Firmato digitalmente da
Dario Biagi
CN = Biagi Dario
C = IT

COMUNE DI MONTALTO DI CASTRO
PROVINCIA DI VITERBO

PROGETTO: MONTALTO

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE EOLICA DELLA POTENZA DI 43,2 MW E SISTEMA DI ACCUMULO DA 27,6 MW

RELAZIONE ANEMOLOGICA

IL COMMITTENTE	*GRUPPO DI PROGETTAZIONE*	*IL TECNICO*
Sorgenia Renewables s.r.l. – Via Alessandro Algardi 4 Milano Lombardia 20148	*Switch Engineering s.r.l. – Via Francesco Benaglia 13, 00153 Roma – P.IVA 1550097005*	Dott. Ing. DARIO BIAGI ORDINE INGEGNERI ROMA n. A-30283 settore a-b-c

REV.	*DATA*	*DESCRIZIONE*
0	30/10/2023	*Prima emissione*
1		
2		
3		

N.	*REVISIONE*
R.11	00

REGIONE LAZIO

Regione Toscana

Sommario

1 Premessa 3
2 Descrizione del proponente 4
3 Inquadramento geografico 5
4 Metodologia 6
5 Modello orografico 3D 7
6 Input anemologico 9
7 Layout di impianto 11
8 Modello di aerogeneratore 13
9 Analisi di producibilità 15
10 Considerazioni conclusive 17

1 Premessa

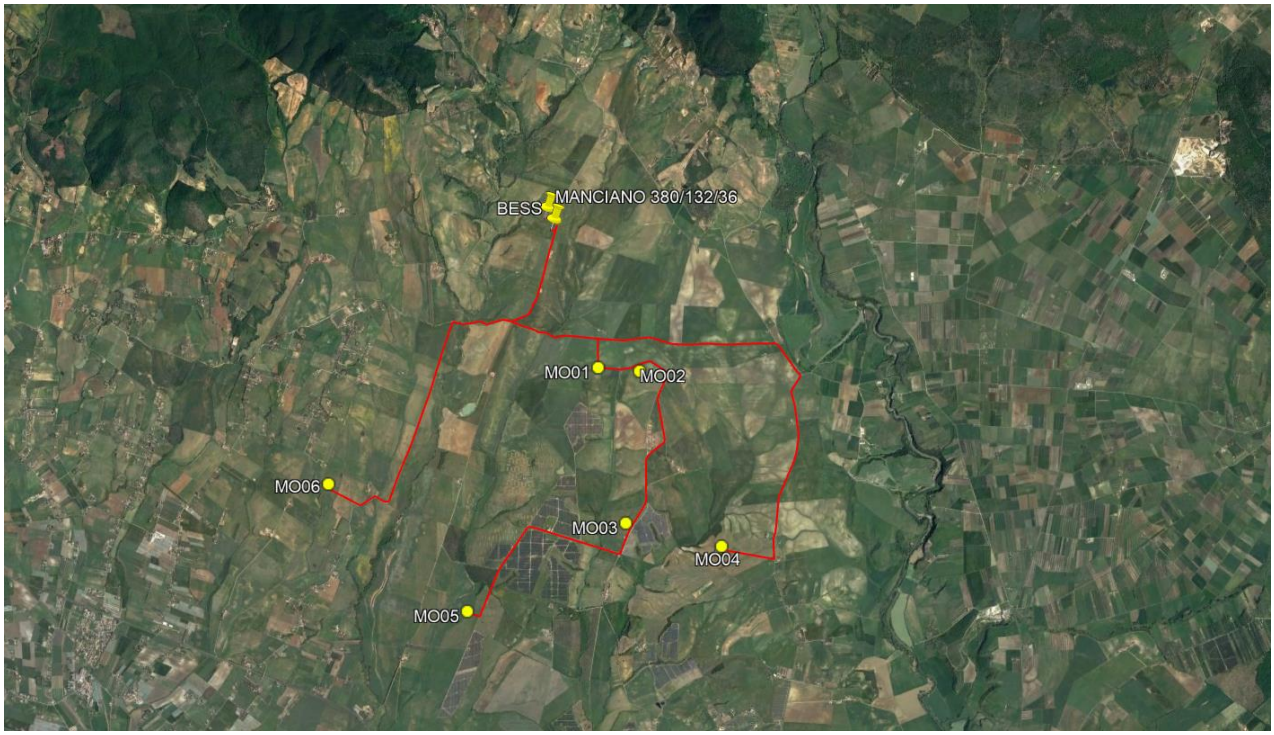
La presente relazione anemologica e di producibilità si pone come obiettivo la quantificazione preliminare delle potenzialità eoliche del sito di area vasta e della producibilità attesa del futuro impianto eolico in proposta, situato nel Comune di Montalto di Castro (VT), che prevede l'installazione di n. 6 aerogeneratori con potenza nominale di 7,2 MW ciascuno, per una potenza complessiva di 43,2 MW, e con diametro rotore fino a 172 m e altezza mozzo fino a 125 m.

2 Descrizione del proponente

Il soggetto proponente è Sorgenia Renewables S.r.l., società interamente parte del gruppo Sorgenia Spa, uno dei maggiori operatori energetici italiani attivo sin dal 1999. Trainato dalla costante attenzione per l'ambiente, le comunità locali e le persone il gruppo partecipa alla produzione di energia elettrica nazionale con oltre 4'700 MW di capacità di generazione installata e gestita ed oltre 500'000 clienti in fornitura in tutta Italia. Il parco di generazione, distribuito su tutto il territorio nazionale, è costituito da quattro delle più avanzate centrali a ciclo combinato (CCGT) e da impianti a fonte rinnovabile, per una capacità di circa 380 MW tra biomassa ed eolico. Nell'ambito delle energie rinnovabili il gruppo, nel corso della sua storia, ha anche sviluppato, realizzato e gestito impianti di tipo fotovoltaico (ca. 24 MW) ed idroelettrico (ca. 33 MW). Sorgenia controlla inoltre al 50% la società Tirreno Power, che a sua volta vanta di circa 75 MW di potenza rinnovabile installata (idroelettrica) e 2'400 MW in CCGT. La storia degli ultimi anni di Sorgenia è quella di una rinascita seguita da una continua crescita, concretizzatasi nell'ottobre 2020 con l'acquisizione di essa da parte della cordata composta dal fondo F2i e da Asterion. Oggi il gruppo è una solida realtà impegnata nello sviluppo di un'importante pipeline di progetti rinnovabili di oltre 600 MW. Le tecnologie impiegate spaziano su tutto il fronte di quelle al momento disponibili, in particolare quelle di tipo eolico, fotovoltaico, a biometano, geotermico e idroelettrico, caratterizzate dall'impiego delle Best Available Technologies nel pieno rispetto dell'ambiente e del territorio.

3 Inquadramento geografico

L'area oggetto di intervento è come detto costituita da lotti a destinazione agricola siti nel territorio provinciale di Viterbo e di Grosseto, nei comuni di Montalto di Castro (VT) per gli aerogeneratori e di Manciano per il sistema BESS. In particolare, il sito è ubicato a Nord dell'area urbana di Montalto di Castro, ad una distanza di circa 6 km nella direzione nord dal centro cittadino. La zona è in generale scarsamente abitata ma presenta un rilevante grado di antropizzazione in virtù della diffusa attività rurale praticata nell'area.



4 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 WindPRO. Il modello digitale 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.

WindPRO, tramite il modulo di calcolo 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.

5 Modello orografico 3D

L'installazione delle turbine è prevista su un'area pianeggiante orograficamente semplice, con assenza di discontinuità orografiche significative nei pressi del sito d'impianto, 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 50 e 80 m slm, con un valore altimetrico medio di circa 60m slm ed un dislivello massimo pari a 30 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 km2, 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 su area vasta (superficie pari a circa 45 x 45 km2), sulla base del database CORINE LANDCOVER 2018. I valori di rugosità superficiale del terreno variano per il modello da classe 0 (mare e specchi d'acqua) a classe 3,4 (aree suburbane e industriali), con una rugosità prevalente di classe 1.5 associata con aree agricole aperte con pochi ostacoli .

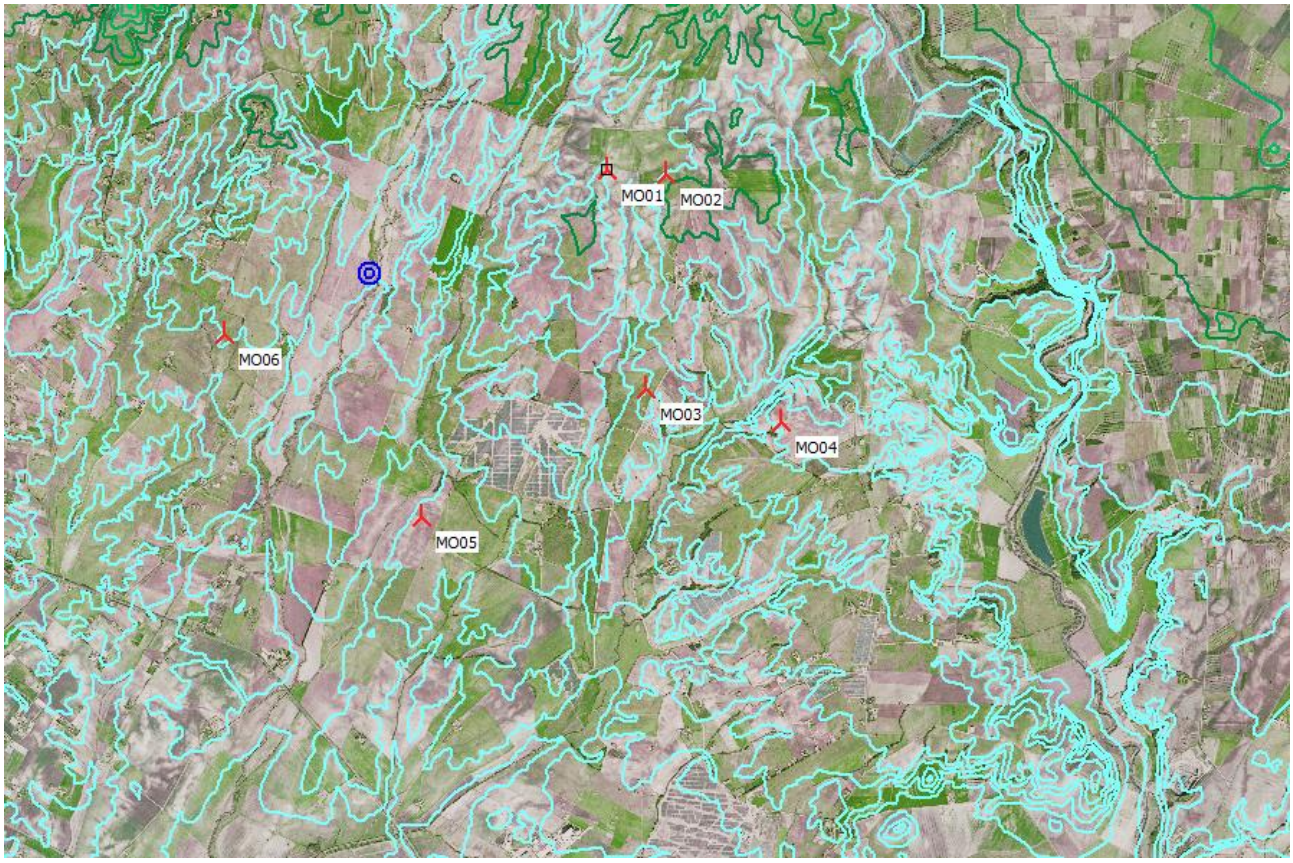


Figura 1 Modello digitale di elevazione del terreno (dettaglio dell'area di impianto)

6 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 FCDe 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 alle coordinate nel sistema di riferimento geografico UTM/WGS84 PVortex (216943, 4702664) ad un'altezza dal suolo pari a 110 m, vengono introdotte, come file di input anemologico nel formato [*.tab], nel software di simulazione WindPRO 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	34.2	39.1	24.6	38.9	26.8	19.2	24.3	18.5	16.3	23.1	17.1	30.0	24.3	16.1	20.5	27.5	4.6
1-2	52.7	60.8	47.2	57.5	64.6	55.9	50.8	38.9	36.3	50.2	44.3	41.3	30.0	27.4	42.9	48.8	8.6
2-3	47.7	63.4	69.5	69.2	92.4	82.3	65.2	46.9	49.0	61.2	62.7	38.0	24.5	33.2	52.0	51.2	10.4
3-4	41.9	62.1	86.2	72.1	108.8	94.5	72.4	53.1	63.3	72.9	84.2	34.1	20.4	34.1	59.9	48.2	11.5
4-5	29.7	57.3	99.9	63.3	109.3	94.4	75.9	54.7	73.1	77.9	94.2	35.2	18.3	35.7	58.4	43.5	11.6
5-6	21.8	55.9	106.7	47.6	95.6	92.9	70.9	54.6	83.3	67.6	84.0	31.1	12.7	37.5	52.7	32.7	10.8
6-7	16.4	44.9	115.8	39.2	77.6	81.2	61.9	54.0	71.9	45.6	60.9	23.1	10.6	35.7	44.9	25.5	9.2
7-8	10.2	39.9	110.0	33.1	58.2	64.9	46.5	50.9	62.7	30.1	45.6	15.6	9.0	30.5	34.3	17.5	7.5
8-9	6.3	33.1	112.7	26.1	37.4	41.3	35.1	48.1	45.0	20.3	32.3	16.0	5.7	20.4	20.8	11.8	5.8
9-10	4.3	27.5	111.3	16.1	29.3	31.7	27.2	37.8	34.3	12.1	18.8	11.4	3.9	16.2	13.5	7.7	4.6
10-11	2.5	23.8	111.1	11.6	19.9	17.8	17.4	35.7	23.2	9.5	12.9	8.0	3.7	11.6	7.6	4.1	3.7
11-12	1.9	19.8	100.7	7.0	6.9	11.3	13.4	27.2	18.2	6.1	7.9	5.5	2.0	7.8	4.1	2.0	2.8
12-13	0.0	15.6	95.9	4.3	3.7	4.0	8.3	22.3	11.9	2.8	4.7	4.4	1.0	5.2	2.1	1.0	2.1
13-14	0.0	11.0	85.6	2.3	2.2	1.3	7.3	19.7	8.0	1.1	2.2	2.5	0.7	4.0	1.2	0.0	1.7
14-15	0.0	9.7	76.6	1.8	0.0	0.0	3.8	12.9	4.1	0.0	0.9	1.9	0.0	2.2	0.0	0.0	1.3
15-16	0.0	8.5	63.0	1.1	0.0	0.0	1.6	9.0	2.5	0.0	0.0	1.7	0.0	1.5	0.0	0.0	1.0
16-17	0.0	7.3	47.5	0.0	0.0	0.0	0.6	7.4	2.7	0.0	0.0	1.5	0.0	1.1	0.0	0.0	0.8
17-18	0.0	5.3	38.9	0.0	0.0	0.0	0.0	7.2	0.9	0.0	0.0	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6
18-19	0.0	2.9	28.3	0.0	0.0	0.0	0.0	4.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4
19-20	0.0	2.1	21.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
20-21	0.0	1.4	17.4	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
21-22	0.0	1.0	11.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
22-23	0.0	0.0	7.5	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	0.1
23-24	0.0	0.0	6.3	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	0.1
24-25	0.0	0.0	4.1	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
25-26	0.0	0.0	3.1	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
26-27	0.0	0.0	1.9	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
27-28	0.0	0.0	1.3	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
28-29	0.0	0.0	0.9	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
29-30	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
%	3.1	6.8	18.3	5.6	8.4	7.9	6.6	6.9	6.9	5.5	6.5	3.4	1.9	3.6	4.7	3.7	

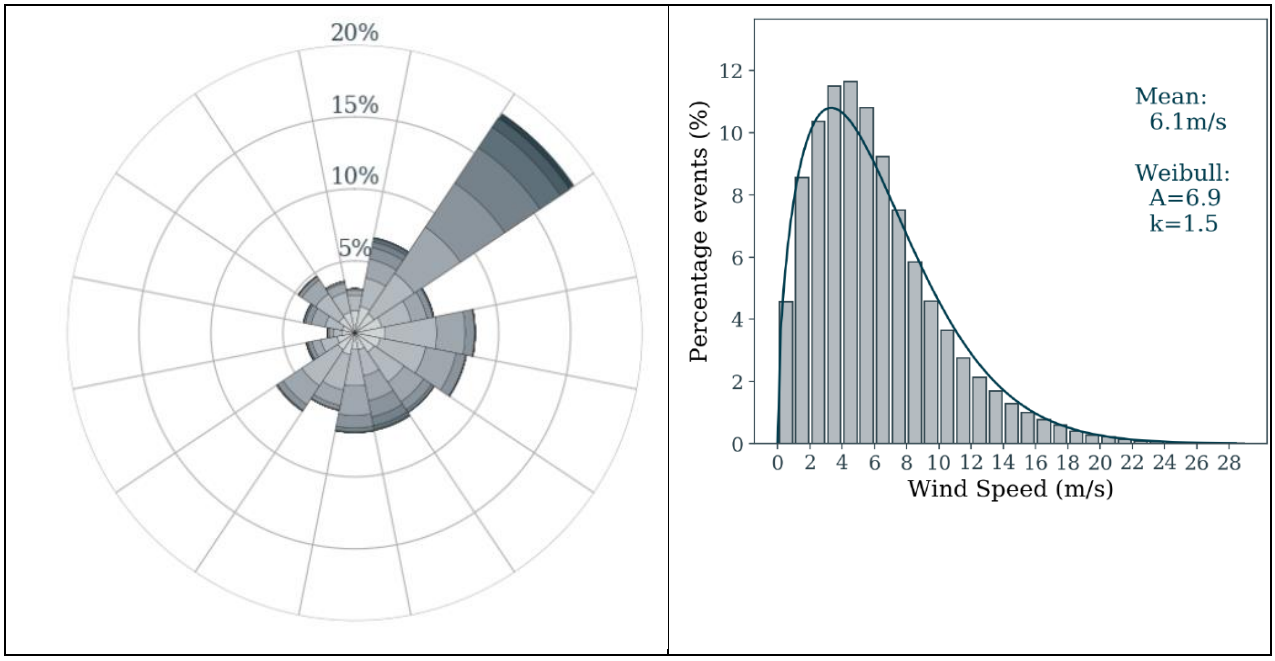


Figura 2 Rosa dei venti e distribuzione Weibull torre virtuale VORTEX

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 sulla direttrice principale NE sia in termini di distribuzione di frequenza, sia di 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.

7 Layout di impianto

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

Turbina #	Long. E [m]	Lat. N [m]	Altitudine slm [m]
MO01	218.885	4.703.558	80
MO02	219.459	4.703.486	80
MO03	219.182	4.701.391	60
MO04	220.501	4.701.017	70
MO05	216.924	4.700.236	30
MO06	215.061	4.702.096	50

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 172m. 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 1,4%.

Tabella 3 Distanza tra turbine

Turbina di riferimento	Turbina più prossima	Distanza[m]	Distanza in rotori
MO01	MO02	578	3,4
MO02	MO01	578	3,4
MO03	MO04	1.371	8,0
MO04	MO03	1.371	8,0
MO05	MO03	2.536	14,7
MO06	MO05	2.632	15,3

Dalle informazioni pubbliche e dalle ortofoto satellitari disponibili non si rilevano altri impianti eolici in esercizio nelle vicinanze di quello di progetto e che potrebbero causare perdite fluidodinamiche.

8 Modello di aerogeneratore

Gli aerogeneratori in progetto avranno diametro del rotore fino a 172 m, una torre di altezza fino a 125 m e una potenza unitaria fino a 7,2 MW ciascuno.

Ad oggi il mercato delle turbine eoliche è caratterizzato da un discreto numero di costruttori che realizzano aerogeneratori della taglia sopra indicata e questo porta ad un livello di concorrenza sullo stato d'avanzamento della tecnologia e sulle garanzie di funzionamento degli stessi. Pertanto, la scelta del costruttore e della tipologia di aerogeneratore da installare nel parco eolico avverrà al termine dell'iter autorizzativo.
Per la stima della resa energetica delle turbine di progetto è stato considerato come aerogeneratore tipo la turbina V172-PO7200 prodotta da Vestas, con altezza mozzo di 125m., che si è ritenuto possa essere rappresentativo della taglia massima di aerogeneratore scelta per il parco eolico in esame, di cui si riportano le principali caratteristiche tecniche in Tabella Errore**. Nel documento non esiste testo dello stile specificato.**-4. Sulla scelta finale dell'aerogeneratore rimane valido quanto specificato al paragrafo precedente.

*Tabella **Errore. Nel documento non esiste testo dello stile specificato.**-4 - Specifiche tecniche aerogeneratore di riferimento*

Grandezza	U.M.	Valore
Potenza	kW	7200
Velocità di avvio (cut in)	m/s	3
Velocità massima potenza	m/s	13.0
Velocità di arresto (cut out)	m/s	25
Velocità di rotazione massima	rpm	12.1
Numero di pale	n°	3
Altezza della torre	m	125
Diametro del rotore	m	172
Area spazzata dal rotore	mq	23.235
Classe	IEC	IEC S

Di seguito, sono rappresentate nel loro sviluppo la curva di potenza (P), la curva di spinta (Ct) e il coefficiente di potenza (Cp) usati per determinare la producibilità e le perdite per effetto scia dell'impianto, riferite alla densità dell'aria standard pari a 1,225 kg/m3. Queste curve vengono corrette dal modello di calcolo sulla base della densità dell'aria media misurata per il sito d'impianto.

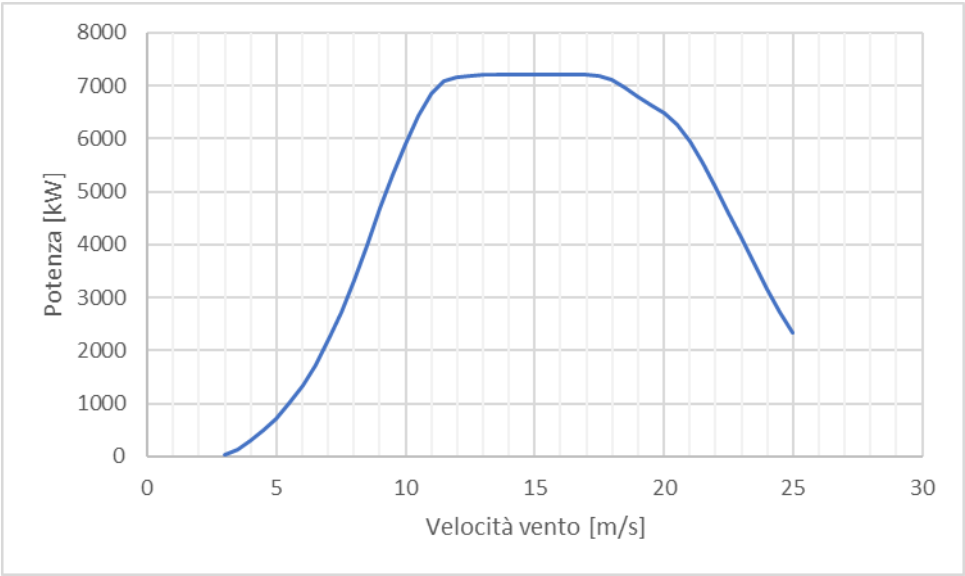


Figura 3 Curva di potenza dell'aerogeneratore Vestas V172-PO7200 in funzione della velocità del vento al mozzo in condizioni standard

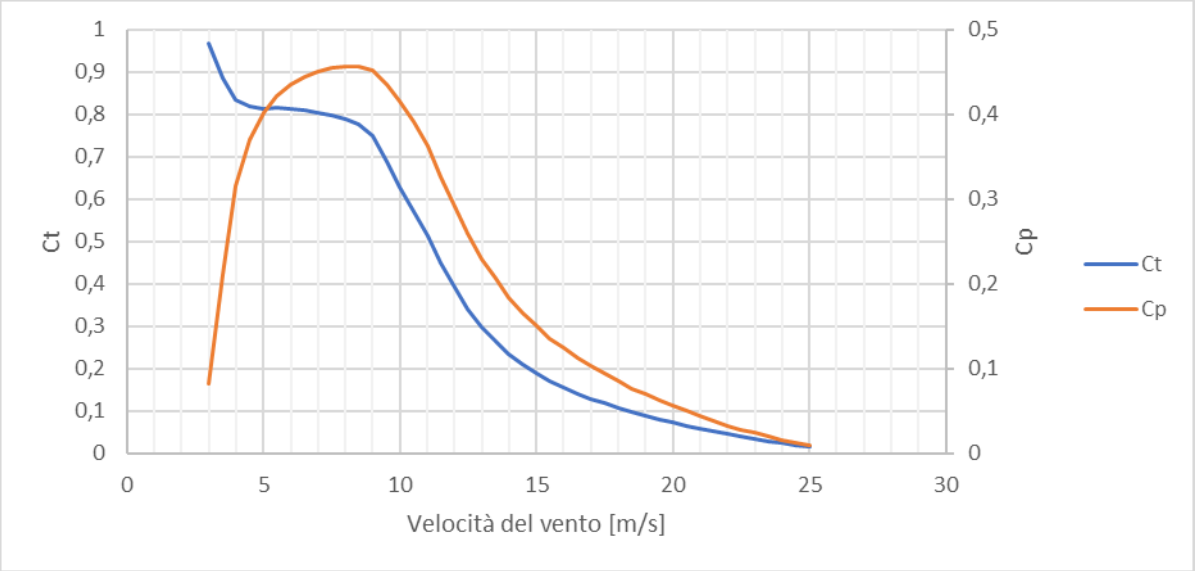


Figura 4 Coefficienti di spinta e di potenza dell'aerogeneratore Vestas V172-PO7200 in funzione della velocità del vento al mozzo in condizioni standard

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 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 6,3 m/s.
In base alla distribuzione puntuale della risorsa eolica, e alle caratteristiche di performance del modello di turbina considerato, il codice di calcolo ricava 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 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

Fattore di perdita	**Perdita [%]**
Perdite elettriche di impianto	3,0%
Indisponibilità impianto per manutenzione ordinaria/straordinaria	3,0%
Degradazione performance aerogeneratori	2,0%
Indisponibilità BOP/rete	0,7%
Altri fattori	0,5%
Totale	**9,20%**

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 [MWh/a]	Perdite scia [%]	Perdite tecniche [%]	AEP Netta P50	
							[MWh/a]	[Heq]
43,2	6	V172-PO7200	125	114'450	1,4	9,20	102'430	2'371

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 Montalto di Castro (VT), che prevede l'installazione di n.6 aerogeneratori con potenza nominale di 7,2MW ciascuno, per una potenza complessiva di 43,2MW, con diametro rotore fino a 172m e altezza mozzo fino a 125m.
L'installazione delle turbine è prevista su un'area collinare orograficamente mediamente complessa, 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 FCD.
La modellazione è stata eseguita attraverso l'impiego del codice di simulazione WindPRO.
La velocità del vento media annuale all'altezza mozzo in sito risulta pari a 6,3 m/s, concentrata sulla direttrici principale NE sia in termini di distribuzione di frequenza, sia di 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 1,4%.
Il modello di turbina utilizzato per il calcolo di produzione è la Vestas V172-PO7200 che è rappresentativo della taglia massima di aerogeneratore scelta per il parco eolico in esame.
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 102'430 MWh/a al netto delle perdite di scia e delle perdite tecniche, che corrisponde **a 2371 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 complessi.