



MAESTRALE

Via Alessandro Algardi 4, 20148 Milano

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO NEI COMUNI DI GANGI (PA) E CALASCIBETTA (EN)



Tecnico

Sorgenia Maestrale S.r.l.

Via Degli Arredatori, 8
70026 Modugno (BA) - Italy
www.bfpgroup.net - info@bfpgroup.net
tel. (+39) 0805046361 - fax (+39) 0805619384

Azienda con Sistema di Gestione Certificato
UNI EN ISO 9001:2015
UNI EN ISO 14001:2015
UNI ISO 45001:2018

Responsabile Commessa

ing. Danilo POMPONIO

ELABORATO		TITOLO	COMMESSA	TIPOLOGIA		
V08		RELAZIONE ANEMOLOGICA	22116	D		
			CODICE ELABORATO			
			DC22116D-V08			
REVISIONE		Tutte le informazioni tecniche contenute nel presente documento sono di proprietà esclusiva della Studio Tecnico BFP S.r.l e non possono essere riprodotte, divulgate o comunque utilizzate senza la sua preventiva autorizzazione scritta. All technical information contained in this document is the exclusive property of Studio Tecnico BFP S.r.l. and may neither be used nor disclosed without its prior written consent. (art. 2575 c.c.)	SOSTITUISCE	SOSTITUITO DA		
00			-	-		
			NOME FILE	PAGINE		
			DC22116D-V08.doc	12 + copertina		
REV	DATA	MODIFICA	Elaborato	Controllato	Approvato	
00	30/10/22	Emissione	Sorgenia	Sorgenia	Sorgenia	
01						
02						
03						
04						
05						
06						

INDICE

Premessa.....	3
Descrizione del proponente.....	3
Scopo.....	3
Inquadramento geografico	3
Metodologia	6
Modello orografico 3D.....	6
Input anemologico.....	7
Layout e modello di turbina.....	9
Analisi di producibilità.....	11
Considerazioni conclusive	12

Premessa

Il presente documento di valutazione della risorsa eolica e analisi di producibilità è redatto da Sorgenia Maestrone S.r.l che se ne assume ogni responsabilità circa i contenuti, per cui la società BFP S.r.l. declina ogni responsabilità circa i contenuti dello studio che rappresenta lo stato iniziale di sviluppo progettuale.

Descrizione del proponente

L'azienda Sorgenia Maestrone S.r.l ha sede legale in Via Alessandro Algardi, 4 – 20148 Milano.

REA MI 2665824

C.F. e P.IVA 12497900964

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 nei Comuni di Gangi (PA) e Calascibetta (EN), che prevede l'installazione di n.13 aerogeneratori tipo SG170 con potenza nominale di 4,52MW ciascuno.

Inquadramento geografico

Il parco eolico di progetto sarà ubicato a ridosso del confine comunale tra Gangi (PA) e Calascibetta (EN), rispettivamente a distanza di 10,5 km e 6 km dai centri urbani. I terreni sui quali si installerà il parco eolico, interessa una superficie vasta, anche se la quantità di suolo effettivamente occupato è significativamente inferiore e limitato alle aree di piazzole dove verranno installati gli aerogeneratori, come visibile sugli elaborati planimetrici allegati al progetto.

L'area di progetto, intesa come quella occupata dai 13 aerogeneratori di progetto con annesse piazzole, dai cavidotti AT interni e dal cavidotto AT esterno, interessa i territori comunali di Gangi (PA), Calascibetta (EN), Enna e Villarosa (EN).

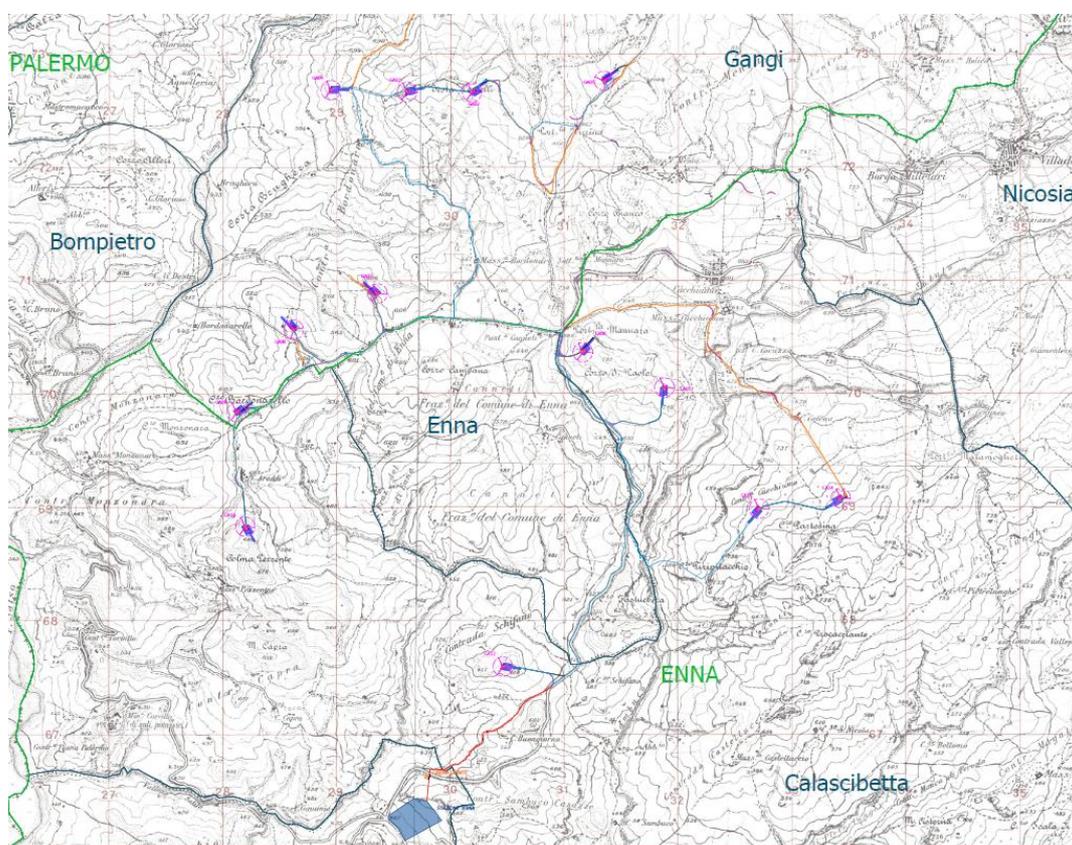
Dal punto di vista cartografico, le opere di progetto ricadono nelle seguenti tavolette e fogli di mappa catastale:

- Foglio I.G.M. scala 1:25.000 –Tavolette n° 622 “Gangi” e n° 623 “Nicosia”
- CTR scala 1:10.000 –Tavolette nn. 622070, 622110, 622120, 622150
- F.M. 73, 74, 78, 79 80 del comune di Gangi
- F.M. 281, 282, 283, 284, 285, 286 del comune di Enna

- F.M. 1, 5, 7, 10, 18, 19, 20 del comune di Calascibetta
- F.M. 4 del comune di Villarosa

Di seguito, si riporta la tabella riepilogativa in cui sono indicate per ciascun aerogeneratore le relative coordinate e le particelle catastali dei Comuni di Gangi (PA) e Calascibetta (EN).

WTG	COORDINATE GEOGRAFICHE WGS84		COORDINATE PLANIMETRICHE UTM33 WGS 84		DATI CATASTALI		
	LATITUDINE	LONGITUDINE	EST (X)	NORD (Y)	Comune	foglio	p.la
GA01	37°41'52.11"	14°13'14.10"	431289	4172573	Gangi	74	120
GA02	37°41'48.55"	14°12'26.85"	430131	4172473	Gangi	79	7
GA03	37°41'48.43"	14°12'3.62"	429562	4172474	Gangi	79	101
GA04	37°41'48.79"	14°11'36.26"	428892	4172491	Gangi	80	4
CA05	37°40'24.39"	14°13'36.70"	431820	4169865	Calascibetta	1	124
CA06	37°40'34.33"	14°13'7.37"	431104	4170177	Calascibetta	1	320
GA07	37°40'50.61"	14°11'53.62"	429302	4170694	Gangi	79	140
GA08	37°40'40.05"	14°11'23.73"	428567	4170375	Gangi	80	69
GA09	37°40'16.22"	14°11'3.54"	428066	4169645	Gangi	80	57
CA10	37°39'43.51"	14°11'7.00"	428142	4168636	Calascibetta	10	113
CA12	37°39'4.03"	14°12'39.66"	430402	4167400	Calascibetta	18	10
CA13	37°39'49.93"	14°14'10.89"	432649	4168796	Calascibetta	5	32
CA14	37°39'53.11"	14°14'40.13"	433366	4168888	Calascibetta	5	54



LEGENDA

	Aerogeneratori		Viabilità di nuova realizzazione
	Piazzola definitiva		Adegamenti stradali temporanei
	Piazzola temporanea		Stazione Terna "Villanova"
	Cavidotto interno AT		Cabina utente
	Cavitotto esterno AT		Limiti comunali
	Adegamenti stradali		Limiti provinciali

Figura 1- Inquadramento geografico



LEGENDA

	Aerogeneratori
	Piazzola definitiva
	Piazzola temporanea
	Cavidotto interno AT
	Cavitotto esterno AT
	Adegamenti stradali
	Viabilità di nuova realizzazione
	Adegamenti stradali temporanei
	Stazione Terna "Villanova"
	Cabina utente
	Limiti comunali
	Limiti provinciali

Figura 2: Ubicazione dell'area di impianto su ortofoto

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.

Modello orografico 3D

L'installazione delle turbine è prevista su un'area montagnosa, 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 580 e 920 m slm, con un valore altimetrico medio di 716 m slm ed un dislivello massimo pari a 356 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, 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).

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 GA03 alle coordinate PVortex (429562, 4172474) 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	15.6	18.3	22.5	16.9	13.9	10.3	25.9	39.5	37.7	24.5	35.9	36.5	42.0	24.0	31.3	42.3	5.0
1-2	37.0	47.5	19.0	13.3	14.8	17.8	42.8	60.8	62.0	57.0	66.8	64.4	63.2	46.0	50.8	51.0	8.2
2-3	64.4	72.0	15.1	8.9	13.4	21.6	44.3	69.1	80.4	76.7	78.8	75.3	60.4	48.4	48.8	45.5	9.4
3-4	85.4	90.7	11.4	4.6	13.7	25.4	43.3	64.7	77.6	75.9	80.4	71.6	58.3	47.4	47.2	40.3	9.6
4-5	106.3	103.5	8.3	2.0	14.7	30.2	43.2	62.0	66.7	67.3	62.7	64.4	50.4	46.0	45.0	34.1	9.2
5-6	120.1	120.3	6.3	0.7	11.7	32.1	41.9	51.2	51.8	56.2	52.3	51.8	38.0	47.2	40.7	27.0	8.6
6-7	132.9	134.1	4.4	0.0	11.1	34.0	41.6	44.4	45.4	43.4	37.9	43.0	28.5	41.5	36.7	19.2	8.0
7-8	136.0	137.0	3.0	0.0	8.9	34.8	38.6	38.1	36.9	32.8	27.9	30.6	20.1	38.2	37.4	16.5	7.3
8-9	132.1	129.0	2.2	0.0	6.6	36.3	37.0	34.9	24.9	24.3	21.3	22.0	12.8	29.4	32.5	13.0	6.4
9-10	129.0	128.8	1.5	0.0	5.9	37.0	28.2	22.8	18.7	15.5	15.1	15.3	9.1	28.4	28.4	9.7	5.6
10-11	127.7	106.8	0.0	0.0	5.9	29.8	23.5	19.3	15.7	8.6	10.6	9.6	7.9	24.8	21.5	8.8	4.8
11-12	115.4	96.3	0.0	0.0	3.9	27.5	21.3	15.0	8.9	5.0	6.2	7.8	5.2	18.8	21.3	6.2	4.1
12-13	104.7	72.7	0.0	0.0	4.4	22.9	18.7	13.6	5.7	2.4	4.5	5.3	4.6	14.7	18.1	4.7	3.4
13-14	95.2	57.1	0.0	0.0	3.8	21.4	15.1	10.6	4.5	1.3	2.1	3.7	2.5	10.5	10.8	3.1	2.8
14-15	70.9	44.1	0.0	0.0	2.7	17.0	9.8	5.7	2.5	0.0	1.1	2.0	1.4	9.1	9.4	2.5	2.0
15-16	61.2	36.1	0.0	0.0	1.8	14.4	10.1	3.8	1.9	0.0	0.8	1.6	1.6	5.3	6.5	1.9	1.7
16-17	41.5	27.0	0.0	0.0	1.8	13.5	8.3	3.7	1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	5.2	1.5	1.2
17-18	30.8	17.0	0.0	0.0	0.8	10.7	5.9	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.4	4.4	1.7	0.9
18-19	23.1	11.3	0.0	0.0	0.8	9.5	4.5	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	3.9	1.7	0.7
19-20	16.0	7.1	0.0	0.0	0.0	8.8	3.5	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.5	0.0	0.5
20-21	11.2	5.0	0.0	0.0	0.0	6.6	3.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	2.0	0.0	0.3
21-22	8.1	4.4	0.0	0.0	0.0	5.0	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	0.0	0.2
22-23	5.0	2.6	0.0	0.0	0.0	4.4	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.0	0.2
23-24	2.8	1.5	0.0	0.0	0.0	3.0	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	0.1
24-25	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
25-26	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	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	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
%	19.1	16.8	1.1	0.5	1.6	5.4	5.9	6.5	6.2	5.6	5.8	5.8	4.6	5.6	5.8	3.8	

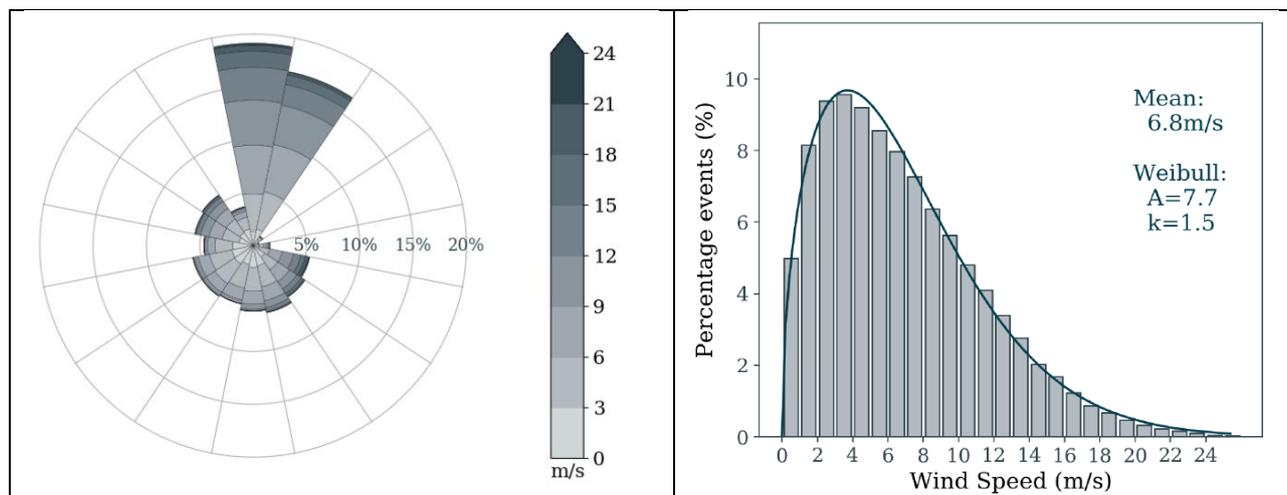


Figura 3 Rosa dei venti e distribuzione Weibull torre virtuale VORTEX

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 sostanzialmente concentrata sulla direttrice N-S sia in termini di frequenza che 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.

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

Turbina #	Long. E [m]	Lat. N [m]	Altitudine slm [m]
GA01	431289	4172573	935,9
GA02	430131	4172473	820
GA03	429562	4172474	800
GA04	428893	4172491	660
CA05	431820	4169865	704
CA06	431103	4170177	736,2
GA07	429303	4170695	595
GA08	428568	4170375	580
GA09	428066	4169645	623,5
CA10	428142	4168636	670
CA12	430402	4167400	603,8
CA13	432649	4168796	745,7
CA14	433366	4168888	834

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 interdistanze 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.

Tabella 3 Distanza tra turbine

Turbina di riferimento	Turbina più prossima	Distanza[m]	Distanza in rotori
CA05	CA06	782	4,6
CA06	CA05	782	4,6
CA10	GA09	1.012	6
CA12	CA10	2.576	15,2
CA13	CA14	723	4,3

CA14	CA13	723	4,3
GA01	GA02	1.163	6,8
GA02	GA03	569	3,3
GA03	GA02	569	3,3
GA04	GA03	669	3,9
GA07	GA08	802	4,7
GA08	GA07	802	4,7
GA09	GA08	886	5,2

Dalle informazioni pubbliche e dalle ortofoto satellitari disponibili non si rilevano impianti in esercizio nelle immediate vicinanze di quello di progetto. Quest'ultimo è raffigurato nell'immagine seguente.

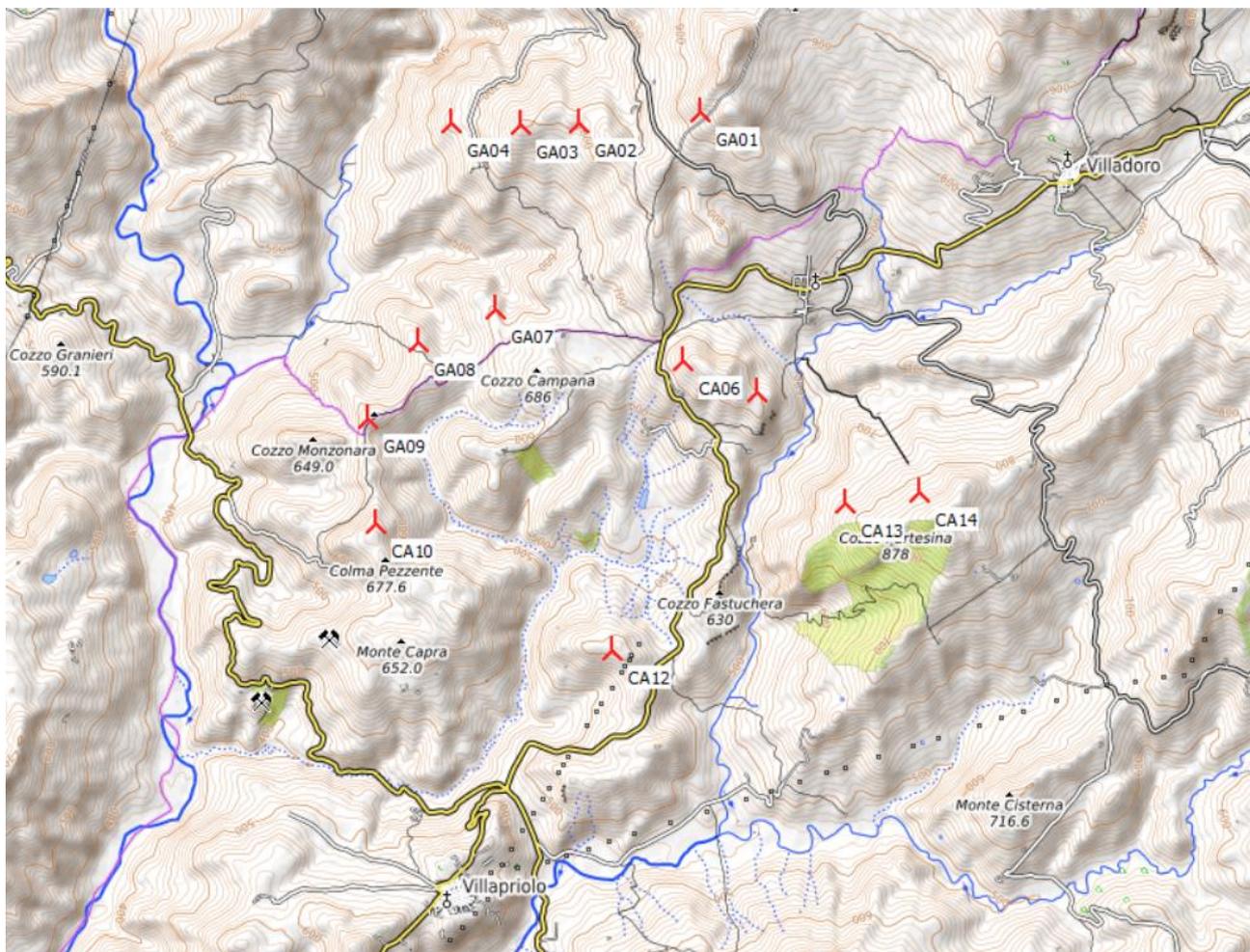


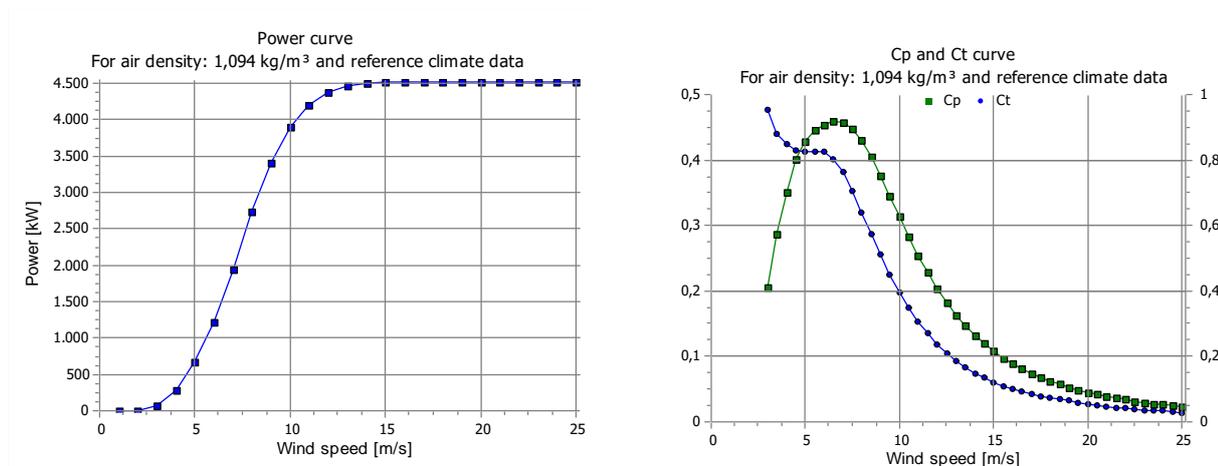
Figura 4: Layout di impianto

Per la stima della resa energetica delle turbine di progetto è stato considerato come aerogeneratore tipo la turbina SG170-4,52MW 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]	4520
Diametro rotore [m]	170
Altezza mozzo [m]	125
Classe Vento IEC	S

Figura 5 Curva di potenza e coefficiente di spinta



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 6,4 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

Fattore di perdita	Perdita [%]
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%
Totale	8,50%

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]
58,76	13	SG170-4.52MW	125	191.134	2,4	8,50	170.645	2.904

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 nei Comuni di Gangi (PA) e Calascibetta (EN), che prevede l'installazione di n.13 aerogeneratori tipo SG170 con potenza nominale di 4,52MW ciascuno.

L'installazione delle turbine è prevista su un'area montagnosa, 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 6,4 m/s, concentrata sostanzialmente sulla direttrice N-S sia in termini di frequenza che 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 2,4%.

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 170,645 GWh/a al netto delle perdite di scia e delle perdite tecniche, che corrisponde a 2,904 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.