix coturnix	R		
A118 Ballus aquaticus	R		
A123 Gallinula chloropus	C		
A125 Fulica atra	C		
A130 Haematopus ostralegus			P
A141 Pluvialis squatarola			P
A142 Vanellus vanellus			P
A156 Limosa limosa			P
A158 Numenius phaeopus			P
A161 Tringa erythropus			P
A162 Tringa totanus	2p		P
A164 Tringa nebularia			P
A179 Lacus ridibundus	2p	R	
A298 Acrocephalus arundinaceus		R	
A323 Panurus biarmicus		R	
A336 Remiz pendulinus		R	
A381 Emberiza schoeniclus		P	
A391 Phalacrocorax carbo sinensis		76i	
A138 Charadrius alexandrinus	150p		

Legenda

- i numero di individui
- p numero di coppie
- R specie rara
- V specie molto rara
- P presenza nel sito

Tabella 3.7 – Uccelli migratori abituali lungo le coste del basso adriatico.

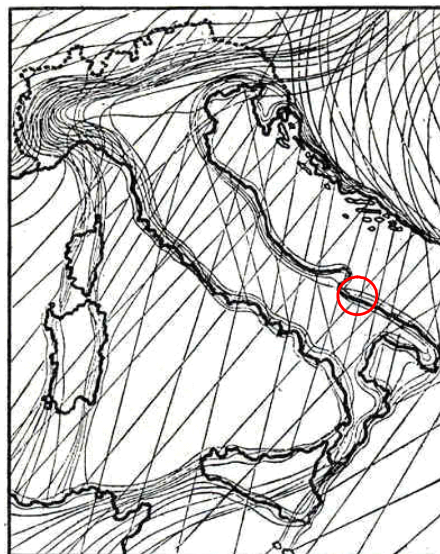


Fig. 3.18 –Rappresentazione schematica delle rotte migratorie in Italia.

**3 Descrizione dell'area d'intervento.**

La regione Puglia, per ciò che concerne la protezione dell'avifauna contemplata dalla Direttiva Uccelli, ha istituito il regolamento "Misure di conservazione relative a specie prioritarie di importanza comunitaria di uccelli selvatici nidificanti nei centri edificati, Siti di Importanza Comunitaria (SIC) e in Zone di Protezione Speciale (ZPS). In particolare nell'area interessata dal progetto risulta presente un'Area Importante per l'Avifauna (IBA\_32) indicata di seguito nella figura 3.19 su stralcio cartografico IGM 250.000.

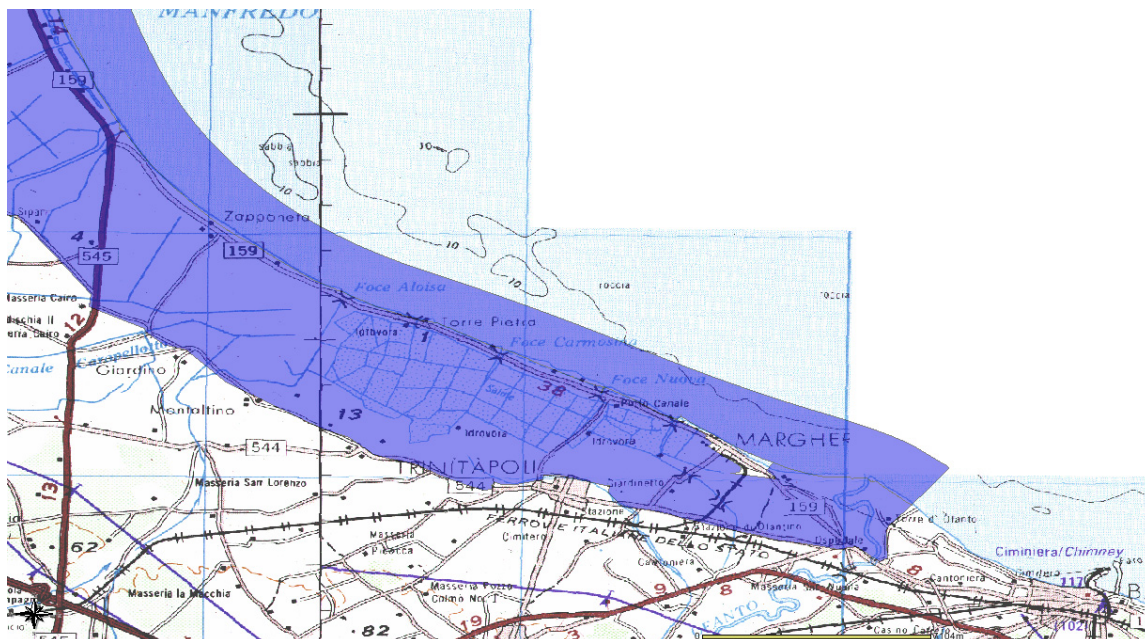


Fig. 3.19 –Area Importante per l'Avifauna (IBA\_32) Progetto Natura 2000 su cartografia IGM 1:250.000.

### 3.3 Attività Umane

Il territorio della Regione Puglia è suddiviso fra montagna (2%), collina (45%) e pianura (53%) inoltre a nord-est la regione è bagnata dal Mar Adriatico e a sud dal Mar Ionio. L'economia della regione è basata in gran parte sull'agricoltura ed impiega il 15% della forza lavoro. Le colture principali sono quelle della vite, dell'olivo, della mandorla, dei cereali (avena e grano duro), degli ortaggi, dei fichi, del tabacco e della barbabietola da zucchero; l'allevamento è modesto. Viene praticata la pesca marittima e quella di molluschi e crostacei. L'industria è in gran parte affidata agli stabilimenti operanti nel settore alimentare, petrolchimico e siderurgico. Il turismo è basato sia sulla balneazione sia sulle località artistico-storiche.

L'area interessata dall'impianto è un'area costiera caratterizzata dalle attività agricole, della pesca, delle saline ed in parte del turismo.

L'attività della pesca rappresenta una risorsa importante nell'area, si ricorda comunque che la pesca a strascico è vietata nell'Adriatico entro le 3 miglia dalla costa ed entro comunque i 30 metri di profondità. Di certo va menzionata l'attività di itticultura, sono infatti presenti nella zona due allevamenti di pesci, uno a Manfredonia ed uno a Zapponeta. Sono inoltre presenti impianti di molluschicoltura.

L'attività delle saline si estende parallelamente alla costa per circa 20km spingendosi all'interno per una profondità massima di circa 5km, tra i comuni di Zapponeta, Cerignola, Trinitapoli e Margherita di Savoia. Circa l'85% di tale aree costituisce una Riserva Naturale Protetta di valore internazionale.

### 3 Descrizione dell'area d'intervento.

L'attività turistica non è molto sviluppata nell'area di interesse dell'impianto eolico, la possibilità di sviluppare il settore turistico è legata soprattutto all'incremento dei servizi tenendo però sempre conto della conservazione del territorio.

Tutte le principali rotte di navigazione sono al di fuori del Golfo di Manfredonia; l'unica rotta interna al Golfo è quella che collega il porto di Manfredonia e il porto di Vieste localizzato sulla costa del Gargano, in direzione Nord, comunque più a Nord rispetto all'area occupata dal parco eolico *offshore*, come si vede dalla mappa in figura.

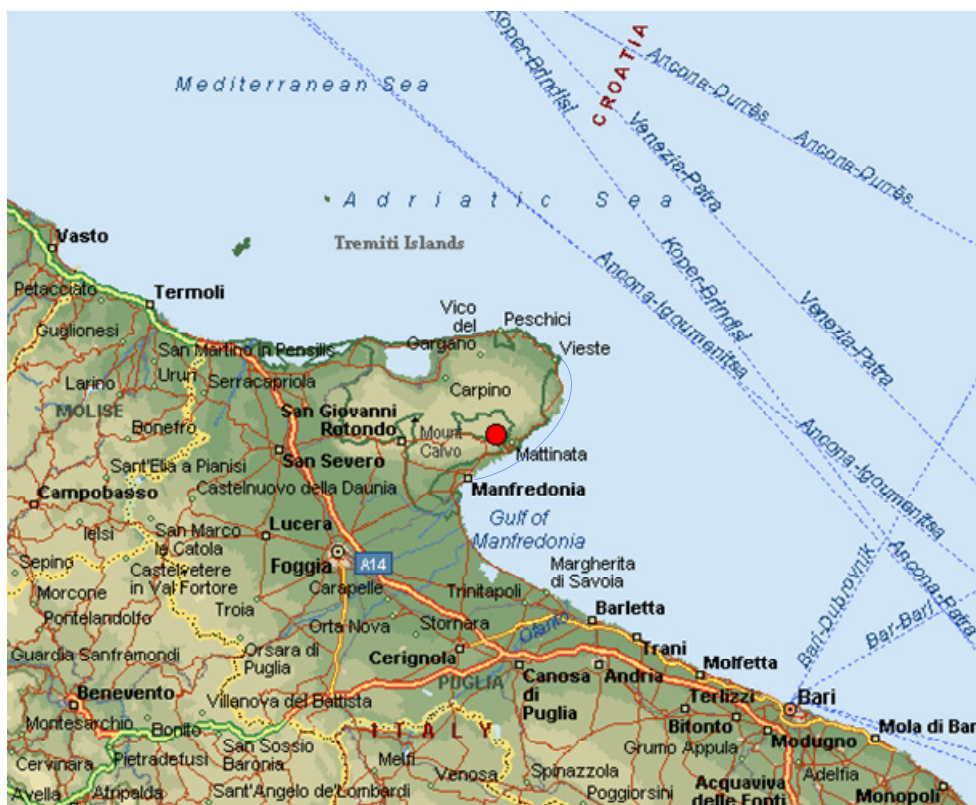
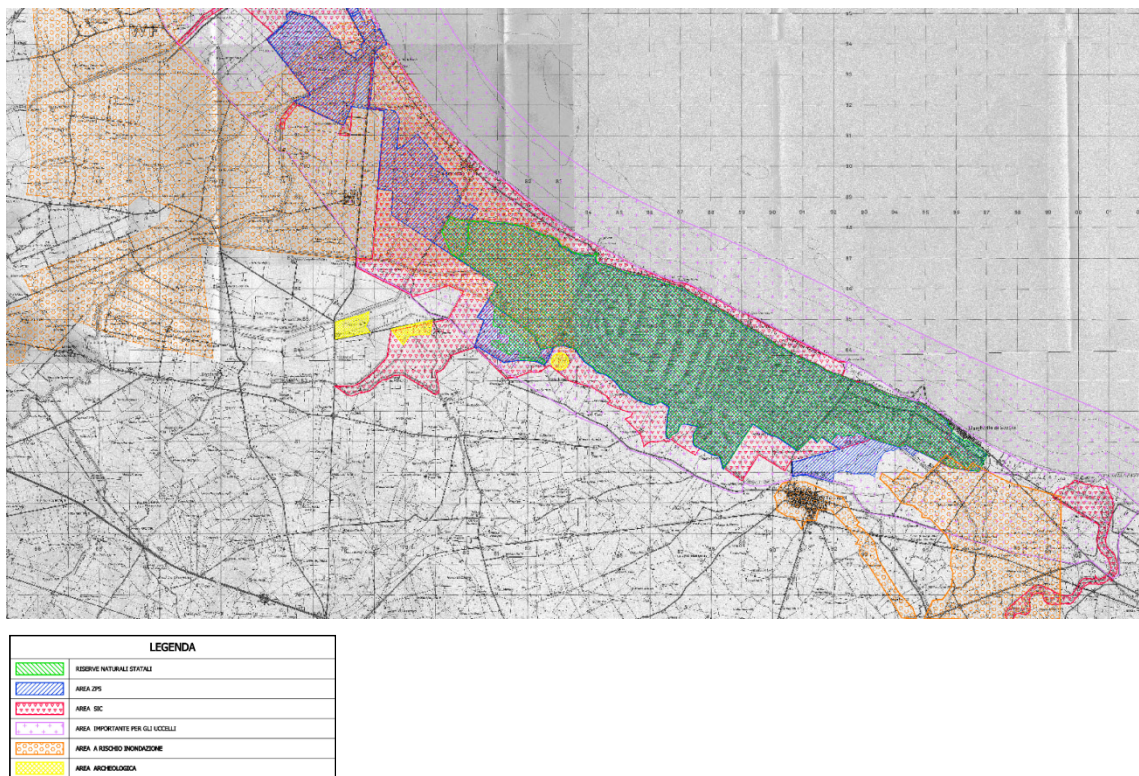


Fig. 3.20 – Mappa stradale con indicazione delle rotte di navigazione lungo le coste della regione Puglia.

### 3.4 Vincoli territoriali presenti

I vari Vincoli Territoriali presenti nell'area interessata dallo sviluppo del progetto della Centrale eolica off-shore del Golfo di Manfredonia, sono riportati nella **Tavola I**, in formato A0, di riepilogo ed illustrati nella seguente figura 3.21. In particolare, sulla cartografia IGM 1:50.000 dell'area vengono riportate le Zone di Protezione Speciale (ZPS), i Siti di Importanza Comunitaria (SIC), le Aree Importanti per l'Avifauna (IBA), Le Aree Archeologiche, Le Aree Protette (EUAP), ricavati dal portale cartografico Nazionale.

**3 Descrizione dell'area d'intervento.**



**Fig. 3.21** – Dettaglio della tavola I: rappresentazione dei vincoli territoriali nell'area di sviluppo del progetto.



## 4 DESCRIZIONE TECNICA DELLA CENTRALE EOLICA OFF-SHORE

Di seguito sono riportati la descrizione tecnica generale del progetto, le scelte tecnologiche effettuate e le loro motivazioni, la natura, forma, dimensioni e struttura delle opere di progetto considerando una vita utile d'impianto di 20 anni per gli aerogeneratori e le condizioni operative tipiche del bacino del mediterraneo in ambiente *Off-Shore*, descritte nel capitolo precedente.

### 4.1 Descrizione generale

La centrale eolica Off-Shore è costituita dalle seguenti componenti principali riportati nello schema di Figura 4.1:

- Turbine Eoliche
- Fondazioni
- Cavi di interconnessione tra le turbine
- Stazione di trasformazione elettrica a mare (30Kv – 150KV)
- Cavi di collegamento con la costa
- Cavi di collegamento a terra
- Stazione di trasformazione elettrica a terra (150KV – 380KV)

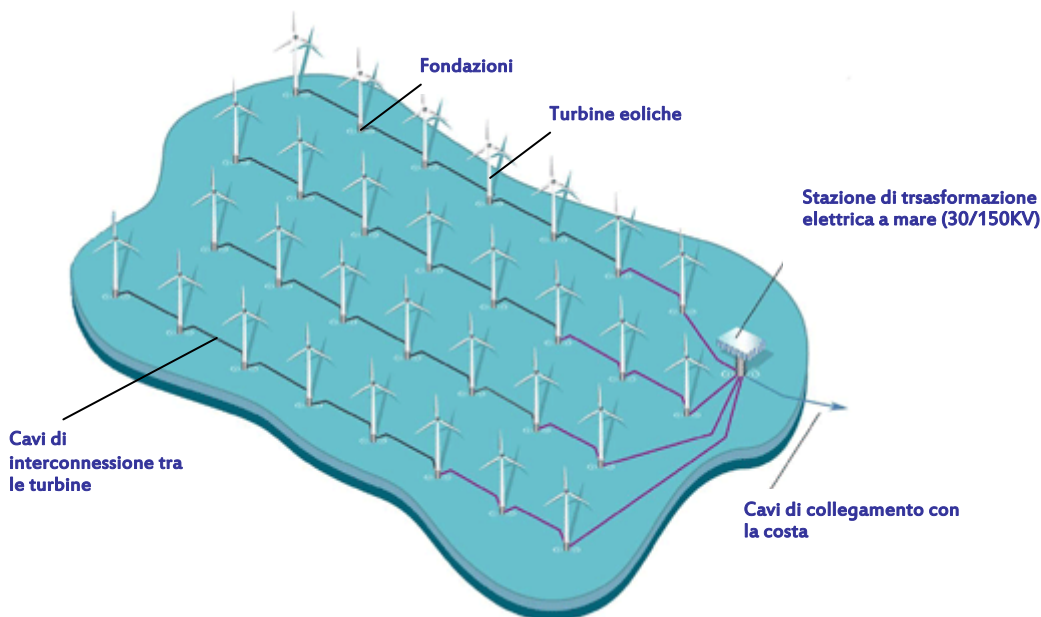


Figura 4.1 - Schema generale di una centrale eolica *Off-Shore*.

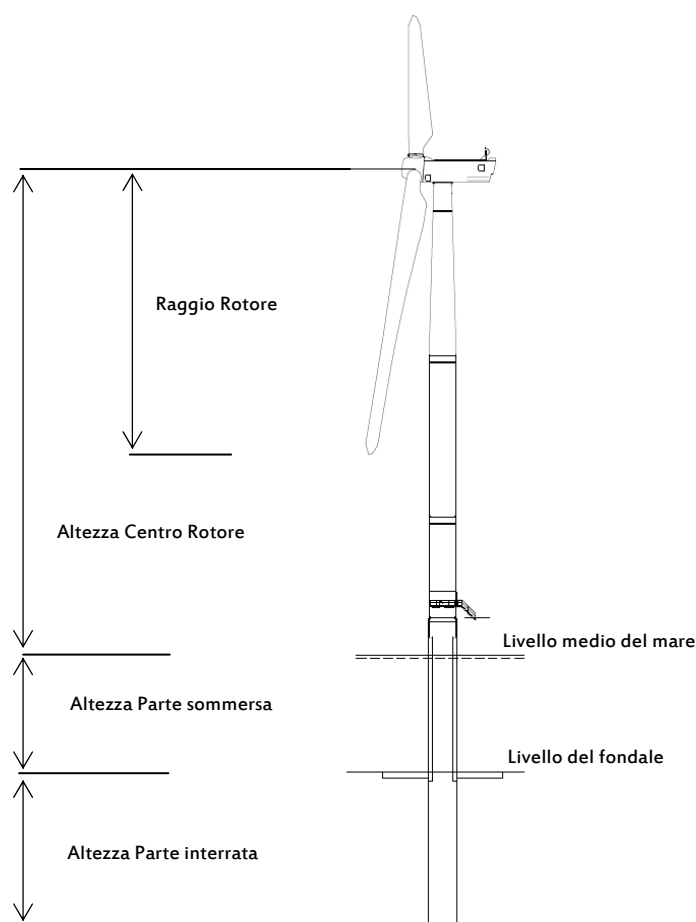
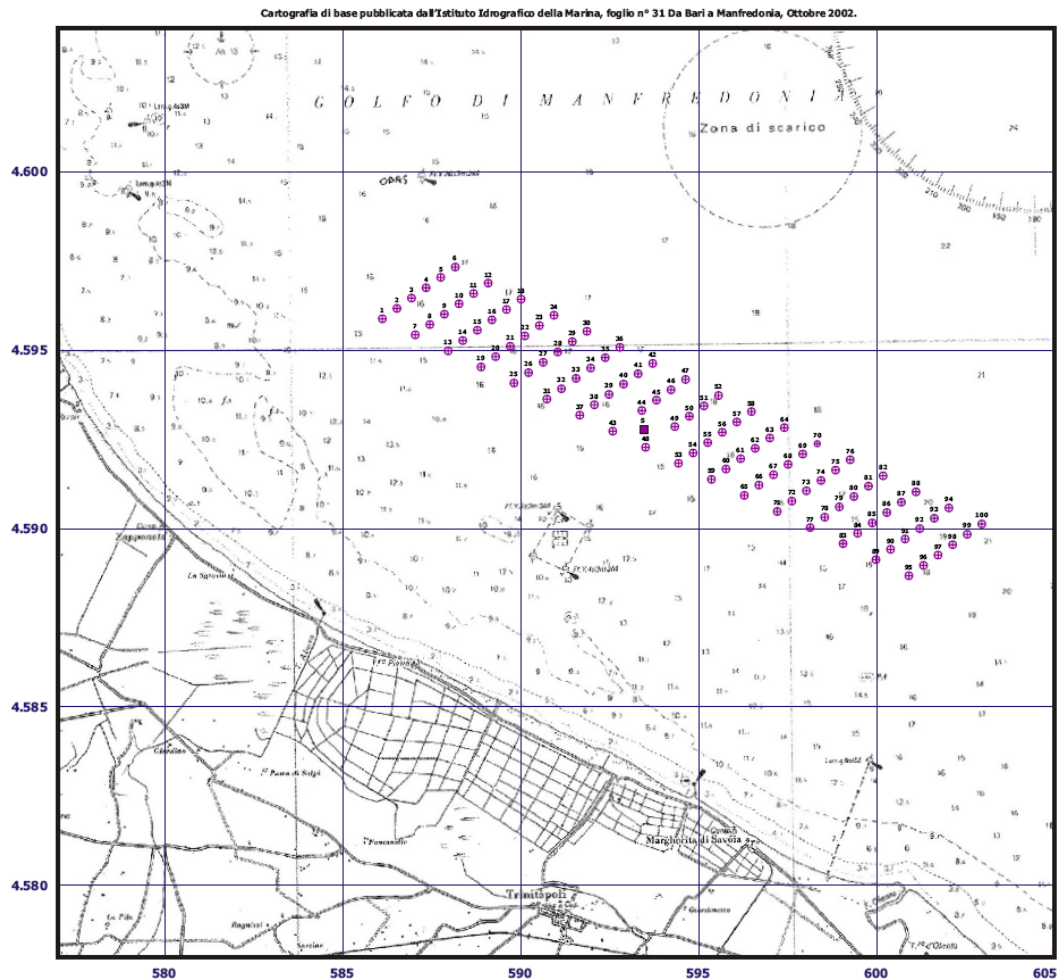


Figura 4.2 - Schema di ingombro di una turbina.

Il progetto di una centrale eolica *offshore* prevede la scelta del *layout* di posizionamento delle turbine, la quale viene a dipendere dagli aspetti dell'area in cui il progetto si viene ad inserire e ad essa è subordinata la progettazione delle altre componenti della centrale.

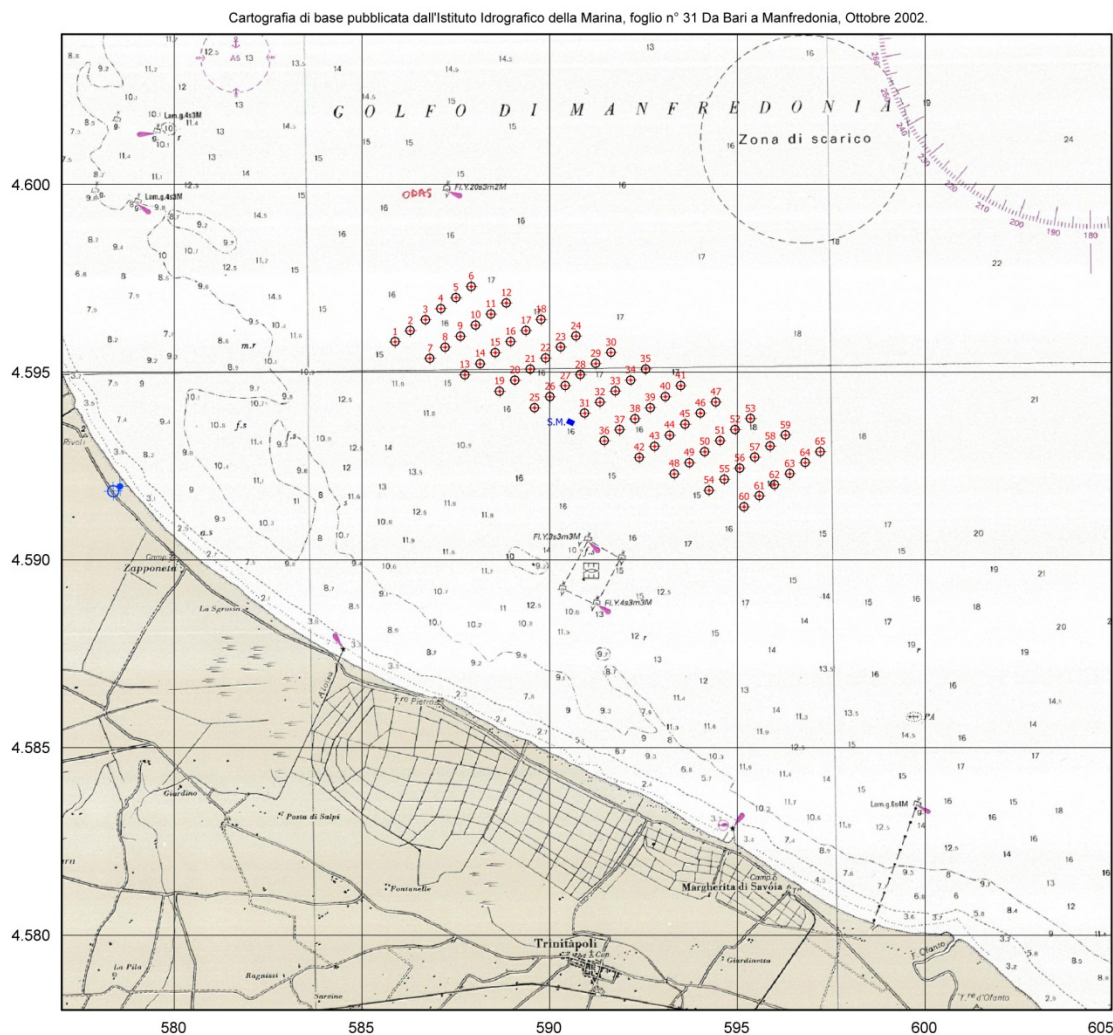
Il progetto originale della centrale eolica off-shore Golfo di Manfredonia prevedeva un layout composto da n.100 aerogeneratori da 3MW ciascuno, per una potenza totale installata pari a 300MW (Figura 4.3).

**4 Descrizione Tecnica della Centrale Eolica Off-Shore.**

**Figura 4.3** – Lay-out originale della centrale eolica *offshore*.

Il nuovo layout che viene presentato in questa relazione, prevede una sostanziale riduzione del numero di macchine, per considerazioni di carattere sia ambientale che paesaggistico. Una specifica indagine sui fondali ha infatti permesso di rilevare la presenza di habitat di interesse conservazionistico sul fondale nell'area sud-est del campo, antistante le coste del Comune di Margherita di Savoia. Si è quindi deciso, per escludere qualsiasi tipo di interferenza con tali biocenosi, di eliminare gli aerogeneratori che erano localizzati su tale area, ciò ha permesso inoltre di ridurre considerevolmente il fronte costiero interessato dalla presenza del campo eolico, in particolare nella parte antistante il centro abitato di Margherita di Savoia.

Il nuovo layout di progetto, descritto nel dettaglio nei paragrafi successivi, risulta quindi composto da n. 65 macchine da 3MW ciascuna, per una potenza totale installata pari a 195MW (**Figura 4.4**).

**4 Descrizione Tecnica della Centrale Eolica Off-Shore.**

**Figura 4.4** – Layout attuale della centrale eolica off-shore

Il lay-out d'impianto è sviluppato ad una distanza minima dalla costa di 8 km ed è realizzato tenendo conto di una turbina, ad asse orizzontale, avente diametro del rotore compreso tra 90 m e 120 m, altezza del centro del rotore dal livello medio del mare di 90 m, parte sommersa della torre compresa tra 16 m e 18 m, fondazione del tipo monopalo che può raggiungere i 30 m dal limite del fondale, come descritto nello schema di **Figura 4.2** e nell'allegata Tavola II.

Le 65 turbine saranno quindi posizionate in 6 file parallele alla costa distanziate fra loro con un passo di 500 m circa, la prima fila ad una distanza di 8 km dalla costa. Ogni fila sarà costituita da 10-11 turbine distanziate tra loro con un passo di 1.000 m circa come riportato nello schema di **Figura 4.3** e nell'allegata Tavola III sullo stralcio della cartografia di base pubblicata dall'Istituto Idrografico della Marina, foglio n°31 da Bari a Manfredonia. In posizione baricentrica rispetto alla centrale e disposta nella prima fila per facilitare le operazioni di manutenzione, è posizionata la sottostazione elettrica a mare.

In **Tabella 4.1** sono elencate le coordinate geografiche di posizionamento del centro della torre di ogni turbina riportate in dettaglio nella **Tavola IV**.

**4 Descrizione Tecnica della Centrale Eolica Off-Shore.**

AG	Coordinate Geografiche sessagesimali		Coordinate Gaussiane	
	Sistema Roma 40		UTM ED50 Zona 33T	
	Longitudine	Latitudine	Est	Nord
1	16° 01' 51,46"	41° 30' 27,12"	586.100	4.595.880
2	16° 02' 09,29"	41° 30' 36,36"	586.510	4.596.170
3	16° 02' 27,13"	41° 30' 45,60"	586.920	4.596.460
4	16° 02' 44,96"	41° 30' 54,84"	587.330	4.596.750
5	16° 03' 02,80"	41° 31' 04,08"	587.740	4.597.040
6	16° 03' 20,64"	41° 31' 13,32"	588.150	4.597.330
7	16° 02' 31,12"	41° 30' 12,17"	587.025	4.595.430
8	16° 02' 48,95"	41° 30' 21,41"	587.435	4.595.720
9	16° 03' 06,79"	41° 30' 30,65"	587.845	4.596.010
10	16° 03' 24,62"	41° 30' 39,89"	588.255	4.596.300
11	16° 03' 42,46"	41° 30' 49,13"	588.665	4.596.590
12	16° 04' 00,30"	41° 30' 58,36"	589.075	4.596.880
13	16° 03' 10,78"	41° 29' 57,21"	587.950	4.594.980
14	16° 03' 28,61"	41° 30' 06,45"	588.360	4.595.270
15	16° 03' 46,44"	41° 30' 15,69"	588.770	4.595.560
16	16° 04' 04,28"	41° 30' 24,93"	589.180	4.595.850
17	16° 04' 22,12"	41° 30' 34,17"	589.590	4.596.140
18	16° 04' 39,96"	41° 30' 43,40"	590.000	4.596.430
19	16° 03' 50,43"	41° 29' 42,26"	588.875	4.594.530
20	16° 04' 08,26"	41° 29' 51,50"	589.285	4.594.820
21	16° 04' 26,10"	41° 30' 00,73"	589.695	4.595.110
22	16° 04' 43,93"	41° 30' 09,97"	590.105	4.595.400
23	16° 05' 01,77"	41° 30' 19,20"	590.515	4.595.690
24	16° 05' 19,61"	41° 30' 28,44"	590.925	4.595.980
25	16° 04' 30,07"	41° 29' 27,30"	589.800	4.594.080
26	16° 04' 47,91"	41° 29' 36,53"	590.210	4.594.370
27	16° 05' 05,74"	41° 29' 45,77"	590.620	4.594.660
28	16° 05' 23,58"	41° 29' 55,00"	591.030	4.594.950
29	16° 05' 41,42"	41° 30' 04,24"	591.440	4.595.240
30	16° 05' 59,26"	41° 30' 13,47"	591.850	4.595.530
31	16° 05' 27,55"	41° 29' 21,57"	591.135	4.593.920
32	16° 05' 45,38"	41° 29' 30,80"	591.545	4.594.210
33	16° 06' 03,22"	41° 29' 40,03"	591.955	4.594.500
34	16° 06' 21,06"	41° 29' 49,26"	592.365	4.594.790
35	16° 06' 38,90"	41° 29' 58,49"	592.775	4.595.080
36	16° 05' 49,35"	41° 28' 57,36"	591.650	4.593.180
37	16° 06' 07,18"	41° 29' 06,60"	592.060	4.593.470
38	16° 06' 25,02"	41° 29' 15,83"	592.470	4.593.760
39	16° 06' 42,86"	41° 29' 25,06"	592.880	4.594.050
40	16° 07' 00,70"	41° 29' 34,29"	593.290	4.594.340
41	16° 07' 18,54"	41° 29' 43,52"	593.700	4.594.630
42	16° 06' 28,98"	41° 28' 42,39"	592.575	4.592.730
43	16° 06' 46,82"	41° 28' 51,62"	592.985	4.593.020
44	16° 07' 04,65"	41° 29' 00,85"	593.395	4.593.310
45	16° 07' 22,49"	41° 29' 10,08"	593.805	4.593.600
46	16° 07' 40,33"	41° 29' 19,31"	594.215	4.593.890
47	16° 07' 58,17"	41° 29' 28,54"	594.625	4.594.180
48	16° 07' 08,60"	41° 28' 27,42"	593.500	4.592.280
49	16° 07' 26,44"	41° 28' 36,65"	593.910	4.592.570
50	16° 07' 44,28"	41° 28' 45,87"	594.320	4.592.860
51	16° 08' 02,12"	41° 28' 55,10"	594.730	4.593.150
52	16° 08' 19,96"	41° 29' 04,33"	595.140	4.593.440
53	16° 08' 37,80"	41° 29' 13,55"	595.550	4.593.730
54	16° 07' 48,23"	41° 28' 12,44"	594.425	4.591.830

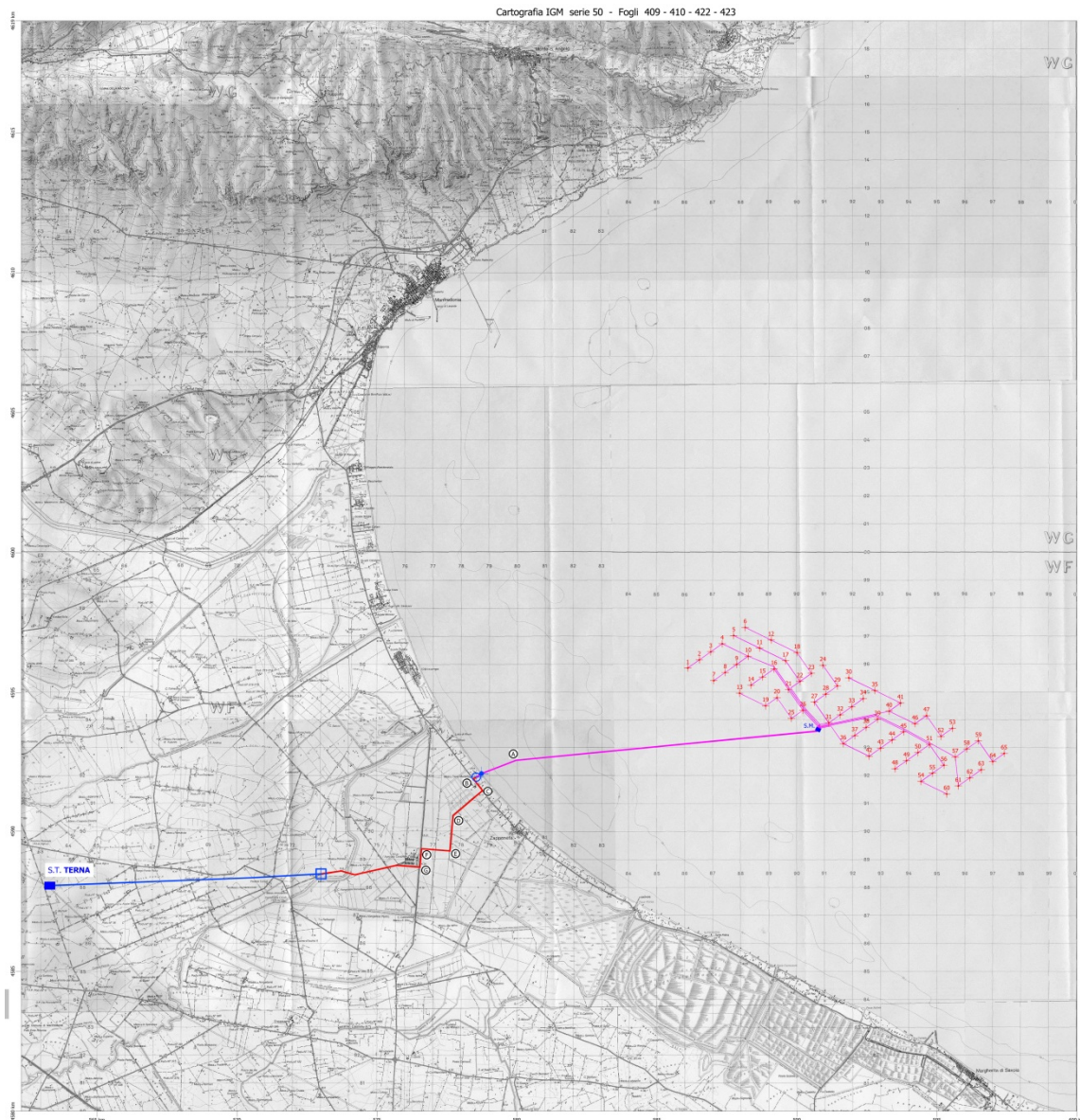
**4 Descrizione Tecnica della Centrale Eolica Off-Shore.**

AG	Coordinate Geografiche sessagesimali Sistema Roma 40		Coordinate Gaussiane UTM ED50 Zona 33T	
	Longitudine	Latitudine	Est	Nord
55	16° 08' 06,06"	41° 28' 21,66"	594.835	4.592.120
56	16° 08' 23,90"	41° 28' 30,89"	595.245	4.592.410
57	16° 08' 41,74"	41° 28' 40,12"	595.655	4.592.700
58	16° 08' 59,58"	41° 28' 49,34"	596.065	4.592.990
59	16° 09' 17,42"	41° 28' 58,56"	596.475	4.593.280
60	16° 08' 27,84"	41° 27' 57,45"	595.350	4.591.380
61	16° 08' 45,68"	41° 28' 06,68"	595.760	4.591.670
62	16° 09' 03,52"	41° 28' 15,90"	596.170	4.591.960
63	16° 09' 21,35"	41° 28' 25,13"	596.580	4.592.250
64	16° 09' 39,20"	41° 28' 34,35"	596.990	4.592.540
65	16° 09' 57,04"	41° 28' 43,57"	597.400	4.592.830

**Tabella 4.1** – Coordinate geografiche Centro Torre Aerogeneratori.

Il *layout* d'impianto ricade interamente all'interno dei confini giurisdizionali della Capitaneria di Porto di Manfredonia.

L'energia prodotta da ciascuna turbina eolica in bassa tensione è trasformata a 30 kV dal trasformatore presente nella turbina stessa è trasportata alla base della torre attraverso i cavi in essa installati e quindi trasportata alla stazione di trasformazione a mare, mediante dei cavi sottomarini ad essi collegati, dove viene trasformata a 150 kV e successivamente trasportata a terra attraverso i cavi sottomarini di collegamento con la costa secondo il percorso riportato nello schema generale d'impianto di Figura 4.5 e nell'allegata Tavola IV sullo stralcio della cartografia di base IGM 50.000.

**4 Descrizione Tecnica della Centrale Eolica Off-Shore.**

**Figura 4.5** – Schema generale della centrale eolica *offshore* del Golfo di Manfredonia su stralcio cartografia IGM 50.000.

Giunti a terra nel punto di approdo i cavi sottomarini vengono fatti proseguire in cavidotto interrato sino al punto di giunto, appena in prossimità della riva, ove vengono uniti ai cavi di collegamento a terra che trasportano l'energia alla cabina di trasformazione ed allacciamento a terra alla rete elettrica nazionale attraverso un cavidotto interrato ed una linea aerea secondo lo schema unifilare riportato in Figura 4.6 e le modalità progettuali descritte in forma generale nei seguenti capitoli e riportate nello specifico nel documento di progettazione delle infrastrutture elettriche (Allegato H).

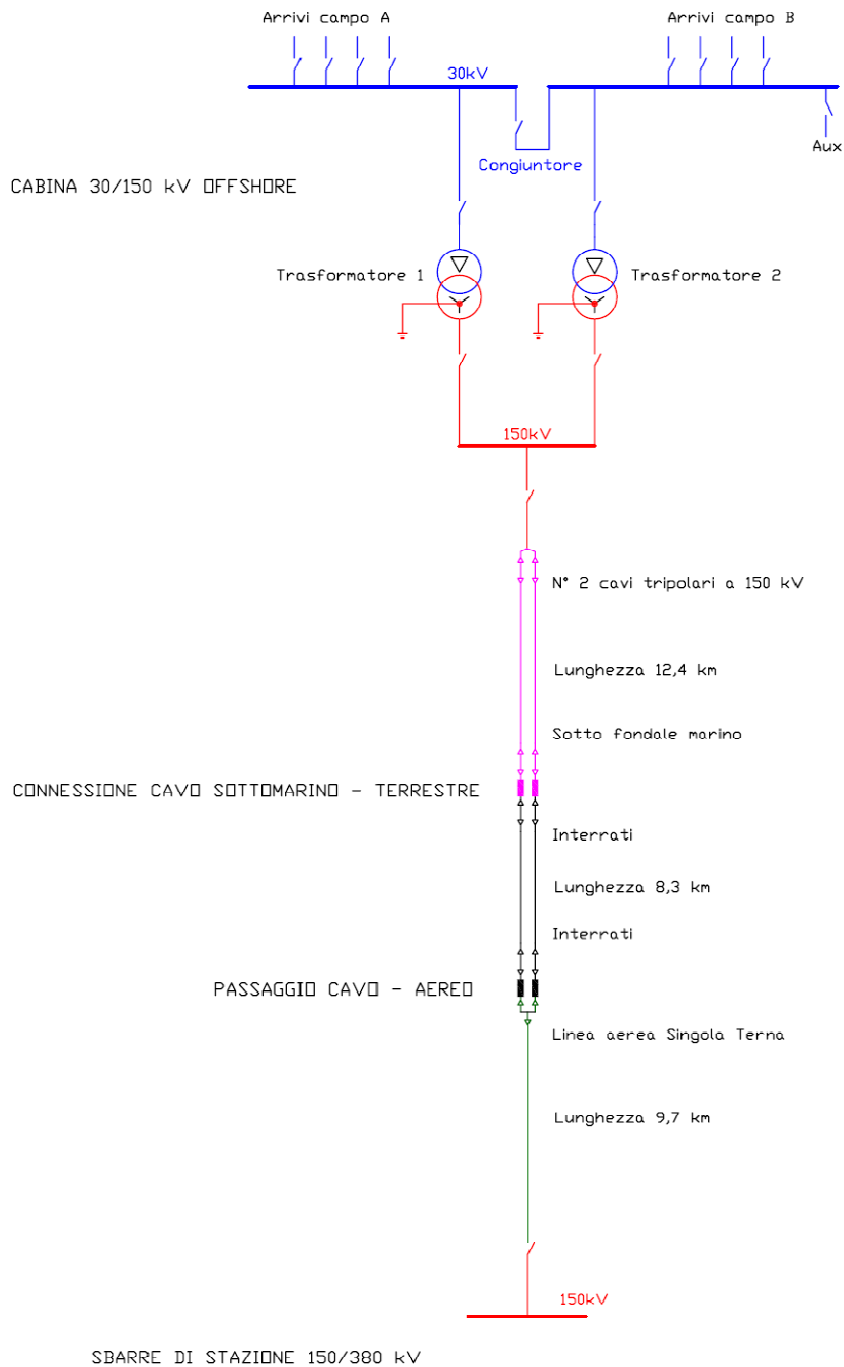


Figura 4.6 – Schema unifilare generale della centrale eolica *offshore* del Golfo di Manfredonia.

Nella Tabella 4.2 vengono elencate le coordinate geografiche identificative del percorso dalla sottostazione elettrica a mare alla costa del cavo sottomarino a 150 kV dei punti di approdo, di giunto, di transizione in linea area e di ubicazione della sottostazione di smistamento elettrico previsti dal seguente progetto, riportate in dettaglio nella Tavola IV.



**4 Descrizione Tecnica della Centrale Eolica Off-Shore.**

Descrizione	Coordinate Geografiche sessagesimali Sistema Roma 40		Coordinate Gaussiane UTM ED50 Zona 33T	
	Longitudine	Latitudine	Est	Nord
Stazione di trasformazione elettrica a mare	16° 05' 10,91"	41° 29' 14,14"	590.752	4.593.686
Punto A	15° 57' 25,24"	41° 28' 42,55"	579.964	4.592.584
Punto di Approdo	15° 56' 29,21"	41° 28' 26,54"	578.670	4.592.076
Punto di Giunto Terra Mare	15° 56' 21,22"	41° 28' 22,55"	578.486	4.591.951
Punto B	15° 56' 17,66"	41° 28' 20,73"	578.404	4.591.894
Punto C	15° 56' 32,53"	41° 28' 05,56"	578.754	4.591.430
Punto D	15° 55' 47,03"	41° 27' 37,24"	577.708	4.590.545
Punto E	15° 55' 41,84"	41° 26' 56,36"	577.601	4.589.283
Punto F	15° 54' 58,75"	41° 26' 59,56"	576.600	4.589.371
Punto G	15° 54' 55,25"	41° 26' 37,57"	576.526	4.588.692
Punto transizione Cavo/Aerea	15° 52' 23,22"	41° 26' 35,05"	572.999	4.588.578
Stazione di trasformazione elettrica a terra	15° 45' 25,85"	41° 26' 22,86"	563.317	4.588.111

**Tabella 4.2** – Coordinate geografiche punti principali sviluppo cavidotto elettrico.

In Tavola V è riportato lo schema generale d'impianto della centrale eolica offshore del Golfo di Manfredonia assieme ai vincoli territoriali descritti nel precedente Capitolo 3 e riportati in Tavola I.

Di seguito descriviamo le singole componenti della centrale oggetto del presente studio.

#### 4.2 Turbine eoliche

Le turbine utilizzate per la realizzazione della centrale eolica *offshore*, nell'ipotesi di progetto considerata, sono da 3,0MW ciascuna e ad asse orizzontale. Il numero totale delle turbine che abbiamo considerato nell'ipotesi di progetto è 65.

Tali aerogeneratori sono ad asse orizzontale, di grossa taglia, e sono particolarmente indicati per le applicazioni *offshore* (si veda la Figura 4.7).



**Figura 4.7** – Esempio di turbina eolica da 3,0 MW installata in mare.

Una turbina eolica ad asse orizzontale è costituita principalmente da un sostegno (Torre) che supporta alla sommità la Navicella costituita da un basamento ed un involucro esterno, all'interno della quale sono alloggiati l'albero di trasmissione lento, il moltiplicatore di giri, l'albero veloce, il generatore elettrico, il sistema di controllo ed i dispositivi ausiliari (Raffreddamento, Attuatori idraulici, *Inverter* di potenza, Trasformatore elettrico, Quadro elettrico, ecc.), come descritto nello schema di Figura 4.8. All'esterno della Navicella, all'estremità dell'albero lento, è fissato il Rotore, costituito da un mozzo in acciaio, sul quale sono montate le 3 pale in materiale composito, le quali hanno il compito di trasformare l'energia cinetica del vento in spinta aerodinamica e conseguentemente in energia meccanica di rotazione. Per ottimizzare l'energia da estrarre in funzione della velocità e direzione del vento, sia la Navicella che le singole pale del Rotore possono ruotare in modo da tenere l'asse della macchina sempre parallelo alla direzione del vento e l'angolo di calettamento alla radice delle pale variabile in funzione della velocità del vento stessa; tali funzioni vengono regolate dal sistema di controllo della macchina così come tutti gli stati di funzionamento della stessa. Opportuni cavi convogliano, l'energia prodotta, dalla Navicella al fondale.

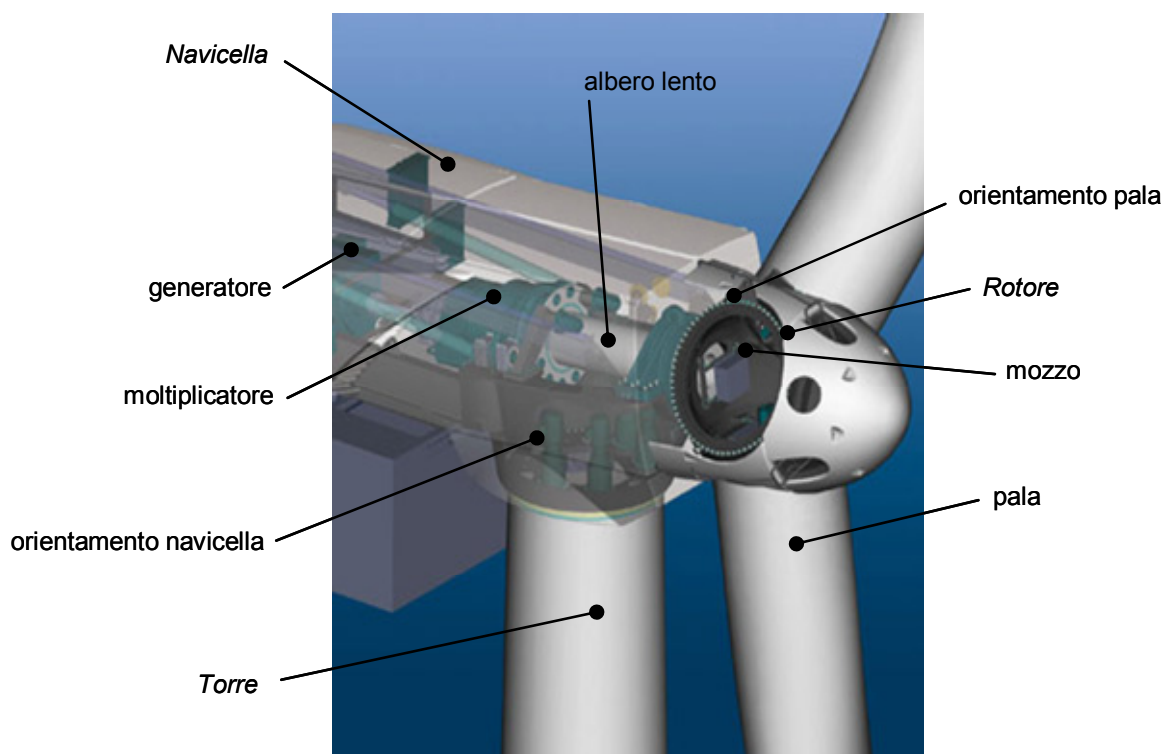


Figura 4.8 – Schema descrittivo di una turbina eolica.

Le turbine considerate per la realizzazione della centrale eolica *offshore* del Golfo di Manfredonia, sono del tipo ad asse orizzontale, della potenza nominale di 3,0 MW ciascuna installate su di una torre tubolare di tipo conico. In particolare per lo sviluppo del progetto si sono considerate le caratteristiche tecniche della turbina Vestas V112-3.0 MW 50 HZ, di specifica applicazione per il settore *offshore*. Ad oggi tale turbina risulta di ottimo impiego per venti medio – bassi quali quelli riportati nell'analisi di ventosità dell'Allegato C, qualora lo sviluppo tecnologico ed il mercato lo consentano, lo studio verrà integrato con ulteriori analisi fermo restando l'altezza di mozzo stabilita. In particolare il Gruppo Trevi intende utilizzare la specifica tecnologia che la sua controllata Soilmec sta sviluppando per i venti e le condizioni marine tipiche dell'Italia del sud e del bacino del Mediterraneo.

Di seguito si riportano le caratteristiche tecniche principali della turbina Vestas V112-3.0 MW 50 HZ descritte in dettaglio nell'Allegato E.

**Torre**

Tipo	Conico tubolare
Materiale	Acciaio S355 J2G3/NL
Altezza mozzo	90 m
Trattamento superficiale	Pitturazione anticorrosione classe <i>offshore</i>

**Rotore**

Diametro	variabile 90 -120 m
Area spazzata	6362 – 7854 m <sup>2</sup>

**4 Descrizione Tecnica della Centrale Eolica Off-Shore.**

Velocità di rotazione	6,7 - 17,7 RPM	
Orientamento	sopravento	
Direzione di rotazione	oraria (vista frontale)	
Angolo di Tilt	6°	
Numero di pale	3	
Angolo di calettamento	variabile con sistema di comando idraulico.	
Materiale	pale	Fibra di vetro e fibra di carbonio
	Mozzo	Acciaio
	Sistema pitch	Acciaio

**Navicella**

Sistema di orientamento	Ghiera forgiata solidale a cuscinetto con frizione interna	
Motori di orientamento	Motoriduttori elettrici planetari a 4 stadi.	
Velocità di rotazione	< 0.5° sec.	
Materiale	Copertura	Fibra di vetro
	Telaio	Acciaio
Peso	150 t	
Dimensioni	3,7 m x 3,9 x 13 m	

**Generatore**

Potenza nominale	3 MW
Tipo	Magneti permanenti
Voltaggio	100VAC
Frequenza	50Hz
N°dei poli	4
Classe di protezione	IP54
Peso	8,6 t

**Moltiplicatore**

Tipo	3 stadi planetari + 1 stadio elicoidale
Rapporto di moltiplica	1:113,2
Peso	26,7 t

**Sistema di controllo**

Tipo	Multiprocessore Vestas Multi Processor
Posizionamento	Navicella e base torre
Sistema di comunicazione	Ottico
Sensori	Rilevazione fulmini
	Intensità e direzione del vento
	Rilevazione fumi
	Rilevazione movimenti e vibrazioni
Rilevazione temperature ambiente, generatore e moltiplicatore	

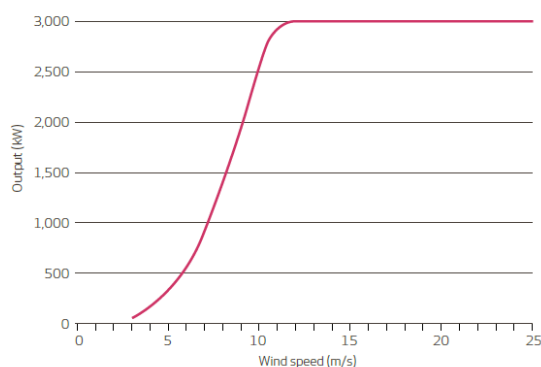
**4 Descrizione Tecnica della Centrale Eolica Off-Shore.**

Attuatori	Sistema idraulico di pitch Sistema frenante idraulico Sistema di orientamento Navicella Sistema di controllo del generatore Interruttore elettrico
Normativa di sicurezza	IEC 61400

**Curva di potenza**

Velocità di spunto ( <i>cut-in</i> )	3 m/s
Velocità nominale	12 m/s
Velocità limite ( <i>cut-out</i> )	25 m/s

Power curve V112-3.0 MW Offshore

**Manutenzione**

Durante l'esercizio della centrale non è richiesta l'assistenza in forma continuativa delle turbine, sono richiesti un controllo di funzionalità ed una manutenzione di tipo preventivo ogni 6 mesi, oltre ad interventi di carattere correttivo in caso del verificarsi di malfunzionamenti.

**Condizioni ambientali di funzionamento**

Temperatura di funzionamento	da -20°C a 40°C
Temperatura massima in Navicella	50° (se superata la macchina viene messa in pausa)
Umidità relativa massima	100% per il 10% della vita della macchina
Vento massimo	59,5 m/s

Considerando quindi il *layout* d'impianto, sulla base della curva di potenza della macchina Vestas V112-3.0MW, si ottiene per il sito una producibilità d'impianto, calcolata al netto degli effetti di scia, pari 446,782 GWh/annui che corrispondono a 2.291 ore/equivalenti come riportato nello studio di dettaglio dell'Allegato C.

L'installazione di una centrale eolica *offshore*, per le sue dimensioni, ha un impatto visivo significativo. Nel progetto della centrale di Manfredonia sono stati presi alcuni accorgimenti per assicurare che il parco eolico costituisca un'unità armonica. Ad esempio le 65 turbine considerate nell'ipotesi di progetto sono state disposte in una struttura a maglia che permette di sfruttare al meglio il vento, offrendo allo stesso tempo una immagine visiva in accordo con i criteri di minimizzazione di impatto.

Le turbine devono rispettare i seguenti criteri:

- torre di tipo tubolare;

**4 Descrizione Tecnica della Centrale Eolica Off-Shore.**

- direzione di rotazione delle turbine in senso orario rispetto alla direzione da cui soffia il vento;
- le turbine devono avere lo stesso colore;
- le turbine devono essere a favore di vento (il rotore frontale rispetto alla direzione del vento) con tre pale per ogni turbina.

Come si può vedere in Figura 4.7, le torri degli aerogeneratori sono tubolari, di colore bianco.

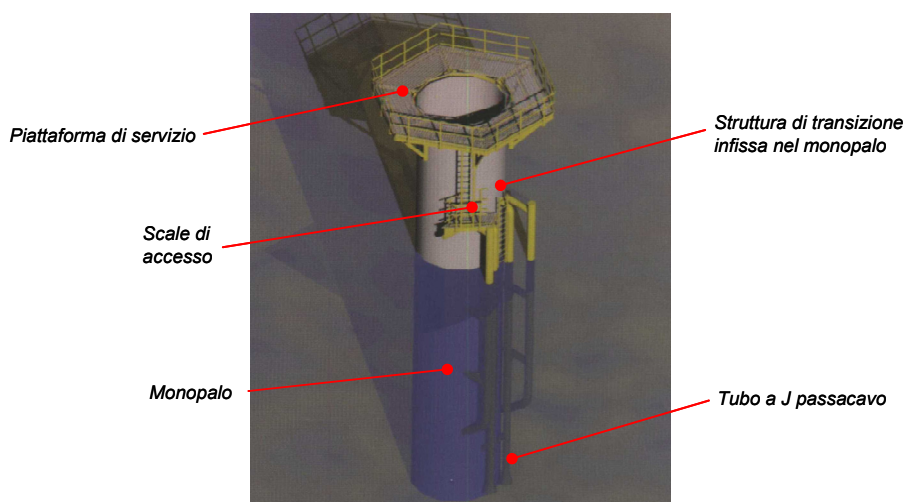
Per evitare l'erosione alla base delle fondazioni, dovuta ad eventuali correnti marine presenti sul sito, può essere necessario proteggere le fondazioni stesse, ad esempio con massi naturali o artificiali utilizzati per la difesa delle opere a mare. Le turbine devono essere dotate di luci segnaletiche in considerazione del traffico aereo e marino.

Le turbine eoliche utilizzate sono state progettate in maniera tale da resistere ai problemi di corrosione mediante l'uso di pitture speciali.

Durante la fase di esercizio della centrale non è richiesta l'assistenza continua. Nonostante ciò ogni turbina deve essere ispezionata e controllata almeno due volte all'anno e, in aggiunta, può essere necessario intervenire per eventuali malfunzionamenti.

**4.3 Opere di Fondazione**

Quali strutture di fondazione per gli aerogeneratori viene considerato l'impiego di monopali in acciaio, sui quali vengono installate delle cosiddette strutture di transizione cui si connette la flangia di base della torre ed alla quale è connessa la piattaforma di servizio assieme alle scale di accesso e le strutture passacavi, secondo lo schema riportati in Figura 4.9.



**Figura 4.9** – Schema descrittivo della fondazione e della struttura di transizione.

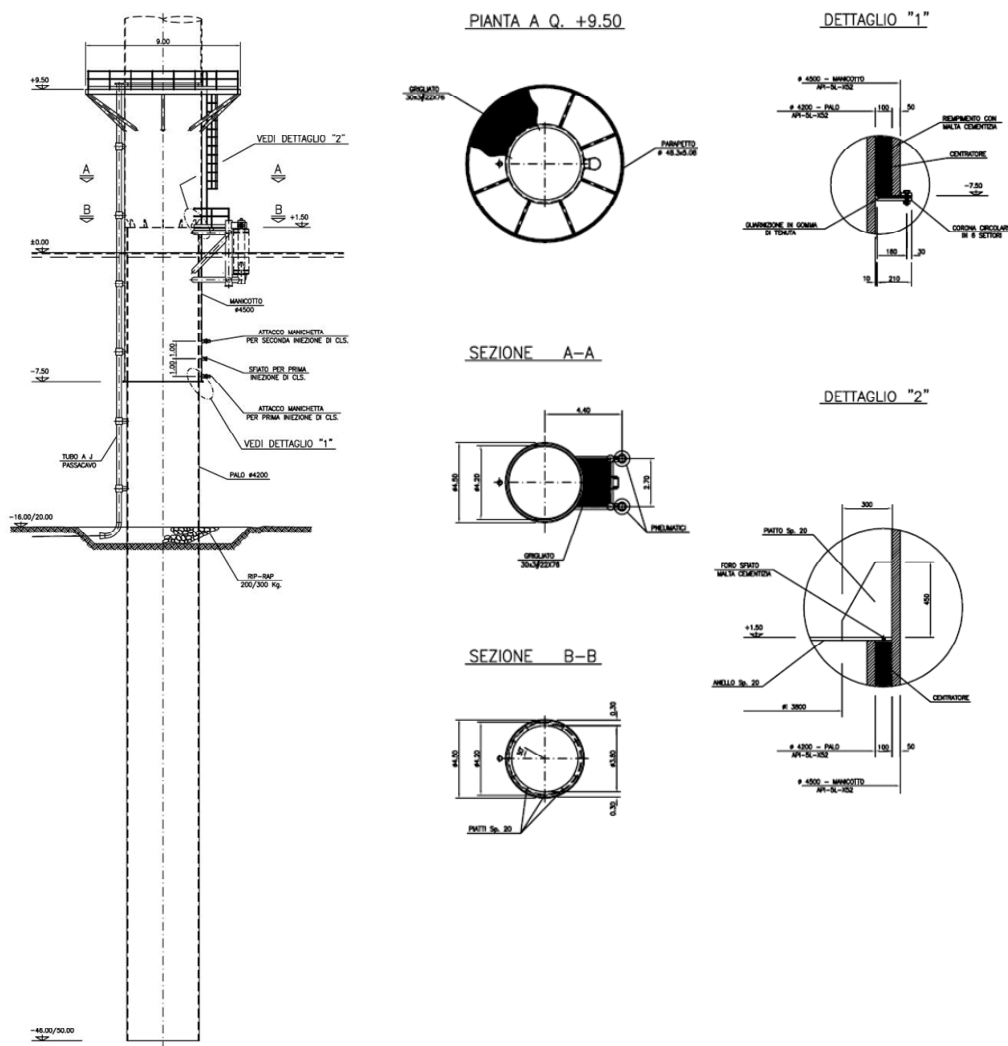
Il dimensionamento delle fondazioni è stato effettuato considerando i risultati delle prospezioni geofisiche eseguite in situ, riportati in dettaglio nella relazione allegata (Allegato A), ed i carichi di progetto

**4 Descrizione Tecnica della Centrale Eolica Off-Shore.**

relativi all'aerogeneratore e riportati nell'Allegato E, così come quelli relativi all'onda massima di progetto descritta nel precedente Capitolo 3 (Allegato D) ed alle possibili interazioni sismiche.

Il calcolo di dettaglio è riportato nell'Allegato F, e porta al dimensionamento di un monopalo del diametro esterno pari a 4,20 m, di uno spessore pari a 60 mm ed un'altezza d'infissione del palo pari a 30 m come riportato nello schema progettuale di Figura 4.10 e nella Tavola VI di progetto in scala 1:100.

Alla base delle fondazioni, nel caso in cui la progettazione esecutiva di dettaglio lo richieda, per evitare fenomeni erosivi nell'intorno del palo, potrebbe essere necessario riversare sul fondo uno strato di ghiaia di granulometria adeguata al tenore delle correnti dell'area.



**Figura 4.10** – Schema progettuale della fondazione e struttura di transizione.

La struttura di transizione, le cui caratteristiche generali sono descritte nell'Allegato F, è resa solidale alla fondazione per mezzo di malta cementizia a presa rapida e prevede, considerata l'onda massima di progetto riportata nel Capitolo 3, una piattaforma di servizio ad un'altezza pari a 9,5 m sul livello medio del mare, in modo da assicurare gli operatori e le apparecchiature dall'eventualità di una possibile inondazione.

Oltre alle fondazioni degli aerogeneratori, si è proceduto al dimensionamento dei 4 monopali della piattaforma di alloggiamento della cabina di interconnessione e trasformazione a mare come descritto nel Paragrafo seguente ed i cui calcoli di dimensionamento sono riportati nell'Allegato G.

#### 4.4 Cavi di collegamento tra gli aerogeneratori

Il cavo discendente dalla torre di ogni aerogeneratore è connesso, su di una piattaforma intermedia all'interno della torre stessa sulla quale viene piazzato al quadro MT, nel quale si attesta, nella cassetta di terminazione (JSB), il cavo sottomarino di collegamento, in entra ed esci, alla sottostazione elettrica a mare.

Tale cavo sottomarino è costituito da uno o più circuiti di potenza e da un insieme di fibre ottiche per soddisfare le esigenze di trasmissione dei segnali di controllo. I conduttori di potenza sono del tipo circolare in rame o in alluminio, con isolamento in XLPE, armati con fili d'acciaio e schermati in fili di rame, rivestimento esterno a bassa emissione di fumi, con caratteristiche compatibili con le norme come riferito nell'Allegato H e come descritto nello schema esplicativo di Figura 4.11.

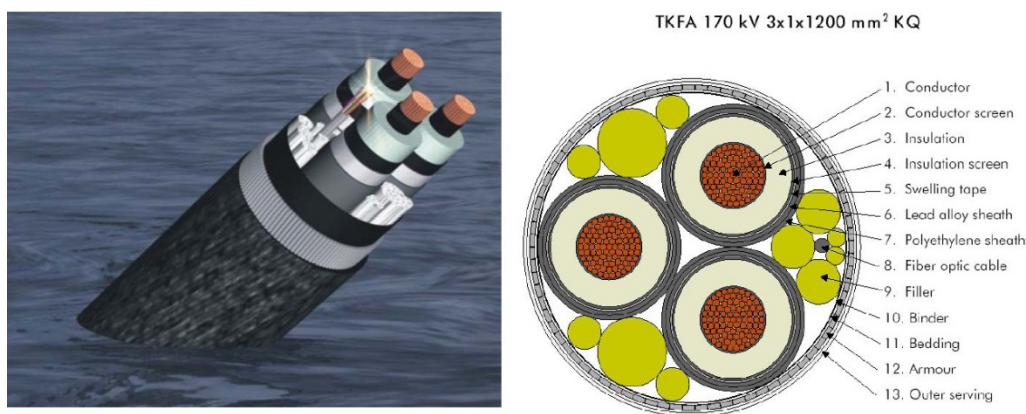


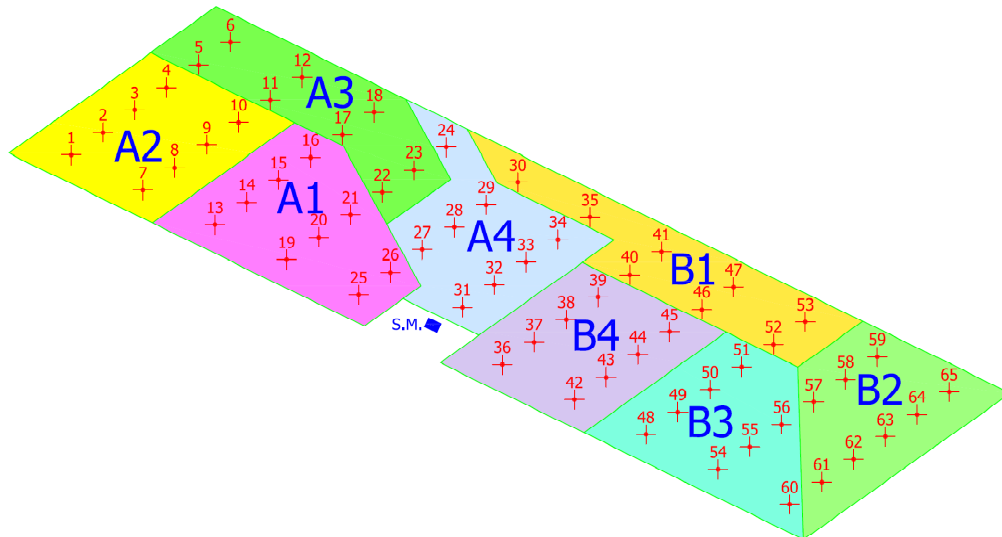
Figura 4.11 – Caratteristiche generali del cavo di interconnessione tra gli aerogeneratori.

Il cavo sottomarino uscente dalla cassetta di terminazione sulla torre è guidato verso il fondale lungo la verticale della torre stessa per poi curvare in prossimità del fondo assecondato da un tubo a J che ne garantisce la curvatura di posa.

Il cavo viene fissato al fondale ed interrato alla profondità di un metro mediante l'uso di getti d'acqua in modo da proteggere il cavo stesso, con l'ausilio di appositi mezzi come descritto nel seguente Paragrafo.

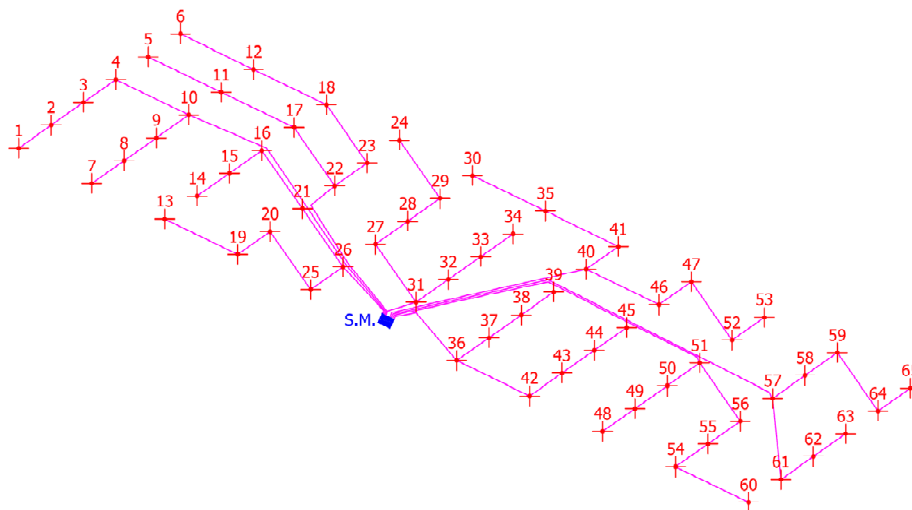
Sulla base della disposizione mutua degli aerogeneratori riportata in Tavola III e della forma stessa della pianta del parco eolico rispetto alla linea di costa, si è adottata la suddivisione in n. 8 sottocampi (uno con potenza nominale pari a 27 MW e 7 con potenza nominale pari a 24 MW), riportata nello schema di Figura 4.12 secondo lo schema di collegamento infra-aerogeneratori di Figura 4.13 descritti in dettaglio nell'Allegato H nel quale vengono riportati anche lo schema elettrico unifilare della rete interna e la carpenteria dei quadri MT nelle torri.



**4 Descrizione Tecnica della Centrale Eolica Off-Shore.**

Sottocampo	Aerogeneratori	Potenza installata
A1	13,14,15,16,19,20,21,25,26	27 MW
A2	1,2,3,4,7,8,9,10	24 MW
A3	5,6,11,12,17,18,22,23	24 MW
A4	24,27,28,29,31,32,33,34	24 MW
B1	30,35,40,41,46,47,52,53	24 MW
B2	57,58,59,61,62,63,64,65	24 MW
B3	48,49,50,51,54,55,56,60	24 MW
B4	36,37,38,39,42,43,44,45	24 MW

**Figura 4.12** – Formazione dei sottocampi della centrale eolica *offshore* del Golfo di Manfredonia.

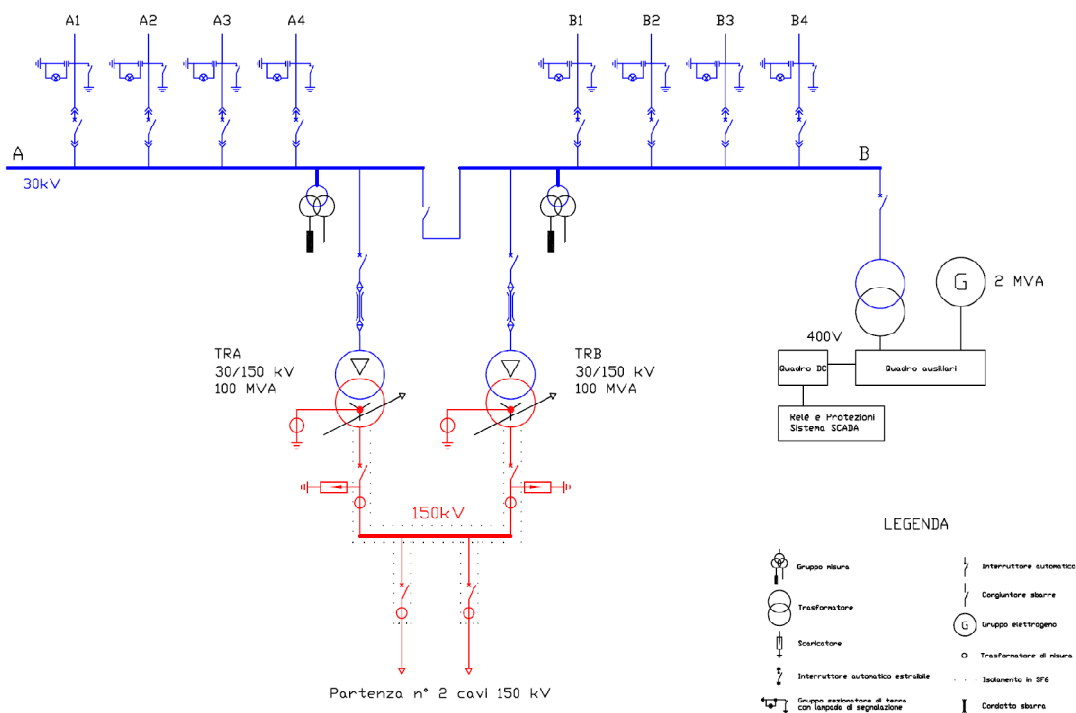


**Figura 4.13** – Schema di collegamento infra-aerogeneratori nei sottocampi e dei sottocampi alla cabina 30/150 kV.

Il collegamento dei sottocampi alla cabina 30/150kV posta su piattaforma a mare avviene, all'interno dello specchio d'acqua del parco eolico, attraverso 8 cavi sottomarini tripolari secondo il percorso descritto in Figura 4.13 ed in Tavola IV su cartografia IGM 50.000.

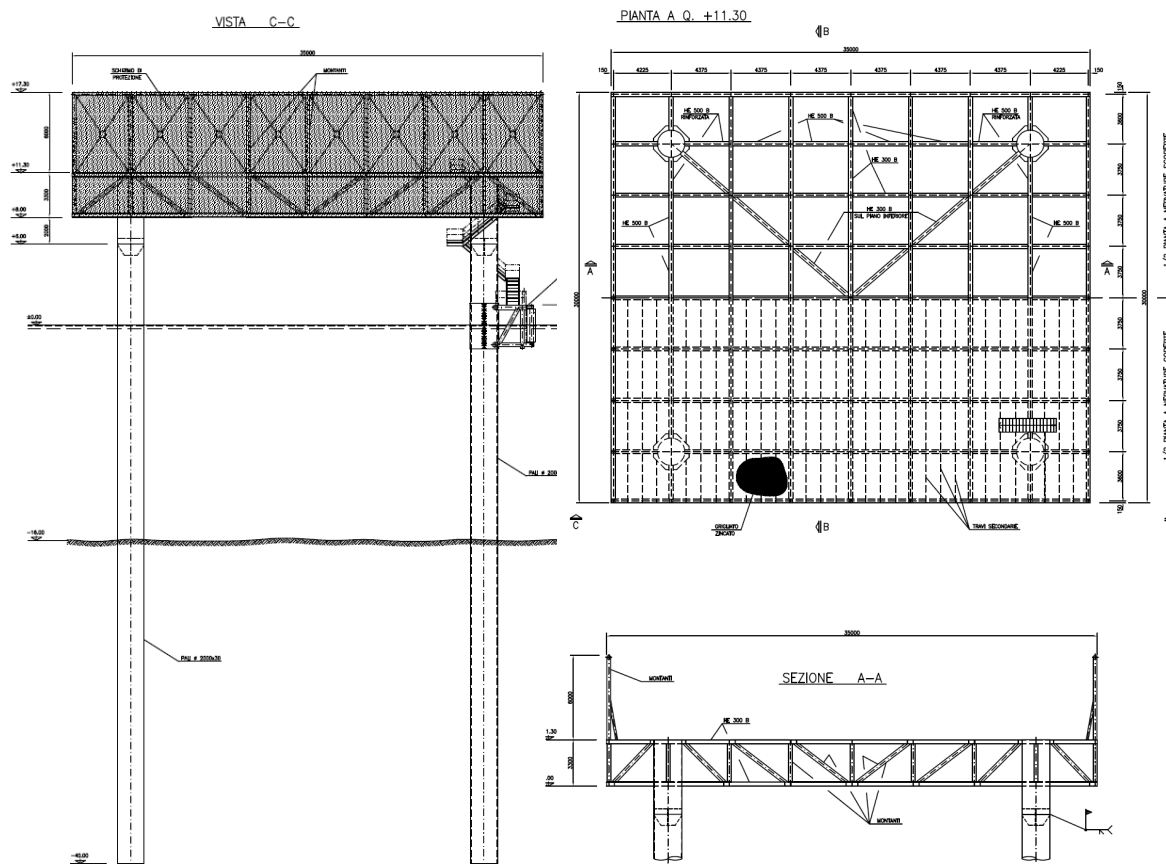
#### 4.5 Stazione di trasformazione elettrica a mare

La stazione di trasformazione elettrica a mare raccoglie i cavi provenienti dai vari sottocampi alla tensione di 30 kV e dopo la trasformazione del voltaggio a 150 kV invia l'energia ai cavi di collegamento con la costa secondo lo schema unifilare riportato in Figura 4.14 e descritto nell'Allegato H.



**Figura 4.14** – Schema unifilare stazione di trasformazione elettrica a mare 30/150kV

La stazione è collocata su di una piattaforma delle dimensioni di 35 m x 30 m, ubicata nel punto di coordinate riportato in Tabella 4.1, supportata da 4 pali di fondazione ed il cui piano di appoggio è posto a 11,3 m di altezza dal livello del mare in modo da evitare il rischio di inondazioni tenuto conto dell'onda massima di progetto. La struttura di tale piattaforma è costituita, come riportato nello schema progettuale di **Figura 4.15** e descritto in dettaglio nella Tavola VII e nell'Allegato G, da un solaio di travi in acciaio connesse alle fondazioni ricoperto con un grigliato zincato. Allo scopo di proteggere la struttura dalle intrusioni ai lati della piattaforma sono poste delle barriere frangivento supportate da travature reticolate in acciaio.

**4 Descrizione Tecnica della Centrale Eolica Off-Shore.**

**Figura 4.15** – Schema progettuale della stazione elettrica a mare.

Schemi e dettagli del progetto elettrico sono riportati nell'Allegato H.

#### 4.6 Cavi di collegamento con la costa

Dalla sottostazione elettrica di trasformazione a mare partono, come mostrato nello schema unifilare generale di Figura 4.6, due cavi sottomarini da 150 kV che convogliano l'energia prodotta verso la costa lungo il percorso indicato in Figura 4.5 e descritto in dettaglio nella Tavola IV e nell'Allegato H.

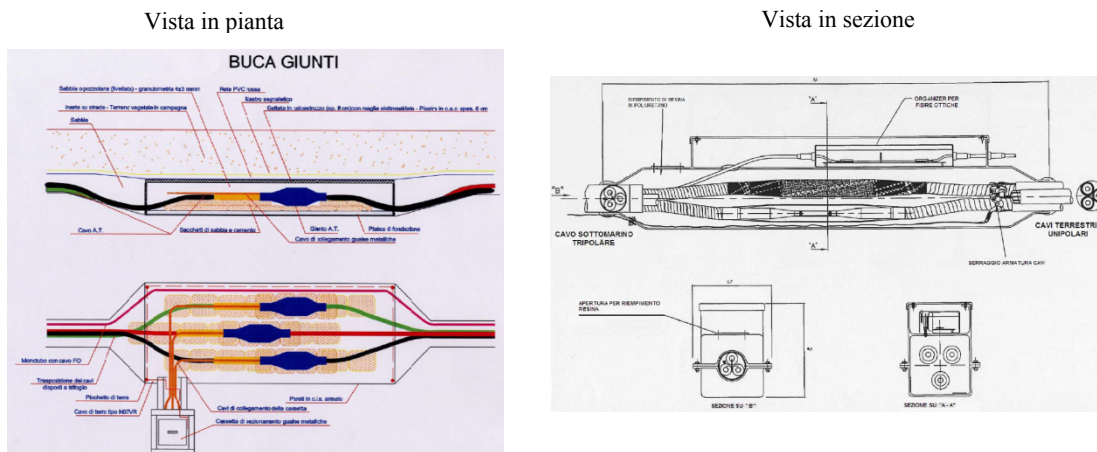
Tali cavi, di lunghezza totale pari a 12,4 km, della stessa tipologia descritta per i cavi di collegamento degli aerogeneratori, vengono posti ad una profondità di circa 1 m al disotto del fondo marino e distanziati tra loro di circa 2 m.

Il punto di approdo a terra è situato nel tratto di costa tra la località di Lido di Rivoli e di Zapponeta corrispondente alle coordinate geografiche 41°28'29"N 15°57'29"E, il quale, come riportato nel report fotografico dell'Allegato H, risulta libero da ogni tipo di insediamento.

Dal punto di approdo i cavi di collegamento con la costa procedono in trincea, sino al punto di ubicazione del giunto terra-mare, situato all'interno della costa a circa 150-200 m dalla battigia nel punto di coordinate 41°28'25"N 15°56'21"E, anch'esso descritto nel report fotografico dell'Allegato H. Il giunto è costituito principalmente da una cassa riempita in resina di poliuretano, delle dimensioni di circa 3,5 m x 0,7 m. Nella cassa il cavo tripolare marino viene sfioccato ed i relativi conduttori di fase sono connessi ai conduttori unipolari che costituiscono il collegamento in cavo terrestre. Le fibre ottiche presenti nel cavo

**4 Descrizione Tecnica della Centrale Eolica Off-Shore.**

sottomarino sono connesse, in una sezione separata del giunto (optical fibre organizer) e collegate alle fibre ottiche che viaggiano in un condotto separato dai cavi unipolari di potenza. Prevedendosi la realizzazione nello stesso scavo di due giunzioni, l'area complessivamente occupata per la realizzazione del giunto terra-mare è pari a circa 4 m x 3 m. Il giunto terra-mare, di cui si riporta uno schema in Figura 4.16, sarà completamente interrato alla profondità di 1,2 m e la sua presenza sarà segnalata da apposito cartello monitor.

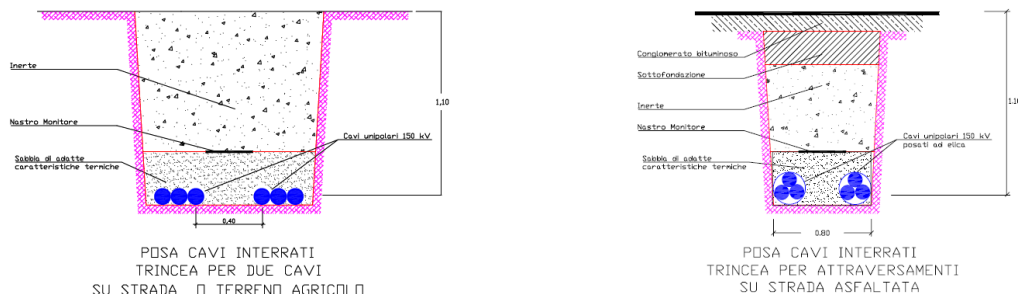


**Figura 4.16** – Schema buca giunti cavi marini – cavi terrestri.

**4.7 Cavo di collegamento a terra**

Dalla buca giunti parte il tratto di linea in cavo interrato, formato da due terne di cavi unipolari da 150 kV di opportuna sezione, che si sviluppa per una lunghezza di circa 8,9 km secondo il percorso indicato in Figura 4.5 e descritto in dettaglio nella Tavola IV e nell'Allegato H.

Dal giunto terra mare, le due terne di cavi posate in trincea come descritto nello schema di Figura 4.17 ed in dettaglio nell'Allegato H, proseguono il loro percorso lungo la SP 144 in direzione Zapponeta e dopo circa 600m, nel punto di coordinate 41°28'08"N 15°56'32.30"E deviano a destra in direzione Sud-Ovest sulla viabilità secondaria sino ad incontrare la SP77 nel punto di coordinate 41°27'02"N 15°54'50.50"E.

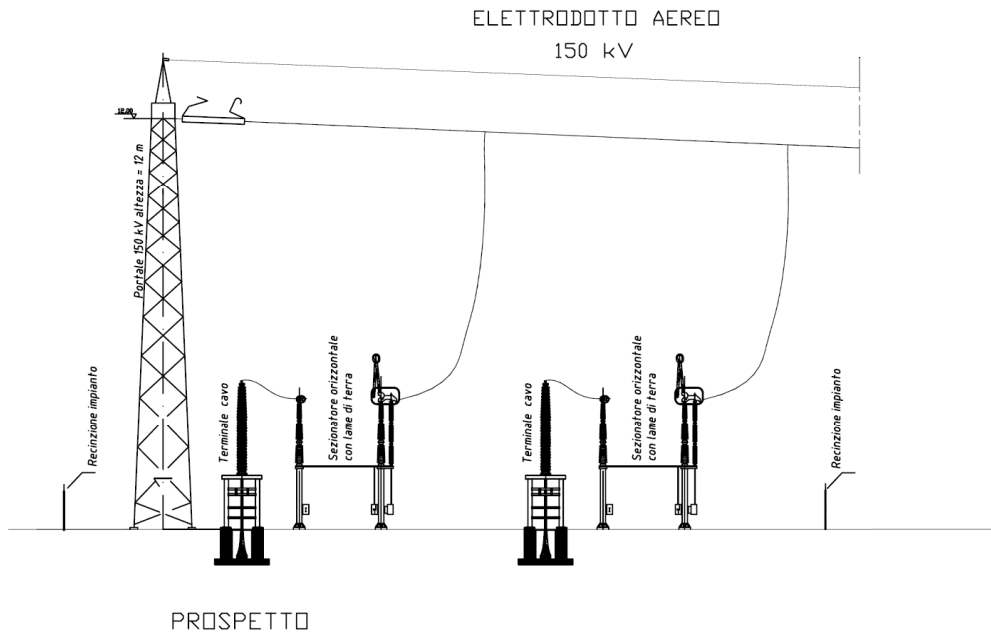


**Figura 4.17** – Schema sezione di trincea cavi terrestri.

Proseguono poi il loro percorso sulla SP77 in direzione Sud per circa 700 m sino al punto in cui incrociano la SP70 in prossimità dell'Azienda Agricola Carapelle, oggi BAEB, nel punto di coordinate 41°26'40"N 15°54'55"E.

**4 Descrizione Tecnica della Centrale Eolica Off-Shore.**

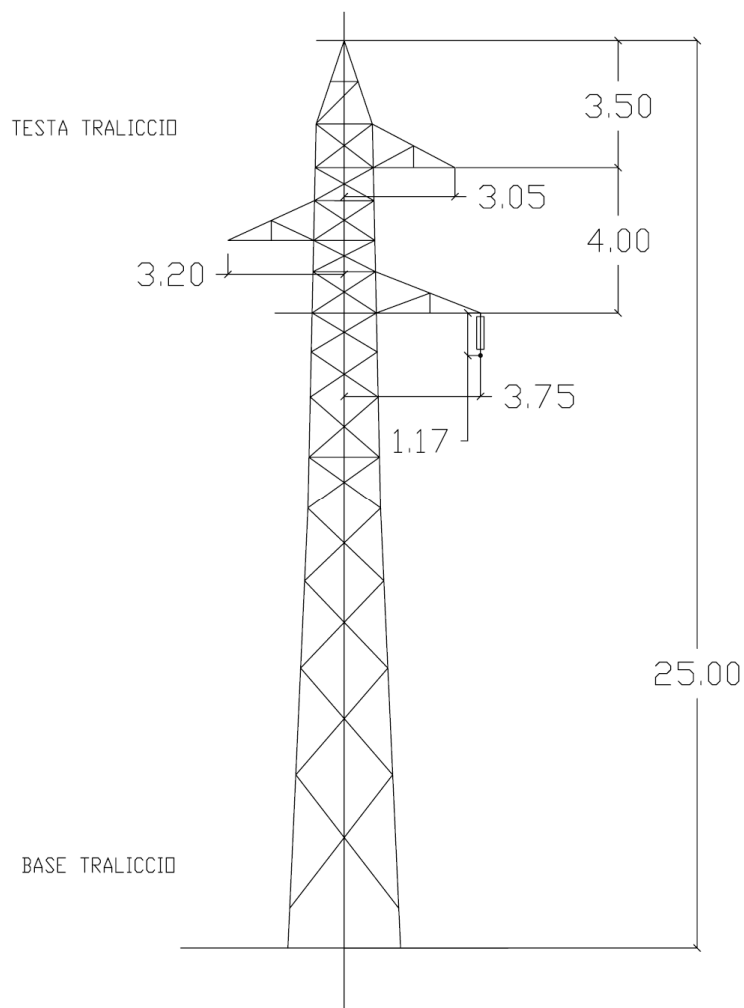
Il percorso prosegue quindi, sempre in trincea, lungo la SP70 sino al punto di passaggio da cavo terrestre a linea aerea da situarsi in località Masseria Votone nel punto di coordinate 41°26'37.50"N 15°52'23"E. In tale zona, attualmente adibita alla coltivazione di cereali e della quale è riportato nell'Allegato H un report fotografico descrittivo, saranno realizzate le infrastrutture elettriche necessarie le quali verranno contenute in un'area recintata delle dimensioni di 20 m x 30 m e di cui si riporta in Figura 4.18 lo schema di massima.



**Figura 4.18** – Schema opere elettromeccaniche passaggio linea in cavo – linea aerea.

La linea elettrica prosegue quindi in linea aerea in singola terna a 150 kV per un tratto pari a circa 9,6 km sino alla stazione elettrica di trasformazione a terra 150/380 KV ubicata nel territorio del Comune di Manfredonia, nell'area denominata Macchia Rotonda, secondo quanto indicato dalla società Terna S.p.A. e riportato nell'Allegato I.

In Figura 4.19 la struttura tipo del traliccio che si prevede di utilizzare per il tratto in linea aerea. Il traliccio ha una altezza media totale pari a 25 m. Si prevede la realizzazione di campate di lunghezza media pari a 400-450 m.

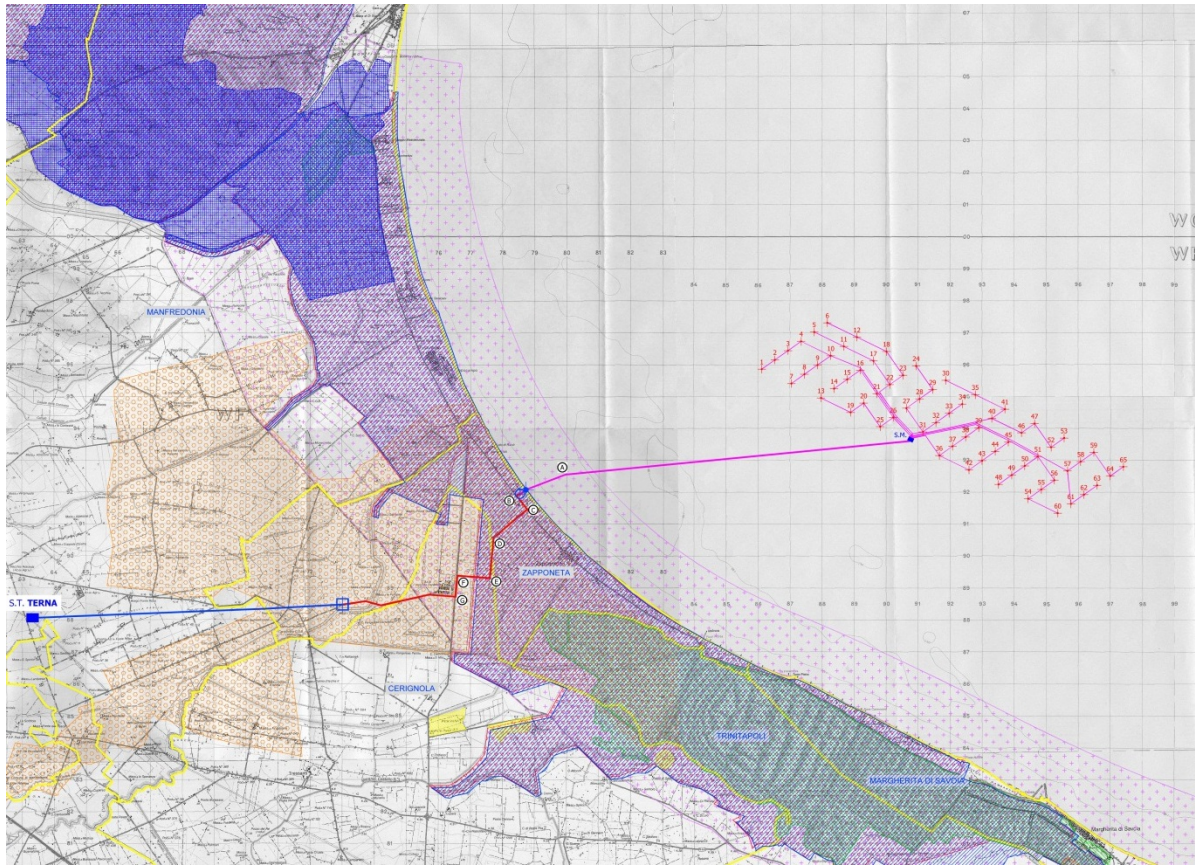


**Figura 4.19** -Traliccio per linea aerea su palificata a 150 kV in singola terna

#### ***Considerazioni sui vincoli ambientali presenti***

Nella "Tavola schema generale di progetto e vincoli territoriali su cartografia 1:50.000", riportata in allegato (Tavola V) e in **Figura 4.20**, è riportato il percorso dei collegamenti terrestri per la connessione dell'impianto alla RTN, alla luce dei vincoli naturalistici, paesaggistici ed archeologici presenti.

**4 Descrizione Tecnica della Centrale Eolica Off-Shore.**



LEGENDA	
	AEROGENERATORI
	CABINA 30/150 kV SU PIATTAFORMA MARINA
	STAZIONE ELETTRICA 380/150 kV
	PUNTO DI APPRODO
	GIUNTO CAVO MARINO - CAVO TERRESTRE
	PASSAGGIO CAVO AEREO
	COLLEGAMENTO IN CAVO SOTTOMARINO A 30 kV
	COLLEGAMENTO IN CAVO SOTTOMARINO A 150 kV
	COLLEGAMENTO IN CAVO INTERRATO A 150 kV
	LINEA AEREA IN DOPPIA TERNA A 150 kV
	CONFINI COMUNALI
	PUNTI DI RIFERIMENTO PER CORSO CAVO ELETTRICO
	RISERVE NATURALI STATALI
	AREA ZPS
	AREA SIC
	AREA IMPORTANTE PER GLI UCCELLI
	AREA A RISCHIO INONDAZIONE
	AREA ARCHEOLOGICA
	AREA MILITARE
	AREA PARCHI NAZIONALI

**Figura 4.20** - Schema generale di progetto e vincoli territoriali su cartografia 1:50.000

**4 Descrizione Tecnica della Centrale Eolica Off-Shore.**

Entrambi i percorsi in cavo terrestre ed in linea aerea interessano zone a pericolosità di inondazione. Il tratto in cavo, essendo interrato e realizzato per la gran parte nella struttura stradale, non presenta alcuna cubatura aggiuntiva sul territorio atta a ridurre lo smaltimento delle acque.

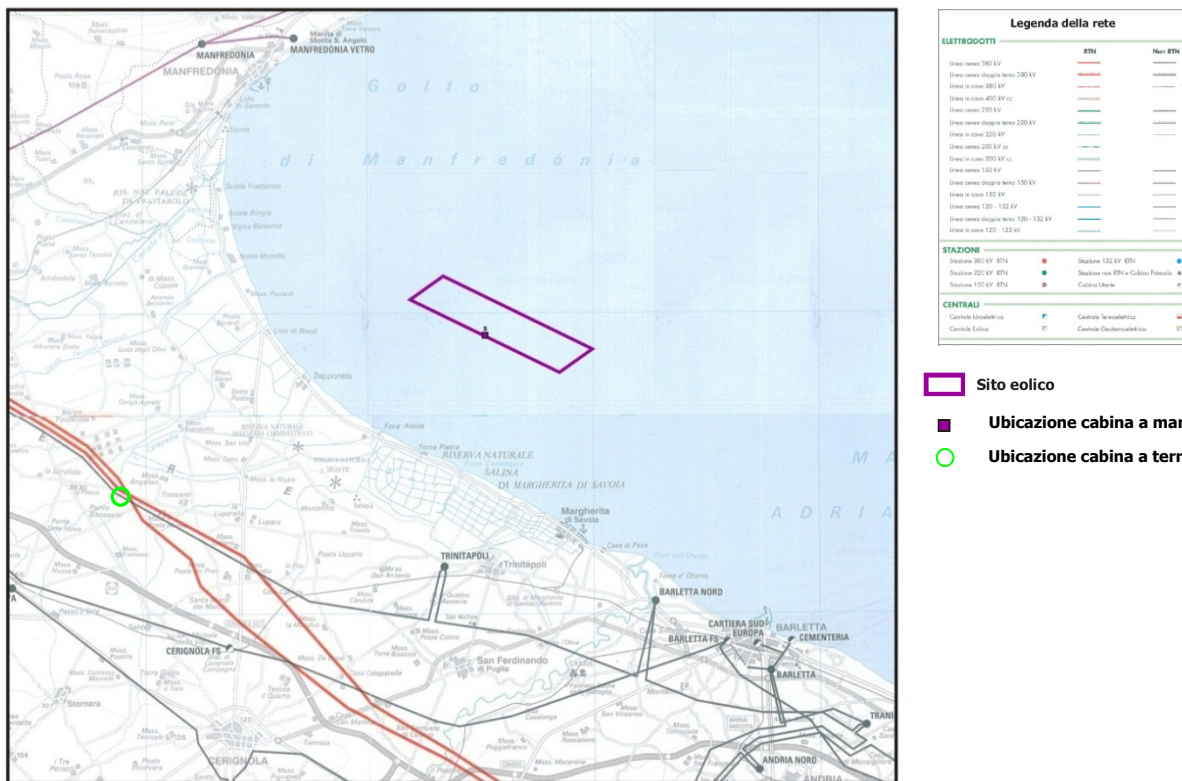
Il tratto in linea aerea attraversa l'area a rischio inondazione per circa 2,5 km, ossia per 6-7 tralicci. Per i tratti di linea suddetti sarà necessario uno studio di compatibilità idrogeologica eseguito ai sensi di quanto prescritto al punto g) dell'art. 19 del Piano di Bacino per l'Assetto Idrogeologico redatto dall'Autorità di Bacino della Regione Puglia.

Il tracciato evita le aree di interesse archeologico presenti e consente di mantenere la morfologia del territorio e la sua antropizzazione.

Si sottolinea come la riduzione della potenza della centrale eolica off-shore nel nuovo layout di progetto (dai 300MW iniziali agli attuali 195MW) abbia permesso di rendere il tratto aereo del collegamento elettrico alla RTN meno impattante in termini di visibilità, impegno del territorio e campo elettromagnetico, passando da un elettrodotto aereo in doppia terna ad uno in singola terna, dimezzando quindi il numero dei tralicci necessari e diminuendone l'altezza, dai 31m iniziali agli attuali 25m.

**4.8 Stazione di trasformazione elettrica a terra 150/380 kV**

La linea aerea da 150 kV trasmetterà l'energia prodotta dalla centrale eolica *offshore* del Golfo di Manfredonia alla cabina di trasformazione a 380 kV nonché sottostazione di allacciamento alla rete elettrica in entra e esce sulla linea 380 kV Bari Ovest – Foggia indicata nella Figura 4.21 in cui è riportato l'andamento della rete elettrica nazionale in prossimità dell'area di interesse del progetto.



**Figura 4.21 – Rete elettrica nazionale nell'area di interesse del progetto.**



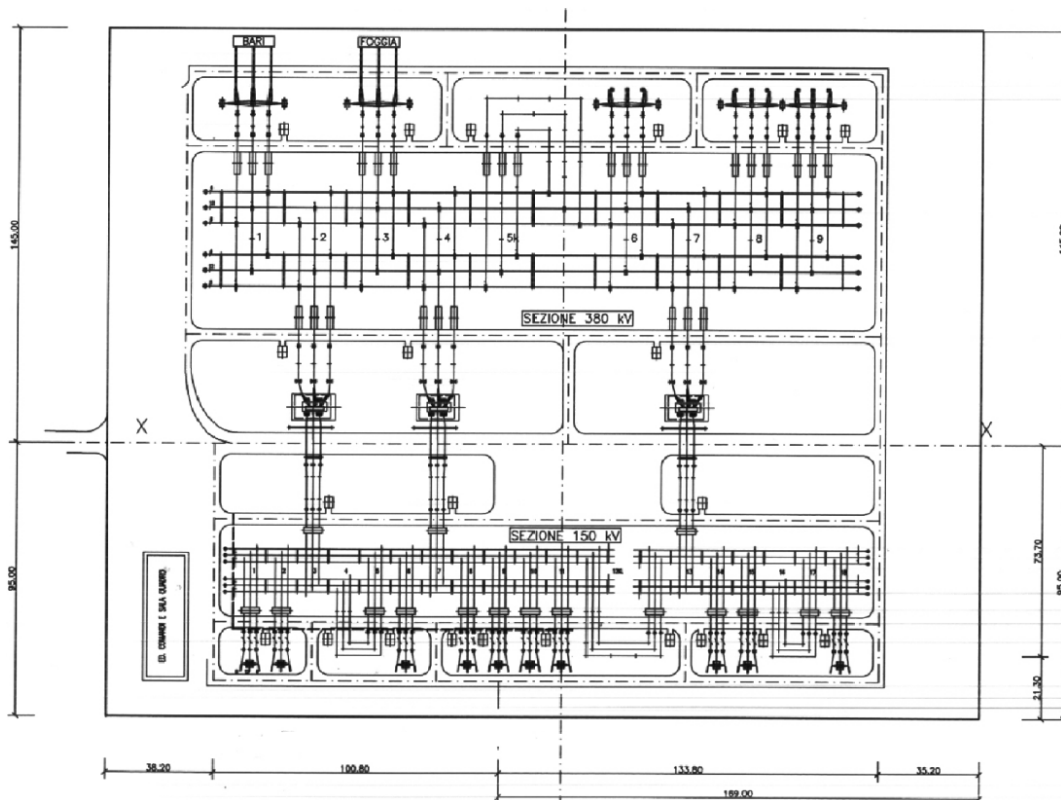
**4 Descrizione Tecnica della Centrale Eolica Off-Shore.**

Lo stesso gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN S.p.A.) si occuperà del progetto esecutivo della stazione di allacciamento alla rete così come della sua realizzazione come indicato nella risposta ricevuta, a seguito della richiesta di connessione effettuata da parte di Trevi Finanziaria Industriale Spa per conto di Trevi Energy Spa, riportata nell'Allegato I.

La stazione verrà ubicata all'interno della zona denominata di Macchia Rotonda indicata nella riunione del 21/06/2007 il cui verbale è riportato nell'Allegato I.

A seguito di un primo sopralluogo effettuato nell'area di interesse, si è individuata come possibile zona per la realizzazione delle opere quella prospiciente il punto di coordinate 41°26'25.30"N 15°45'25.60"E, corrispondente al traliccio n°239 della linea Bari Ovest – Foggia e di cui si riporta un report fotografico descrittivo nell'Allegato H.

Secondo le indicazioni ricevute da Terna S.P.A. la soluzione di collegamento si svilupperà su di un'area pari a circa 74.400 m<sup>2</sup> delle dimensioni in pianta di 310 m x 240 m secondo lo schema planimetrico di Figura 4.22 e la descrizione progettuale di massima riportata nell'Allegato H.



**Figura 4.22** – schema di ingombro della cabina di trasformazione ed allacciamento alla RTN.

#### **4.10 Sistema di protezione e controllo**

Ogni aerogeneratore, così come la stessa sottostazione a mare e quella a terra, è dotato di un sistema di monitoraggio, gestione e controllo che permette di determinarne i differenti stati di funzionamento ed eventuale emergenza.

Il sistema di controllo e protezione della sottostazione, descritto nello specifico nell'Allegato H, installato all'interno della cabina elettrica di sottostazione, è necessario per il buon funzionamento degli organi di alta tensione e per la gestione dei dati di interfaccia con il Gestore di Rete, che dovrà agire anche sulla gestione delle macchine installate in mare. Sullo stesso pannello del sistema di controllo sarà implementato il sistema di gestione automatico dell'impianto per quanto non previsto dai sistemi di automazione degli aerogeneratori. Il sistema di controllo pertanto dovrà essere in grado di ricevere i dati dal gestore secondo quanto prescritto dalle regole di connessione e di inviarli alle apparecchiature *offshore* in modo da gestire:

- manovre dell'interruttore a 150 kV;
- manovre degli interruttori a 30 kV;
- manovre degli interruttori a 1,0 kV;
- regolazione di tensione e di frequenza degli aerogeneratori.

Oltre al sistema di controllo a distanza ed alla gestione automatica locale il sistema prevede un pannello di alloggiamento delle protezioni elettriche di rete e dei trasformatori che agiranno sull'interruttore a 150 kV e su quelli immediatamente adiacenti da 30 kV così come su quelli di ogni aerogeneratore da 30 kV.

Il sistema di controllo e monitoraggio di ogni aerogeneratore è basato su di un multiprocessore consistente in differenti sottosistemi di controllo ognuno dei quali ha diverse mansioni e comunica attraverso una rete a fibre ottiche. La cabina di comando è ubicata alla base torre, all'interno della navicella ed all'interno del mozzo. Il sistema è dotato di batterie di *backup* ed assolve alle differenti funzioni descritte nello specifico nell'Allegato E.

L'intera area del parco sarà interdetta all'ancoraggio ed alla pesca a strascico, in modo da prevenire danneggiamenti eventuali ai cavi ed alle apparecchiature sottomarine.

Apparecchiature e strutture saranno dotate di opportuni sistemi di segnalazione luminosa e sonora da concordarsi con i responsabili per la navigazione marina ed aerea al fine di prevenire collisioni.

Il sistema di alimentazione del sistema di protezione e controllo dovrà essere alimentato da sorgente ininterrompibile, in modo da poter sempre permettere la messa in sicurezza dell'impianto in caso di fuori servizio dell'alimentazione principale. A tale scopo nella piattaforma della sottostazione è previsto l'alloggiamento di un generatore diesel della potenza elettrica di 2MW e dei relativi serbatoi, così come in ogni aerogeneratore è previsto l'alloggiamento di un sistema di batterie per garantire la funzionalità dei sistemi di segnalazione sonora e luminosa.

#### 4.12 Strumenti di misura

Ai fini del controllo e della protezione della centrale eolica *offshore*, l'impianto sarà dotato di differenti sistemi di misura in grado di monitorare costantemente le principali grandezze nelle varie parti d'impianto riassumendole nel pannello di controllo per renderle disponibili al sistema di gestione dell'impianto ed al Gestore di Rete con particolare attenzione a:

- intensità e direzione del vento nel sito di sviluppo dell'impianto;
- temperatura e umidità ambiente;
- potenza attiva generata;
- potenza reattiva generata;
- fattore di potenza attiva esportata;
- potenza attiva esportata;
- potenza reattiva esportata;
- fattore di potenza esportata;
- potenza assorbita dall'impianto.

Segnali provenienti da ciascun singolo aerogeneratore (intensità e direzione del vento, stato di funzionamento/allarme, stato variabili di funzionamento, potenza generata, etc... come descritto in dettaglio nell'Allegato E)

**4 Descrizione Tecnica della Centrale Eolica Off-Shore.**

---

## 5 DESCRIZIONE DELLE OPERE D'INSTALLAZIONE

L'installazione di un parco eolico Off-Shore è un processo complesso e richiede un'attenta pianificazione a partire dalle operazioni di trasporto dei componenti quali i monopali di fondazione, gli elementi di transizione, navicelle, rotor, pale, etc...

I componenti verranno stoccati in un'adatta area portuale cercando di ottimizzare le consegne in funzione delle capacità di installazione in modo da sfruttare al meglio lo spazio disponibile e massimizzare lo spazio a disposizione delle operazioni di pre-assemblaggio a terra di grandi componenti come per esempio i rotor.

L'area portuale, per lo stoccaggio e le operazioni di pre-assemblaggio, è da individuarsi tra quelle attrezzate o da attrezzarsi per l'approdo dei mezzi marini previsti ed il carico e scarico dei componenti e dei pre-assemblati per una necessaria superficie utile minima di lavoro di complessivi 5.000 m<sup>2</sup>.

Di seguito è riportata una breve descrizione delle operazioni relative alle differenti fasi del progetto secondo la pianificazione di massima indicata in figura 5.1.

5 Descrizione delle Opere d'Installazione.

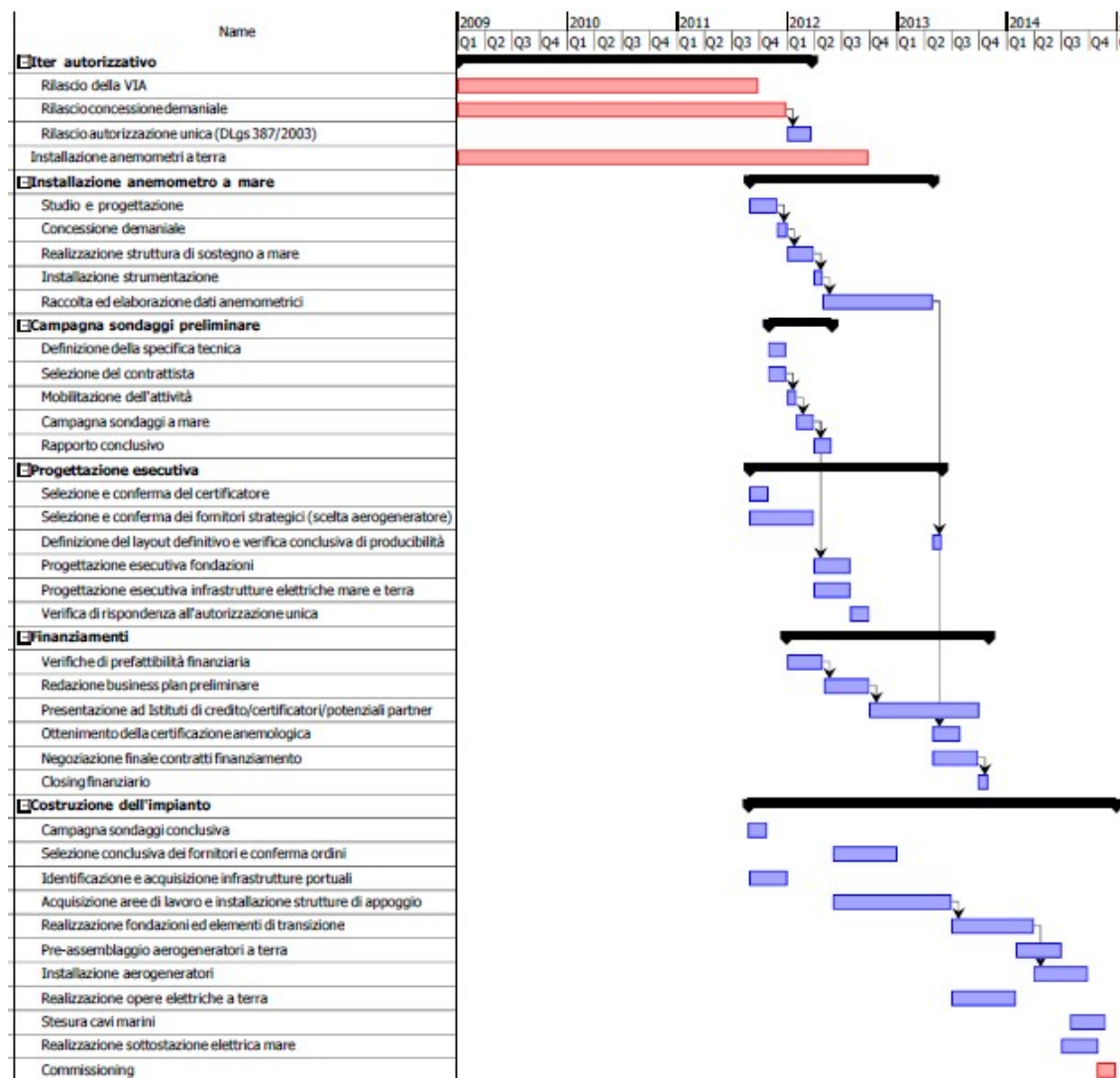


Fig. 5.1 - Diagramma di Gantt delle fasi di installazione della centrale eolica off-shore del Golfo di Manfredonia.

5.1 Preparazione del fondo

Il primo passo operativo da compiere per l'installazione delle fondazioni di turbine e sottostazione a mare, è la preparazione del fondale onde prevenire gli effetti dovuti ai vortici attorno ai pali, a causa dei quali si generano dei fenomeni erosivi che scalzano il materiale alla base delle fondazioni stesse.

**Si precisa tuttavia che tale preparazione non è sempre necessaria, in fase di progettazione esecutiva verrà valutata, palo per palo, l'effettiva necessità di questa operazione.**

La messa in opera del materiale ghiaioso e pietrisco, viene effettuata direttamente in mare utilizzando opportune imbarcazioni che scaricano il materiale lateralmente come mostrato nella figura 5.2.



Fig. 5.2 - Imbarcazione utilizzata per la messa in opera a mare del materiale ghiaioso e pietrisco.

La tipologia e quantità di materiale necessaria per le fondazioni della Centrale Eolica *Off-Shore* del Golfo di Manfredonia, sarà valutata nelle fase definitiva del progetto, di certo le caratteristiche correntometriche dell'area presuppongono la necessità di una limitata preparazione del fondale, come riportato nello schema progettuale delle fondazioni di *tavola VI*.

## 5.2 Fondazione

I pali di fondazione vengono installati in mare utilizzando un pontone di tipo *self-elevating*. Tale tipo di imbarcazione è in grado di caricare, nell'area portuale di servizio, più pali di fondazione allo stesso tempo e trasportarli ai siti designati nel lay-out d'impianto, come mostrato in figura 5.3.



Fig. 5.3 - Operazioni portuali di carico dei pali di fondazione sul pontone.

Una volta posizionato il pontone, i pali di fondazione vengono portati in posizione verticale con l'ausilio di una dima di inclinazione (*Tilting-Frame*) e posizionamento (*Hammering-Frame*), come mostrato in figura 5.4, che permette l'esatta collocazione degli stessi con una tolleranza di 0,1° nella verticale.

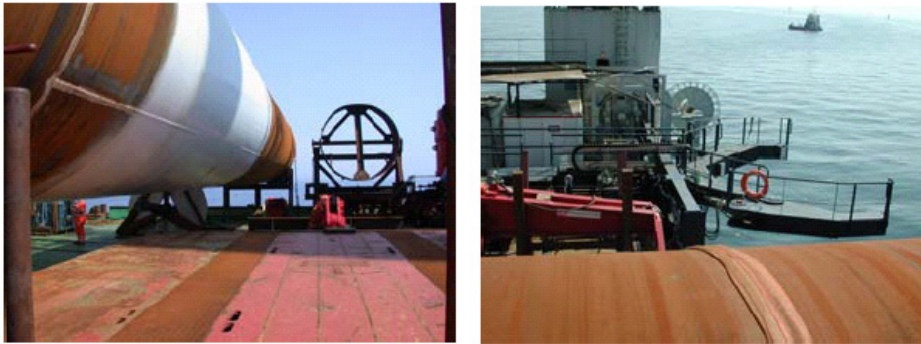


Fig. 5.4 - Dima di inclinazione e posizionamento installate sul pontone.

Allineato il palo sulla verticale della posizione di installazione, si iniziano le operazioni di infissione con un maglio idraulico del tipo riportato in figura 5.5 costituito da un percussore ed un distributore della forza di percussione sulla testa del palo.



Fig. 5.5 - Fase di sollevamento del maglio e successivo posizionamento in corrispondenza del palo.

Per evitare di danneggiare l'udito di eventuali specie presenti nella zona durante le fasi di battitura del palo, viene preliminarmente immerso in acqua un emettitore di suoni in modo da allontanarle prima dell'inizio delle operazioni di lavoro.

Considerate le generiche caratteristiche geofisiche riscontrate nel sito di installazione della centrale eolica *off-shore*, descritte nell'*Allegato A*, si determina, per le operazioni di infissione, un tempo necessario pari a circa un'ora e mezza, come riportato nei calcoli riferiti nell'*Allegato F*. Tale tempo, ovviamente, può variare a seconda delle specifiche caratteristiche del fondale di ogni fondazione che saranno determinate in fase di progetto esecutivo delle opere.

Una volta infisso il palo, sulla sua sommità viene posizionato un piccolo segnalatore luminoso temporaneo, come descritto in figura 5.6, in modo da prevenire collisioni nelle fasi operative di lavoro.





Fig. 5.6 - Faro di segnalazione temporaneo installato sul palo di fondazione appena installato.

### 5.3 Parte di transizione

Successivamente all'infissione del monopalo di fondazione si procede con l'installazione della struttura di transizione. Dopo essere stata caricata sul pontone *self-elevating* nell'area portuale di servizio, una volta posizionato il pontone e sollevato in assetto stabile da lavoro nel punto di installazione, tale struttura viene sollevata con la gru presente sul pontone e alloggiata sulla fondazione come indicato in figura 5.7.



Fig. 5.7 - Installazione del pezzo di transizione.

Sigillate quindi le estremità, come indicato nell'*Allegato F*, l'intercapedine presente tra le due strutture, viene riempita con una malta cementizia ad espansione. terminate le operazioni di installazione viene attivato il sistema di segnalazione luminosa previsto sulla struttura stessa, alimentato per mezzo del sistema di batterie di *back-up*.

## 5.4 Turbina Eolica

Passato il periodo di consolidamento della malta cementizia è possibile quindi procedere con le operazioni di installazione delle turbine.

Anche per tali operazioni si procederà attraverso l'utilizzo di un pontone *self-elevating* sul quale vengono caricati i conchi di torre preassemblati a terra, le navicelle ed è collocato pure il mezzo di sollevamento.

Una volta posizionato il pontone sul sito di installazione e stabilizzato lo stesso sulle gambe di appoggio, si procede con il sollevamento dei conchi di torre mediante la gru ed il loro assemblaggio delle unioni flangiate, come mostrato in figura 5.8.



Fig. 5.8 - Installazione della Turbina: montaggio dei conchi di torre.

Terminato il montaggio della torre si procede, sempre mediante la gru, al sollevamento della navicella ed al collocamento della ralla di orientamento in corrispondenza della flangia di estremità della torre. Come mostrato nella figura 5.9.



Fig. 5.9 - Installazione della Turbina: sollevamento della navicella e del rotore.

Il rotore, a seconda della tipologia dei mezzi impiegati e della specifica turbina installata, può essere pre-assemblato in parte assieme alla navicella e con essa installato, come mostrato in figura 5.9 oppure essere pre-assemblato completamente a terra nelle sue componenti (pale e mozzo) nell'area portuale. Nel primo caso l'installazione viene quindi completata con il sollevamento e fissaggio della pala mancante. Nel secondo caso, il rotore, viene caricato su di un pontone di servizio, in posizione orizzontale, e trasportato in sito in prossimità della piattaforma *self-elevating* come mostrato in figura 5.10.



Fig. 5.10 - Installazione della Turbina: trasporto del rotore pre-assemblato a terra.

Terminate le operazioni di fissaggio della navicella, si procede al sollevamento del rotore, alla sua inclinazione per mezzo dell'aiuto di una gru di servizio ed alla sua messa in opera sulla flangia di connessione dell'albero lento al mozzo, come mostrato nella sequenza fotografica di figura 5.11.



Fig. 5.11 - Installazione della Turbina: montaggio del rotore.

## 5.5 Stazione di trasformazione elettrica a mare

Le operazioni di installazione della stazione di trasformazione elettrica a mare sono simili a quelle descritte per l'installazione delle turbine. Una volta infisse le fondazioni, si procede al preassemblaggio, nell'area portuale di servizio, delle travature di sostegno, del piano di solaio, così come delle paratie di protezione laterali. Caricati quindi i vari componenti sul pontone di tipo *self-elevating* e sul pontone di trasporto, mediante le gru, giunti in corrispondenza del punto di installazione, il pontone viene ancorato e quindi stabilizzato in posizione elevata sulle gambe di appoggio. I vari componenti la struttura vengono quindi sollevati, mediante le gru presenti sul pontone, ed alloggiati nei sostegni di fondazione, come mostrato in figura 5.12.



**Fig. 5.12** - Installazione della Stazione di trasformazione a mare: operazioni di sollevamento componenti.

Si procede quindi al montaggio del solaio, della componentistica elettromeccanica (trasformatori, armadio AT, armadio MT, etc...) e di servizio, così come delle paratie di protezione laterali.

## 5.6 Posa dei Cavi

I cavi sottomarini di collegamento delle turbine vengono posati ed interrati per circa 1 m sul fondale in modo da evitare eventuali danneggiamenti dovuti ad ancore o reti da pesca. Nell'area portuale, il cavo, viene caricato su di un pontone di servizio o su di un'apposita imbarcazione posacavi. Giunti in prossimità della turbina, il cavo viene srotolato verso il fondo e la sua estremità viene guidata all'interno del tubo a J, con l'ausilio di un sommozzatore, come mostrato nella figura 5.13, e quindi inserita nella cassetta di terminazione, come descritto nel capitolo 4.4.



**Fig. 5.13** - Posa dei cavi sottomarini: Inserimento del cavo nel tubo a J.

Terminata tale operazione, il cavo viene guidato nel tracciato stabilito ed interrato allo stesso tempo mediante l'utilizzo di potenti getti d'acqua.

A questo scopo si può utilizzare un veicolo robotizzato comandato a distanza (Remotely Operated Vehicle) che entra in azione dopo che il cavo è stato posato sul fondo del mare (ROV System); il veicolo, che si muove sul fondale marino su ruote oppure su cingoli speciali, è dotato di particolari bracci muniti di ugelli che possono essere opportunamente orientati al fine di smuovere il fondale marino sottostante il cavo in maniera da creare una trincea, della profondità desiderata, nella quale il cavo medesimo viene ad adagiarsi. Altrimenti si può utilizzare una macchina speciale che opera sul fondale marino ed è trainata dalla nave posacavi, come descritto nell'*Allegato H*.

Entrambe le soluzioni sono riportate nelle immagini di figura 5.14.

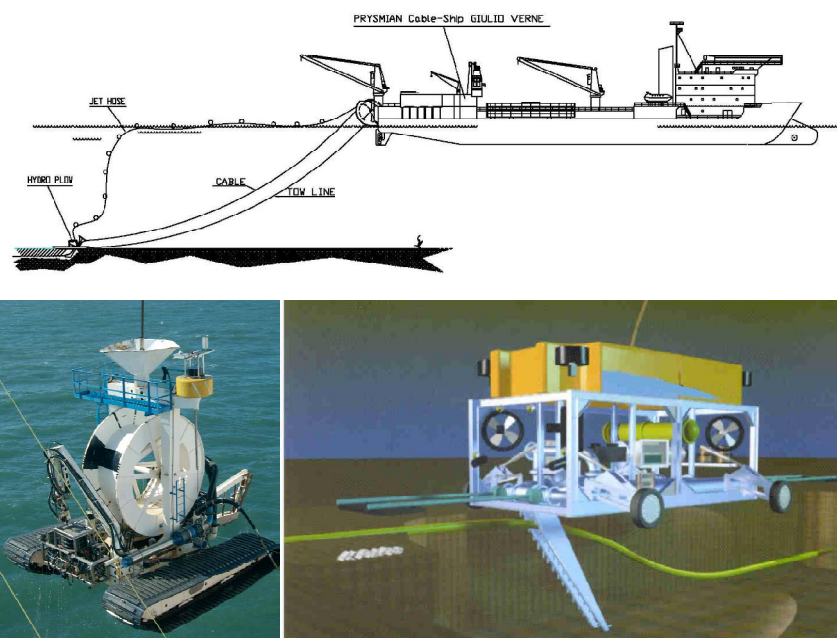


Fig. 5.14 - Posa dei cavi sottomarini: mezzi sottomarini per l'interramento dei cavi.

Giunti in prossimità della turbina successiva, il terminale del cavo è quindi guidato, sempre con l'ausilio di un sommozzatore, all'interno del tubo a J per poi essere collegato alla relativa cassetta di terminazione.

Analoga operazione è condotta per i cavi in arrivo ed in partenza dalla sottostazione elettrica a mare. Il cavo di collegamento con la costa, una volta in prossimità della battigia, viene interrato all'interno di un opportuno scavo preparato sulla spiaggia e quindi unito al cavo terrestre mediante un opportuno giunto, una volta sigillato il quale, viene poi ricoperto.

Il cavo terrestre viene quindi installato, secondo il percorso prestabilito, descritto nel capitolo precedente, nello scavo di alloggiamento. Le opere di scavo sono eseguite mediante appositi mezzi per la movimentazione della terra, di piccola taglia date le dimensioni esigue dello scavo da eseguirsi; l'alloggiamento del cavo viene effettuato mediante l'ausilio di un camion gru sul quale è installata la bobina

**5 Descrizione delle Opere d'Installazione.**

---

di avvolgimento del cavo stesso; lungo il percorso verranno collocati i vari pozzetti di giunto degli spezzoni del cavo. Una volta posato e protetto con copponi di resina con sovrastante apposito nastro di segnalazione il cavo verrà ricoperto con materiale di riporto e verranno quindi ripristinate le condizioni iniziali di superficie.

Il cavo terrestre viene quindi fatto fuoriuscire in corrispondenza del punto di transizione in linea aerea. In tale punto verranno realizzate le opere per la costruzione delle infrastrutture elettriche descritte nel capitolo precedente. Verranno quindi realizzate le opere di fondazione necessarie per i tralicci di sostegno lungo la linea aerea, i quali verranno poi installati mediante l'ausilio di mezzi di sollevamento, assieme alle linee elettriche.

Nell'area di ubicazione della sottostazione, si provvederà allo spianamento e bonifica della superficie d'impianto, alla realizzazione degli accessi previsti allo stesso ed alla costruzione dell'edificio di controllo. Quindi, mediante l'ausilio dei mezzi di sollevamento, si procederà al montaggio dei portali e dei tralicci, così come ai cablaggi previsti.

**5 Descrizione delle Opere d'Installazione.**

---



## 6 INTERVENTO DI PROTEZIONE ED INCREMENTO DELLA FAUNA ALIEUTICA

La finalità è quella di rafforzare la forte valenza ambientale del progetto, rivolto allo sviluppo di energia "pulita", tramite interventi che prevedono una particolare attenzione alla salvaguardia ed all'incremento delle risorse alieutiche.

Obiettivo dell'intervento è l'integrazione delle strutture per la produzione di energia eolica con realizzazioni modulari, disposte all'interno dell'area, che permettano di influenzare il comportamento e l'abbondanza degli organismi acquatici espletando una serie di funzioni tra cui le principali sono qui di seguito sinteticamente riportate :

### ***Per la fauna:***

- creazione di tane e rifugi per specie stanziali, con conseguente riduzione della mortalità di uova e stadi giovanili;
- aumento della diversità ecologica, legata alla disponibilità di nuovi substrati per l'adesione di specie bentoniche e l'attrazione e concentrazione di specie pelagiche;
- riciclo energetico con produzione di biomassa sessile;
- protezione di biocenosi naturali;

### ***Per la componente vegetale:***

- difesa di areali pregiati, ad es. a Fanerogame marine;
- aumento della produttività primaria.

A livello ecologico lo sviluppo del manto vegetale può realizzare una serie di effetti articolati che portano a:

- aumento della produzione di ossigeno;
- captazione di sedimenti per organismi sestonofagi;
- creazione di nurseries e risorse alimentari per pesci fitofagi.

Infine le alghe, assieme agli invertebrati sessili che occupano direttamente il substrato, fungono da specie formanti nuovo habitat e provvedono ad uno spazio colonizzabile supplementare.

Tali effetti si possono tradurre in un incremento dei rendimenti di pesca ed in un aumento netto della biomassa animale.

E' oramai da tempo riconosciuto che le **Barriere Artificiali** (di seguito anche "BA") sono strutture artificiali sommerse che consentono di influenzare il comportamento e l'abbondanza degli organismi acquatici espletando una le funzioni richieste dai suddetti obiettivi dell'intervento.

Le **BA** costituiscono infatti un mezzo efficace per aumentare, tramite nuovo substrato, l'area di interfaccia di un ambiente, rendendo disponibile ulteriori superfici per l'adesione degli organismi che, almeno in una fase del loro ciclo vitale, richiedono un substrato.

Il processo di colonizzazione vegetale di una struttura artificiale sommersa si manifesta come sviluppo di una comunità *fouling (periphyton)*, sottoposta a diversi condizionamenti biotici ed abiotici, che possono influire sulla presenza-assenza delle specie fitali (ad esempio sulla loro capacità di adesione al substrato, sulla rigogliosità e sulle caratteristiche riproduttive).

Con tali presupposti la realizzazione di moduli a **BA**, da posizionarsi in relazione alla disposizione del reticolo costituito dai generatori eolici, costituisce un ambiente di protezione e rifugio per le specie ittiche necto-bentoniche, potenziando e stabilizzando l'effetto tigmotropico prodotto dalle palificazioni di sostegno ai generatori, rivolto soprattutto alle specie ad abitudine più pelagica.

L'incremento delle risorse aleutiche, determinato dalla presenza di BA, può portare ad un ulteriore sviluppo di attività di pesca basata sull'utilizzo di attrezzi selettivi, quali trappole o reti da posta, rientranti all'interno della piccola pesca artigianale. Tale mestiere di pesca, a sua volta, si presta meglio di altri a forme di pescaturismo, in associazione o meno con lo sviluppo di attività subacquee.

Oltre alla realizzazione di barriere artificiali si prevede quindi l'installazione di alcuni filari per molluschicoltura e reti da posta, della lunghezza complessiva di circa 1.000 metri, da posizionarsi lungo gli assi del reticolo costituito dal *Lay-out* d'Impianto. Questi filari, costituiti da cinque campate indipendenti della lunghezza di 200 metri ciascuna, consentiranno di avviare esperienze di mitilicoltura e pesca artigianale, che potrebbero essere complementari alla raccolta di mitili derivanti dalla pulizia periodica delle fondazioni. Una rappresentazione schematica delle potenzialità dell'intervento proposto, nelle sue differenti componenti, è riportato in figura 6.1.

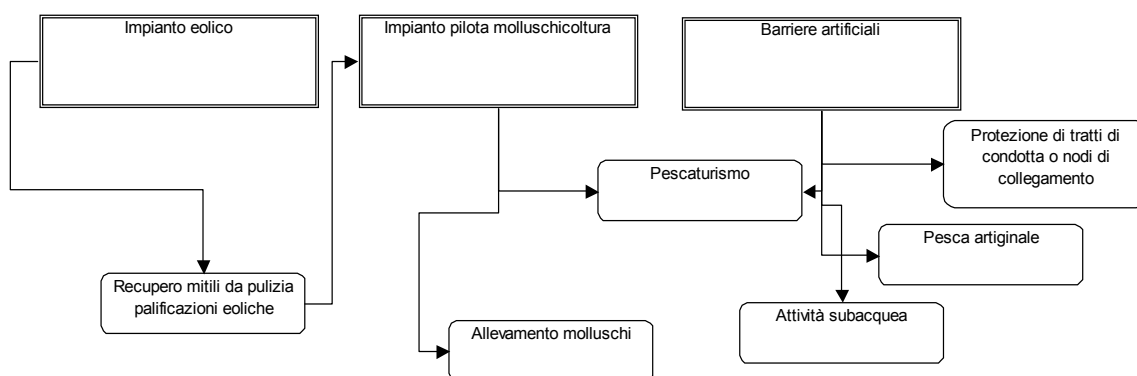


Figura 6.1 – Rappresentazione delle attività attuabili nell'ambito del progetto

## **6.1 Descrizione della tipologia delle barriere**

Per la realizzazione dell'intervento proposto si ritiene di avvalersi di strutture, costituite da moduli piramidali del tipo Tecnoreef, già adottate nell'ambito di interventi simili attuati in Italia ed all'Estero, sia a scopo di protezione della costa, sia per finalità legate all'incremento della fauna ittica. Tale scelta è supportata peraltro anche dalle esperienze condotte in questi ultimi anni dal CNR-ISMAR di Ancona, istituto scientifico di riferimento nazionale per le BA, che ha realizzato impianti con questa tipologia lungo la costa della regione Marche. Inoltre, numerose ricerche svolte in diverse parti del mondo hanno dimostrato che manufatti costruiti appositamente determinano un arricchimento ed una diversificazione dei popolamenti acquatici superiori rispetto a quelli che si rilevano presso substrati rocciosi naturali per effetto di una maggiore e mirata eterogeneità spaziale, evidenziando l'importanza di utilizzare, per la realizzazione di BA, strutture adeguatamente progettate sia per l'ambiente che per le risorse che si vogliono proteggere e incrementare.

Il modulo piramidale a piastre, specificamente descritto nel paragrafo seguente, è indicato quale struttura in grado di sviluppare al meglio le finalità tipiche di interventi a BA, in quanto l'ampia superficie disponibile, dotata di innumerevoli microcavità di diverse dimensioni e il flusso continuo di acqua all'interno del modulo favoriscono sia l'insediamento che il successivo sviluppo di larve di organismi sessili, tra cui mitili ed ostriche. Inoltre la presenza di cavità interne può offrire rifugio e protezione a numerose specie vagili attratte dai substrati duri come corvine, ombrine, sparidi, ecc., mentre gli organismi bentonici che si insediano sulle superfici, sia i vari invertebrati interstiziali (policheti, antipodi, piccoli decapodi, ecc...) che vivono tra il bisso dei mitili costituiscono cibo per molte specie di pesci carnivori, innescando così catene trofiche aggiuntive rispetto a quelle già presenti nell'ambiente. Oltre a ciò le superfici inclinate evitano l'accumulo di sedimento fine proveniente dall'apporto fluviale o messo in sospensione dalle mareggiate e favoriscono l'ancoraggio stabile e definitivo sul fondo.

## **6.2 Descrizione degli elementi modulari**

L'elemento di base è costituito da piastre di forma ottagonale, forate e svasate in modo particolare come riportato in figura 6.2, che, una volta assemblate, concorrono a creare una struttura piramidale completamente forata come evidenziato in figura 6.3.

Le piastre sono composte di una speciale mescola (categoria calcestruzzo 42,5, resistenza alla compressione [RCK] superiore a 500 Kg/cm<sup>2</sup>) non impattante di calcestruzzo di tipo *seafriendly*, ottenuto esclusivamente con elementi naturali (sabbia lavata, ghiaia spezzata) e senza composti di risulta, né additivato né fluidificato con miglioratori chimici di resa e avente un pH, pari a 9, inferiore a quello tradizionale (12). Quest'ultimo aspetto, associato alle superfici microforate, favorisce un insediamento delle larve degli organismi sessili particolarmente rapido.

6 Intervento di protezione ed incremento della fauna aleutica.

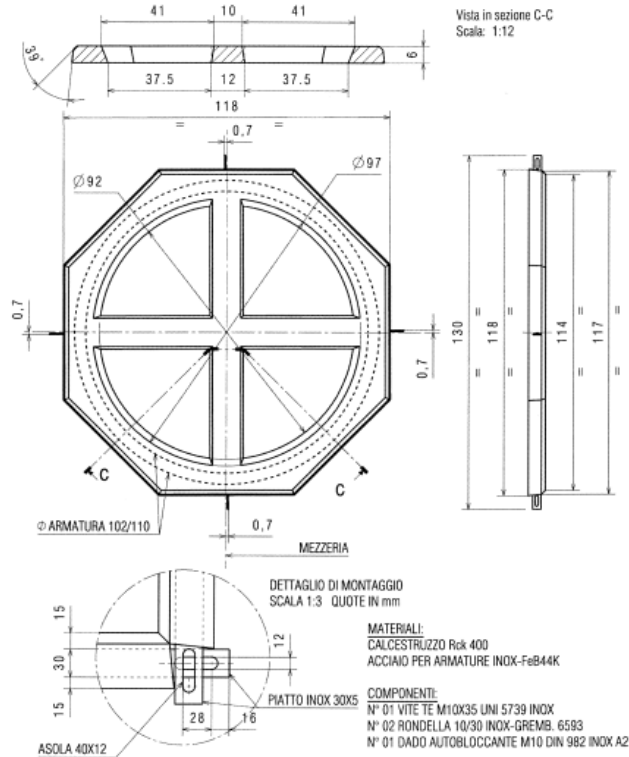


Figura 6.2 – Particolare elemento Tecnoreef mod. 120 aperto.

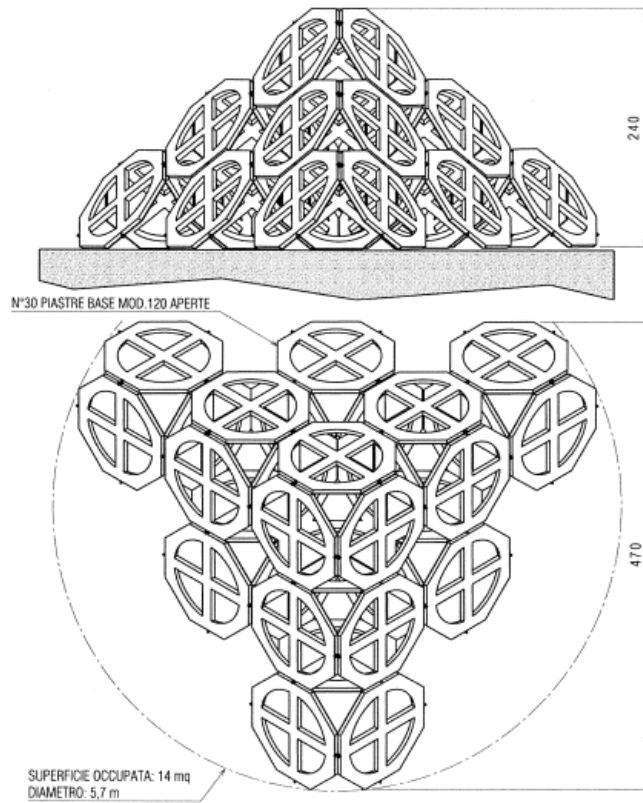


Figura 6.3 – Barriera "Tipo 1"; Struttura Tecnoreef da n° 10 celle base, 30 piastre Tecnoreef, 120 aperte

**6 Intervento di protezione ed incremento della fauna alieutica.**

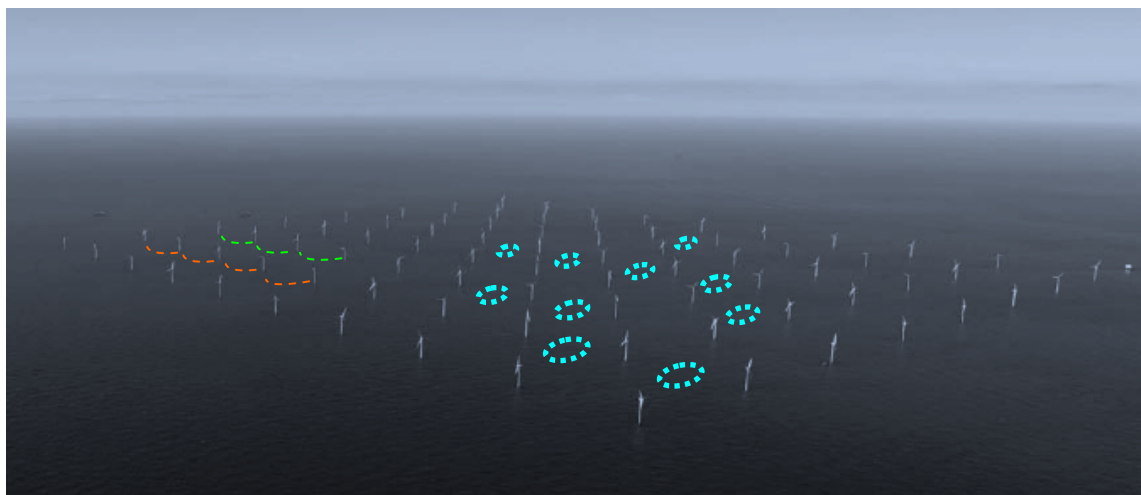
La struttura interna delle singole piastre, così come gli agganci e la minuteria meccanica di collegamento tra i vari elementi, è in acciaio inox AISI 304, ad alta resistenza alla corrosione.

I singoli dischi modulari Rck 40 Mpa sono di due tipi dimensionali: i primi aventi un diametro di 120 cm che possono essere di tipo aperto (figura 6.2) oppure chiuso in relazione alla percentuale di foratura superficiale (in entrambi vi è un doppio tondino circolare concentrico FEB44 K diam. 8 mm all'interno), i secondi aventi un diametro di 80 cm che sono solamente di tipo aperto (con un semplice tondino circolare FEB44 K diam. 8 mm all'interno).

**6.3 Descrizione dell'insieme delle strutture**

Le barriere sommerse previste in progetto consistono in tre tipologie di strutture piramidali (ognuna costituita da un determinato numero di dischi modulari in c.a. ottagonali con schema distributivo simmetrico) a formare un "atollo", disposto nell'area a pianta quadra delle dimensioni di metri 100x100 circa da ubicarsi secondo la disposizione di massima riportata in figura 6.4 (da concordarsi comunque con i vari enti ed associazioni locali).

-  **Atollo Barriere Tecnoreef sul Fondo**
-  **Strutture per Molluschicoltura tipo long-line**
-  **Reti da Posta**



**Figura 6.4** – Disposizione di massima dell'intervento all'interno del Lay-out di progetto.

La prima tipologia di barriera (Tipo 1, figura 6.1) sarà formata da 10 celle base (composte nello spazio da gruppi di dischi) con altezza totale di 2,4 m, occupante un'area di 14 mq ed un raggio di influenza ai fini dello sviluppo delle risorse acquatiche di 25 m circa. Essa prevede in totale 30 moduli di cui 20 aperti e 10 chiusi da 120 cm ognuno di diametro.

La seconda tipologia di barriera (Tipo 2, figura 6.5) sarà formata da 4 celle base (sempre composte nello spazio da gruppi di dischi) con altezza totale di 1,85 m, occupante un'area di 11,3 mq ed un raggio di

influenza ai fini dello sviluppo delle risorse acquatiche di 20 m circa. Essa prevede in totale 12 moduli di cui 8 aperti e 4 chiusi da 120 cm ognuno di diametro.

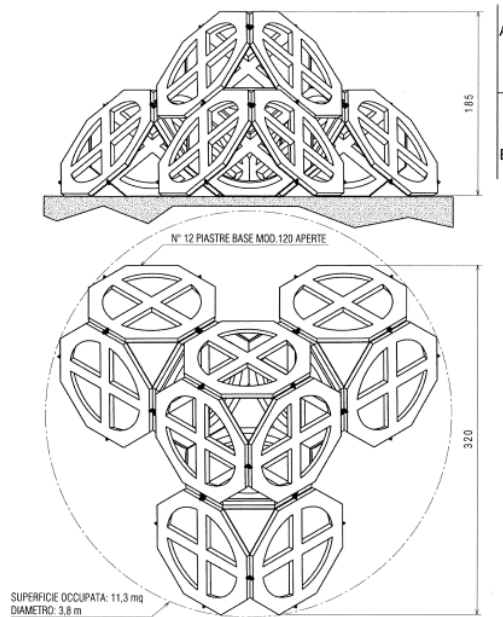


Figura 6.5 - Barriera "Tipo 2"; Struttura Tecnoreef da n° 10 celle base, 12 piastre Tecnoreef Mod. 120 aperte

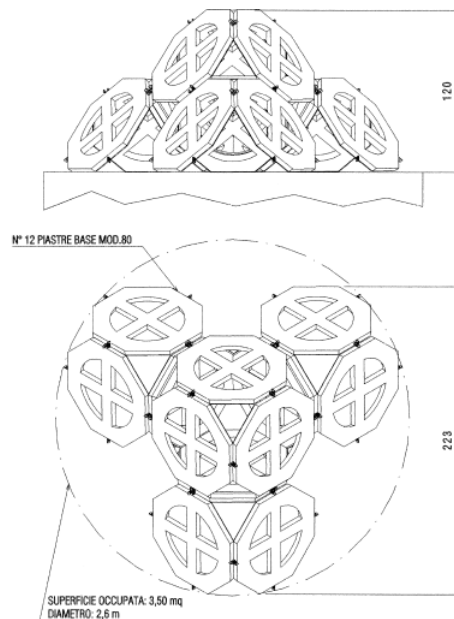


Figura 6.1 - Barriera "Tipo 3"; Struttura Tecnoreef da n° 10 celle base, 12 piastre Tecnoreef Mod. 80 aperte

La terza tipologia di barriera (Tipo 3, figura 6.6) sarà formata da 4 celle base (ancora composte nello spazio da gruppi di dischi) con altezza totale di 1,2 m, occupante un'area di 3,50 mq ed un raggio di influenza ai fini dello sviluppo delle risorse acquatiche di 10 m circa. Essa prevede in totale 12 moduli tutti aperti, da 80 cm ognuno.

Gli atolli saranno conformati secondo tre principali schemi:

- Disposizione di 10 elementi riconducibili alla seconda tipologia disposti lungo il perimetro di un cerchio del diametro di 130 metri circa;
- Disposizione di 10 elementi riconducibili alla seconda tipologia disposti lungo il perimetro di un cerchio del diametro di 130 metri circa, al cui centro trova collocazione un elemento di Tipo 1;
- Disposizione di 10 elementi riconducibili alla seconda tipologia disposti lungo il perimetro di un cerchio del diametro di 130 metri circa, disposizione di otto elementi di tipo 3 lungo il perimetro di un cerchio del diametro di 50 metri, posto all'interno del primo, al cui centro trova collocazione un elemento di Tipo 1.

Altri elementi di Tipo 2 potranno essere posizionati in prossimità di particolari punti sensibili, quali le connessioni dei cavi o raccordi, a scopo di protezione da azioni di pesca a strascico illegale.

#### **6.4 Descrizione della tecnica di messa in opera**

I gruppi piramidali costituiti dalle piastre tipo Tecnoreef saranno assemblati a terra e quindi caricati su di un motopontone. Prima della posa sarà definito un campo boe georeferenziato tramite apposito DGPS, secondo lo schema stabilito, poi ogni piramide sarà posizionata in mare con l'utilizzo di una gru e con l'ausilio di personale subacqueo.

***6 Intervento di protezione ed incremento della fauna aleutica.***

---



## 7 EFFETTI SULL'AMBIENTE

Nel presente capitolo vengono indicate, analizzate e quantificate le possibili interferenze del progetto con l'ambiente. Di seguito vengono riportati i fattori d'impatto identificati, gli effetti dovuti alla presenza dell'impianto e le eventuali misure previste di mitigazione degli effetti prodotti.

Nel dettaglio tali effetti sono discussi e valutati nel documento di *Studio di Impatto Ambientale*.

### 7.1 Identificazione dei fattori d'impatto

I fattori d'impatto relativi alla Centrale eolica Off-Shore del Golfo di Manfredonia, sono classificabili, in relazione alle fasi di realizzazione ed esercizio, nel modo seguente:

- occupazione di area marina e di suolo;
- limitazioni dell'area alle attività di pesca o a rotte navali;
- presenza fisica dell'opera;
- emissioni di rumore e vibrazioni;
- generazione di campi elettromagnetici da parte dei cavi sottomarini e terrestri;
- traffico navale e aereo determinato dalle attività di costruzione e manutenzione;
- alterazione del fondale dovuta all'introduzione delle fondazioni delle turbine e dei cavidotti;
- alterazione della qualità dell'acqua per le attività di cantiere;

Tali fattori d'impatto possono dare origine ad interferenze (impatti) potenziali, sia di tipo diretto che indiretto, sulle componenti ambientali che di seguito vengono trattate assieme alle misure di mitigazione previste.

### 7.2 Impatto Visivo e Paesaggistico

La relazione paesaggistica relativa alla centrale eolica off-shore del golfo di Manfredonia, riportata in dettaglio nell'Allegato P, è stata redatta osservando i criteri introdotti dal D.P.C.M: del 12 dicembre 2005, e precisati dalle **Linee Guida elaborate dal Ministero per i Beni e le Attività Culturali – Direzione Generale per i Beni Architettonici e Paesaggistici – Servizio II – Paesaggio**, titolate: **"Gli impianti Eolici: suggerimenti per la progettazione e la valutazione paesaggistica"**. (dicembre 2006); tali indicazioni sono state recepite e costituiscono parte integrante del testo delle recentissime **Linee guida per il procedimento di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 per l'autorizzazione alla costruzione e**

**all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nonché linee guida tecniche per gli impianti stessi. parte IV - inserimento degli impianti nel Paesaggio e sul Territorio** (Ministero Dello Sviluppo Economico di concerto con Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e con Il Ministero per i Beni e le Attività Culturali - settembre 2010).

L'intervento, ai sensi dell'Art 4 del citato decreto, rientra tra le opere di grande impegno territoriale.

Il tema della visibilità dell'impianto, come richiesto dalle linee guida nazionali, normalmente può essere affrontato con l'elaborazione di una carta dell'intervisibilità basata su un modello tridimensionale del terreno creato a partire dalle curve di livello; su di essa sono rappresentati i punti del territorio da cui è possibile vedere almeno un elemento dell'impianto, e per differenza cromatica i punti dai quali l'impianto non risulta visibile. Tale elaborazione digitale affronta il tema asetticamente e esclusivamente partendo da un astratto principio quantitativo che tiene conto esclusivamente dell'orografia del territorio, tralasciando gli ostacoli determinati dalla copertura boschiva e dagli ostacoli naturali e artificiali. E' un metodo che non da assolutamente conto delle relazioni visive reali e soprattutto non entra nel merito della qualificazione delle viste. Per questo motivo, per determinare e verificare l'effettiva percezione dell'impianto, lo studio di carattere generale deve essere approfondito e verificato attraverso una puntuale ricognizione in situ che interessa particolari punti di osservazione (centri abitati e punti panoramici) e i principali percorsi stradali.

La reale percezione visiva dell'impianto eolico dipende quindi non solo dall'orografia del territorio, ma anche dall'andamento delle strade, dalla copertura boschiva e dagli ostacoli che di volta in volta si frappongono tra l'osservatore e l'oggetto della verifica percettiva. La verifica è stata effettuata dalla lunga e dalla media e breve distanza. Queste modalità di analisi, che hanno un senso prevalentemente per impianti on-shore, a volte non riescono ad essere sufficienti in mare.

La meteorologia influenza tantissimo le condizioni di visibilità del braccio di mare dalla terra ferma e quindi introduce un elemento importantissimo per prefigurare l'effettiva visibilità della centrale eolica off-shore. Nel caso specifico, sia d'estate che d'inverno il paraggio è coperto da foschia piuttosto consistente. Questa condizione è generata dalla marcata differenza altimetrica tra il promontorio e le zone costiere basse circostanti il che provoca diversità di temperatura al suolo che generano umidità e quindi evaporazione soprattutto nelle zone palustri e nelle saline. Per queste ragioni spesso lo stesso skyline del promontorio è offuscato e appena percepibile addirittura da Margherita di Savoia, così come spesso le fascia costiera e l'entroterra posti a sud est del Gargano non sono assolutamente visibili in maniera nitida neanche dai punti più elevati a questo si aggiunge che le condizioni di rifrazione della luce sullo specchio d'acqua e le ombre proiettate dalle nubi introducono elementi di assoluta variabilità della visibilità delle turbine eoliche così come l'evaporazione dell'acqua stessa genera foschie all'orizzonte che verosimilmente offuscano la percezione netta della linea di orizzonte che segna il limite tra cielo e mare. Nelle giornate serene il sole, data la disposizione della costa che ha un andamento NO-SE, illumina le turbine lateralmente e frontalmente e mai le mette in controluce se non durante le primissime ore di luce della mattina; solo in tal caso il profilo si staglia nettamente e appare parzialmente in controluce; mentre durante il resto del giorno la condizione di orientamento e di irraggiamento frontale, rende assai efficace il trattamento antiriflesso delle turbine.

Da terra, le condizioni di visibilità dello specchio d'acqua del Golfo di Manfredonia sono assai variabili e dipendono principalmente dalle differenze orografiche e altimetriche tra la fascia costiera afferente alla Foce dell'Ofanto e al Tavoliere rispetto a quella del promontorio del Gargano.

Procedendo da Trani e verso Manfredonia, l'intero golfo risulta maggiormente percepibile dalle strade che discendono dal primo gradino murgiano verso la costa e dalle balze del Tavoliere; in particolare il golfo si percepisce nella sua interezza (avendo come punto di traguardo lo skyline del Gargano) da alcuni brevi tratti delle strade che collegano Corato a Trani, Andria a Barletta, Canosa a Barletta, Cerignola a Margherita e Zapponeta, Foggia a Manfredonia. Altri punti da cui il Golfo è percepibile sono sicuramente il Castel del Monte (compresi alcuni brevi tratti della strada che dal castello scende verso Andria), le parti alte dei centri abitati di Canosa e Minervino e il sito archeologico di Canne.

Dall'Autostrada A14, dalla statale 16 bis (a tratti in sopraelevata) e in generale da tutte le strade parallele alla costa, il golfo si percepisce nella sua interezza in pochissimi tratti così come pure il mare stesso data la presenza delle fittissime coltivazioni estensive di uliveti che caratterizzano la fascia costiera e la presenza delle costruzioni delle periferie dei centri urbani costieri, lungo strada costiera che collega Barletta a Manfredonia, nonostante la vicinanza, la vista del mare spesso risulta coperta dai cordoni dunali, dalle costruzioni dei centri turistici e dalla vegetazione presente nelle zone retro dunali, ad ogni modo la forma intera del golfo non è mai percepibile mentre solo a tratti appare la linea d'orizzonte marino

E solo in corrispondenza dei ponti che scavalcano l'Ofanto, la Foce Aloisa, e quelle dei torrenti Carapelle e Cervaro; dopo Zapponeta la strada si distacca dal mare e la vista dello stesso è coperta dalle pinete e dalla vegetazione presente nei pressi dei lidi sipontini.

In definitiva lungo la fascia costiera del tavoliere lo specchio acqueo del golfo è percepibile dalla linea di battigia, dai lungomare e dalle spiagge dei centri abitati e da alcuni brevi tratti stradali.

Diversa è la situazione della visibilità del golfo dal Promontorio del Gargano. Lo specchio acqueo è visibile da punti elevati e quindi guardando verso la costa bassa si ha una percezione di maggiore ampiezza e dai punti di maggiore visibilità teoricamente si potrebbero percepire anche i centri costieri del litorale nord-barese. Nonostante le condizioni orografiche solo in alcuni brevi tratti il mare risulta visibile a largo raggio dalle strade di faglia e di altopiano e da quelle che dal mare salgono verso i centri abitati, data la folta copertura di boschi e pinete che le circondano. Lungo la strada costiera panoramica, la presenza di tornanti stretti (con muretti e guard-rail piuttosto alti) e di folta vegetazione consente la vista del mare verso sud solo in alcuni brevi tratti.

Certamente il braccio di mare della parte a sud est del promontorio risulta interamente percepibile dai belvedere di Monte Sant'Angelo, da Macchia Alta, da Santa Maria di Pulsano, da Ruggiano, e da grande distanza da Borgo Celano da San Giovanni e da Rignano Garganico, così come da alcuni punti particolari ubicati lungo la costiera garganica e corrispondenti ai fari e alle torri costiere.

Per un'analisi di dettaglio delle qualità delle viste che si stabiliscono tra il paesaggio costiero e la centrale eolica off-shore, di seguito si riportano i luoghi privilegiati di fruizione del paesaggio dei territori costieri che affacciano sul Golfo di Manfredonia.

### **Verifica della visibilità dai punti panoramici potenziali**

I Punti panoramici potenziali rappresentano i siti posti in posizioni orografiche strategiche, accessibili al pubblico, da cui si gode di visuali panoramiche su paesaggi, luoghi o elementi di pregio, naturali o antropici.

In particolare il PPTR annota: i belvedere nei centri storici di Mattinata, Monte Sant'Angelo, San Giovanni Rotondo e San Marco in Lamis, disposti lungo il costone garganico, mostrando magnifici panorami verso i monti sino al Vulture, in Lucania, e, verso il mare, dall'arco del Golfo di Manfredonia fino alle cittadine costiere della Terra di Bari; le torri di difesa costiere, i fari storici e le chiese ed abbazie; i centri costieri del tavoliere e in particolare Manfredonia, Margherita di Savoia, Barletta e Trani.

Rispetto alla centrale eolica off-shore, sono stati presi in considerazione Monte Sant'Angelo, Mattinata, Santa Maria di Pulsano, Manfredonia, la spiaggia di Zapponeta, il porto di Margherita di Savoia e il Castello Svevo di Barletta nonché le torri costiere di Torre del Segnale e Torre Pietra.

Dai punti elevati del promontorio con un solo sguardo si può comprendere tutta la storia e la stratificazione del paesaggio costiero: il paesaggio della bonifica, le saline artificiali e il lago di Salpi, la disposizione delle città costiere, i villaggi turistici, le coltivazioni della fascia rurale della costa, i porti e l'area industriale di Manfredonia, l'area dell'ex polo chimico dell'Enichem con in primo piano il suo simbolo, il lungo terminal che sembra collegare la costa direttamente all'orizzonte. Vista dall'alto, la centrale eolica, appare all'orizzonte nella sua forma complessiva e rappresenta un nuovo elemento del racconto visivo dell'evoluzione del territorio.

Per quanto riguarda le torri costiere e i fari, data la copertura fitta di pinete e di altre alberature presente lungo la strada costiera e lungo le strade di accesso ai siti, è solo in prossimità dei punti indicati che la centrale potrebbe essere percepibile, sia pure a grande distanza e da altezza limitata come nel caso di Torre Pietra; E' importante sottolineare che la visione dal livello mare rende molto influenti alcune condizioni, in termini di rapporto percettivo che si stabilisce con la centrale off-shore: la distanza dal punto di vista, l'effetto di rifrazione della luce sull'acqua, il moto ondoso e soprattutto il fenomeno delle foschie che caratterizzano il litorale e spesso non fanno percepire neanche la linea di orizzonte.

In ogni caso l'impianto è stato progettato con geometria tali da non interferire negativamente con la percezione che si può avere tragguardando da riva lo skyline del promontorio.

La **Figura 7.1** riporta le viste dai punti panoramici potenziali, di seguito alcune note sintetiche (per il dettaglio si veda il Capitolo 4 dell'Allegato P).

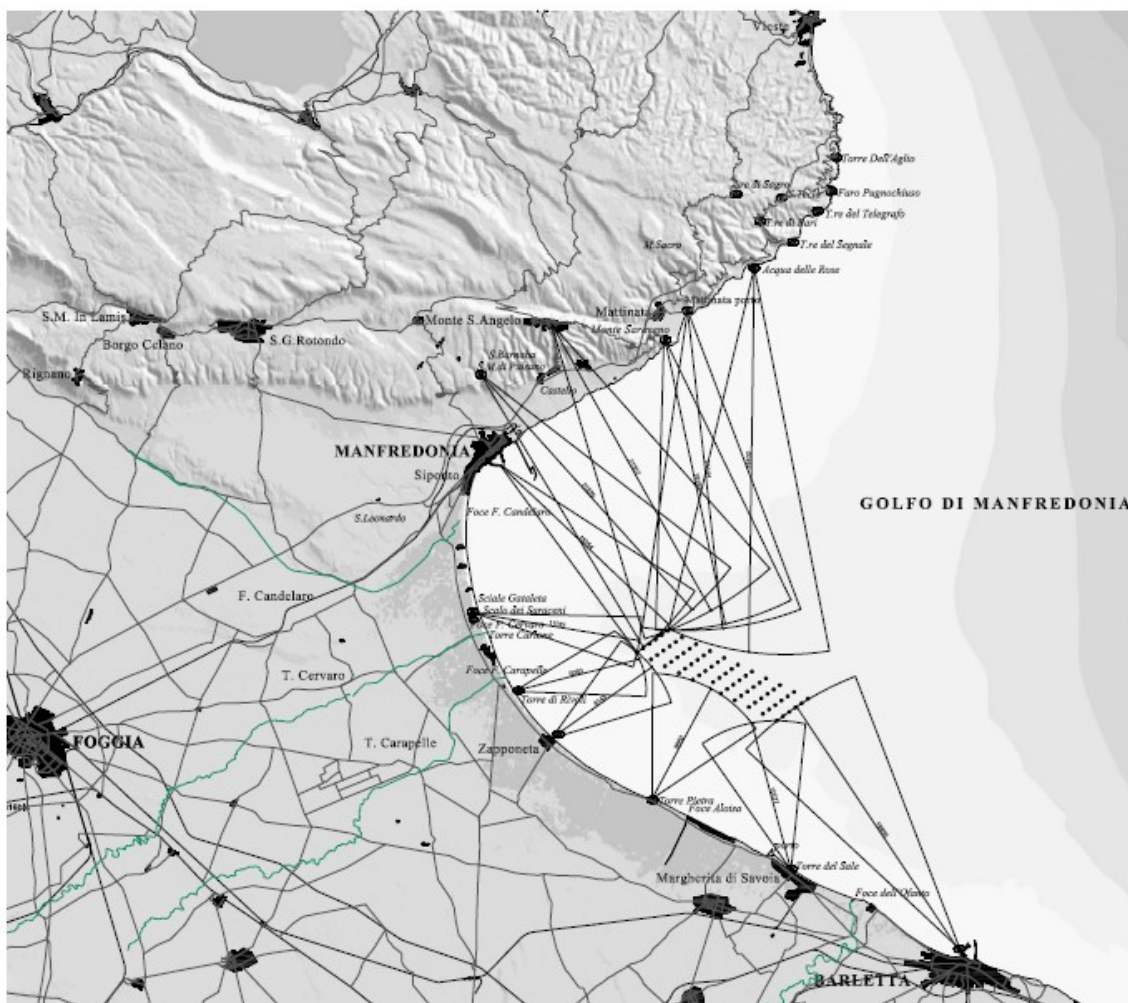
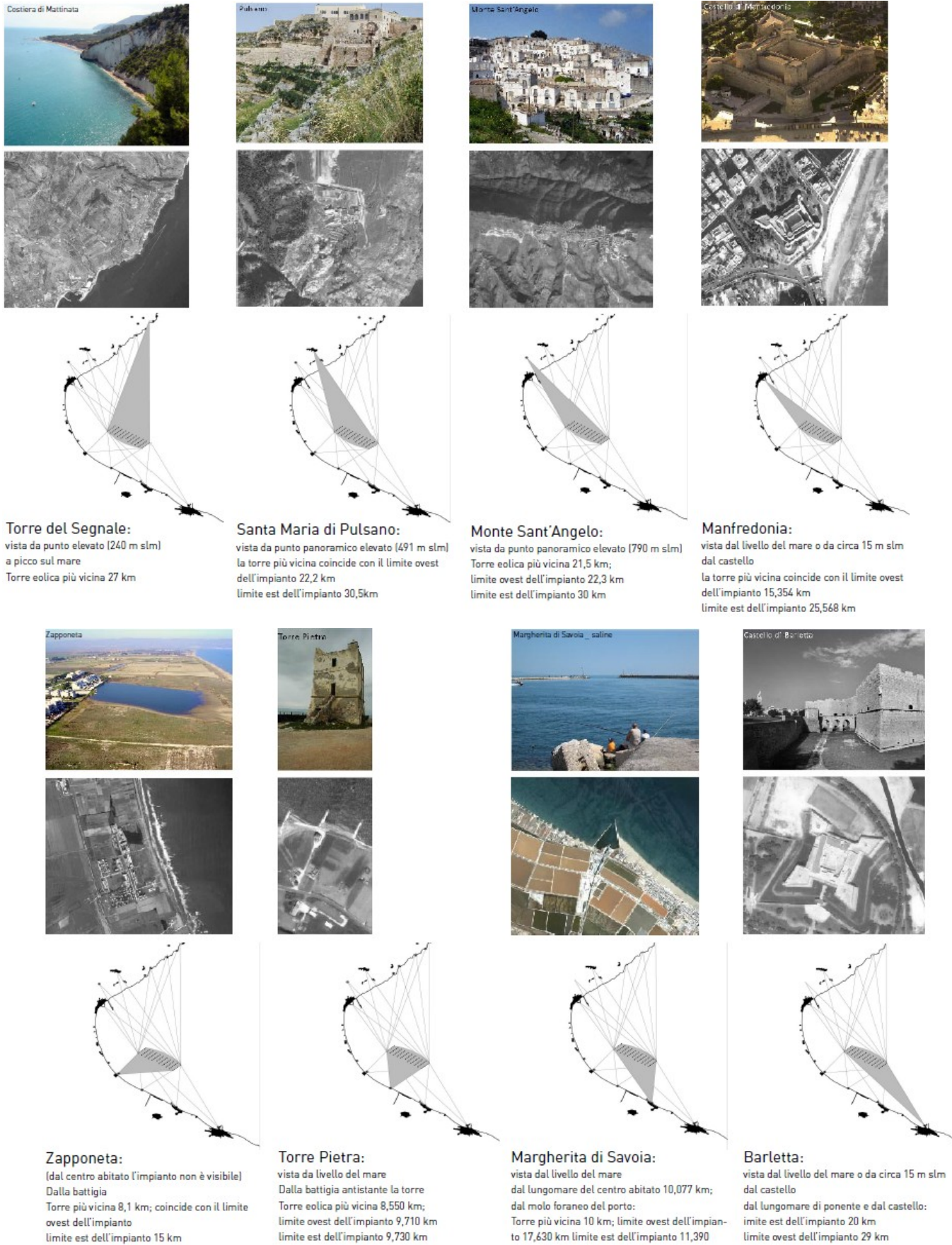
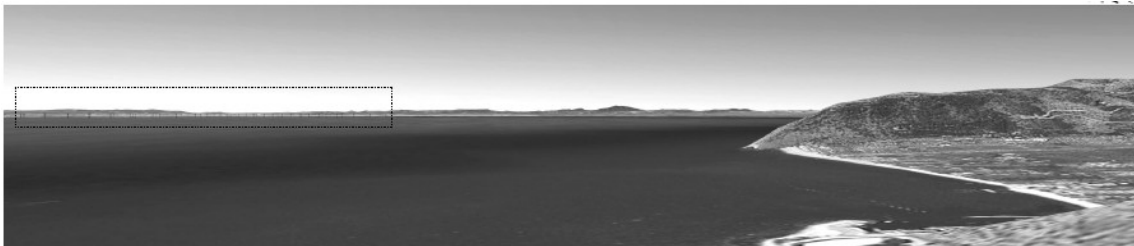


Figura 7.1 – Visibilità dai punti panoramici

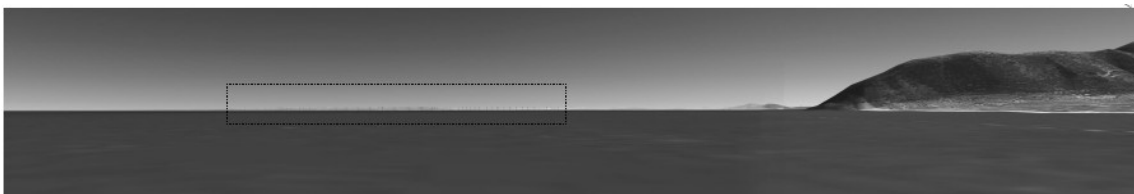


**Figura 7.2 - Viste dai punti panoramici**

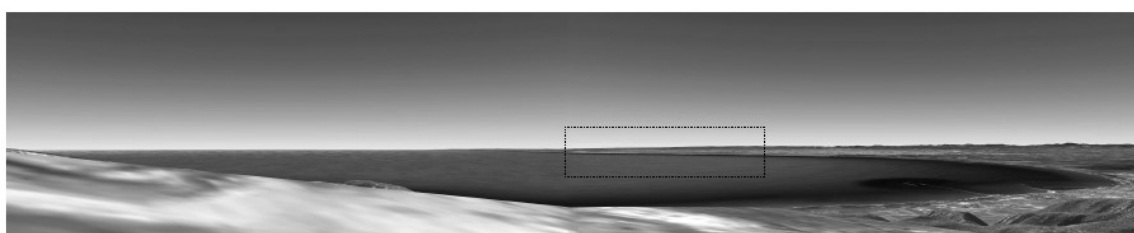
**Costiera di Mattinata:** Di straordinario interesse panoramico è la strada costiera Vieste-Mattinata (S.P.53) che si snoda lungo un paesaggio mediterraneo unico per il versante adriatico; la strada attraversa coltivazioni a terrazzo, pinete e mandorleti, pascoli e oliveti, macchia mediterranea e opunzieti, che a volte giungono a lambire il mare. La strada si snoda allontanandosi e avvicinandosi al mare ma principalmente si mantiene all'interno per cui la vista del mare è occultata dagli speroni montuosi. Nei tratti aperti verso il mare, la fitta vegetazione filtra la vista e a volte impedisce di percepire la linea di orizzonte. Solo in brevissimi tratti il golfo e quindi l'impianto risultano visibili. In tali casi la vista è da punti elevati per cui la centrale, in caso di nitidezza dell'atmosfera, si percepisce nel suo caratteristico andamento, che comunque sfuma verso il largo senza mai interferire con la linea di orizzonte.



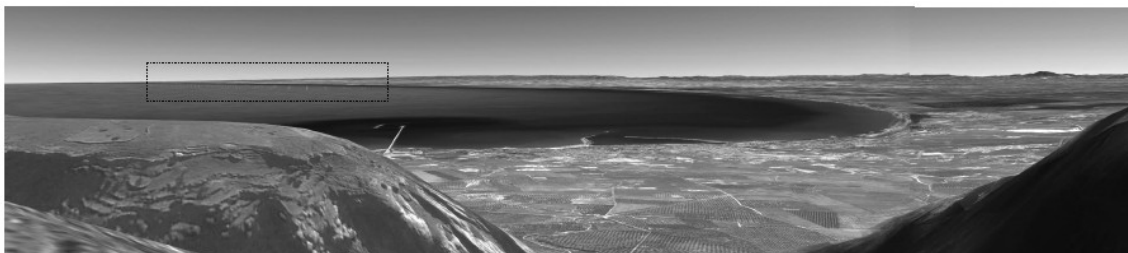
**Porto di Mattinata:** Da Mattinata il braccio di mare e quindi la vista dell'impianto, risultano riquadrati dai profili delle alture che orlano la piana ricca di uliveti e in particolare dal Monte Saraceno; in giornate particolarmente limpide la centrale, che dista comunque oltre 21 km; potrebbe percepirsi nel suo insieme, dalle parti alte della cittadina. Anche in questo caso la composizione geometrica dell'impianto, può apparire come un segno distinto che comunque rimane sullo sfondo dello specchio acqueo; le turbine non interferiscono con lo skyline della linea di costa e con il profilo delle murge di Castel del Monte.



**Monte Sant'Angelo:** Tra i centri urbani garganici, Monte Sant'Angelo è sicuramente quello che ha maggior rapporto visivo con la centrale eolica off-shore, data la sua posizione dominante sull'intero braccio di mare che racchiude il golfo verso sud-est e data la sua celebrità come centro del turismo culturale e religioso. La geometria che regola la centrale eolica è stata concepita principalmente in funzione della vista che si gode dai punti panoramici del centro storico, gli unici dai quali la centrale può essere percepita, in condizioni di massima nitidezza, nella sua interezza. E proprio la forma rastremata (sia del parallelogramma che delle sue variazioni) è stata pensata per relazionarsi al meglio con l'inclinazione visuale del golfo rispetto alle viste dai belvedere della cittadina garganica. Le turbine si vedranno sfumare verso il largo e mai interferiranno con la linea d'orizzonte e con la linea di costa.



**Pulsano:** Dall'abbazia di Santa Maria di Pulsano si può leggere nitidamente tutta storia e l'evoluzione del paesaggio costiero :il paesaggio della bonifica, le saline artificiali e il lago di Salpi, la disposizione delle città costiere, le coltivazioni della fascia rurale della costa, i porti e l'area industriale di Manfredonia, l'area dell'ex polo chimico dell'Enichem con in primo piano il lungo terminal. E proprio il lungo pontile indica all'orizzonte la presenza della centrale eolica off-shore che data la distanza (oltre 22 km) e solo in condizioni di assoluto nitore dell'aria potrebbe essere visibile dai costoni di Pulsano. In merito al tipo di visuale, la centrale è vista da una distanza intermedia tra il mare e la montagna (circa 500 metri slm) ed è quindi percepibile nella sua forma complessiva e potrebbe risultare apprezzabile il criterio insediativo.

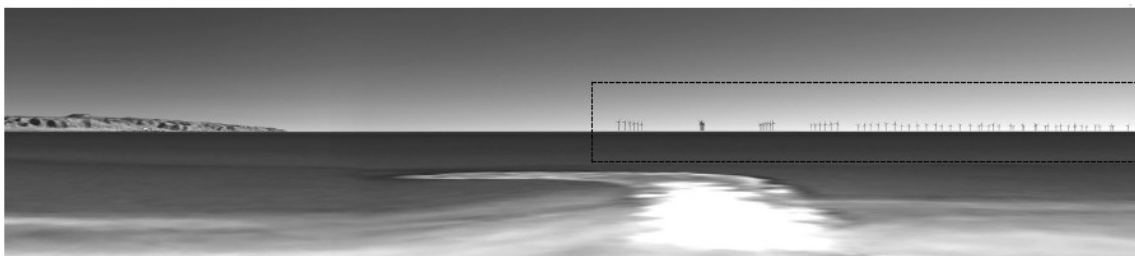


**Manfredonia:** Da Manfredonia il rapporto percettivo con la centrale cambia nuovamente rispetto ai centri costieri precedentemente analizzati. La città guarda prevalentemente verso sud est e visivamente non ha più rapporto con l'alta costiera garganica (che si trova alle spalle dell'abitato rispetto al fronte litoraneo). La centrale eolica pertanto si dispone all'orizzonte mostrando il limite occidentale rastremato. Non ci sono più elementi orografici che possano fare da sfondo (le alture murgiane di Castel del Monte sono lontane circa 50 km e raramente sono nitide traguardando verso sud est) e gioca un ruolo fondamentale la forma dell'impianto e ovviamente la distanza. La vista delle turbine in ogni caso risulta filtrata e a volte inibita da tutte le attrezzature turistiche presenti sul lungomare da Siponto a Manfredonia e soprattutto dalle attrezzature portuali, comprese quelle del costruendo porto turistico, che di fatto occupano tutto il fronte mare della città costiera.

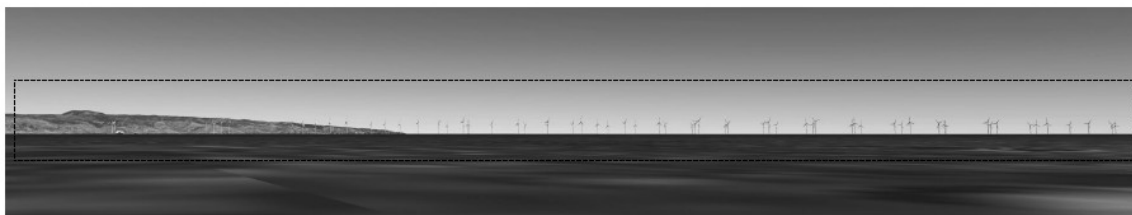


**Zapponeta:** Dalla spiaggia di Zapponeta l'impianto è visibile traguardando verso nord est, impegnando parzialmente la linea di orizzonte (se si osserva frontalmente e perpendicolarmente alla riva) e lasciando libero lo specchio d'acqua del golfo se si traguarda verso Manfredonia e verso la costa alta del Gargano e fino alla testa del promontorio. Pertanto l'impianto stabilisce un rapporto con l'osservatore in quanto si staglia sulla linea di orizzonte. In tale condizione giocano un ruolo fondamentale le condizioni meteomarine e le foschie, nonché le variazioni di qualità di illuminazione delle turbine a seconda dell'orario e delle stagioni. La composizione regolare dell'impianto, costituito da filari equidistanti, determina un'immagine precisa e armoniosa benché occupi gran parte del campo visivo.





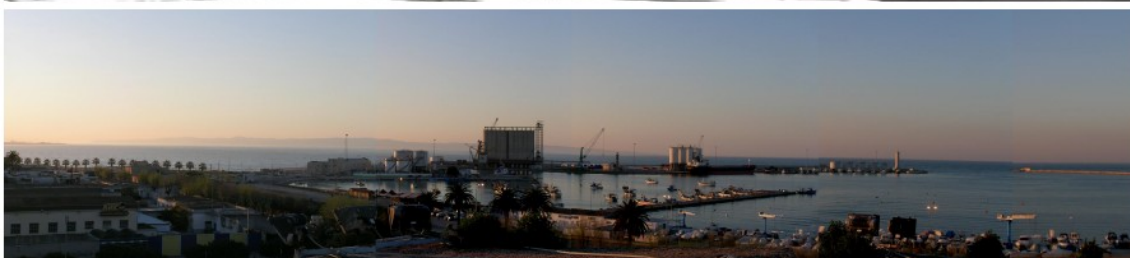
**Torre Pietra:** Da Torre Pietra, l'impianto risulta parallelo alla costa a partire dal limite ovest per poi sfilare verso nord-est, allontanandosi al largo e fino ad una distanza dalla costa del limite orientale dell'impianto pari a 9,750 km. Da Torre Pietra e più in generale da tutto il litorale compreso tra Margherita e Siponto, è possibile scorgere in lontananza la disposizione regolare dei filari equidistanti delle turbine, perfettamente disposti secondo l'orientamento nord-est sud-ovest e distanti tra loro circa 1.000 m. La regolarità dell'impianto gioca quindi un ruolo importante per armonizzare l'inserimento paesaggistico; guardando verso l'orizzonte secondo una visuale perpendicolare alla linea di riva, l'impianto sulla linea di orizzonte avrà un andamento variabile mentre trguardando verso il Gargano, la disposizione parallela dei filari lascia aperta la vista dello sky-line del promontorio. Le turbine, guardando verso il Gargano, non interferiscono con il limite superiore del profilo del Gargano.



**Margherita di Savoia:** Da Margherita di Savoia la vista dell'impianto, data la presenza continua di edifici ad uso balneare, è limitata a pochi tratti di lungomare e in definitiva valutata esclusivamente dalla battigia. Parallelamente alla linea di riva l'orizzonte risulta libero e le turbine non sono visibili. Trguardando verso nord e verso il promontorio, le turbine, in assenza di foschie sono visibili ma sempre con il Gargano sullo sfondo. Da qui data la relativa ridotta distanza, la regola compositiva dell'impianto gioca un ruolo importante per far sì che la vista dello skyline del promontorio non risulti chiusa né alterata. La stessa forma dell'impianto rende fluida la panoramica visuale guardando l'intera linea di orizzonte da sud est verso nord ovest e viceversa.



**Barletta:** Da Barletta l'impianto dista oltre 20 km ma ciò non toglie che in condizione di perfetta visibilità le turbine potrebbero vedersi. Anche in questo caso l'impianto non interferisce con la linea di orizzonte avendo come sfondo i monti garganici. La disposizione a filari delle turbine e la distanza tra gli stessi non ostacola la visuale dello skyline del promontorio. Dalle terrazze del castello svevo la vista dell'impianto risulta filtrata e anticipata dalla diga foranea, dai silos, dai natanti e da tutte le costruzioni di servizio del porto commerciale.



## 7.4 Analisi del Rumore

Lo studio di impatto acustico è condotto al fine di verificare che il rumore prodotto dalle turbine in fase di esercizio, causato dai fattori meccanici ed aerodinamici caratteristici delle turbine stesse, sia compatibile con i provvedimenti legislativi che regolano la materia, di cui i principali sono:

- D.P.C.M. 1° Marzo 1991 "Limiti massimi di esposizione al rumore degli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno"
- Decreto Ministero Ambiente 16 marzo 1998 "Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico"

Il primo regola i livelli massimi ammissibili di rumore in base alla classificazione locale del territorio, il secondo detta le norme per l'esecuzione dei rilievi acustici ad opere ultimate.

Lo studio di impatto acustico, riportato in dettaglio nell'*Allegato K*, è condotto considerando il livello di pressione acustica generata dagli aerogeneratori di progetto, senza tener conto della misurazione del rumore di fondo.

Il livello di pressione acustica è determinato mediante un modello di calcolo descritto in dettaglio nell'*Allegato K*, il quale tiene conto dei differenti fattori che influenzano il percorso delle onde sonore:

- caratteristiche della sorgente (direzionalità, altezza, ecc.);
- distanza della sorgente dal recettore;
- assorbimento dell'aria, il quale dipende dalla frequenza del suono;
- effetto del suolo (riflessione ed assorbimento del terreno dipendente a sua volta dall'altezza della sorgente, dalle proprietà del terreno, dalla frequenza ecc.);
- effetti di blocco o schermo delle onde sonore causati da ostacoli;
- condizioni meteorologiche (velocità del vento e temperatura e loro variazioni con l'altezza);
- orografia del territorio in cui avviene la propagazione del suono.

I livelli di rumore emessi sono di norma misurati e forniti dal fabbricante delle macchine secondo quanto previsto dalla Norma EN 61400-11 "Acoustic noise measurement techniques". Ai fini dell'analisi seguente si sono considerate le caratteristiche dell'aerogeneratore Vestas V112 3.0MW, descritte in dettaglio nell'*Allegato E*, la cui emissione acustica alla velocità di riferimento di 10 m/s risulta essere 106,5 dB(A). la sorgente è considerata puntiforme ed all'altezza di mozzo di 90m.

Attraverso il modello di calcolo, considerato il posizionamento degli aerogeneratori riportato in tabella 4.1, il livello di emissione relativo all'aerogeneratore di progetto, la mappa territoriale tridimensionale dell'area di progetto, è possibile tracciare una mappa del rumore immesso che, a partire dagli aerogeneratori, si propaga nell'intorno dell'impianto come mostrato in Figura 7.3 ed in dettaglio nella tavola dell'*Allegato K* in cui sono riportate le curve isofoniche nell'intorno degli emettitori.

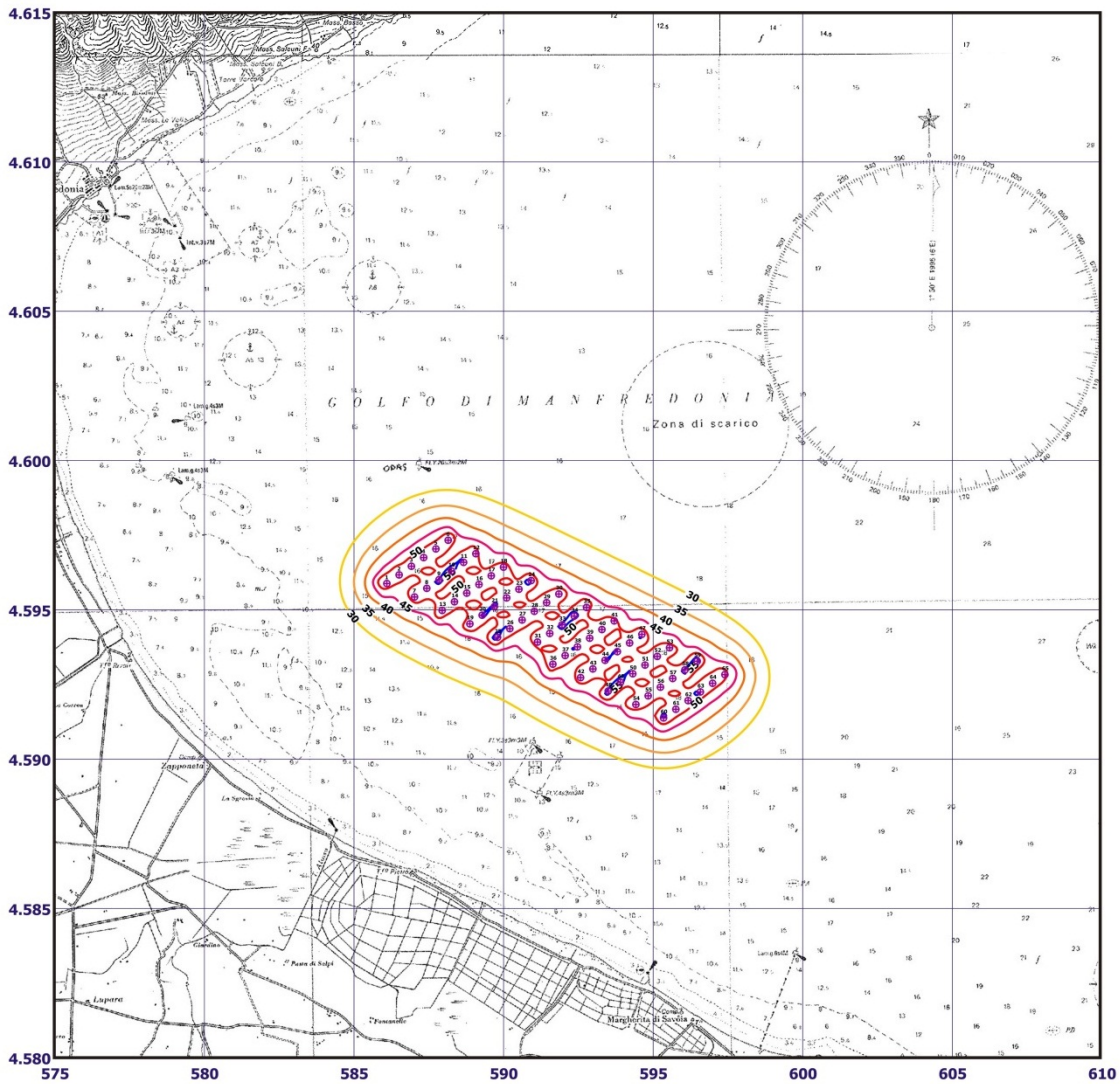


Figura 7.3 - Mappa di propagazione acustica del rumore.

Dall'analisi delle curve isofoniche si evince come le zone sensibili, generalmente al limite dei 50 dB(A), si trovino solamente in prossimità delle turbine stesse, mentre le linee a 30 dB(A) non raggiungano la costa e neppure le installazioni di itticoltura presenti sul territorio, per cui si può concludere che l'impatto acustico dell'impianto è praticamente irrilevante.

Durante la fase di costruzione il rumore sarà dovuto soprattutto alla realizzazione delle fondazioni. Il tipo di fondazione a monopalo permette di contenere le eventuali emissioni sonore dovute alla battitura, in un periodo limitato di tempo; si ricorda che l'operazione di battitura con il maglio idraulico ha una durata di circa 90 minuti. Le fasi di realizzazione e trasporto provocheranno di certo un maggior traffico navale rispetto all'ordinario il quale sarà limitato nel tempo e in un'area a minimo 8 km dalla costa ed a maggior distanza dai centri abitati.

Per quanto riguarda il rumore percepito da pesci e specie marine in generale, si rimanda ai capitoli successivi in cui il rumore è stato analizzato in relazione all'impatto che genera sulle specie sia in fase di costruzione che di esercizio.

Date le caratteristiche delle turbine di progetto, che presentano al loro interno un dispositivo che permette di attutire l'emanazione dei suoni, non si ritiene necessario l'utilizzo di misure di mitigazione.

## 7.5 Campi Elettromagnetici (CEM)

L'interferenza elettromagnetica causata dagli impianti eolici è in generale molto ridotta; al fine di valutare la compatibilità dell'impianto della centrale eolica off-shore del Golfo di Manfredonia con le normative vigenti, si è proceduto alla valutazione dei campi magnetici prodotti dai cavi sottomarini, così come in prossimità dei collegamenti terrestri ed i raccordi a 150Kv e 380KV il cui calcolo è riportato in dettaglio nell'*Allegato H*.

I principali provvedimenti in che regolano la materia a livello nazionale sono:

- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 23 aprile 1992
- Legge Quadro n. 36, 22 Febbraio 2001
- D.P.C.M. 8 Luglio 2003
- Regione Puglia, Legge Regionale 8 marzo 2002, n. 5
- Regione Puglia, Regolamento Regionale, n. 14 del 14 settembre 2006

Tali normative indicano che i valori massimi ammissibili di campo elettrico e campo magnetico sono rispettivamente:

- **5 kV/m**, per il campo elettrico;
- **100 µT**, per l'induzione magnetica;

L'area più sensibile agli effetti elettromagnetici risulta quella in cui verrà localizzata la stazione di trasformazione elettrica a terra, per la quale, secondo quanto previsto dai regolamenti, viene mantenuta una distanza di riguardo dai centri abitati.

I campi magnetici calcolati per la rete, come riportato nell'*Allegato H*, risultano di gran lunga inferiori ai valori ammissibili.

Durante la fase di costruzione delle infrastrutture non ci sarà una emissione di campi elettromagnetici.

Possiamo concludere che il campo elettromagnetico generato dalla cabina di trasformazione, dalla stazione di smistamento e dai cavi aerei avrà un impatto trascurabile sull'uomo. Occorre però mantenere opportune distanze di sicurezza come riportato nelle considerazioni progettuali dell'*Allegato H*.

Gli effetti relativi all'avifauna ed alla fauna marina verranno trattati nei capitoli seguenti.

## 7.6 Rischio di Incidenti e Collisioni

Nel tratto di mare occupato dal layout di progetto non sono state rilevate rotte di navigazione. Il rischio di incidenti e collisioni delle componenti della centrale con le imbarcazioni che seguono la tratte Manfredonia – Vieste e Manfredonia – Isole Tremiti è quindi da considerarsi nullo.

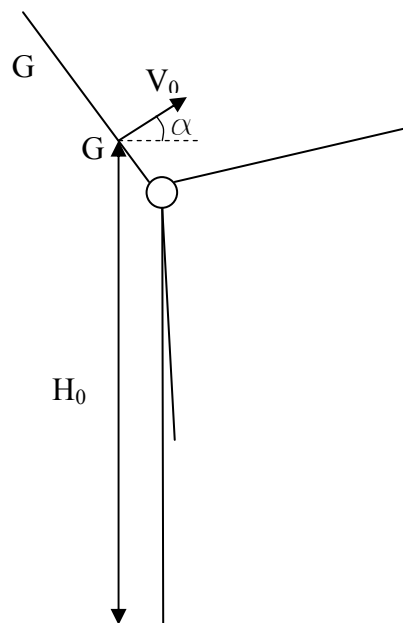
La presenza delle turbine sarà comunque segnalate attraverso sistemi luminosi e pittorici, accogliendo le indicazioni che verranno espressa da parte degli enti preposti alla navigazione navale ed aerea.

## 7.7 Calcolo della gittata massima in caso di rottura accidentale di una pala

Il problema del calcolo della gittata di una pala in caso di rottura è molto complesso da studiare, volendo introdurre nel modello matematico tutte le variabili fisiche che influenzano il fenomeno.

A rigore sarebbe bene tenere in considerazione i moti rotazionali della pala mentre fluttua in aria, le dissipazioni di energia dovuti agli attriti di contatto con il mezzo e di forma, i contributi dei carichi aerodinamici nelle varie configurazioni assunte durante il moto.

Chiaramente il modello matematico per essere risolto non può, in prima approssimazione, tenere conto di quanto riportato sopra; le equazioni coinvolte sono quelle che descrivono il moto di un punto (baricentro della pala G) che da una certa quota iniziale  $H_0$  viene "sparato" con velocità  $v_0$  inclinata rispetto all'orizzontale di un angolo  $\alpha$ .



### Dati di Input

Altezza Hub:  $H_{hub} = 90$  m.

Raggio Hub:  $R_{hub} = 1.35$  m.

Posizione radiale del baricentro:  $R_G = 15$  m (stimato).

Velocità angolare massima: 17.7 rpm.

Lunghezza della pala:  $L = 54.65$  m.

### Equazioni

La legge che descrive la gittata del baricentro in funzione dell'angolo  $\alpha$ , della quota iniziale  $H_0$  e della velocità iniziale  $v_0$  è la seguente:

$$X_G = \left\{ \tan(\alpha) + \sqrt{\tan^2(\alpha) + 2g[H_{hub} + (R_{hub} + R_G) \cos(\alpha)] / (v_0^2 \cos^2(\alpha))} \right\} v_0^2 \cos^2(\alpha) / g. \quad (1)$$

Differenziando l'equazione precedente rispetto ad  $\alpha$ , e annullando la derivata si ottiene il valore di  $\alpha$  che massimizza la gittata  $X$ :

$$\frac{\partial X}{\partial \alpha} = 0 \rightarrow \alpha_{\max(X)} = 28^\circ.$$

Sostituendo tale valore dell'angolo nella funzione (1), si perviene al valore della gittata massima:

$$X_G = 168 \text{ m.}$$

La posizione calcolata è quella massima del baricentro; in realtà il punto più lontano è raggiunto dal tip della pala. Pertanto tale punto è dato dalla seguente:

$$X_{tip} = X_G + L - R_G = 208 \text{ m.}$$

A completamento del lavoro esposto, si riportano due grafici che mostrano rispettivamente l'andamento della gittata in funzione dell'angolo  $\alpha$  (**Figura 7.4**), e l'andamento della traiettoria del baricentro della pala (Gittata - Quota) (**Figura 7.5**).

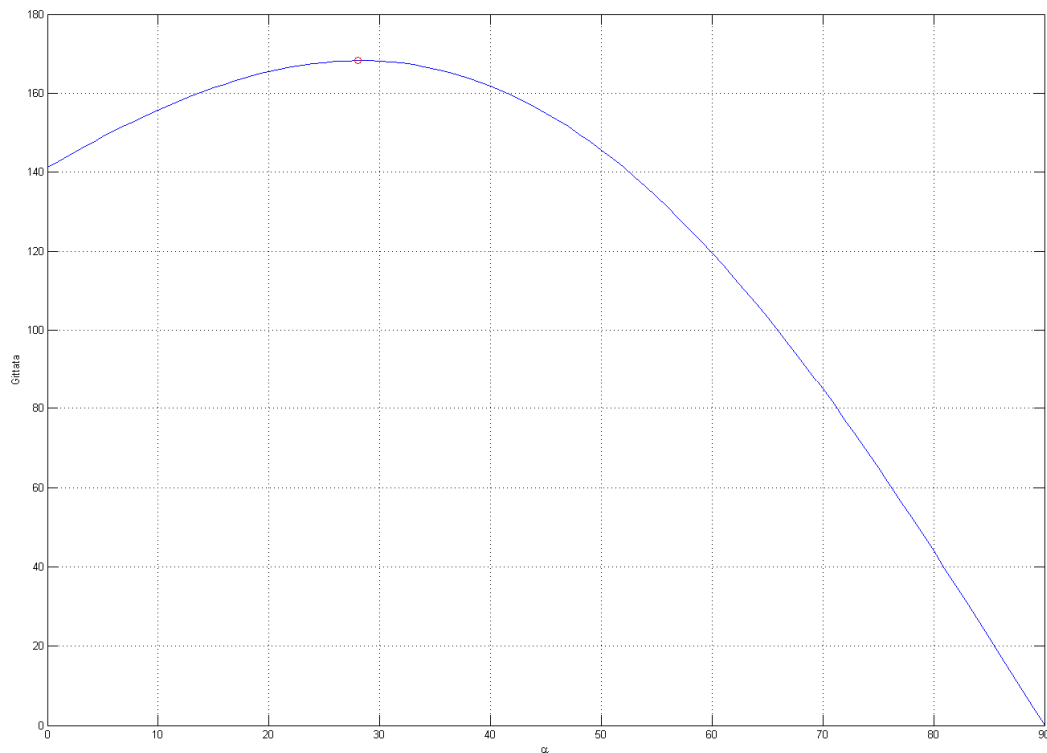


Figura 7.4 - Gittata in funzione dell'angolo (il cerchietto rosso mostra il massimo -  $\alpha = 28^\circ$ )

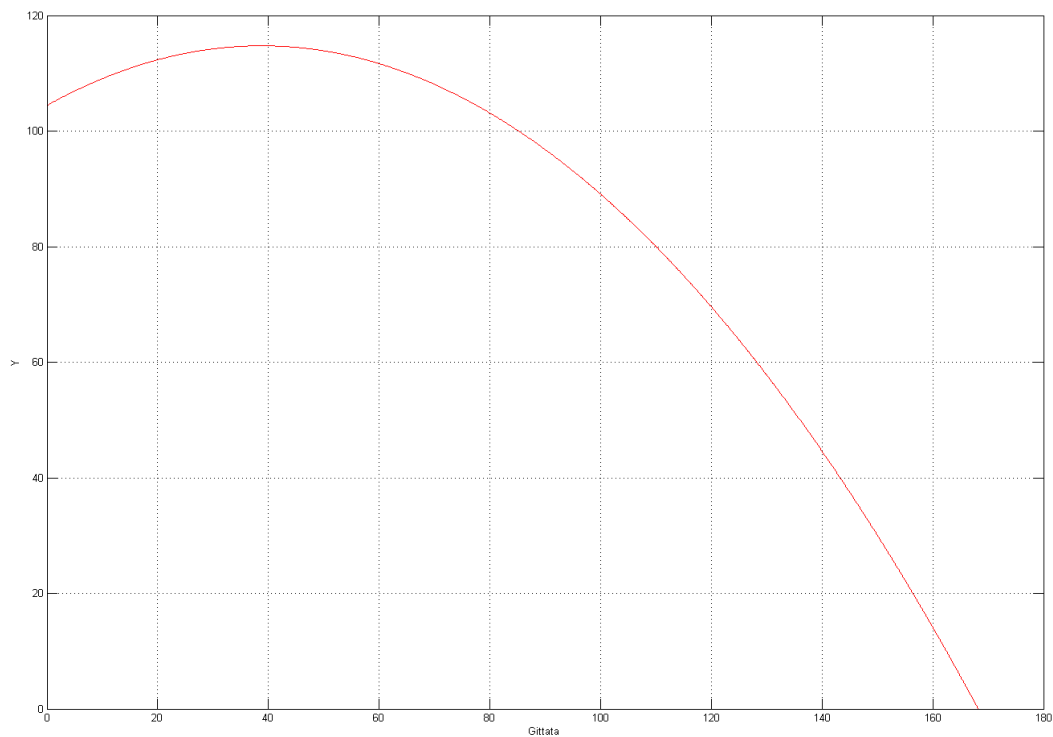


Figura 7.5 - Traiettoria del baricentro della pala



**Considerazioni aggiuntive**

Si ritiene opportuno compiere alcune considerazioni aggiuntive per aggiungere un fattore di sicurezza ai valori teorici sin qui calcolati.

Si potrebbe pertanto verificare la possibilità che la pala, al contatto con il suolo, si punti su una estremità e ruoti su se stessa, in tal caso bisognerebbe aggiungere 55m al valore calcolato. Inoltre, l'inerzia della pala potrebbe comportare un successivo incremento di tale valore, portandolo a circa 80m.

A seguito delle considerazioni sopra esposte, la gittata massima della pala in caso di distacco della stessa può essere considerata pari a circa **288m**.

**7.8 Avifauna**

Tra gli impatti ambientali causati dalla realizzazione di una centrale eolica quello sull'avifauna è uno dei più rilevanti.

La letteratura in materia di effetti prodotti da centrali eoliche *offshore* sull'avifauna è ancora limitata dato che questo tipo di installazioni è da considerarsi una tecnologia ancora innovativa.

Possibili effetti di disturbo sugli uccelli sono attesi sia durante la fase di costruzione sia durante quella di esercizio, sebbene quelli relativi alla costruzione siano senza dubbio di scarsa entità.

Le specie di uccelli considerate sono quelle elencate nelle schede relative ai Siti di Importanza Comunitaria proposti IT9110005 – Zone umide della Capitanata e IT 9110006 – Saline di Margherita di Savoia, certamente più vulnerabili e faunisticamente rilevanti rispetto ad altre aree della zona. Le specie presenti nel pSIC, elencate in **Figura 7.6**, sono cinquantacinque, e tutte di uccelli migratori.

CODIC NOME E	POPOLAZIONE			CODIC NOME E	POPOLAZIONE			CODIC NOME E	POPOLAZIONE		
	Roprod.	Migratoria			Roprod.	Migratoria			Roprod.	Migratoria	
	Roprod.	Svern.	Stazion.		Roprod.	Svern.	Stazion.		Roprod.	Svern.	Stazion.
A101 Falco biarmicus		1-5i	1-5i	A196 Chlidonias hybridus			P	A131 Himantopus himantopus	30-150p	V	P
A095 Falco naumanni			P	A197 Chlidonias niger			P	A026 Egretta garzetta		101-250i	P
A190 Sterna caspia			P	A031 Ciconia ciconia			P	A176 Larus melanocephalus	10-700p	10-100i	P
A243 Ciconia brachydactyla	11-50p		P	A030 Ciconia nigra			P	A151 Philomachus pugnax		<50i	>3000i
A231 Coracias garrulus	1-3p		P	A022 Ixobrychus minutus	V		C	A083 Circus macrourus		V	P
A090 Aquila clanga		0-2i	P	A029 Ardea purpurea			C	A127 Grus grus		0-4i	P
A140 Pluvialis apricaria		10-50i	P	A024 Ardeola ralloides			C	A193 Sterna hirundo	0-1p		P
A191 Sterna sandvicensis	0-20p	10-50i	P	A060 Aythya nyroca		V	V	A027 Egretta alba		11-50i	P
A167 Xenus cinereus			V	A021 Botaurus stellaris		V	V	A157 Limosa lapponica		0-5i	P
A093 Buteo rufinus		V	V	A397 Tadorna ferruginea		V	V	A094 Pandion haliaetus			P
A138 Charadrius alexandrinus	150p			A189 Gelocheilidon nilotica	50-200p		P	A135 Glareola pratinoctia		V	P
A159 Numenius tenuirostris		0-19i	V	A170 Phalaropus lobatus		V	C	A133 Bushinius oedionemus		R	R
A180 Larus genei	300-900p	80-220i	P	A393 Phalacrocorax pygmaeus			P	A229 Alcedo atthis		P	P
A132 Recurvirostra avoetia	300-600p	500-2500i	P	A128 Tetrax tetrax	V			A082 Circus cyaneus		1-5i	P
A094 Platalea leucorodia		16-80i	P	A294 Acrocephalus paludicola			P	A084 Circus pygargus			P
A195 Sterna albifrons	200-500p		P	A098 Falco columbarius			P	A166 Tringa glareola			P
A035 Phoenicopteru ruber	100-500p	000-5000	000-5000					A242 Melanocorypha calandria	R		
A222 Asio flammeus		0-5i	P					A023 Nycticorax nycticorax	P		P
A293 Acrocephalus melanopogon		P	P								

**Figura 7.6** - Uccelli migratori abituali lungo le coste del basso Adriatico elencati nell' Allegato I della direttiva 79/409/CEE. Le "i" indicano il numero di individui e le "p" il numero di coppie, mentre "R" sta per specie rara, 'V' per specie molto rara e 'P' indica la sola presenza nel sito.

Va comunque considerato che le specie sono principalmente localizzate lungo costa, come si vede dall'immagine riportata nella figura seguente.

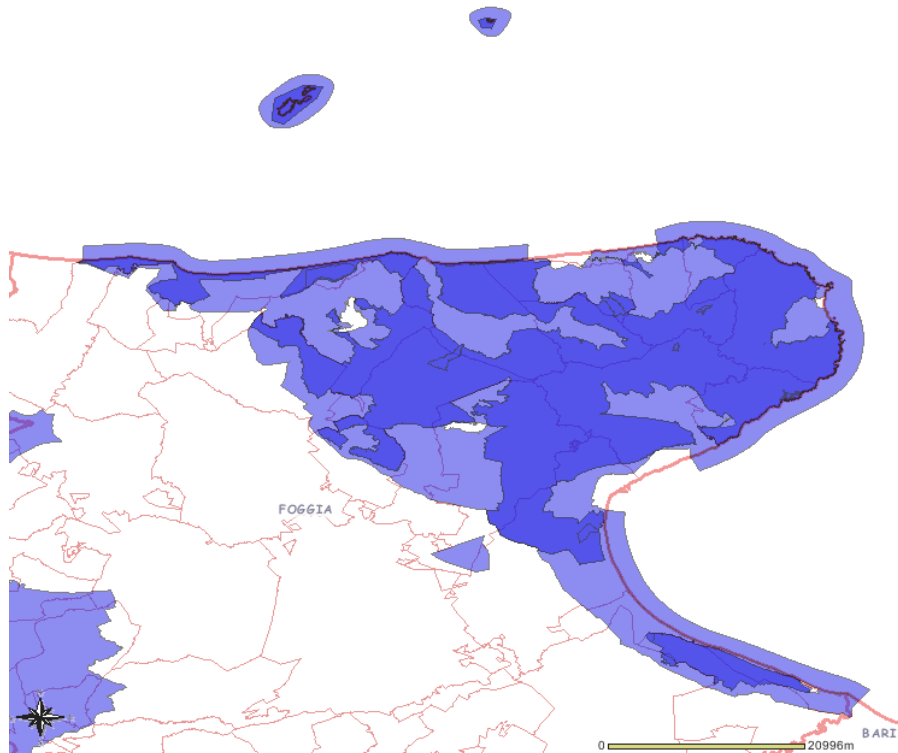


Figura 7.7 - Important Bird Areas, indicate dal colore viola scuro, e Aree naturali di protezione faunistica, indicata dalla fascia di colore viola chiaro. Fonte: Portale Cartografico Nazionale.

I potenziali impatti sugli uccelli analizzati sono:

- 1) Cambiamento dell'habitat;
- 2) Effetti di disturbo;
- 3) Rischio di collisione.

Le fondazioni delle turbine possono indurre un cambiamento nell'habitat (cambiamento a livello di flora e fauna marina) spingendo alcune specie di uccelli ad abbandonare l'area oppure a ripopolarla, a seconda del comportamento della fauna ittica. Poiché la presenza di avifauna è strettamente correlata alla disponibilità di cibo, possiamo concludere che l'impatto della centrale eolica sugli uccelli non è rilevante in quanto non vi sono significativi effetti di riduzione di fauna sul fondale marino dovuti alla presenza degli aerogeneratori. Le fondazioni possono anzi diventare una sorta di scogliera artificiale per gli invertebrati marini che tende ad attirare gli uccelli in quanto rappresenta una risorsa di cibo.

Il secondo effetto considerato è quello di disturbo: la stessa presenza delle turbine può agire da barriera nei confronti delle aree dove normalmente gli uccelli procacciano il cibo oppure può rappresentare un ostacolo se esse ricadono in corrispondenza delle rotte migratorie o ancora può indurre gli uccelli ad abbandonare l'area (perdita di habitat). Questo effetto è certamente più significativo nelle zone terrestri, dove la densità di popolazione è maggiore, rispetto alle aree marine, dove è quindi plausibile che col tempo la presenza degli aerogeneratori diventi abituale per le diverse specie, con un loro graduale adattamento alla presenza di tali macchine.

Per quanto concerne il rumore e i campi elettromagnetici generati dalle turbine esso non arreca alcun fastidio agli uccelli, poiché entrambi gli eventuali disturbi sono limitati all'area occupata dalle turbine stesse.

Allo stato attuale il reale rischio di collisione non può essere valutato perché dipende dalla probabilità che un uccello voli nell'area di rischio (area spazzata dalle pale della turbina), dalla velocità del vento e quindi delle pale della turbina, dalla velocità di volo degli uccelli, dall'angolo di passaggio degli uccelli e dalle dimensioni degli uccelli.

C'è un potenziale rischio di collisione qualora gli uccelli volino nell'intervallo tra 20 m e 130 m, altezze riferite all'area spazzata dalle pale; molte specie tendono invece a volare molto basse con scarsa probabilità di collidere con i rotori.

Va inoltre sottolineato il fatto che la maggior parte delle specie di uccelli abitano le zone ricche di vegetazione della zona costiera, in prossimità delle foci dei fiumi, per cui saranno meno portate a spingersi al largo, verso il parco eolico, come confermato dalla distribuzione delle aree naturali di protezione faunistica del Portale Cartografico Nazionale (si veda la Figura 7.7).

Infine consideriamo che la densità di popolazione delle specie più a rischio non è rilevante e, poiché l'area occupata dalla *windfarm* è di circa 24,19 km<sup>2</sup>, di cui solo una minima percentuale occupata dalle turbine, per una lunghezza nella direzione parallela alla costa di circa 10.300 m, l'impatto si può considerare in definitiva di scarsa entità.

Alcune scelte progettuali hanno l'obiettivo di mitigare gli impatti sull'avifauna.

I monopali scelti per il progetto della centrale eolica hanno un impatto minore rispetto alle fondazioni a gravità poiché riducono il livello sonoro durante le fasi di costruzione, e di conseguenza il disturbo all'avifauna. Altra misura di mitigazione è la scelta della localizzazione del *layout* di progetto: la distanza di 8 km dalla costa non interferisce con alcune rotte degli uccelli migratorie e la profondità del fondale compresa tra i 16 e i 18 m è piuttosto alta visto che gli uccelli privilegiano quelle minori per cacciare il cibo.

Anche il colore bianco scelto per le turbine è a favore della maggiore visibilità di esse da parte degli uccelli.

## **7.9 Flora e Fauna Marina**

Le componenti ambientali più sensibili all'installazione del parco eolico in studio sono due:

- pesci e specie bentoniche;
- mammiferi e tartarughe marine.

Nel seguito andiamo ad analizzare i possibili impatti sulle componenti ambientali come sopra definite, separando però la categoria pesci dalla categoria specie bentoniche, cui aggiungiamo lo studio del fondale marino. Quindi sviluppiamo di seguito i seguenti tre punti:

- fondale marino e organismi bentonici;
- pesci;
- mammiferi e tartarughe marine.

#### **Fondale marino e organismi bentonici**

In base alle disposizioni dettate dal Regolamento Regionale della Regione Puglia n. 16 del 4 ottobre 2006 in materia di impianti eolici è stata effettuata un'analisi geomorfologia e biologica dei fondali nell'area in oggetto, come previsto dall'art. 12 del suddetto regolamento. La sintesi delle diverse tipologie di analisi condotte nell'area ha permesso di caratterizzare in modo compiuto la batimetria e la morfologia subacquea dell'area considerata, consentendo anche di delinearne le caratteristiche biologiche. Alla luce di questi risultati è possibile disegnare un quadro delle principali problematiche dell'area per quanto riguarda l'uso previsto dal progetto.

Vale la pena suddividere le considerazioni relative ai risultati ottenuti in funzione delle diverse destinazioni previste per le diverse zone oggetto dello studio.

Le analisi hanno mostrato che, nei fondali sottostanti la direttrice di congiungimento del campo aerogeneratori con la terraferma, non sono presenti habitat soggetti a vincoli di protezione, caratterizzati da popolamenti bentonici non costituiti da organismi elencati in liste di rischio o di protezione ed evidenziando, pertanto, condizioni ambientali compatibili con la posa del cavo di collegamento.

Per quanto riguarda il campo aerogeneratori, i rilevamenti mostrano che esso, così come individuato nel progetto originale, intercettava per più dell'80% habitat non rilevanti che non costituiscono un vincolo per la realizzazione dell'opera in oggetto. Tuttavia, la porzione rimanente dell'area, corrispondente a poco più del 18% dell'area individuata per il campo, insisteva su fondali contraddistinti dalla presenza del coralligeno, una tipologia di habitat caratterizzata dalla presenza di specie protette da leggi nazionali ed internazionali. L'impatto dell'installazione in questa porzione di fondale sarebbe dovuto sia all'attività di infissione delle strutture di sostegno degli aerogeneratori, sia a quello derivante dallo scavo per l'interramento di tutti i cavi di collegamento tra gli aerogeneratori e la stazione a mare.

Nella parte restante dell'area, contraddistinta dalla presenza di fondi molli, l'apporto di substrati duri determinato sia dall'eventuale posizionamento di materiale inerte (e/o altro tipo di strutture artificiali) per la stabilizzazione delle fondamenta, sia dalla produzione di materiale organico costituito dagli organismi del *fouling* che inevitabilmente si formeranno sulle strutture artificiali, potrebbe invece aumentare l'eterogeneità ambientale dei fondi incoerenti adiacenti agli aerogeneratori. Queste aree di substrato duro potrebbero costituire dei centri di aggregazione e di insediamento e reclutamento di organismi bentonici presenti nella porzione di area caratterizzata dalle biocenosi del coralligeno. Le opere di stabilizzazione delle fondamenta, quindi, se effettuate utilizzando substrati rocciosi simili a quelli presenti naturalmente nell'area, potrebbero verosimilmente portare ad un ripopolamento di specie ittiche e bentoniche di importanza commerciale e/o di valenza naturalistica ed ecologica. L'andamento della colonizzazione di tali strutture dovrebbe essere soggetta ad un monitoraggio a medio-lungo termine, per valutare l'efficacia dell'azione e determinare l'entità del ripopolamento.

In conclusione, sulla base dei risultati ottenuti nel presente studio, si ritiene che l'intervento previsto, da un punto di vista biologico, non sia da considerarsi ad alto impatto ambientale sui fondali potenzialmente interessati. Tale conclusione, tuttavia, resta vincolata ad una riduzione pari al 18% in direzione sud-est. L'esclusione dell'area caratterizzata dal coralligeno, oltre che per motivazioni a carattere ambientale e conservazionistico è motivata anche da considerazioni di tipo logistico dovute alle condizioni più idonee all'impianto degli aerogeneratori e della stazione a mare e all'interramento dei cavi di collegamento su substrati incoerenti di natura sabbiosa-fangosa piuttosto che su substrati duri quali quelli rappresentati dal coralligeno.

Sulla base di quanto emerso in tale studio si è quindi deciso di ridurre il layout di progetto in modo da escludere le aree caratterizzate dalla presenza del coralligeno.

La figura seguente (Figura 7.8) riporta il nuovo layout di progetto sovrapposto alla mappa biocenotica dei fondali, mostrando come tali aree siano state evitate permettendo di eliminare qualsiasi complicazione derivante dal potenziale impatto su habitat considerati determinanti dalla normativa europea.



**Figura 7.8** - Sovrapposizione del nuovo layout di progetto alla mappa degli habitat di interesse conservazionistico. In verde le aree caratterizzate dalla presenza di biocenosi non rilevanti, in giallo scuro le aree caratterizzate da biocenosi rimarchevoli, mentre in rosso le aree con presenza di biocenosi determinanti.

Per quanto riguarda la **fauna ittica** propriamente detta, nell'area sono presenti molte specie, alcune delle quali (spigole, orate, cefali, ecc.) attratte anche dalle particolari caratteristiche della zona (influssi dei corsi d'acqua superficiali, delle Saline, ecc). Le specie ittiche più comuni sono comunque quelle tipiche dei biotopi precedentemente descritti, e annoverano organismi ad habitus nectonico, nectobentonico e bentonico quali boghe (*Boops boops*), menole (*Spicara spp.*), cefali (*Liza spp.*), saraghi (*Diplodus spp.*), mormore (*Lithognathus mormyrus*), calamari (*Loligo spp.*, *Allotheutis spp.*), triglie (*Mullus barbatus*, *Mullus surmuletus*), tracine (*Trachinus sp.*), sogliole (*Solea solea* e *Bothus podas*), gobidi (*Gobius spp.*), seppie (*Sepia officinalis*), canocchie (*Squilla mantis*). Ritroviamo anche specie appartenenti alla categoria del "pesce azzurro" (*Engraulis encrasicolus*, *Sardina pilchardus* e *Trachurus spp.*).

ANTOZOI	<i>Ensis siliqua</i> (L.)
<i>Caliactis parassitica</i> (Couch)	<i>Glycymeris insubrica</i> (Brocchi)
POLICHETI	<i>Glycymeris pilosa</i> (L.)
<i>Arabella iricolor</i> (Montagu)	<i>Gregariella petagna</i> (Scacchi)
<i>Diopatra neapolitana</i> Delle Chiaje	<i>Laevicardium oblongum</i> (Gmelin)
<i>Eunice pennata</i> (O.F. Muller)	<i>Lentidium mediterraneum</i> (O.G. Costa)
<i>Eunice vittata</i> (Delle Chiaje)	<i>Mactra stultorum</i> (L.)
<i>Glyceria sp.</i>	<i>Mactra glauca</i> Born.
<i>Lumbriconereis sp.</i>	<i>Modiolus barbatus</i> (L.)
<i>Nephtis sp.</i>	<i>Mytilus galloprovincialis</i> Lamarck
<i>Onuphis eremita</i> Audouin, M. Edward	<i>Nucula nucleus</i> (L.)
<i>Owena fusiformis</i> (Delle Chiaje)	<i>Ostrea edulis</i> (L.)
<i>Phyllodoce sp.</i>	<i>Paphia aurea</i> (Gmelin)
<i>Polydortes maxillosus</i> (Ranzani)	<i>Pharus legumen</i> (L.)
<i>Psammolite arenosa</i> (Delle Chiaje)	<i>Spisula subtruncata</i> (da Costa)
<i>Sigalion mathildae</i> (Audouin, M. Edward)	<i>Tellina fabula</i> (Gmelin)
<i>Sylvaroides monilifer</i> (Delle Chiaje)	<i>Tellina nitida</i> Poli
SIPUNCULIDI	<i>Tellina pulchella</i> Lamarck
<i>Sipunculus nudus</i> L.	<i>Tellina tenuis</i> da Costa
CROSTACEI DECAPODI	<i>Venus verrucosa</i> L.
<i>Brachynotus sexdentatus</i> (Risso)	GASTEROPODI
<i>Carcinus mediterraneus</i> (Czerniavsky)	<i>Acteon tornatilis</i> (L.)
<i>Diogenes pugilator</i> (Roux)	<i>Aporrhais pespelecani</i> (L.)
<i>Illa nucleus</i> (L.)	<i>Bolinus brandaris</i> (L.)
<i>Liocarcinus vernalis</i> (Risso)	<i>Hexaplex trunculus</i> (L.)
<i>Macropodia rostrata</i> (L.)	<i>Nassarius mutabilis</i> (L.)
<i>Nannosquilloides occulta</i> (Giesbrecht)	<i>Nassarius reticulatus</i> (L.)
<i>Paguristes oculatus</i> (Fabricius)	<i>Naticarius stercusmuscarum</i> (Gmelin)
<i>Parthenope angulifrons</i> (Latreille)	<i>Neverita josephina</i> Risso
<i>Peneus kerathurus</i> (Forsk.)	<i>Philine aperta</i> (L.)
<i>Pinnotheres pisum</i> (L.)	ECHINODERMI
<i>Sicyonia carinata</i> (Brunnich)	<i>Acrionida brachiata</i> (Mont.)
<i>Upogebia pusillus</i> (Leach)	<i>Astropecten johnstoni</i> (Delle Chiaje)
BIVALVI	<i>Astropecten pentacantus</i> (Delle Chiaje)
<i>Acanthocardia tuberculata</i> (L.)	<i>Echinocardium cordatum</i> (Penn.)
<i>Anadara inaequalis</i> (Brug.)	<i>Labidoplax digitata</i> (Mont.)
<i>Callista chione</i> L.	<i>Thyone fusus</i> (O.F. Muller)
<i>Chamelea gallina</i> (L.)	SELACI
<i>Chlamys glabra</i> (L.)	<i>Raja asterias</i> (Valm.)
<i>Corbula gibba</i> (Oliv.)	<i>Raja sp.</i>
<i>Donax semistriatus</i> Poli	TELEOSTEI
<i>Donax trunculus</i> L.	<i>Echiichthys vipera</i> (Cuv.)
<i>Dosinia lupinus</i> (L.)	<i>Gobius niger</i> (Padoa)
<i>Ensis ensis</i> (L.)	<i>Lithognathus mormyrus</i> (L.)
<i>Ensis minor</i> (Chenu)	<i>Solea impar</i> (Benn.)

**Tabella 7.1** - Principali specie bentoniche o nectobentoniche presenti sui fondi dell'area descritta (da Marano et al., 1998b).

I possibili impatti su pesci e organismi bentonici sono legati principalmente alla presenza fisica delle turbine.

La parte di fondale occupata dalle fondazioni è una parte molto inferiore rispetto all'area occupata dal layout di progetto e pertanto l'impatto sul fondale può ritenersi trascurabile.

Le fondazioni delle turbine, se propriamente progettate, possono fornire l'habitat per una varietà di fauna e flora marina, dando cibo e rifugio alle diverse specie di pesci e generalmente possono contribuire alla biodiversità nell'area.

L'impatto generato dal rumore su queste specie può ritenersi trascurabile poiché il rumore generato dalle turbine (in fase di esercizio) è di tipo continuo, per cui è probabile che i pesci si abituino a tale tipo di rumore.

I campi magnetici generati da cavi, trasformatori e turbine dell'impianto eolico *offshore* possono essere rilevati solo entro distanze di 1 m dalle strutture stesse; pertanto non ci si attende che i campi magnetici del parco eolico possano rappresentare un problema di rilievo per i pesci.

Gli impatti dovuti alla sottrazione di fondale marino sono del tutto trascurabili poiché l'area effettivamente sottratta è molto limitata.

L'impatto sulle specie bentoniche e sul fondale marino può in definitiva considerarsi trascurabile e comunque limitato nel tempo.

Riguardo a **Mammiferi e tartarughe marine** nell'area interessata dal progetto non sono state segnalate significative presenze di mammiferi marini.

I possibili impatti su di essi possono ricondursi a un abbandono temporaneo dell'area durante la fase di costruzione a causa del rumore prodotto. E' anche probabile, comunque, che gli animali si abituino alle condizioni presenti durante la fase di esercizio.

Al fine di mitigare gli impatti su mammiferi e tartarughe marine nella scelta della localizzazione del sito idoneo alla realizzazione della centrale eolica sono state evitate le aree marine protette, aree di tutela o di protezione per particolari specie di pesci, di mammiferi marini o di fauna e flora marina soggetta a tutele. Particolare importanza è stata anche riservata alla scelta delle fondazioni in quanto è necessario che coinvolgano un'area del fondale marino non troppo estesa; le fondazioni a monopali scelte infatti, rispetto a quelle a gravità, richiedono attività di scavo minori, con conseguente minor impatto sul fondale marino e sulle specie ivi presenti.

Infine i cavi sottomarini saranno opportunamente posati o schermati in modo da ridurre al massimo la generazione di campi elettromagnetici.

## 7.10 Ambiente Marino

In questo paragrafo analizziamo gli impatti dovuti alla realizzazione della centrale eolica al largo delle coste della Puglia, sia in fase di esercizio che in fase di costruzione, sull'ambiente marino.

Con la denominazione ambiente marino vogliamo riferirci agli aspetti puramente fisici di esso, ovvero le caratteristiche idrografiche e morfologiche.

### **Salinità dell'acqua**

La salinità dell'acqua mediata sulle misure, effettuate nei punti di stazionamento M43, M45 e M47 a diverse profondità che variano da 0 a circa 16 m, come specificato nell'Allegato B, è:

Campionamenti	Salinità [psu]
M43	37,8
M45	38,0
M47	38,0

### Temperatura media dell'acqua

La temperatura dell'acqua nei punti M43, M45 e M47, mediata sulle misure, effettuate a diverse profondità che variano da 0 a circa 16 m è:

Campionamenti	Temperatura [°C]
M43	23,2
M45	22,9
M47	22,7

### Analisi chimiche

In questo caso ci siamo avvalsi dei risultati dei campionamenti, riportati nella tabella sottostante. Inoltre dalla banca dati Si.Di.Mar. abbiamo ricavato il livello di qualità dell'acqua, calcolato con un modello che tiene conto delle analisi effettuate durante il periodo di monitoraggio. Nel punto di campionamento la qualità delle acque è bassa.

Punto di prelievo	N-NH <sub>3</sub>	P-PO <sub>4</sub>	N-NO <sub>2</sub>	N-NO <sub>3</sub>	Batteri coliformi	Col.fecali	Enterococchi intestinali	Chl" a"
	µg/l	µg/l	µg/l	µg/l	UFC/100ml	UFC/100ml	UFC/100ml	µg/l
M43	3,96	1,95	<0,11	<1,4	42	0	0	0,64
M45	3,49	1,69	<0,11	<1,4	32	0	0	0,43
M47	0,87	1,74	<0,11	<1,4	46	0	0	0,21

### Granulometria e tipologia dei sedimenti

I sedimenti del fondale sono a granulometrie sabbiose grossolane che si fanno via via più fini verso il largo fino a diventare limi. Al largo si sviluppa un banco sabbioso con barre e cordoni sottomarini.

### Morfologia costiera

Il tipo di costa è sabbioso lungo tutto il tratto considerato mentre presenta un morfotipo a falesia sabbioso conglomeratico a rischio di instabilità al di fuori dell'area di interesse, nella zona poco più a nord di Manfredonia e nei pressi di Mattinatella. Il tratto sabbioso, un tempo protette da una serie di dune nel tempo smantellate dall'uomo a vantaggio dell'agricoltura qui altamente specializzata, è oggi in forte arretramento. L'area di interesse maggiore per il progetto ha il suo limite settentrionale nei pressi di Torre Rivoli.



### **Possibili impatti sull'ambiente marino**

Lo Studio di Impatto Ambientale e l'Allegato Q riportano l'analisi di dettaglio dei possibili impatti sul litorale antistante la centrale eolica off-shore in progetto, in termini di erosione costiera. Nel seguito si riportano solo le conclusioni.

La realizzazione della centrale eolica non si pone come un'opera realizzata in fregio al litorale (pennelli trasversali), nè prospetta le problematiche delle classiche opere realizzate parallelamente al litorale (scogliere parallele alla riva emerse o immerse).

La diversità rispetto alle opere parallele alla linea di riva è sostanziale in quanto:

- La distanza dalla linea di riva dell'impianto eolico previsto (circa 8Km) è di gran lunga maggiore di quella alla quale si costruiscono abitualmente le scogliere parallele (circa 100m);
- Il rapporto vuoto su pieno offerto alla propagazione del moto ondoso è di gran lunga maggiore nel caso dell'impianto eolico in quanto il valore del vuoto nel caso dell'impianto eolico raggiunge ammontari talmente alti da non essere assolutamente paragonabili con quelli offerti dalle scogliere parallele. In effetti il valore del vuoto nel caso delle scogliere parallele è pari al valore dei varchi fra le stesse per opere.

Per valutare l'impatto sul litorale antistante l'opera in progetto in termini di erosione costiera, è stata determinata, sulla base di considerazioni incentrate sul fenomeno della diffrazione, la variazione all'energia che il moto ondoso applica al litorale a seguito della realizzazione della centrale off-shore.

Al termine degli studi effettuati, relativamente allo stato attuale del litorale e alle risultanze degli studi che hanno permesso la valutazione degli effetti, sulla dinamica litorale, della realizzazione del parco eolico, è possibile asserire che il realizzando parco eolico:

- non comporta variazioni al verso dei FER (Flussi di Energia Risultante) il che si traduce nell'assenza di variazioni al verso di migrazione dei sedimenti lungo riva;
- le variazioni dei FER consistono esclusivamente in una riduzione contenuta degli stessi flussi d'energia risultante.

**La realizzazione dell'impianto eolico, determinando esclusivamente una contenuta diminuzione dell'ammontare dei FER originari, induce ad una riduzione della velocità con la quale i sedimenti si muovono lungo riva. Aumenta di conseguenza il tempo di permanenza dei sedimenti lungo il tratto interessato, senza sconvolgere o modificare il naturale processo di formazione ed evoluzione del litorale.**

**La realizzazione del parco eolico concretizza una riduzione della velocità di erosione delle spiagge consentendo alle stesse di "durare" più a lungo inducendo pertanto un effetto positivo sul litorale che si svolge a tergo gli impianti eolici previsti.**



## 8 LISTA DEGLI ALLEGATI

- Allegato A** *Centrale eolica Off-Shore Golfo di Manfredonia*  
**Relazione Geologica e Geotecnica Preliminare**  
Autore: Studio Geologico Italiano Srl – Ing. Alberto Callerio  
Rif. SEO-PR001-07 – RT - AA  
Versione: 00
- Allegato B** *Centrale eolica Off-Shore Golfo di Manfredonia*  
**Caratterizzazione Chimico-Fisica e biologica dell'area marina interessata dal progetto di una centrale eolica Off-Shore.**  
Autore: Centro Ricerche Marine di Cesenatico  
Rif. SEO-PR001-07 – RT - AB  
Versione: 00
- Allegato C** *Centrale eolica Off-Shore Golfo di Manfredonia*  
**Relazione di producibilità**  
Autore: Tecnogaia srl - Arch. Michele Cingotti  
Rif. SEO-PR001-07 – RT - AC  
Versione: 01
- Allegato D** *Centrale eolica Off-Shore Golfo di Manfredonia*  
**Individuazione Caratteristiche moto ondoso al largo di Manfredonia – Caratteristiche onda di progetto**  
Autore: Ing. Girolamo Mauro Gentile  
Rif. SEO-PR001-07 – RT - AD  
Versione: 00
- Allegato E** *Centrale eolica Off-Shore Golfo di Manfredonia*  
**Documentazione tecnica Illustrativa aerogeneratori Vestas V112 3.0 MW.**  
Autore: Vestas Wind Systems AS  
Rif. SEO-PR001-07 – RT - AE  
Versione: 01
- Allegato F** *Centrale eolica Off-Shore Golfo di Manfredonia*  
**Dimensionamento delle fondazioni degli aerogeneratori.**  
Autore: Italprogetti srl - Ing. E. Meriggi  
Rif. SEO-PR001-07 – RT - AF  
Versione: 00
- Allegato G** *Centrale eolica Off-Shore Golfo di Manfredonia*  
**Dimensionamento della Piattaforma per la sottostazione elettrica a mare.**  
Autore: Ing. E. Meriggi  
Rif. SEO-PR001-07 – RT - AG  
Versione: 00
- Allegato H** *Centrale eolica Off-Shore Golfo di Manfredonia*  
**Progetto Preliminare delle Infrastrutture elettriche**  
Autore: Ing. M. Trovato  
Rif. SEO-PR001-07 – RT - AH  
Versione: 01
- Allegato I** *Centrale eolica Off-Shore Golfo di Manfredonia*  
**Corrispondenza TERNA S.p.A – TREVI Finanziaria Industriale S.p.A.**  
Autore: Trevi Energy SpA

Rif. **SEO-PR001-07 – RT - AI**  
Versione: 00

**Allegato K** *Centrale eolica Off-Shore Golfo di Manfredonia*  
**Valutazione preliminare d'impatto acustico**  
Autore: Tecnogaia srl - Arch. Michele Cingotti  
Rif. **SEO-PR001-07 – RT - AK**  
Versione: 01

**Allegato M** *Centrale eolica Off-Shore Golfo di Manfredonia*  
**Indagine Geosismica eseguita sul fondale del Golfo di Manfredonia, risultanze delle indagini e relazione di sintesi.**  
Autore: Trevi Finanziaria Industriale: Ing.Fabio Pallotti – Geoprospector srl: Dott.Frate  
Rif. **SEO-PR001-07-RT - AM**  
Versione: 00

**Allegato P** *Centrale eolica Off-Shore Golfo di Manfredonia*  
**Relazione Paesaggistica**  
Autore: Daniela Moderini – Giovanni Selano  
Rif. **SEO-PR001-07 – RT - AP**  
Versione: 00

**Allegato Q** *Centrale eolica Off-Shore Golfo di Manfredonia*  
**Studio dell'erosione costiera nella zona interessata dal progetto della centrale eolica off-shore "Golfo di Manfredonia"**  
Autore: Ing. Girolamo Mauro Gentile  
Rif. **SEO-PR001-07 – RT - AQ**  
Versione: 01

**Allegato R** *Centrale eolica Off-Shore Golfo di Manfredonia*  
**Caratterizzazione batimetrica, morfologica e biologica dei fondali nell'area della "Centrale eolica off-shore Golfo di Manfredonia"**  
Autore: Prof. Cesare Corselli - Dr. Antonio Terlizzi  
Rif. **SEO-PR001-07 – RT - AR**  
Versione: 00

## 9 LISTA DELLE TAVOLE DI PROGETTO

<b>Tavola I</b>	<b>Vincoli Territoriali di progetto su cartografia IGM 50.000</b> <b>N°Tavola: TEE00001-001-2L</b> Rev. 02 Formato A0
<b>Tavola II</b>	<b>Assieme Aerogeneratore Fondazioni</b> <b>N°Tavola: TEE00001-002-0L</b> Rev. 00 Formato A0
<b>Tavola III</b>	<b>Lay-Out centrale eolica off-shore su cartografia di base Istituto Idrografico della Marina</b> <b>N°Tavola: TEE00001-003-3L</b> Rev. 03 Formato A0
<b>Tavola IV</b>	<b>Schema generale soluzione di progetto su cartografia IGM 50.000</b> <b>N°Tavola: TEE00001-004-3L</b> Rev. 03 Formato A0
<b>Tavola V</b>	<b>Scema generale di progetto e vincoli territoriali su cartografia IGM 50.000</b> <b>N°Tavola: TEE00001-005-2L</b> Rev. 02 Formato A0
<b>Tavola VI</b>	<b>Fondazione ed elemento di transizione degli aerogeneratori</b> <b>N°Tavola: TEE00001-006-0L</b> Rev. 00 Formato A0
<b>Tavola VII</b>	<b>Piattaforma stazione di trasformazione elettrica a mare</b> <b>N°Tavola: TEE00001-007-0L</b> Rev. 00 Formato A0