

---

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA  
PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO  
NEL TERRITORIO COMUNALE DI FOGGIA E MANFREDONIA (FG)  
POTENZA NOMINALE 49,6 MW

**PROGETTO DEFINITIVO - SIA**

---

PROGETTAZIONE E SIA

ing. Fabio PACCAPELO

ing. Andrea ANGELINI

ing. Antonella Laura GIORDANO

ing. Francesca SACCAROLA

COLLABORATORI

dr.ssa Anastasia AGNOLI

ing. Giulia MONTRONE

STUDI SPECIALISTICI

IMPIANTI ELETTRICI

ing. Roberto DI MONTE

GEOLOGIA

geol. Matteo DI CARLO

ACUSTICA

ing. Sabrina SCARAMUZZI

NATURA E BIODIVERSITÀ

dr. Luigi Raffaele LUPO

STUDIO PEDO-AGRONOMICO

dr.ssa Lucia PESOLA

ARCHEOLOGIA

dr.ssa archeol. Domenica CARRASSO

INTERVENTI DI COMPENSAZIONE E VALORIZZAZIONE

arch. Gaetano FORNARELLI

arch. Andrea GIUFFRIDA

---

**SIA.ES. STUDI SPECIALISTICI**

**ES.1 Indagine anemologica del sito e  
analisi della producibilità attesa**

REV.	DATA	DESCRIZIONE
------	------	-------------




## INDICE

<b>1</b>	<b>DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI</b>	<b>2</b>
1.1	PRINCIPALI SCELTE PROGETTUALI	2
1.2	LOCALIZZAZIONE DEL SITO	2
1.3	DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI	3
<b>2</b>	<b>MODELLIZZAZIONE E STIMA DEL VENTO</b>	<b>6</b>
<b>3</b>	<b>ANALISI DEI DATI METEREOLOGICI COMPARATIVI: ATLANTE EOLICO</b>	<b>7</b>
<b>4</b>	<b>VALUTAZIONE PRELIMINARE DELLA PRODUZIONE ATTESA</b>	<b>8</b>



## 1 DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI

### 1.1 PRINCIPALI SCELTE PROGETTUALI

Il progetto in esame è stato costruito attorno ai principi cardine proposti dalle linee guida del PPTR capitolo B.1.2.1, a partire dalla **scelta della localizzazione e della dimensione dell'intervento**: il parco eolico si sviluppa, infatti, in territorio extra urbano del comune di Lucera. L'area, normata secondo il P.U.G. come contesto rurale con prevalente funzione agricola definita e individuata dalle seguenti viabilità: S.P. n. 13 a nord/sud, S.P. n. 21 a est/ovest, S.P. n. 118 a sud. Nell'area in cui ricade il parco eolico sono presenti dei siti di interesse storico-culturale censiti nel PPTR e siti interessati da beni storico-culturali. Ad oggi, sia lo stato della viabilità storica che quello dei siti storico-culturali, testimonianze della stratificazione insediativa, risulta fortemente compromesso, anche a seguito dell'industrializzazione delle pratiche agricole. Molti immobili, seppur importante memoria della collettività, sono attualmente di fatto inutilizzati.

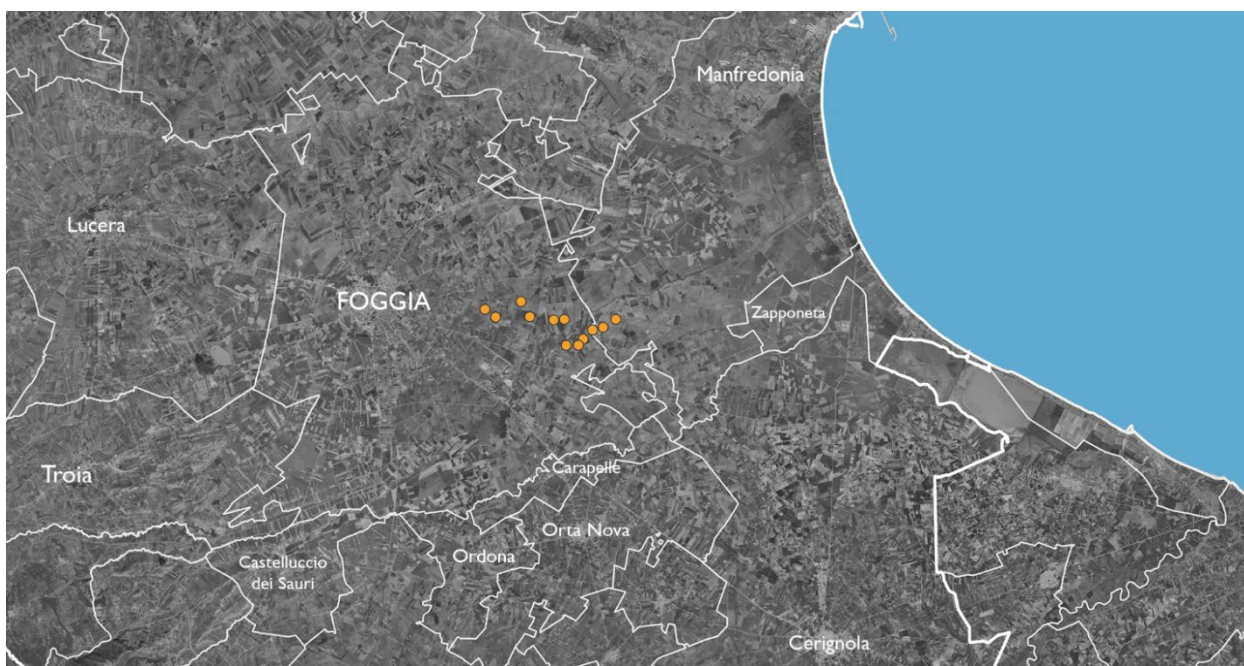
Il primo passo è necessariamente quello di quantificare le risorse che è possibile mettere a disposizione del territorio, che, come è facilmente intuibile, sono proporzionali alle dimensioni dell'investimento associato all'impianto. Da qui la strutturazione di un progetto dalle dimensioni importanti, sia sotto il profilo quantitativo che qualitativo, e quindi tecnologico: **12 aerogeneratori da 4,13 MW, per un totale di 49,6 MW.**

### 1.2 LOCALIZZAZIONE DEL SITO

Il progetto di Parco Eolico prevede la realizzazione di n. 12 aerogeneratori posizionati in un'area agricola nel territorio comunale di Manfredonia e Foggia (FG). Rispetto all'area di impianto gli abitati più vicini sono:

- Comune di Lucera (FG) 4 km a nord ovest;
- Comune di Manfredonia (FG) 22 km a nord est;
- Comune di Cerignola (FG) 20 km a sud est;
- Comune di Orta Nova (FG) 11 km a sud;
- Comune di Foggia (FG) 4 km a ovest.

La distanza dalla costa adriatica è di circa 17 km in direzione est.



*Inquadramento di area vasta*

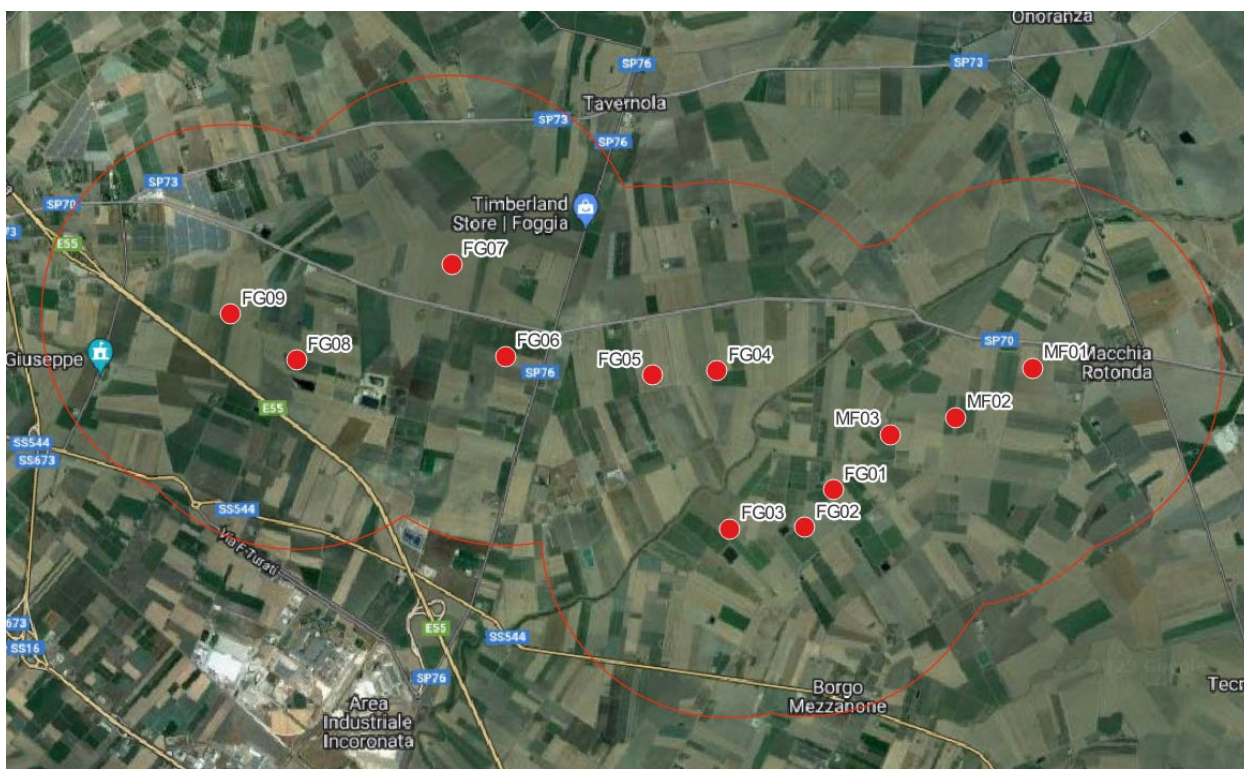


L'area di intervento propriamente detta si colloca nei comuni di Foggia e Manfredonia (FG), occupando un'area di circa 13 kmq, e individuata dalle seguenti viabilità: a nord dalla SP n. 73, a sud dalla S.S. n. 544, dall'Autostrada Adriatica E55 a ovest e dalla SP n. 80 a est; inoltre il parco è attraversato dalla S.P. n. 70 in direzione est-ovest.

L'intorno di riferimento rientra nell'ambito paesaggistico n. 3 "Tavoliere", e più precisamente nella figura territoriale e paesaggistica "La piana foggiana della riforma".

La distribuzione degli aerogeneratori sul campo è stata progettata tenendo conto dell'efficienza tecnica, delle valutazioni sugli impatti attesi e delle indicazioni contenute nella letteratura pubblicata da autorevoli associazioni ed enti specializzati. La disposizione e le reciproche distanze stabilite in fase progettuale sono tali da scongiurare l'effetto selva e la mutua interferenza tra le macchine.

L'analisi di possibili effetti combinati, in termini di impatti attesi con altre fonti di disturbo presenti sul territorio, si è concentrata sulla eventuale interazione con altri impianti esistenti o con altri progetti approvati a conoscenza degli scriventi. Si rimanda all'allegato *SIA.EG.4 Analisi degli impatti cumulativi* per i necessari approfondimenti.



Area parco eolico

### 1.3 DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI

Di seguito vengono descritte le opere inerenti la realizzazione dei suddetti aerogeneratori e di tutte le opere ed infrastrutture indispensabili alla connessione dell'impianto alla RTN:

- i generatori eolici installati su torri tubolari in acciaio, con fondazioni in c.a.;
- opere di fondazione degli aerogeneratori costituite da strutture in calcestruzzo armato e da pali di fondazione trivellati;
- viabilità di servizio al parco eolico;
- elettrodotti per il trasporto dell'energia elettrica prodotta dal parco alla Stazione Elettrica (SE) di Terna;
- ampliamento della Stazione Elettrica di Terna di Manfredonia, con connessione in antenna a 36 kV.





Nello specifico, come da STMG fornita da Terna fornita da Terna con nota del 25/07/2022 prot. P20220064271 e accettata in data 21/11/2022, è previsto che la connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale avvenga in antenna a 36 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) a 380/150 kV di Manfredonia, in località Macchia Rotonda.

Il presente progetto, in un'ottica di razionalizzazione dell'utilizzo delle strutture di rete prevede, pertanto, l'ampliamento della Stazione Elettrica (SE) con la realizzazione di una sezione di trasformazione 150/36 kV a cui saranno collegati vari impianti, tra cui l'impianto eolico in progetto.

I sottocampi di progetto saranno collegati alla RTN attraverso tre cavidotti interrati in media tensione a 36 kV, che si allacceranno direttamente sullo stallo a 36 kV assegnato da TERNA all'interno della SE ampliata.

La scelta del tipo di aerogeneratore da impiegare nel progetto è una scelta tecnologica che dipende dalle caratteristiche delle macchine di serie disponibili sul mercato al momento della fornitura. Le turbine cui si è fatto riferimento nel progetto sono di tecnologia particolarmente avanzata. Vestas Wind Systems ha sviluppato una **piattaforma eolica a turbina onshore**, denominata **V136 – 4.2**. Questa piattaforma rappresenta un'evoluzione della comprovata tecnologia dei parchi da 2MW e 3MW e offre sensibili miglioramenti a livello di AEP, una maggiore efficienza per quanto riguarda la manutenzione, una logistica migliore, superiori potenzialità a livello di collocazione e, in ultima analisi, la possibilità di incrementare sensibilmente la produttività contenendo gli impatti ambientali.

Inoltre, il progetto di impianto eolico in questione ricade all'interno della Superficie Orizzontale Esterna (O.H.S.) presente nella Carta Ostacoli dell'Aeroporto di Amendola, per cui è fissata una quota di 198,5 m s.l.m. Ne deriva che la quota massima al tip s.l.m. degli aerogeneratori deve essere inferiore a detto valore. Come si evince dalla seguente Tabella, l'aerogeneratore individuato, caratterizzato da altezza all'hub pari a 82m, ovvero altezza al tip pari a 150m, permette il rispetto di detta condizione.

WTG	Coordinate WGS84 fuso 33N		Quota alla base	Quota al TIP
	Est	Nord		
MF01	561349,10	4589158,18	26,8	176,8
MF02	560534,00	4588634,00	27,8	177,8
MF03	559845,70	4588454,59	31,7	181,7
FG01	559241,99	4587867,35	36,1	186,1
FG02	558938,12	4587474,00	37,2	187,2
FG03	558146,16	4587457,04	40,5	190,5
FG04	558011,87	4589128,17	37,0	187,0
FG05	557323,10	4589084,88	39,2	189,2
FG06	555769,74	4589280,54	44,1	194,1
FG07	555201,81	4590250,75	40,3	190,3
FG08	553558,18	4589240,24	47,5	197,5
FG09	552861,64	4589731,51	48,2	198,2

Più in generale, si tratta di macchine ad asse del rotore orizzontale, in cui il sostegno (torre) porta alla sua sommità la navicella, costituita da un basamento e da un involucro esterno. All'interno di essa sono contenuti il generatore elettrico e tutti i principali componenti elettromeccanici di comando e controllo. Il generatore è costituito da un anello esterno, detto statore, e da uno interno rotante, detto rotore, che è direttamente collegato al rotore tripala. L'elemento di connessione tra rotore elettrico ed eolico è il mozzo in ghisa sferoidale, su cui sono innestate le tre pale in vetroresina ed i loro sistemi di azionamento per l'orientamento del passo. La navicella è in grado di ruotare allo scopo di mantenere l'asse della macchina sempre parallelo alla direzione del vento mediante sei azionamenti elettromeccanici di imbardata. Opportuni cavi convogliano l'energia alla base della torre, agli armadi di potenza di conversione e di controllo l'energia elettrica prodotta e trasmettono



i segnali necessari per il funzionamento. Sempre all'interno della torre è posizionata la Cabina di Macchina, per il sezionamento elettrico e la trasformazione dell'energia da Bassa Tensione a Media Tensione.

Il progetto prevede poi la realizzazione di una linea interrata di collegamento alla sottostazione 150/36 kV, oltre a tutti gli altri interventi connessi alla realizzazione ed all'esercizio del parco eolico (adeguamenti della viabilità interna all'impianto eolico e realizzazione di nuova viabilità di cantiere e di esercizio/servizio, piazzole di montaggio e di esercizio, ecc).

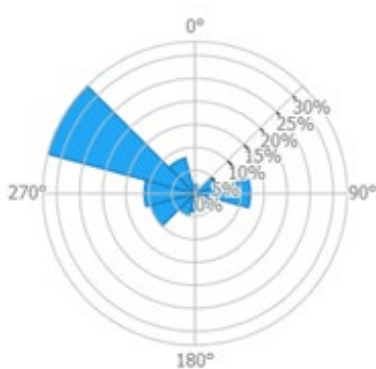


## 2 MODELLIZZAZIONE E STIMA DEL VENTO

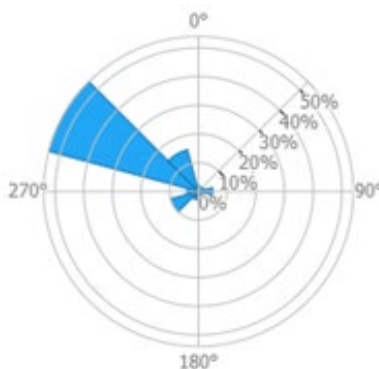
La stima preliminare della risorsa eolica al sito è estrapolata da un Anemometro Virtuale scalato ad una località ritenuta rappresentativa dell'Area di interesse. Le statistiche dell'Anemometro Virtuale sono ottenute utilizzando le fonti disponibili in un intorno considerato rappresentativo dell'Area di interesse, come i dati di vento misurati e i dati di mesoscala.

Occorre comunque evidenziare che l'Anemometro Virtuale non sostituisce una torre di misura tradizionale al sito e quindi qualsiasi valutazione sulla produzione di energia implica necessariamente un elevato grado di incertezza. Per questo i risultati devono intendersi come una sola stima preliminare.

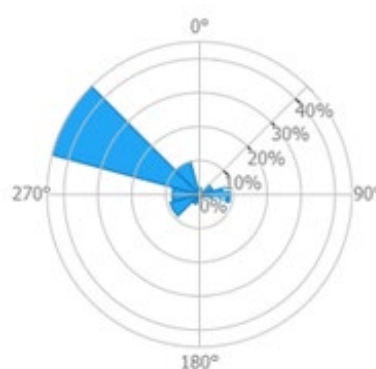
Il regime di vento di lungo termine atteso al sito è stato valutato usando un nodo di rianalisi su un periodo di 20 anni (ERA5 Rectangular Grid), ovvero ampiamente superiore a 1 anno di osservazione, e attraverso correlazioni mensili. Le figure sottostanti riproducono le rose dei venti in termini di frequenza, potenza e velocità e la distribuzione del vento per l'Anemometro Virtuale creato in sito (centroide dell'impianto eolico di progetto) per l'altezza richiesta pari a 100 m.



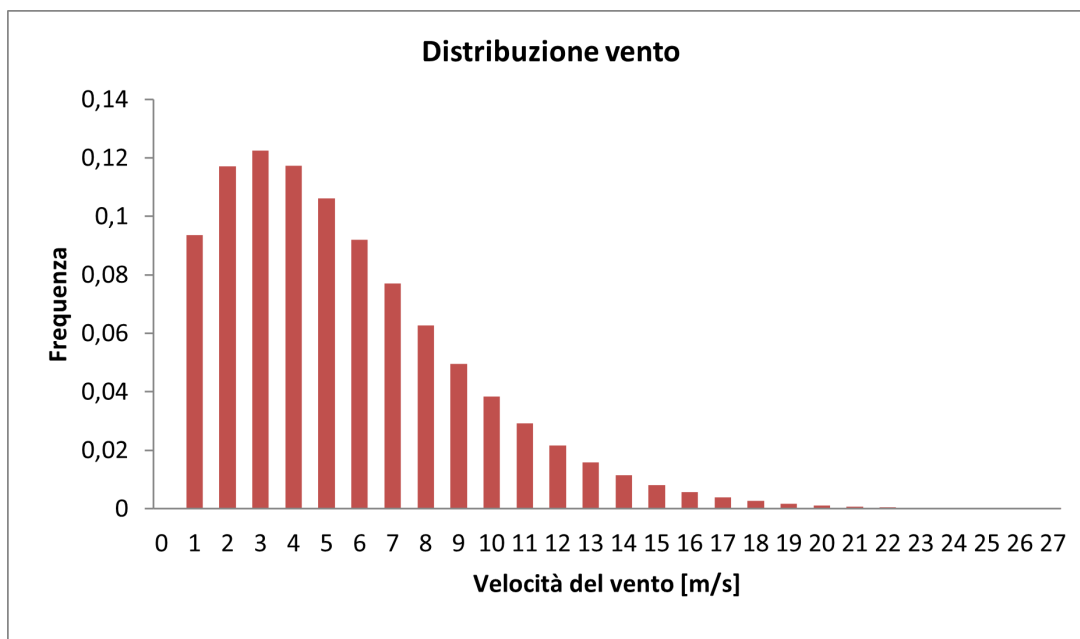
Wind Frequency Rose



Wind Power Rose



Wind Speed Rose

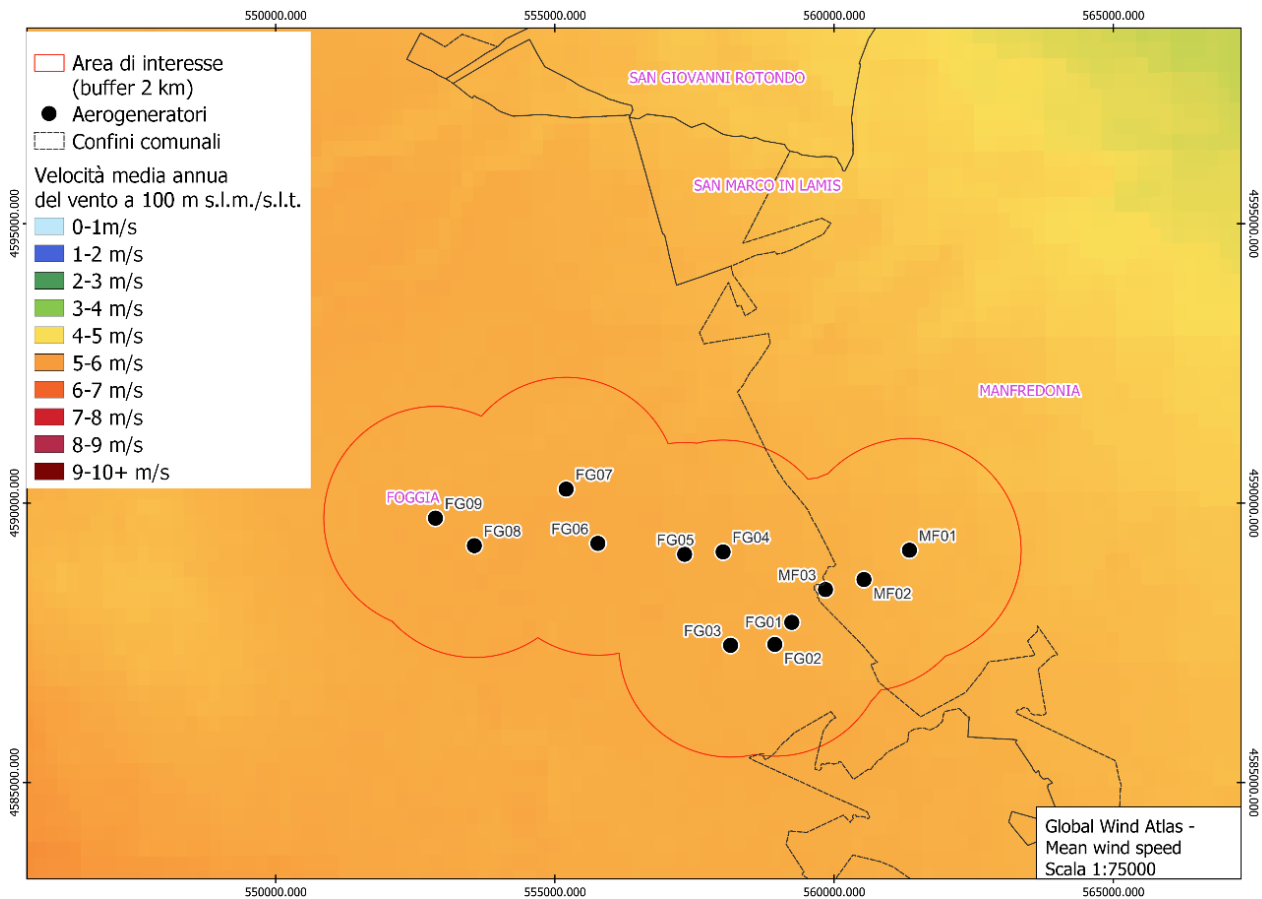


Parametri caratteristici dell'Anemometro Virtuale a 100 m



### 3 ANALISI DEI DATI METEOROLOGICI COMPARATIVI: ATLANTE EOLICO

In una accurata analisi meteorologica è necessario correlare i dati puntuali misurati in campo con dati spaziali simulati dai modelli matematici, tra i più conosciuti ed utilizzati è l'atlante eolico Global Wind Atlas disponibile sul sito <https://globalwindatlas.info/en/>. È stato scelto come rappresentazione delle velocità media quella a livello 150m, ovvero il livello più rappresentativo del vento all'altezza del mozzo del rotore della turbina eolica individuata. La turbina scelta in termini della miglior efficienza di macchina è la Vesta EnVentus V136-4.2 con altezza all'hub pari a 82 m, per cui **100 m** sul livello del suolo è l'altezza di riferimento del presente studio. In Figura, si può osservare una certa omogeneità della carta che riporta una ventosità tra 5 e 6 m/s.



Atlante eolico dell'area considerata. La velocità del vento è misurata a 100m





## 4 VALUTAZIONE PRELIMINARE DELLA PRODUZIONE ATTESA

Di seguito sono riportati i risultati ottenuti dalla valutazione preliminare della produzione attesa dell'impianto, stimata con la configurazione richiesta, usando la distribuzione di frequenza di lungo periodo ottenuta all'altezza mozzo proposta.

Le produzioni tengono conto delle perdite per effetto della scia che si genera internamente tra gli aerogeneratori dell'impianto, nonché delle perdite dovute alla densità dell'aria alla quota del sito.

In particolare, le tabelle riportano le seguenti informazioni:

**Site ID:** numero identificativo dell'aerogeneratore nelle tavole

**Site X [m]:** longitudine E in coordinate UTM-WGS84, Fuso 33

**Site Y [m]:** latitudine N in coordinate UTM-WGS84, Fuso 33

**Elev. [m]:** quota sul livello del mare in m

**HH [m]:** altezza del mozzo in m

**V [m/s]:** velocità media del vento stimata dal modello all'altezza del mozzo

**Gross [GWh]:** produzione lorda attesa

**Net [GWh]:** produzione attesa al netto delle perdite per effetto scia

**Loss [%]:** perdita percentuale di produzione per effetto scia

**Net Hours [h]:** produzione specifica attesa al netto delle perdite per scia (ore/anno)

*Produzione attesa Vestas V136-4.2 MW*

ID	X [m]	Y [m]	Elev. [m]	HH [m]	V [m/s]	Gross [GWh]	Net [GWh]	Loss [%]	Net Hours [h]
FG01	559.241,99	4.587.867,35	36,1	82	5,75	12,21	11,41	6,55	2764
FG02	558.938,12	4.587.474,00	37,5	82	5,76	12,14	11,35	6,51	2749
FG03	558.146,16	4.587.457,04	40,5	82	5,77	11,98	11,2	6,51	2713
FG04	558.023,94	4.589.129,03	37,0	82	5,80	12,3	11,5	6,50	2784
FG05	557.323,10	4.589.084,88	39,4	82	5,80	12,14	11,35	6,51	2749
FG06	555.769,74	4.589.280,54	44,0	82	5,81	11,9	11,13	6,47	2694
FG07	555.201,81	4.590.250,75	40,3	82	5,81	12,12	11,33	6,52	2743
FG08	553.558,18	4.589.240,24	47,5	82	5,81	11,72	10,95	6,57	2653
FG09	552.861,64	4.589.731,50	48,2	82	5,81	11,68	10,92	6,51	2645
MF01	561.349,10	4.589.158,18	26,8	82	5,71	12,85	12,01	6,54	2908
MF02	560.534,00	4.588.634,00	27,5	82	5,72	12,81	11,98	6,48	2900
MF03	559.845,70	4.588.454,59	31,7	82	5,74	12,5	11,69	6,48	2831
<b>Media</b>					<b>5,77</b>	<b>12,20</b>	<b>11,40</b>	<b>6,51</b>	<b>2761</b>
<b>Totale</b>						<b>146,35</b>	<b>136,82</b>		

Si evidenzia che la produzione di energia sopra presentata tiene conto solo delle perdite dovute agli effetti scia e non sono incluse altre perdite. In questa fase preliminare, una ragionevole ipotesi delle perdite aggiuntive relative alla turbina, B.O.P. e disponibilità di rete, impianto elettrico, ambiente, prestazioni delle turbine ed escludendo ogni potenziale limitazione (rete, WSM...) è pari a circa il 10%. Una valutazione più dettagliata potrebbe essere eseguita quando siano in essere accordi di fornitura o O&M o anche in fase di discussione.



La tabella seguente riassume i valori preliminari ottenuti per il progetto.

Configurazione	Capacità impianto [MW]	Produzione lorda (morsetti generatori)		Produzione netta (cedibile alla rete)	
		[GWh/anno]	[h/anno]	[GWh/anno]	[h/anno]
Vestas V136-4.2 MW	49,6	136,82	2761	<b>123,14</b>	<b>2485</b>

*Produzione al netto delle perdite energetiche d'impianto*

