

REGIONE: PUGLIA

PROVINCIA: FOGGIA

Comune di Biccari

ELABORATO:

**R.4**

OGGETTO:

**PARCO EOLICO DA 9 WTG da 6,2 MW/CAD**

**PROGETTO DEFINITIVO**

**ANALISI ANEMOLOGICA**

PROPONENTE:



**SORGENIA RENEWABLES S.R.L.**

Via Algardi, 4

20148 Milano (MI)

[sorgenia.renewables@legalmail.it](mailto:sorgenia.renewables@legalmail.it)

PROGETTISTI:



**STIM ENGINEERING S.r.l.**  
VIA GARRUBA, 3 - 70121 BARI  
Tel. 080.5210232 - Fax 080.5234353  
[www.stimeng.it](http://www.stimeng.it) - [segreteria@stimeng.it](mailto:segreteria@stimeng.it)

**ing. Massimo CANDEO**

Ordine Ing. Bari n° 3755  
Via Canello Rotto, 3  
70125 Bari  
Mobile 328.9569922  
[m.candeo@pec.it](mailto:m.candeo@pec.it)



**ing. Gabriele CONVERSANO**

Ordine Ing. Bari n° 8884  
Via Garruba, 3  
70122 Bari  
Mobile 328 6739206  
[gabrieleconversano@pec.it](mailto:gabrieleconversano@pec.it)

Note:

Collaborazione:

**Ing. Antonio Campanale**

Ordine Ing. Bari n°11123

DATA	REV	DESCRIZIONE	ELABORATO da:	APPROVATO da:
Febbraio 2023	0	Emissione	Ing. Antonio Campanale ing. Gabriele Conversano	ing. Massimo Candeco

PROPRIETÀ ESCLUSIVA DELLE SOCIETÀ SOPRA INDICATE UTILIZZO E DUPLICAZIONE VIETATE  
SENZA AUTORIZZAZIONE SCRITTA

## Sommario

<b>1</b>	<b>PREMESSA</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>DESCRIZIONE DEL PROPONENTE</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>SCOPO</b>	<b>4</b>
<b>4</b>	<b>INQUADRAMENTO GEOGRAFICO</b>	<b>5</b>
<b>5</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>6</b>
<b>6</b>	<b>MODELLO OROGRAFICO 3D</b>	<b>6</b>
<b>7</b>	<b>INPUT ANEMOLOGICO</b>	<b>7</b>
<b>8</b>	<b>LAYOUT E MODELLO DI TURBINA</b>	<b>9</b>
<b>9</b>	<b>ANALISI DI PRODUCIBILITÀ</b>	<b>11</b>
<b>10</b>	<b>CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE</b>	<b>13</b>

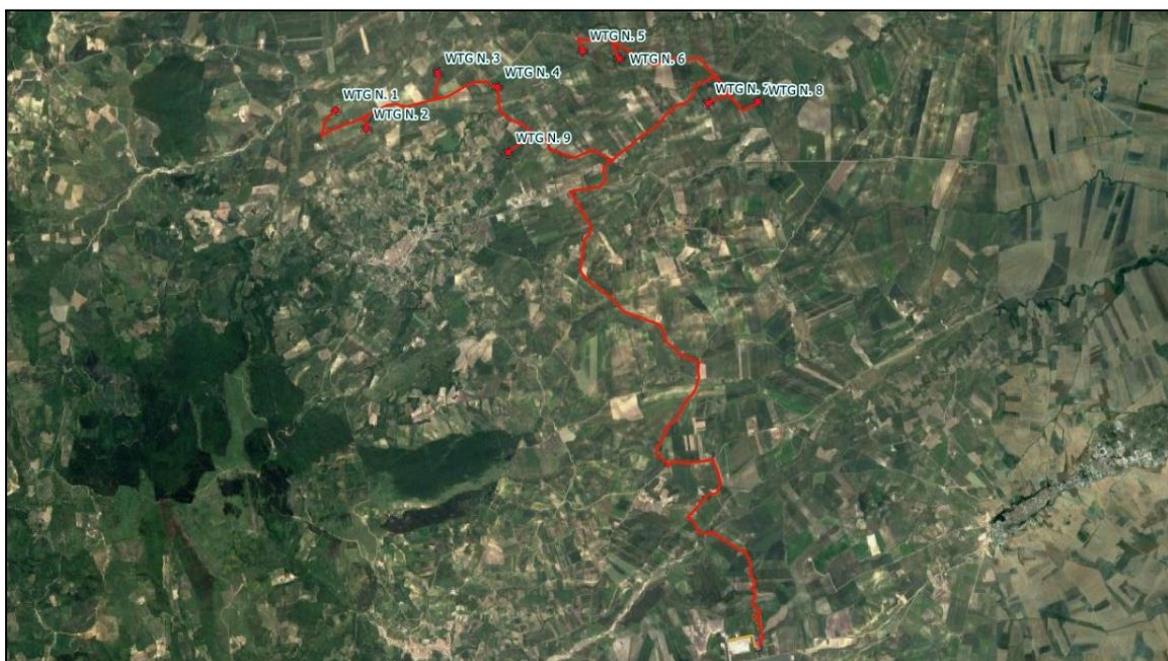
## 1 PREMESSA

La presente relazione è redatta al fine di poter stimare la potenzialità e la producibilità del parco eolico in progetto con potenza complessiva di 55,8 MW ubicato nel comune di Biccari (FG).

L'energia prodotta dall'impianto eolico sarà trasportata tramite un cavidotto interrato a 30 kV fino ad una Sottostazione Elettrica Utente (SSEU) di proprietà della Proponente, in cui la tensione sarà innalzata dalla M.T. a 30 kV (tensione di esercizio dell'impianto di produzione) alla A.T. a 150 kV (tensione di consegna lato TERNA S.p.A.).

L'energia sarà quindi ceduta mediante collegamento in cavidotto interrato AT alla Stazione elettrica di Troia (FG) di proprietà di TERNA S.p.A.

Nell'immagine che segue si mostra un inquadramento su ortofoto del layout dell'impianto, con la posizione degli aerogeneratori ed il percorso del cavidotto di connessione fino alla rete elettrica nazionale. Per maggior dettaglio si rimanda alle Tavole di Progetto.



*Inquadramento a scala ampia dell'area di intervento su ortofoto*

Il cavidotto interrato MT 30 kV (cavidotto esterno di vettoriamento o di connessione) che collegherà gli aerogeneratori di progetto alla sottostazione elettrica, avrà una lunghezza complessiva di circa 27,350 km (di cui circa 16,100 km per il collegamento interno al parco delle varie WTG, e la rimanente parte per il trasporto dell'energia fino alla stazione elettrica di utente) e si svilupperà interamente nei comuni di Biccari e Troia.

## **2 DESCRIZIONE DEL PROPONENTE**

La società proponente è Sorgenia Renewables s.r.l., con sede in Via Algardi, 4, 20148 Milano (MI).

Il Gruppo è attivo nella produzione di energia elettrica con oltre 4,4 GW di capacità potenza installata e circa 400.000 clienti in fornitura in tutta Italia. Efficienza energetica e attenzione all'ambiente sono le linee guida della sua crescita.

Il parco di generazione, distribuito su tutto il territorio nazionale, è costituito dai più avanzati impianti a ciclo combinato, la migliore tecnologia ad oggi disponibile in termini di efficienza, rendimento e compatibilità ambientale. Rispetto alle tecnologie termoelettriche tradizionali, gli impianti Sorgenia presentano infatti un rendimento elettrico medio superiore del 15%, prestazioni ambientali molto elevate (emissioni di ossidi di zolfo trascurabili e drastica riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e di ossidi di azoto) e la possibilità di modulare agevolmente la produzione in funzione delle richieste della rete elettrica nazionale.

Nell'ambito delle energie rinnovabili, il Gruppo, nel corso della sua storia, ha sviluppato, realizzato e gestito impianti di tipo fotovoltaico (ca. 24 MW), eolico (oltre 120 MW) ed idroelettrico (ca. 33 MW). In quest'ultimo settore, Sorgenia è attiva con oltre 75 MW di potenza installata gestita tramite la società Tirreno Power, detenuta al 50%, oltre a 420 MW suddivisi tra asset eolici e asset nelle biomasse, gestiti dalle altre controllate.

Tramite le sue controllate, fra le quali Sorgenia Renewables S.r.l., è attualmente impegnata nello sviluppo di un importante portafoglio di progetti rinnovabili di tipo idroelettrico, geotermico, fotovoltaico, eolico e biometano, tutti caratterizzati dall'impiego delle Best Available Technologies nel pieno rispetto dell'ambiente e del territorio.

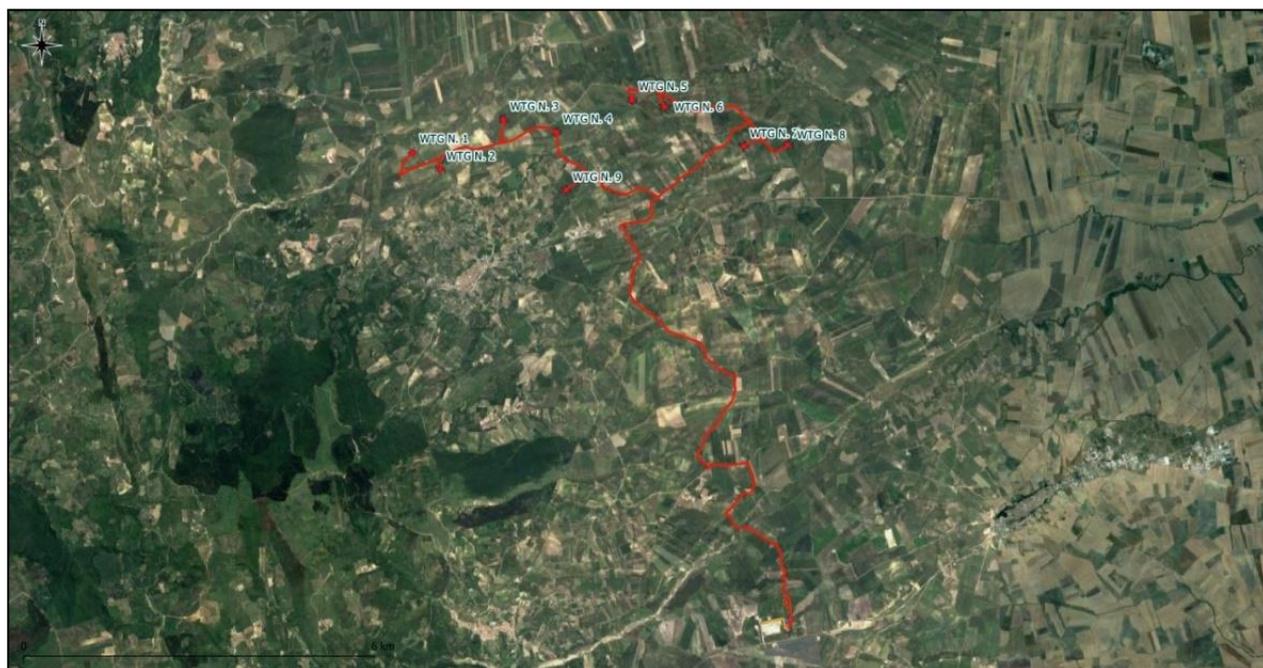
## **3 SCOPO**

La presente relazione anemologica e di producibilità si pone come obiettivo la quantificazione preliminare delle potenzialità eoliche del sito di area vasta e della producibilità attesa del futuro impianto eolico in proposta, situato nel Comune di Biccari (FG), che prevede l'installazione di n.9 aerogeneratori tipo SG170 con potenza nominale di 6,2MW ciascuno, per una potenza complessiva di 55,8MW.

#### 4 INQUADRAMENTO GEOGRAFICO

L'impianto proposto, destinato alla produzione industriale di energia elettrica da fonte rinnovabile eolica, prevede l'installazione di un impianto con potenza complessiva di 55,8 MW ubicato in agro del Comune di Biccari in Provincia di Foggia.

Nell'immagine che segue si mostra un inquadramento su ortofoto del layout dell'impianto, con le posizioni degli aerogeneratori ed il percorso del cavidotto di connessione alla rete elettrica nazionale. Per maggior dettaglio si rimanda alle Tavole di Progetto.



*Inquadramento a scala ampia dell'area di intervento su ortofoto*

Di seguito gli estremi catastali delle particelle occupate dalle opere di impianto. Si rimanda al Piano particellare per informazioni di maggior dettaglio.

WTG	COMUNE	Estremi catastali		Coordinate WGS84 UTM 33N	
		Fg.	P.IIa	E	N
1	Biccari	15	62	515327	4584998
2	Biccari	15	65	515787	4584699
3	Biccari	16	382	516878	4585557
4	Biccari	16	320	517781	4585341
5	Biccari	17	327	519075	4585899
6	Biccari	17	132	519636	4585776
7	Biccari	19	14	520985	4585090
8	Biccari	19	86	521747	4585118
9	Biccari	22	111	517939	4584330
SSE UTENTE	Troia	81	6	521682	4577194

## **5 METODOLOGIA**

La modellazione dell'impianto utilizzerà dati altimetrici provenienti dalla rete TINITALY, mentre l'input anemometrico sarà costituito da dati provenienti da una torre anemometrica virtuale forniti da VORTEX, società che fornisce dati anemologici virtuali sulla base di estrapolazioni derivate da modelli mesoscala con risoluzione territoriale pari a 100 m.

L'insieme di dati di vento è stato associato ad un modello digitale del territorio, opportunamente esteso intorno all'area d'interesse, per costituire l'input del codice di simulazione anemologica WASP. Il modello territoriale, o DTM, fornisce al software tutte le informazioni legate all'andamento altimetrico del terreno, alla distribuzione di rugosità superficiale ed, eventualmente, alla presenza di ostacoli naturali o infrastrutturali che possono esercitare un sensibile effetto indotto sul regime anemologico locale.

WASP è in grado di calcolare la distribuzione orizzontale e verticale dei principali parametri anemologici caratterizzanti l'area circostante il punto di misura. I valori di tali parametri, calcolati su ciascuna delle posizioni previste per l'installazione delle macchine, ed associati alle curve di prestazioni del modello di aerogeneratore selezionato, permettono di operare una stima del valore di produzione di energia media annua attesa dall'impianto, al netto delle perdite per scia aerodinamica indotte dagli effetti d'interferenza reciproca tra le turbine.

I risultati finali verranno espressi in termini di P50, essendo P il valore di resa energetica che l'impianto attende di realizzare sul lungo periodo, con la probabilità pari al 50% che tale livello di energia prodotta venga raggiunto o superato.

## **6 MODELLO OROGRAFICO 3D**

L'installazione delle turbine è prevista su un'area orograficamente semplice, ma con presenza di discontinuità orografiche su larga scala, assenza di variazioni di rugosità superficiale, con presenza di vegetazione rada, alberi isolati a basso fusto e case sparse. Le altitudini d'installazione delle macchine oscillano tra 257 e 433 m slm, con un valore altimetrico medio di 340 m slm ed un dislivello massimo pari a 176 m.

È stato realizzato un modello orografico digitale DTM (Digital Terrain Model) che descrive l'andamento altimetrico dell'area geografica interessata dalla simulazione del campo di vento. Il modello interessa una superficie pari a circa 30 x 30 km<sup>2</sup>, che si estende fino a coprire un raggio d'influenza pari ad almeno 10 km di distanza dai punti di interesse (stazione anemologica virtuale "Vortex", e punti macchina).

Il terreno è stato modellato interpolando i dati altimetrici ricavabili dal database TINITALY, che garantisce una risoluzione massima di 10m in longitudine e latitudine. Il file vettoriale delle isoaltimetriche, è stato utilizzato come input per la simulazione del regime anemologico sul sito, eseguita con il codice di calcolo WASP. È stata implementata anche una mappatura digitale della rugosità superficiale del terreno, sulla base del database CORINE LANDCOVER 2018. I valori di rugosità superficiale del terreno variano per il modello da  $z_0=0,0$  (mare e specchi d'acqua) a  $z_0=0,7$  (aree suburbane e industriali).

## **7 INPUT ANEMOLOGICO**

L'area di progetto non è ancora stata monitorata direttamente da una stazione anemometrica installata in sito. Per la definizione preliminare del regime anemologico sulla zona interessata dal progetto d'impianto è stata pertanto impiegata una torre anemometrica virtuale, fornita dalla società VORTEX e derivante da calcoli numerici complessi applicati a modelli anemologici mesoscala con risoluzione di calcolo geografica pari a 100 m. Le frequenze di occorrenza della velocità vento, estrapolate sulla posizione della torre anemometrica virtuale prossima alla posizione dell'aerogeneratore WTG04 alle coordinate PVortex (517780, 4585340) ad un'altezza dal suolo pari a 110 m, vengono introdotte, come file di input anemologico nel formato [\*.tab], nel software di simulazione WASP sotto forma di tabella che discretizza i dati per 16 settori di provenienza del vento e per intervalli di velocità pari a 1 m/s, come riportato dalla Tab. 3.

Tabella 1 Distribuzione frequenza e intensità vento su torre virtuale VORTEX

deg → m/s ↓	0.0	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5	%
0-1	19.9	38.2	58.6	52.9	74.1	76.3	75.7	73.4	55.3	34.7	27.9	7.9	23.2	40.4	47.9	46.2	8.6
1-2	51.9	57.4	60.2	61.8	93.2	84.3	77.8	70.8	40.9	31.1	34.2	18.0	38.4	58.7	100.1	108.7	11.3
2-3	91.5	68.2	39.0	38.9	66.2	59.3	56.9	42.6	23.5	24.0	34.3	27.7	37.9	45.0	116.8	157.2	10.6
3-4	127.1	62.0	25.8	21.8	39.3	37.8	35.6	22.9	13.8	19.7	36.1	43.2	35.5	37.0	114.9	183.5	9.8
4-5	171.1	52.7	16.5	13.9	23.7	21.7	19.7	11.1	9.7	15.8	32.3	61.5	32.0	27.2	109.0	187.3	9.2
5-6	195.3	40.9	10.9	8.3	13.0	9.7	10.0	6.0	7.0	12.0	31.7	76.4	23.9	21.0	81.4	174.0	8.2
6-7	177.3	30.9	5.1	5.1	6.2	4.6	5.1	2.8	4.2	9.5	27.8	96.5	15.0	12.3	62.0	147.1	7.0
7-8	145.7	22.4	2.9	2.3	3.4	1.9	2.3	0.0	2.0	9.5	26.4	115.1	11.3	8.6	45.0	118.7	5.9
8-9	96.9	16.7	1.7	0.0	1.6	1.0	1.2	0.0	0.7	7.4	23.7	125.9	8.2	4.8	35.3	93.4	4.8
9-10	69.8	13.3	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.5	22.5	137.1	4.2	3.2	21.9	69.2	4.0
10-11	43.2	8.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	20.4	151.0	1.8	2.5	13.5	51.4	3.4
11-12	27.7	7.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.2	20.6	157.9	0.7	1.7	5.5	31.4	2.9
12-13	17.5	2.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	16.8	154.4	0.0	0.0	2.5	20.2	2.5
13-14	9.1	1.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.1	16.0	141.9	0.0	0.0	1.3	12.6	2.1
14-15	2.4	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	14.6	126.9	0.0	0.0	0.6	6.7	1.8
15-16	1.0	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	12.8	115.8	0.0	0.0	0.0	4.6	1.6
16-17	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	11.4	102.9	0.0	0.0	0.0	2.4	1.3
17-18	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.1	82.7	0.0	0.0	0.0	0.8	1.1
18-19	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.8	71.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9
19-20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.6	61.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8
20-21	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.9	49.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7
21-22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.9	33.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5
22-23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	23.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
23-24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	18.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
24-25	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.3	12.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
25-26	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.8	7.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
26-27	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.6	7.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
27-28	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9	4.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
28-29	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	1.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
29-30	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
30-31	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
31-32	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
32-33	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
33-34	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
%	14.2	4.8	2.5	2.3	3.7	3.4	3.2	2.6	1.8	2.1	5.5	23.2	2.6	3.0	8.6	16.2	

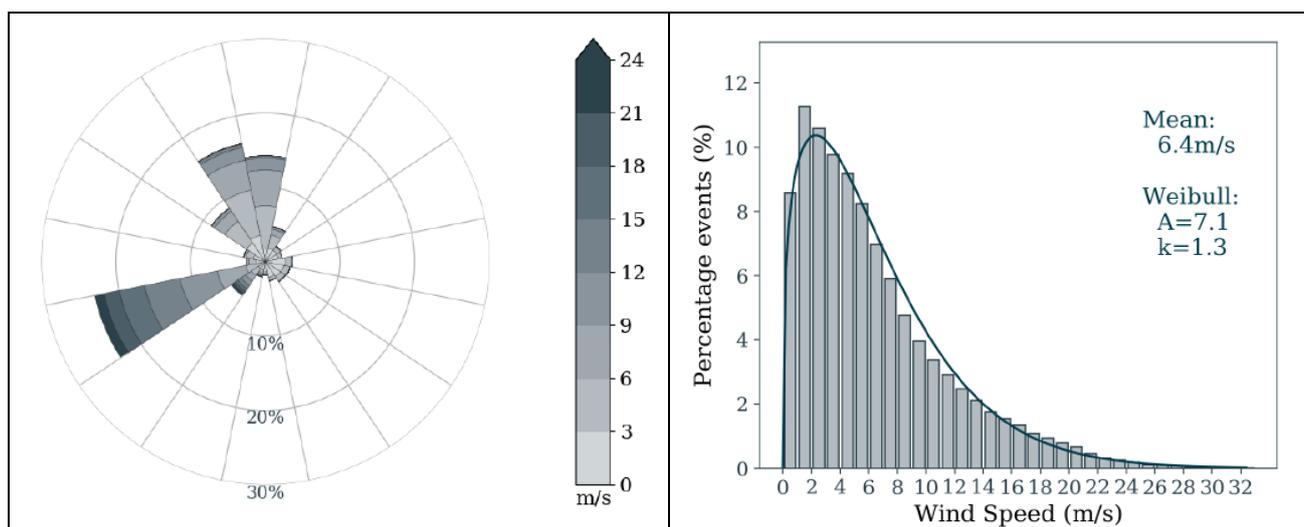


Figura 1 Rosa dei venti e distribuzione Weibull torre virtuale VORTEX

Come si può constatare dall'osservazione delle distribuzioni dei parametri anemologici, sopra riportate, sia per classi di velocità con step 1 m/s che per 16 settori di provenienza del vento, la

risorsa eolica in sito è concentrata su due direttrici principali, OSO e NNO in termini di frequenza, con la direttrice OSO dove si concentra la maggiore densità di potenza specifica.

Le frequenze disponibili sono rappresentative di un periodo equivalente di monitoraggio del vento pari a vent'anni, e quindi assunte come quelle attese di riferimento sul lungo periodo. Non sono perciò necessarie ulteriori correzioni dei dati anemologici di input per il lungo periodo.

## 8 LAYOUT E MODELLO DI TURBINA

Si riportano di seguito le posizioni turbina di progetto nel sistema di riferimento geografico UTM/WGS84. Le coordinate sono state estrapolate dal relativo file GIS in formato [kmz] trasmesso dal Cliente, mentre le relative altitudini dei punti d'installazione sono state calcolate per interpolazione dal modello orografico digitale 3D creato per le simulazioni.

*Tabella 2 Coordinate geografiche turbine di progetto ed informazioni altimetriche*

<b>Turbina #</b>	<b>Long. E [m]</b>	<b>Lat. N [m]</b>	<b>Altitudine slm [m]</b>
<b>WTG01</b>	515327	4584998	433,1
<b>WTG03</b>	516878	4585557	401,1
<b>WTG04</b>	517781	4585341	340,7
<b>WTG05</b>	519075	4585899	313,1
<b>WTG06</b>	519636	4585776	302
<b>WTG07</b>	520985	4585090	271,2
<b>WTG08</b>	521747	4585118	257,1
<b>WTG02</b>	515787	4584699	403,2
<b>WTG09</b>	517939	4584330	341,3

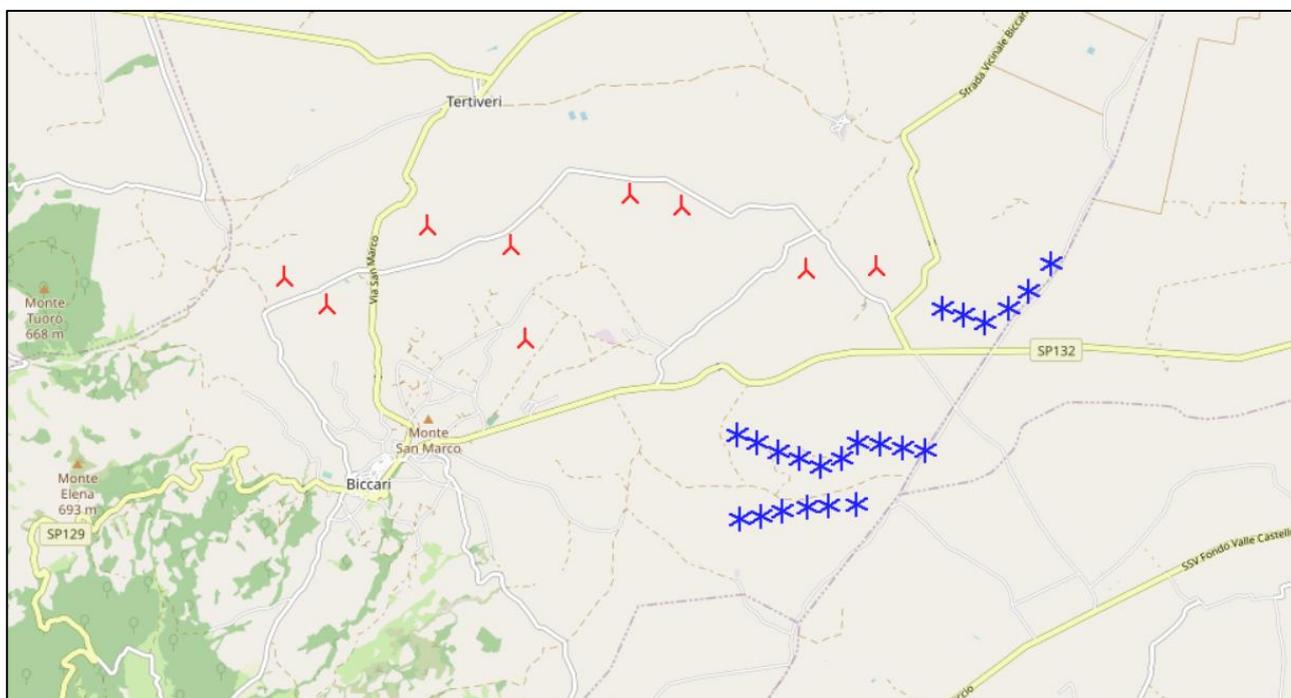
La posizione delle turbine di progetto, così come la scelta del relativo modello di macchina, sono in linea con le prassi progettuali normalmente applicate nella fase di sviluppo di nuovi impianti per la produzione di energia da fonte eolica. La disposizione rispetta il regime di vento atteso sul sito, sia in termini di direzioni prevalenti, con le turbine allineate secondo schiere di direttrice a queste normali, che di distanziamento reciproco, per limitare entro livelli ammissibili le perdite per turbolenza di scia da interferenza aerodinamica. Nella tabella sottostante sono riportate le inter-distanze tra gli aerogeneratori d'impianto in metri e in diametri di un rotore da 170m. Come si può notare dalla tabella, tutte le posizioni sono distanziate di almeno 3 diametri di rotore.

Le perdite medie per turbolenza di scia da interferenza aerodinamica si attestano infatti su un valore basso di circa il 2%.

Tabella 3 Distanza tra turbine

Turbina di riferimento	Turbina più prossima	Distanza[m]	Distanza in rotori
WTG01	WTG02	548	3,2
WTG02	WTG01	548	3,2
WTG03	WTG04	929	5,5
WTG04	WTG03	929	5,5
WTG05	WTG06	573	3,4
WTG06	WTG05	573	3,4
WTG07	WTG08	763	4,5
WTG08	WTG07	763	4,5
WTG09	WTG04	1.023	6

Dalle informazioni pubbliche e dalle ortofoto satellitari disponibili si rileva un impianto in esercizio nelle vicinanze di quello di progetto, raffigurato nell'immagine seguente, composto da 22 turbine di tipo ENERCON E-82 da 2MW. Vista la direzione prevalente dei venti, si ritiene che la distanza tra i due impianti sia sufficiente perché gli effetti aerodinamici di interferenza siano trascurabili.

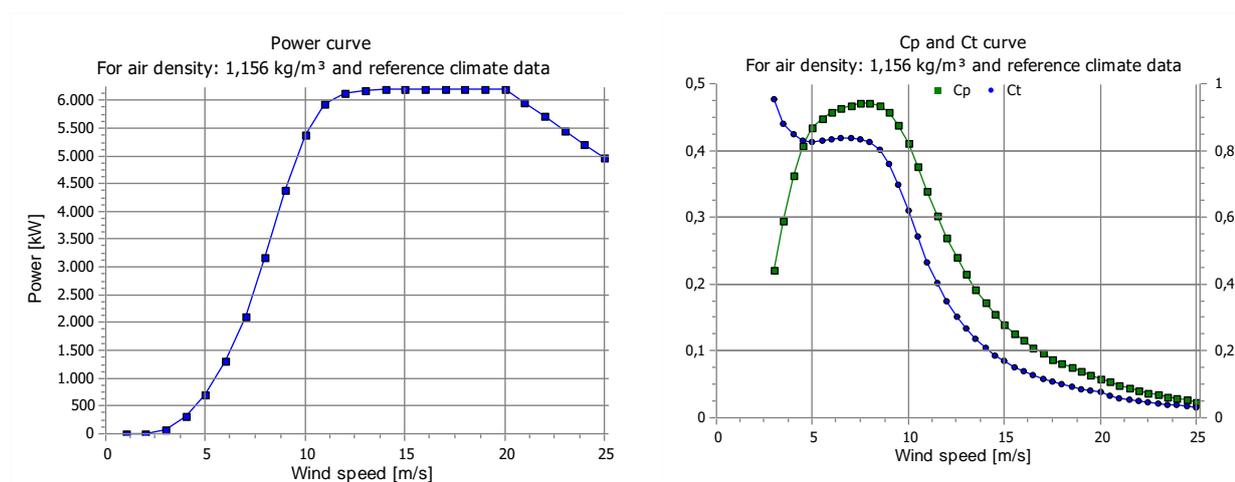


**Figura:** layout di impianto, in rosso le turbine Sorgenia, in blu le turbine ENI

Per la stima della resa energetica delle turbine di progetto è stato considerato come aerogeneratore tipo la turbina SG170-6,2MW prodotta da Siemens Gamesa, con altezza mozzo di 125m. Di seguito, sono rappresentate nel loro sviluppo sia la curva di potenza (P) che la curva di spinta (Ct) per la determinazione delle perdite per effetto scia, corrette per la densità dell'aria calcolata nel sito d'impianto.

*Tabella 4 Caratteristiche aerogeneratore di progetto*

Costruttore	Siemens Gamesa
Modello	SG170-M6
Potenza Nominale [kW]	6200
Diametro rotore [m]	170
Altezza mozzo [m]	125
Classe Vento IEC	S



*Figura 2 Curva di potenza e coefficiente di spinta*

## 9 ANALISI DI PRODUCIBILITÀ

Attraverso l'applicazione WASP dell'atlante di vento ottenuto dall'implementazione dei parametri anemologici sintetici (frequenze di occorrenza della velocità vento per 16 settori di provenienza e per classi di velocità con step 1 m/s) associati alla stazione anemometrica virtuale VORTEX, il codice di calcolo WASP provvede, con l'implementazione del modello altimetrico e di rugosità superficiale del terreno in sito, all'estrapolazione orizzontale (punti d'installazione) e verticale (altezza mozzo) della velocità vento attesa su ciascuna delle sei posizioni turbina previste dal progetto.

La risultante velocità del vento media annuale in sito all'altezza mozzo è pari a 6,7 m/s.

In base alla distribuzione puntuale della risorsa eolica, e alle caratteristiche di performance del modello di turbina considerato, il codice di calcolo WASP, calcola la produzione lorda associata ad ogni punto macchina. La produzione lorda deve essere successivamente decurtata delle perdite di scia e delle perdite tecniche per ricavare la produzione netta.

Il modello di calcolo implementato per l'elaborazione delle perdite per scia da interferenza aerodinamica è il più avanzato Park2, associato al pacchetto principale di routine del codice WASP, applicato con impostazione dei parametri ai valori di default.

La producibilità così calcolata da WASP, lorda e al netto delle perdite per scia, è stata successivamente elaborata decurtandola delle perdite fisse aggiuntive legate a fattori indipendenti dalle potenzialità eoliche del sito e dalle caratteristiche di performance del modello di turbina adottato.

I valori assunti per la stima di tali perdite, esprimibili in percentuale dell'energia prodotta al netto delle scie, sono riportati sulla seguente Tab. 4, ciascuno in corrispondenza dell'effetto considerato.

*Tabella 5 Stima perdite tecniche impianto*

<b>Fattore di perdita</b>	<b>Perdita [%]</b>
Perdite elettriche di impianto	3,0%
Indisponibilità impianto per manutenzione ordinaria/straordinaria	3,0%
Degradazione performance aerogeneratori	1,5%
Indisponibilità BOP/rete	0,7%
Altri fattori	0,3%
<b>Totale</b>	<b>8,50%</b>

Tali coefficienti di perdita sono stati quindi applicati ai risultati di producibilità, già calcolati al netto delle scie, e riportati in termini assoluti e di ore di funzionamento medie annue unitarie a potenza nominale. La produzione così calcolata, rappresenta la P50, essendo P il valore di resa energetica che l'impianto attende di realizzare sul lungo periodo, con la probabilità pari al 50% che tale livello di energia prodotta venga raggiunto o superato.

La tabella sottostante riporta la sintesi dei risultati della producibilità d'impianto in termini di produzione media annuale [GWh/a] ed ore equivalenti [Heq]:

*Tabella 6 Sintesi dei risultati della producibilità d'impianto*

Potenza installata [MW]	# Turbine	Modello turbina	Altezza mozzo [m]	AEP Lorda [GWh/a]	Perdite scia [%]	Perdite tecniche [%]	AEP Netta P50	
							[GWh/a]	[Heq]
55,8	9	SG170-6,2MW	125	169.376	2,0	8,50	151.874	2.722

## **10 CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE**

È stata eseguita una analisi preliminare di producibilità per la quantificazione delle potenzialità eoliche del sito di area vasta e della producibilità attesa del futuro impianto eolico in proposta, situato nel Comune di Biccari (FG), che prevede l'installazione di n.9 aerogeneratori tipo SG170 con potenza nominale di 6,2MW ciascuno, per una potenza complessiva di 55,8MW.

L'installazione delle turbine è prevista su un'area orograficamente semplice, ma con presenza di discontinuità orografiche su larga scala, assenza di variazioni di rugosità superficiale, con presenza di vegetazione rada, alberi isolati a basso fusto e case sparse.

L'area di progetto non è ancora stata monitorata direttamente da una stazione anemometrica installata in sito. Per la definizione preliminare del regime anemologico sono stati impiegati dati da una torre anemometrica virtuale, forniti dalla società VORTEX.

La modellazione è stata eseguita attraverso l'impiego del codice di simulazione WASP.

La velocità del vento media annuale all'altezza mozzo in sito risulta pari a 6,7 m/s, concentrata su due direttrici principali, OSO e NNO in termini di frequenza, con la direttrice OSO dove si concentra la maggiore densità di potenza specifica.

La disposizione del layout di impianto rispetta il regime di vento atteso sul sito, sia in termini di direzioni prevalenti, con le turbine allineate secondo schiere di direttrice a queste normali, che di distanziamento reciproco, per limitare entro livelli ammissibili le perdite per turbolenza di scia da interferenza aerodinamica. Le perdite medie per turbolenza di scia da interferenza aerodinamica si attestano infatti su un valore basso di circa il 2,0%.

Il modello di turbina proposto per l'impianto riesce a sfruttare al meglio la risorsa eolica, con previsione preliminare di produzione media annuale P50 di 151'874 GWh/a al netto delle perdite di scia e delle perdite tecniche, che corrisponde a 2,722 ore equivalenti.

Per gli sviluppi futuri del progetto si raccomanda l'installazione di una torre anemometrica in sito, per verificare l'accuratezza degli input anemologici, e un'analisi del grado di complessità orografica del punto di riferimento per l'origine dei dati in sito (torre anemometrica) e quello delle turbine d'impianto, per verificare l'eventuale esigenza di correzione della velocità estrapolata sui punti d'installazione turbina per effetti orografici.