

*Selva Wind Srl*

Gennaio 2023

# Parco Eolico sito nel Comune di Enna

Studio anemologico e di producibilità





**REGIONE SICILIA**



*Committente:*

**Selva Wind Srl**

Selva Wind Srl  
Via Sardegna, 40  
00187 Roma  
P.IVA/C.F. 16422511002

*Titolo del Progetto:*

**Parco Eolico sito nel Comune di Enna**

*Documento:*

**Studio anemologico e di producibilità**

*N° Documento*

IT-VesSEL-BFP-GEN TR-013

*Progettista:*



**REDAZIONE**

**C.Gaioni**

**APPROVAZIONE**

**C.Mazzarella**

Rev

Data Revisione

Riferimento TecnoGaia

Redatto

Controllato

Approvato

0

25.01.2023

TG002/2023-VPE

C.Gaioni

C.Mazzarella

C.Mazzarella

# Impianto Eolico nel Comune di Enna (EN)

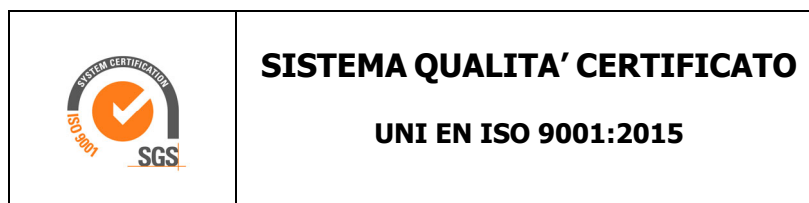
## Regione Sicilia

### Studio Anemologico e Valutazione preliminare della Produzione Eolica

CLIENTE	REVISIONE				REDAZIONE
<i>Selva Wind S.r.l.</i>	N°	MESE	ANNO	LUOGO	C. Gaioni <i>Carlo Gaioni</i>
	00	Gennaio	2023	GARDONE VAL TROMPIA	<b>APPROVAZIONE</b> C. Mazarella <i>C. Mazarella</i>
	<b>ORDINE RIF.</b>	Accettazione ns. Offerta 185_BS_2021_Rev2 del 29/09/2021 e successivi accordi			

**IL PRESENTE DOCUMENTO È DESTINATO AD USO ESCLUSIVO  
DEL COMMITTENTE.**

**L'USO IMPROPRIO DA PARTE DI TERZI DI INFORMAZIONI,  
DATI, ELABORATI, IMMAGINI IVI CONTENUTI È SANZIONABILE  
NEI TERMINI DI LEGGE.**



## SOMMARIO

<b>1</b>	<b>PREMESSA .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>IL SITO .....</b>	<b>4</b>
<b>2.1</b>	<b>Localizzazione dell'impianto .....</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>I DATI ANEMOMETRICI.....</b>	<b>6</b>
<b>4</b>	<b>DATI IMPIANTO .....</b>	<b>7</b>
<b>4.1</b>	<b>Aerogeneratore .....</b>	<b>7</b>
<b>5</b>	<b>ELABORAZIONE DATI DI VENTO .....</b>	<b>11</b>
<b>5.1</b>	<b>Stazione di rilevamento 16450.....</b>	<b>11</b>
<b>5.2</b>	<b>Valutazione della velocità di lungo periodo (storicizzazione) .....</b>	<b>11</b>
<b>6</b>	<b>MODELLO DI CALCOLO .....</b>	<b>13</b>
<b>7</b>	<b>AREA DI APPLICAZIONE DEL MODELLO .....</b>	<b>13</b>
<b>8</b>	<b>VERIFICHE SUL MODELLO.....</b>	<b>14</b>
<b>8.1</b>	<b>Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull.....</b>	<b>14</b>
<b>8.2</b>	<b>Verifica del gradiente al suolo della velocità del vento.....</b>	<b>15</b>
<b>8.3</b>	<b>Analisi di micrositing.....</b>	<b>15</b>
<b>8.4</b>	<b>Anemometro virtuale.....</b>	<b>16</b>
<b>9</b>	<b>RISULTATI DI WASP .....</b>	<b>18</b>
<b>9.1</b>	<b>Producibilità lorda dell'impianto .....</b>	<b>18</b>
<b>10</b>	<b>PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO AL NETTO DELLE PERDITE.....</b>	<b>19</b>
<b>11</b>	<b>CONCLUSIONI .....</b>	<b>20</b>

## ALLEGATI:

Nr.	Titolo	DESCRIZIONE
1	Scheda Stazione	Scheda della stazione anemometrica, la cui serie di dati è stata utilizzata per le stime e valutazioni dell'impianto in progetto, comprensiva di coordinata ed evidenza fotografica della sua ubicazione
2	Tabelle e Grafici	Analisi dati anemometrici con evidenza delle elaborazioni della serie di base di un anno, come da requisito minimo richiesto dall'ente
1	Tavole	Tavola con ubicazione dell'impianto, costituito da un insieme di undici turbine
2	Brochure	Scheda tecnica del modello di aerogeneratore utilizzato nelle simulazioni

## 1 PREMESSA

Oggetto del presente studio, realizzato da Tecnogaia per conto di **Selva Wind S.r.l.**, è la caratterizzazione anemologica di un sito e la conseguente valutazione di producibilità (o della produzione attesa) di un impianto eolico in progetto nel Comune di Enna, dell'omonimo libero consorzio comunale, nella Regione Sicilia. Detta valutazione è stata svolta sulla base dei dati anemometrici di una stazione di misura, scelta fra alcune serie disponibili, suffragata da confronti e correlazioni con dati di altre serie riferite all'area di interesse, a conferma che tale serie di dati è compatibile con quelle della zona di appartenenza, appartenente allo stesso regime di venti e rappresentativa del sito in oggetto.

In sintesi, l'attività svolta può essere suddivisa nelle seguenti fasi:

- Analisi, validazione ed elaborazione dei dati anemometrici rilevati dalla stazione installata non distante dal sito in studio
- Verifica del posizionamento storico della serie di dati disponibili (storicizzazione)
- Valutazione della produzione attesa dall'impianto mediante modello fluidodinamico, al lordo e al netto delle tipiche perdite d'esercizio

Tutta l'attività è stata svolta con approccio e strumenti professionali, secondo quanto previsto dalla metodologia definita all'interno del sistema di certificazione ISO 9001:2015 con cui è accreditata la nostra società. L'applicazione del modello di calcolo WASP è stata effettuata da personale esperto nell'impiego del software fluidodinamico del Risoe National Laboratory di Danimarca, produttore del modello stesso.

## 2 IL SITO

Il sito in oggetto si trova nel territorio comunale di Enna, appartenente all'omonimo libero consorzio comunale, nella zona centrale della Regione Sicilia.

L'area geografica che lo ospita, nel suo contesto più ampio, è caratterizzata da un'orografia mediamente complessa e da una rugosità medio/bassa. Nel particolare, il sito destinato ad ospitare l'impianto si colloca in un'ampia area, costituite da morfologia collinare, con variazioni di quota comprese in circa 250 m e altitudine media intorno ai 700 m. Non si rileva alcun rilievo importante e/o altro ostacolo influente per diversi chilometri. La ventosità, dal punto di vista della maggiore energia, proviene dai settori Sud/Ovest e Nord/Est.

Per quanto riguarda le caratteristiche orografiche del territorio, le principali informazioni sono:

- Altitudine media: **700 m slm**
- Orografia del sito: **mediamente complessa**

- Orografia circostante il sito: **mediamente complessa**
- Utilizzo principale del terreno: **coltivazioni / incolto**

Per il sito in oggetto sono state ipotizzate undici postazioni per altrettanti aerogeneratori in punti aventi una buona esposizione; per gli stessi non si riscontrano infatti ostacoli al flusso del vento.

Nell'**Allegato Tavole** viene riportata l'ubicazione di detto sito su stralcio di cartografia stradale in scala 1:200.000 e su stralcio di cartografia IGMI 1:25.000.

Dalle informazioni in nostro possesso e dalle ortofoto satellitari disponibili non si rilevano, a distanze tali da poter interferire, impianti eolici in esercizio nei dintorni a quello di progetto.

## 2.1 Localizzazione dell'impianto

Nella tabella sottostante, di dette localizzazioni degli aerogeneratori, coincidenti con le indicazioni di progetto fornite dal Committente, vengono riportate le coordinate, rispettivamente, nei sistemi metrici UTM WGS84 e UTM ED50.

AG	COORDINATE UTM-WGS84 F33		COORDINATE UTM-ED50 F33	
	Longitudine X	Latitudine Y	Longitudine X	Latitudine Y
1	437,265	4,148,016	437,323	4,148,208
2	437,073	4,147,565	437,131	4,147,757
3	436,683	4,146,195	436,741	4,146,387
4	437,622	4,146,001	437,680	4,146,193
5	436,734	4,145,351	436,792	4,145,543
6	437,954	4,148,497	438,012	4,148,689
7	431,495	4,145,255	431,553	4,145,447
8	440,037	4,146,041	440,095	4,146,233
9	432,055	4,145,874	432,113	4,146,066
10	432,246	4,146,470	432,304	4,146,662
11	434,480	4,146,330	434,538	4,146,522

Nella tabella sottostante sono riportate le inter-distanze tra gli aerogeneratori d'impianto in metri (in alto a destra) e in diametri di un rotore da 162 m (in basso a sinistra). Come si può notare dalla tabella, tutte le posizioni sono distanziate di almeno 3 diametri di rotore.

Inter-D	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1		490	1912	2046	2717	840	6397	3404	5633	5252	3256
2	3.0		1424	1658	2240	1282	6037	3333	5295	4950	2872
3	11.8	8.8		959	846	2630	5272	3358	4639	4446	2207
4	12.6	10.2	5.9		1100	2518	6172	2415	5568	5396	3159
5	16.8	13.8	5.2	6.8		3374	5240	3374	4708	4625	2457
6	5.2	7.9	16.2	15.5	20.8		7227	3220	6456	6057	4094
7	39.5	37.3	32.5	38.1	32.3	44.6		8578	835	1428	3173
8	21.0	20.6	20.7	14.9	20.8	19.9	53.0		7984	7803	5565
9	34.8	32.7	28.6	34.4	29.1	39.9	5.2	49.3		626	2468
10	32.4	30.6	27.4	33.3	28.6	37.4	8.8	48.2	3.9		2238
11	20.1	17.7	13.6	19.5	15.2	25.3	19.6	34.3	15.2	13.8	

### 3 I DATI ANEMOMETRICI

Per le valutazioni di producibilità nel seguito descritte sono stati utilizzati i dati di una serie storica appartenenti ad una stazione di riferimento per il Servizio Meteorologico dell'Aeronautica Militare e per l'Organizzazione Mondiale della Meteorologia relativa alla città di Enna, il cui codice è **16450**. Le tabelle di seguito riassumono il monitoraggio anemometrico della stazione, relativo al periodo disponibile di 24 mesi e di quello di un anno, specificatamente analizzato per ottemperare al requisito richiesto dall'ente regionale:

Nome Stazione	Codice Stazione	H Sensori	Coordinate UTM WGS84		Altitudine
		s.l.s.	Longitudine E	Latitudine N	m s.l.m.
Enna	16450	15	436,400	4,158,128	935

Nome Stazione	Codice Stazione	Periodo disponibile		N°
		Inizio	Fine	Mesi
Enna	16450	01/02/2010	31/01/2012	24.0

Nome Stazione	Codice Stazione	Periodo annuale selezionato		N°
		Inizio	Fine	Mesi
Enna	16450	31/01/2011	31/01/2012	12.0

Nel sottolineare che la stazione dista dal baricentro dell'impianto circa 10km e che ogni aerogeneratore in progetto ha una distanza massima ampiamente entro i 15km dalla misura, si segnala inoltre che, al fine di verifica della coerenza della serie di dati impiegata, è stata svolta anche un'analisi di micrositing con altre stazioni, poste anch'esse nella più ampia area analizzata, i cui risultati sono stati anche propedeutici alla conseguente valutazione di producibilità, al fine di definire i parametri utili e necessari alla metodologia impiegata nella stessa.



I processi di analisi dei dati anemometrici disponibili della stazione 16450, di validazione e di loro successiva elaborazione, per il periodo selezionato di 12 mesi indicato, sono ampiamente illustrati nell'**Allegato Tabelle e Grafici**, cui bisogna riferirsi per approfondimenti e verifiche. Vista la contenuta disponibilità temporale di detta stazione, essa è stata sottoposta al processo di storicizzazione, grazie all'utilizzo di due serie ventennali di dati contemporanei ERA5, ovvero la quinta release di rianalisi sul clima globale resa disponibile dal centro europeo ECMWF, assumendo che dette serie ricostruiscono con lo stesso criterio, nell'intero periodo considerato, il loro dato di ventosità (i cui valori medi, comunque, non sono utilizzabili in valore assoluto ma solo qualitativamente), senza però avere informazioni a confortare tale tesi. Al termine sono state prese le opportune decisioni per determinarne il valore medio annuo storico, come dettagliato al Capitolo 5. Nello stesso Capitolo sono anche riportati, in particolare, i parametri caratteristici di 16450.

## 4 DATI IMPIANTO

Le informazioni relative al progetto in oggetto considerate ai fini della valutazione sono le seguenti:

- Localizzazione del sito di prevista installazione delle turbine in progetto
- Caratteristiche del modello di aerogeneratore da impiegare nella valutazione di produzione attesa

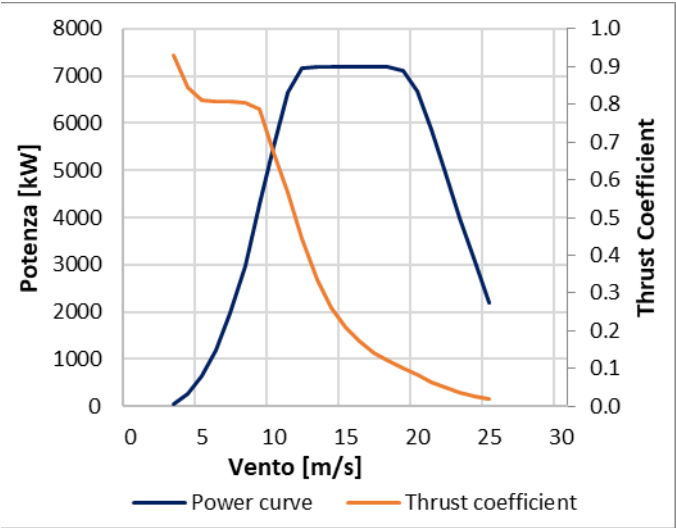
### 4.1 Aerogeneratore

Per le valutazioni di producibilità è stato considerato il tipologico di turbina avente le caratteristiche riportate nella tabella sottostante, mentre in **Allegato Brochure** è riportata la brochure descrittiva della tipologia prevista:

COSTRUTTORE	MODELLO	Potenza nominale	Diametro Rotore	H Mozzo
VESTAS	V162-7.2 MW	7.2 MW	162 m	119 m

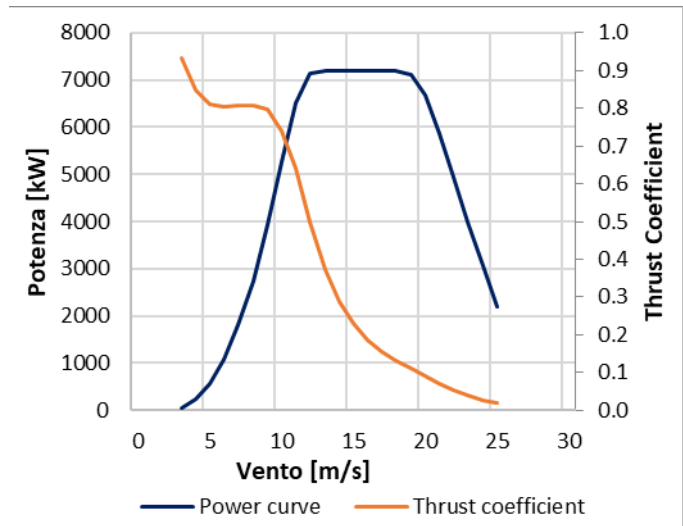
Nel seguito viene rappresentata nel suo sviluppo la curva di potenza, calcolata alla densità dell'aria corrispondente alla quota del mare di 0 m (pari a  $1.225 \text{ kg/m}^3$ ), unitamente alla curva di spinta (Thrust Coefficient) utile alla stima delle interferenze tra gli aerogeneratori.

Turbina		V162-7.2 MW		Diametro	172 m
Altezza di mozzo		119 m		Classe IEC	S
Vento (m/s)	Potenza (kW)	Thrust Coefficient	Densità dell'aria (kg/m <sup>3</sup> )		1.225
0	-	-			
1	-	-			
2	-	-			
3	42	0.930			
4	254	0.846			
5	633	0.812			
6	1189	0.806			
7	1969	0.808			
8	2994	0.804			
9	4277	0.787			
10	5519	0.671			
11	6647	0.566			
12	7158	0.444			
13	7198	0.336			
14	7200	0.262			
15	7200	0.210			
16	7200	0.172			
17	7200	0.143			
18	7200	0.122			
19	7113	0.102			
20	6682	0.083			
21	5865	0.064			
22	4928	0.048			
23	3984	0.036			
24	3049	0.026			
25	2202	0.018			
26	-	-			
27	-	-			
28	-	-			
29	-	-			
30	-	-			

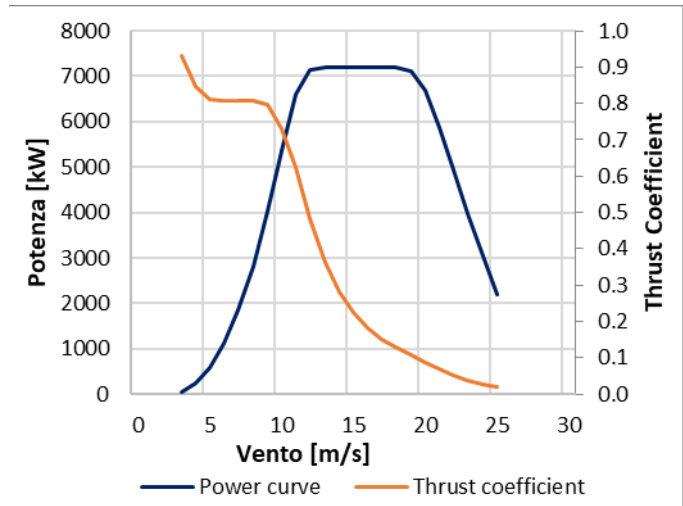


Per un corretto calcolo delle perdite relative alla differente densità dell'aria del sito in oggetto ( $1.13 \text{ kg/m}^3$ ), sono state utilizzate due ulteriori curve, calcolate rispettivamente alle densità di  $1.125$  e  $1.150 \text{ kg/m}^3$ , sempre fornite dal Committente, i cui dettagli sono nel seguito rappresentati.

Turbina		V162-7.2 MW		Diametro		162 m	
Altezza di mozzo		119 m		Classe IEC		S	
Vento (m/s)	Potenza (kW)	Thrust Coefficient	Densità dell'aria ( $\text{kg/m}^3$ )		1.125		
0	-	-					
1	-	-					
2	-	-					
3	39	0.933					
4	223	0.849					
5	573	0.812					
6	1082	0.805					
7	1800	0.808					
8	2743	0.806					
9	3936	0.797					
10	5264	0.739					
11	6527	0.641					
12	7137	0.499					
13	7195	0.371					
14	7200	0.288					
15	7200	0.230					
16	7200	0.187					
17	7200	0.156					
18	7200	0.132					
19	7113	0.111					
20	6682	0.090					
21	5865	0.069					
22	4928	0.052					
23	3984	0.038					
24	3049	0.027					
25	2202	0.019					
26	-	-					
27	-	-					
28	-	-					
29	-	-					
30	-	-					



Turbina		V162-7.2 MW		Diametro		162 m	
Altezza di mozzo		119 m		Classe IEC		S	
Vento (m/s)	Potenza (kW)	Thrust Coefficient	Densità dell'aria (kg/m <sup>3</sup> )		1.150		
0	-	-					
1	-	-					
2	-	-					
3	39	0.932					
4	231	0.848					
5	588	0.812					
6	1109	0.806					
7	1842	0.808					
8	2806	0.806					
9	4024	0.796					
10	5366	0.731					
11	6606	0.624					
12	7154	0.483					
13	7197	0.361					
14	7200	0.280					
15	7200	0.224					
16	7200	0.183					
17	7200	0.152					
18	7200	0.129					
19	7113	0.108					
20	6682	0.088					
21	5865	0.068					
22	4928	0.051					
23	3984	0.037					
24	3049	0.027					
25	2202	0.019					
26	-	-					
27	-	-					
28	-	-					
29	-	-					
30	-	-					



## 5 ELABORAZIONE DATI DI VENTO

### 5.1 Stazione di rilevamento 16450

La stazione di rilevamento denominata "Enna" (codice 16450) ha raccolto dati in una località ad una quota superiore di circa 200 metri rispetto all'altitudine media del sito di interesse e posta a circa 10 km dal baricentro dello stesso, in direzione Nord. Il territorio intercorrente tra il punto di prevista installazione dell'impianto e detta stazione, proprio grazie alla particolare posizione elevata di quest'ultima e non rilevandosi significativi ostacoli tra i due punti, anche grazie alle correlazioni con gli altri presidi anemometrici, mantiene caratteristiche tali da poter, con le opportune riparametrazioni, rappresentare il comportamento della risorsa per un'ampia parte del territorio, compresa quella d'interesse per questo studio.

La stazione è costituita da un sostegno posto ad una altezza pari a 15 m sls. I risultati conseguiti dalla lettura, validazione ed elaborazione dei dati del sensore di velocità installato sulla stessa, per il periodo selezionato di 12 mesi, sono sintetizzati nella tabella sottostante.

Stazione anemometrica	H sensore	Periodo rilevazione	Disponibilità dati validati	Velocità media	Energia	Parametri distribuzione di Weibull	
codice	m	mesi	%	m/s	W/m <sup>2</sup>	Vc (m/s)	K
16450	15	12.0	93.8	2.13	15	2.20	1.32

I dati, pur presi nella loro complessiva disponibilità biennale, non possono essere considerati 'storici' e di conseguenza sono stati sottoposti a una verifica di lungo periodo allo scopo di confermare l'allineamento della ventosità rilevata a quella attesa in sito nel lungo periodo.

### 5.2 Valutazione della velocità di lungo periodo (storicizzazione)

Nonostante la discreta consistenza temporale della serie di dati selezionata (2 anni esatti), al fine di verificare il posizionamento storico della velocità media rilevata rispetto al lungo periodo, è stata svolta l'attività di storicizzazione di tali dati. La valutazione della velocità media del vento attesa nel lungo periodo in un sito candidato all'installazione di un impianto eolico è infatti un punto importante per la caratterizzazione della risorsa eolica con un accettabile grado di incertezza e diventa essenziale quando la disponibilità dei dati è limitata a periodi di tempo contenuti.

La stima della ventosità di lungo periodo (o storicizzazione) può esser effettuata utilizzando i dati di ventosità rilevati per diversi anni da una o più serie di dati anemometrici storici e mettendo in correlazione i dati rilevati contemporaneamente dalle stesse con quella raccolta nel sito in cui si vuole valutare la velocità media di lungo periodo. I punti del territorio a cui fanno riferimento le serie da confrontare devono essere possibilmente nelle medesime condizioni orografiche di esposizioni ai venti ed abbastanza vicini in modo che si possa ipotizzare siano soggetti agli stessi regimi di vento; è comunque possibile, mediante confronti e correlazioni, verificare la validità di queste condizioni.

Nel caso in esame, come già detto in precedenza, si dispone di due serie ventennali di dati di reanalisi ERA5, i cui dettagli sono esposti nella tabella seguente:

Codice	Coordinate Geografiche WGS84	Alt. (s.l.m.)	H	Periodo di misura	
		(m)	(m)	Inizio	Fine
<b>ERA5T</b>	Lat. 37.50° Long. 14.25°	100	780	01/2003	12/2022
<b>ERA5</b>	Lat. 37.52° Long. 14.33°	100	536	01/2003	12/2022

In sintesi, la metodologia utilizzata nello studio ha seguito il seguente processo logico:

1. Confronto degli andamenti dei dati contemporanei di velocità media mensile della stazione di "Enna" e delle serie storiche "ERA5T" ed "ERA5"
2. Correlazioni tra i dati contemporanei di velocità media mensile della serie di dati disponibili con quelli delle serie storiche
3. Storicizzazione dei dati della serie di Enna con l'utilizzo dei parametri caratteristici della correlazione

Il confronto degli andamenti dei dati contemporanei tra le due serie anemometriche ha dato esito solo parzialmente positivo; i coefficienti di correlazione, solo sufficienti, abbinati alla consistenza del numero di valori correlati, esprime la bontà/validità del procedimento e consente di stabilire se accettare o meno le correlazioni svolte.

I parametri delle rette di regressione tra le medie mensili possono essere utilizzati come fattori di trasformazione della distribuzione del vento da un punto all'altro dell'area. Infatti, tali fattori spiegano, se pur in modo molto esemplificativo, i fenomeni di accelerazione o decelerazione della vena fluida del vento che scorre su un'area interessata dagli stessi venti.

Utilizzando i parametri della retta di regressione di cui non è condizione il passaggio per lo zero, si può affermare che:

$$\bar{V}_{(SITO, \text{ dati contemporanei})} = a \cdot \bar{V}_{(STORICA, \text{ dati contemporanei})} + b$$

E per analogia che:

$$\bar{V}_{(SITO, \text{ dati storici})} = a \cdot \bar{V}_{(STORICA, \text{ dati storici})} + b$$

Nel caso specifico, utilizzando i parametri  $a$  e  $b$  che appartengono alla retta di regressione delle correlazioni sopra descritte, che minimizza lo scarto quadratico dei residui, si ottiene che la ventosità misurata da Enna nei 24 mesi di campagna anemometrica è inferiore di alcuni punti percentuali rispetto al valore atteso nel lungo periodo. Tuttavia, in virtù di andamenti non sempre in sintonia e di coefficienti di correlazioni non pienamente soddisfacenti, si ritiene opportuno non apportare alcun correttivo al valore misurato durante i due anni di campagna anemometrica, scelta di cui bisognerà tener conto nelle fasi più avanzate del progetto in autorizzazione.

Nel seguito vengono quindi indicati i parametri che descrivono la serie dati complessiva da utilizzare per le valutazioni di producibilità:

Stazione anemometrica	H sensore	Periodo rilevazione	Disponibilità dati validati	Velocità media	Energia	Parametri distribuzione di Weibull	
codice	m	mesi	%	m/s	W/m <sup>2</sup>	Vc (m/s)	K
16450	15	24.0	83.5	2.32	21	2.43	1.37

## 6 MODELLO DI CALCOLO

Il campo di velocità del vento su un sito eolico che consente di stabilire il potenziale energetico disponibile sulla sua superficie può essere dedotto con diverse metodologie. Quella più evoluta e diffusa è realizzata per mezzo di un modello virtuale dell'ambiente dove, all'interno della modellazione statica del territorio, agiscono delle grandezze fisiche dinamiche (il vento) nel tempo osservate. Con l'ausilio di specifici modelli matematici di calcolo è possibile proiettare con buona approssimazione su intere aree geografiche la ventosità scaturita da rilevazioni effettuate anche in punti differenti.

Tutte le elaborazioni, le stime e le valutazioni in seguito descritte sono state effettuate con il codice (o modello) di calcolo WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program) messo a punto dal Risoe National Laboratory di Danimarca e basato su un modello matematico del flusso del vento.

A partire dalla posizione spaziale di origine, i dati forniti al modello vengono utilizzati per costruire su tutta l'area di interesse il vento indisturbato in quota, detto anche vento geostrofico o Atlas, che si ritiene costante per diversi km dal suo punto di origine e che consente di rilevare in punti arbitrari dello spazio tutti i parametri utili alla stima della ventosità. Il campo di velocità del vento fornito dal modello è tridimensionale e ciò consente di disporre in modo naturale anche del profilo della velocità media a varie altezze dal suolo.

## 7 AREA DI APPLICAZIONE DEL MODELLO

Per conferire sufficiente stabilità al calcolo è necessario disporre di un modello territoriale tridimensionale con superficie più vasta di quella propriamente destinata all'impianto.

In questo caso si è utilizzata una mappa di circa 475 km<sup>2</sup>, precisamente un rettangolo di 20 x 24 km, con curve di livello con passo di quota di 10 metri, derivate dal database Tinality (modello

digitale senza soluzione di continuità [DEM] dell'intero territorio italiano), verificate nei dintorni della stazione e del sito. Per l'intera area si è utilizzata la rugosità derivante dal database Corine Land 2018.

## **8 VERIFICHE SUL MODELLO**

Dovendo agire all'interno di un modello virtuale e volendo disporre di risultati analizzabili criticamente, prima di intraprendere qualunque attività di calcolo occorre verificare che i dati offerti al modello abbiano prodotto un ambiente virtuale congruo con la realtà del sito, entro cui poi calare ogni simulazione. Se in questa fase di messa a punto del modello non si risconteranno incongruenze tali da inficiare l'intero calcolo e/o da costringere a riconsiderare alcune scelte, si potrà procedere ad una valutazione della qualità del processo, utile alla determinazione dell'incertezza inevitabilmente insita nella metodologia utilizzata.

Nello specifico sono state effettuate verifiche sull'approssimazione della distribuzione in ingresso al modello e sul gradiente al suolo, cioè sulla capacità del modello di valutare correttamente le variazioni di velocità del vento al variare dell'altezza dal suolo.

Inoltre, grazie alla presenza di altre serie di dati appartenenti a stazioni localizzate nell'area considerata, si è proceduto anche a svolgere un'analisi di micrositing, al fine di testare il comportamento del modello di calcolo.

### **8.1 Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull**

Il codice di calcolo WASP utilizza la distribuzione di Weibull per rappresentare i dati di vento e definisce il campo di vento indisturbato sull'area (Atlas) con i parametri derivati da tale distribuzione.

In una prima verifica vengono messi a confronto i parametri di velocità e di potenza della vena fluida sperimentali estrapolati (Measured) con la distribuzione di ventosità (Emergent) dedotta dal modello di calcolo.

Nella seconda i parametri sperimentali estrapolati vengono invece messi a confronto con quelli stimati dal modello, comprensivi delle informazioni territoriali, nel punto spaziale dell'anemometro (self prediction), partendo dal campo di vento (Atlas).

Relativamente alla prima verifica, quando le discrepanze risultano elevate denotano la mancata stabilizzazione secondo una lineare distribuzione di Weibull dei dati di vento registrati sul campo e i risultati prodotti da WASP saranno affetti da approssimazione.

Per la valutazione in oggetto entrambe le verifiche non sono da considerarsi positive, causa scostamenti molto elevati sia nel raffronto tra le ventosità che nel confronto tra i parametri dell'energia specifica.

Alla luce di quanto emerso e in considerazione di quanto espresso sopra, sarà opportuno porre particolare attenzione nell'interpretazione dei risultati ed apportare i dovuti correttivi, al fine di ridurre le elevate incertezze che, necessariamente, ne derivano.



## 8.2 Verifica del gradiente al suolo della velocità del vento

Il gradiente al suolo della velocità del vento (alfa) è il parametro che consente di estrapolare la velocità del vento alle varie altezze dal suolo. La verifica consiste nel determinare l'entità dello scostamento che si riscontra confrontando due valori di velocità all'altezza del mozzo: il primo è quello frutto della stima del modello sulla verticale della stazione anemometrica ed il secondo è frutto dell'estrapolazione della ventosità in ingresso al modello con alfa sperimentale. Più in generale tali valori devono essere congrui con quello atteso nel punto di installazione della turbina in funzione della morfologia del territorio ad essa circostante. In pratica viene valutato l'errore che viene introdotto nella stima di velocità al mozzo usando l'alfa stimato da wasp confrontato con quello sperimentale e/o atteso.

Nel caso specifico, non avendo a disposizione un valore di gradiente misurato per la stazione 16450, il confronto può essere svolto unicamente confrontando il valore di alfa atteso, ovvero quanto ci si aspetta nel rispetto dell'orografia circostante il punto di installazione della stazione, e quanto stimato dal modello di calcolo nello stesso punto e tra le altezze interessate.

Per soddisfare l'esigenza descritta, è stata effettuata una simulazione sulla verticale della stazione di rilevamento, utilizzando in ingresso al modello i dati della stessa, confrontando i valori di alfa stimati tra l'altezza di misura, 15 m, e quella del mozzo utilizzato, ovvero 119 m.

Il valore di gradiente al suolo stimato dal modello di calcolo è pari a 0.20 ed è difficilmente confrontabile con quanto atteso, soprattutto in considerazione del fatto che la stazione è installata in prossimità al centro abitato di Enna e, dunque, potrebbe risentire di coperture e rallentamenti della vena fluida, soprattutto alla sua bassa altezza di misura. Per tale motivo, si preferisce lasciare al modello di calcolo il compito di estrapolare il dato di vento all'altezza di mozzo indicata e, visti i risultati delle analisi di micrositing, le cui considerazioni fanno parte del prossimo capitolo, apportare eventuali correzioni alla distribuzione del vento di 16450.

## 8.3 Analisi di micrositing

Quando per verificare la ventosità di un sito si hanno a disposizione serie di dati registrate da più stazioni anemometriche è possibile verificare il comportamento del modello confrontando le stime da esso ottenute utilizzando alternativamente in ingresso i dati di una di esse e il valore misurato dalle altre.

Nelle simulazioni di micrositing, solitamente gli errori sono contenuti quando il modello stima la velocità del vento sulla stazione stessa che l'ha generato, mentre potrebbero essere elevati quando la stessa valuta la ventosità dell'altra stazione in esame, soprattutto in proporzione alla distanza e, ovviamente, all'orografia del territorio intercorrente. Nel caso specifico, si rileva la difficoltà della stazione di rilevamento nel rappresentare la ventosità degli altri presidi anemometrici considerati, incluso il sito in progetto. Per tale motivo, grazie alla disponibilità di TecnoGaia di altre serie di dati, fruibili esclusivamente per un utilizzo interno e per verifiche, facenti riferimento a posizioni del territorio poste in vicinanza alle turbine ipotizzate, è stato possibile 'riparametrare' il valore di 16450 per arrivare ad una valutazione più congrua delle verosimili condizioni di ventosità del sito in progetto. È opportuno rimarcare la consistente

incertezza della valutazione corrente, nonostante una sua quantificazione puntuale non sia oggetto del presente studio.

## 8.4 Anemometro virtuale

Sulla base dei risultati ottenuti ai paragrafi precedenti con la stazione 16450, è stata ricostruita una distribuzione del vento in sito di lungo periodo all'altezza dal suolo di 119 m in corrispondenza della posizione dell'aerogeneratore d'impianto **5** che, come ventosità e altitudine, ben rappresenta l'intero parco eolico.

La figura sottostante riproduce, per l'anemometro virtuale creato in sito, la rosa dei venti in ingresso al modello di calcolo, mentre, di seguito sono riportate le tabelle anemologiche che contengono in dettaglio tutti i parametri in input al modello di calcolo WASP.

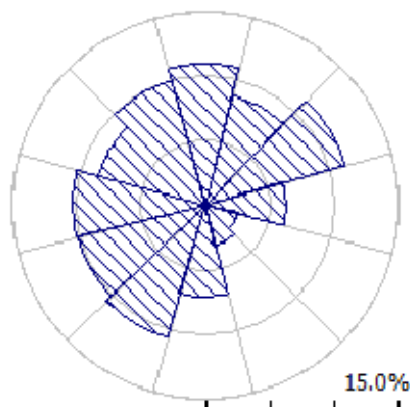
**Nella prima parte della tabella** sono riportati, per ciascuno degli 12 settori di direzione in cui è stato suddiviso l'angolo giro di 360° i seguenti parametri:

- A velocità caratteristica in m/s della distribuzione di Weibull
- k fattore di forma della distribuzione di Weibull
- U velocità media in m/s
- P potenza specifica della vena fluida in W/m<sup>2</sup>
- f frequenza percentuale del settore di provenienza del vento

**Nella seconda parte della tabella** sono riportate le distribuzioni delle velocità del vento per settori di direzione, fornite in input al modello. In particolare, le distribuzioni riportano, per ciascuna classe di velocità del vento di 1 m/s (U) e per ciascuno degli 12 settori di direzione, le frequenze espresse in 'per mille' delle velocità del vento comprese nella classe di velocità e nel settore di direzione. La colonna Total riporta la distribuzione delle velocità indipendenti dalle direzioni del vento.

### 'ANEMOMETRO VIRTUALE'- Observed Wind Climate

**Stazione: 16450** – Site description: **5** – Anemometer height: 119 m a.g.l.



	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
A	7.4	7.2	8.2	6.6	4.8	4.6	5.7	7.5	6.9	6.6	6.3	7.0
K	2.12	1.78	1.53	1.46	1.45	1.58	1.84	2.10	1.83	1.79	2.06	2.23
U	6.56	6.41	7.39	5.98	4.38	4.14	5.07	6.65	6.14	5.87	5.59	6.21
P	312	350	652	371	147	109	167	328	297	268	198	253
f	11.0	8.8	11.3	6.3	2.5	3.2	7.1	10.7	10.1	10.4	8.6	10.1

U	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	All
1.0	14	29	39	62	99	86	40	14	29	34	22	13	32
2.0	46	68	70	99	148	149	96	46	70	78	67	46	71
3.0	77	93	84	111	152	164	129	75	97	105	105	81	97
4.0	101	106	90	111	138	153	142	99	113	119	130	109	112
5.0	115	111	91	105	117	129	138	113	117	121	138	127	117
6.0	120	108	88	94	94	101	123	118	113	114	133	132	113
7.0	116	99	82	83	73	75	101	114	103	101	116	124	103
8.0	104	87	74	70	55	53	78	103	89	85	94	108	88
9.0	87	73	66	59	40	35	56	87	73	69	70	87	72
10.0	69	60	58	48	28	23	39	70	58	53	49	64	56
11.0	52	47	49	38	19	14	25	53	44	40	32	45	42
12.0	37	36	42	30	13	8	15	39	32	28	20	29	30
13.0	25	26	35	23	9	5	9	27	22	20	11	17	21
14.0	16	19	29	18	6	3	5	17	15	13	6	10	15
15.0	10	13	23	14	4	1	3	11	10	9	3	5	10
16.0	5	9	19	10	2	1	1	6	6	5	1	2	7
17.0	3	6	15	7	1	0	1	4	4	3	1	1	4
18.0	2	4	12	5	1	0	0	2	2	2	0	0	3
19.0	1	2	9	4	1	0	0	1	1	1	0	0	2
20.0	0	1	7	3	0	0	0	0	1	1	0	0	1
21.0	0	1	5	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1
22.0	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
23.0	0	0	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24.0	0	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25.0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26.0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27.0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28.0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

## 9 RISULTATI DI WASP

I risultati ottenuti con l'applicazione del modello di calcolo WASP sono soggetti ad elaborazioni grafiche e numeriche per renderli più espliciti e per consentire le correzioni di tutte le approssimazioni introdotte dal modello di calcolo.

### 9.1 Producibilità lorda dell'impianto

Nel seguito si riportano i risultati della simulazione svolta:

<b>IMPIANTO EOLICO NEL COMUNE DI ENNA (EN)</b>									
<b>Stazione di riferimento</b>			<b>16450</b>						
<b>Aerogeneratore (modello)</b>			<b>VESTAS V162-7.2 MW</b>						
<b>Potenza nominale (MW)</b>			<b>7.2</b>						
AG	Coordinate UTM ED50 Fuso 33		Base Macchina (m s.l.m.)	Dati al mozzo					
	Longit.	Latitud.		Dati di WASP					
			H mozzo (m)	V (m/s)	P lorda (MWh/a)	Perdita per scia [%]	P netta (MWh/a)	Ore (MWh/MW)	
1	437,323	4,148,208	830	119.0	6.62	20,208	5.31	19,134	2658
2	437,131	4,147,757	782	119.0	6.21	17,813	4.59	16,996	2361
3	436,741	4,146,387	720	119.0	5.89	16,113	4.16	15,443	2145
4	437,680	4,146,193	710	119.0	6.00	16,729	5.62	15,788	2193
5	436,792	4,145,543	712	119.0	6.14	17,595	5.31	16,661	2314
6	438,012	4,148,689	822	119.0	6.62	19,991	3.11	19,370	2690
7	431,553	4,145,447	575	119.0	5.88	16,240	1.99	15,918	2211
8	440,095	4,146,233	683	119.0	5.45	13,754	2.15	13,457	1869
9	432,113	4,146,066	628	119.0	6.24	18,042	3.33	17,442	2423
10	432,304	4,146,662	638	119.0	6.27	18,058	2.50	17,606	2445
11	434,538	4,146,522	686	119.0	5.95	16,354	2.63	15,924	2212
<b>MEDIE</b>			<b>708</b>	<b>119.0</b>	<b>6.12</b>	<b>17,354</b>	<b>3.70</b>	<b>16,704</b>	<b>2320</b>
<b>TOTALI</b>						<b>190,897</b>		<b>183,739</b>	

La tabella riporta, nell'ordine:

- L'identificativo con riferimento alla tavola grafica allegata
- Le coordinate chilometriche nel sistema di riferimento UTM ED50
- La quota della fondazione del sostegno

- L'altezza di mozzo della simulazione
- La velocità media annua stimata, all'altezza di mozzo indicata
- La produzione lorda attesa, stimata dal modello
- La perdita percentuale di produzione attesa per effetto scia, stimata dal modello
- La produzione attesa, netta della perdita per scia calcolata
- Le ore annue equivalenti di funzionamento, espresse come rapporto tra la produzione netta attesa e la potenza nominale della macchina

Seguono, in calce, le medie ed i totali per le colonne di interesse

## **10 PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO AL NETTO DELLE PERDITE**

Alla producibilità lorda ed al netto delle scie riportate nel capitolo precedente sono state sottratte le tipiche perdite d'impianto legate, oltre alla densità dell'aria, ad esempio, ai possibili eventi di fuori servizio o all'indisponibilità della rete.

Ne risulta, pertanto, **una produzione attesa netta ( $P_{50\%}$ ) di 161,360 MWh/anno pari a 2037 ore annue equivalenti.**

## 11 CONCLUSIONI

Il presente rapporto contiene i risultati dell'analisi di produzione attesa dall'impianto eolico in sviluppo in un sito ricadente nel Comune di Enna, nell'omonimo libero consorzio comunale, Regione Sicilia.

La valutazione della producibilità è stata ottenuta mediante applicazione di un modello fluidodinamico del vento utilizzando in ingresso una serie di dati anemometrici appartenenti ad una stazione di rilevamento (Enna - 14650). Idonee verifiche e confronti con altre serie di dati hanno permesso di adottare gli opportuni accorgimenti e riparametrazioni utili e propedeutici all'utilizzo sia dei dati stessi che del modello di calcolo.

In generale, la messa a punto del modello di calcolo si rende necessaria per valutare, attraverso una serie di verifiche e di controlli successivi, la sua capacità ad interpretare i dati di ventosità ed in particolare gli effetti dell'orografia e della rugosità del terreno sulla corretta estrapolazione della velocità del vento al mozzo delle macchine.

Nel complesso, i processi applicati hanno comportato difficoltà di esecuzione superiori alla norma, poiché, nonostante il sito sia interessato da una buona ventosità e tutto sommato un'orografia non eccessivamente complessa e una rugosità medio/bassa, le verifiche sul modello hanno dato risultati non sempre soddisfacenti, incluso il processo di storicizzazione che non ha permesso di definire pienamente il correttivo da applicare al valore misurato, con conseguente maggior incertezza della valutazione di produzione, la quale, comunque e grazie anche a verifiche con altre informazioni anemometriche d'area, è da ritenersi tendenzialmente cautelativa e ragionevolmente coerente con lo scopo di questo studio.

---

*ALLEGATO 1*

---

**Fornitore: TECNOGAIA**

**Sito: ENNA**

Data

Codifica documento

Archivio

Compilato da

**Sezione A ) – Dati identificativi della stazione anemometrica**

NOME STAZIONE (max 16 car.) : ENNA

Codice : 16450

**Sezione B ) – Dati identificativi delle apparecchiature**

SENSORE VEL. H dal suolo 15 (m) Tipo \_\_\_ MOD. \_\_\_\_\_ N° INVENT: \_\_\_\_\_

SENSORE VEL. H dal suolo \_\_\_ (m) Tipo \_\_\_ MOD. \_\_\_\_\_ N° INVENT: \_\_\_\_\_

SENSORE DIR. H dal suolo 15 (m) Tipo \_\_\_ MOD. \_\_\_\_\_ N° INVENT: \_\_\_\_\_

Settore di direzione zero : NORD Senso di rotaz. positivo verso il settore : EST

ALTRI SENSORI \_\_\_\_\_

ACQUISITORE Tipo \_\_\_\_\_ MOD. \_\_\_\_\_ N° INVENT. \_\_\_\_\_

SOSTEGNO Tipo \_\_\_ H \_\_\_ (m) \_\_\_ N° MATR. \_\_\_\_\_

CONTENITORE DELLE APPARECCHIATURE Tipo \_\_\_\_\_

**Sezione C ) – Dati relativi alla localizzazione della stazione anemometrica ed al sito**

Comune di : ENNA Provincia : EN Regione : SICILIA

Tavoletta IGMI: ENNA Foglio n° : 268 I SO

Coordinate del Reticolo UTM WGS84 Lat. 37° 34' N , Long. 14° 17' E

Altitudine in metri s.l.m.: 935 m Caratteristiche orografiche : ALTOPIANO

Utilizzo del terreno : ABITATO Accessibilità : BUONA

Note : \_\_\_\_\_

**Sezione D ) – Procedura di trascodifica e validazione dati della stazione**

effettuata da : TECNOGAIA

Indirizzo e Telefono : \_\_\_\_\_

Note : \_\_\_\_\_

**Stazione anemometrica installata a cura di: Aeronautica Militare – Maggio 2008**



**Sezione E ) – Vista della stazione**



---

*ALLEGATO 2*

---

## GUIDA ALL' INTERPRETAZIONE DELLE TABELLE E DEI GRAFICI

- TABELLA A :** Tabulazione della curva di durata della velocità del vento ottenuta dai dati sperimentali.
- Al variare della velocità (valore medio nei 10 minuti) con passo di 0.5 m/s, sono riportati il numero di ore in cui tale velocità è superata e la relativa percentuale del tempo totale riferito ad un anno.
- Sono inoltre stimati i parametri della distribuzione di Weibull, velocità caratteristica  $V_c$  e fattore di forma  $k$ , e sulla base di tale distribuzione sono riportati i valori calcolati della velocità media  $V_{med}$ , dello scarto quadratico medio  $sqmV$ , della velocità media cubica  $V_{cub}$  e della potenza specifica  $P_v$ .
- GRAFICO 1 :** Riporta quattro curve:
- curva di durata sperimentale (curva con contrassegno -□-) i cui valori in ordinata riportano la percentuale del tempo totale (dell'anno) in cui la velocità del vento è superata;
  - curva di durata di Weibull (curva nera continua) ottenuta da quella sperimentale linearizzata applicando il metodo di interpolazione coi minimi quadrati, essa è definita dai due parametri  $V_c$  e  $k$  indicati;
  - istogramma che riporta in ordinata, in unità arbitrarie, un valore proporzionale alla frequenza della velocità del vento compresa tra i diversi intervalli di velocità di ampiezza 0.5 m/s;
  - distribuzione di frequenza della corrispondente distribuzione di Weibull (curva nera continua che interpola l'istogramma).
- GRAFICO 2 :** Riporta la distribuzione polare delle frequenze delle direzioni del vento (rosa dei venti).
- TABELLA B :** Sono riportati i parametri della velocità del vento per ciascun settore di direzione e per quelle non definite (indicate in tabella con NoDir quando mancano i dati di direzione), la percentuale dei valori di calma (con velocità del vento minore od uguale a 0.5 m/s) e gli stessi parametri calcolati indipendentemente dalla direzione (riga Totale).
- Più precisamente in tabella sono riportate le seguenti informazioni, avendo indicato con  $V_i$  l'i-esimo valor medio nei 10 minuti della velocità del vento nella sequenza totale di  $n$  valori:
- colonna 1 : numero d'ordine del settore di direzione secondo frequenze crescenti;
  - colonna 2 : nome del settore da Nord a NO in senso orario;
  - colonna 3 : frequenza percentuale della direzione del vento nei diversi settori;
  - colonna 4 : numero di rilievi registrati  $n$ ;

- colonna 5 : media aritmetica delle velocità :  $V_{med} = \sum_i \frac{1}{n} \cdot V_i$
- colonna 6 : scarto quadratico medio delle velocità :  $sigV = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_i (V_i - V_{med})^2}$
- colonna 7 : media cubica delle velocità :  $V_{cub} = \sqrt[3]{\frac{1}{n} \cdot \sum_i V_i^3}$
- colonna 8 : valore massimo della velocità :  $V_{max} = \max_i \{V_i\}$
- colonna 9 : potenza specifica media  $P_v$

**TABELLA C :** Sono riportati i parametri caratteristici della velocità del vento rilevati in ciascun mese dell'anno; con i dati medi mensili sono poi ottenuti i parametri stagionali (in realtà riferiti a trimestri praticamente coincidenti con le stagioni) e quelli annuali. Più precisamente in tabella sono riportate per ogni mese le seguenti informazioni:

- colonna 1 : nome del mese;
- colonna 2 : numero di mesi equivalenti di acquisizione, pari al rapporto tra il numero totale di dati acquisiti entro quel mese (anche in anni diversi), ed il numero totale di dati attesi nel periodo di quel dato mese dell'anno;
- colonna 3 : velocità media nel mese (in m/s);
- colonna 4 : scarto quadratico medio della velocità nel mese (in m/s);
- colonna 5 : velocità media cubica nel mese (in m/s);
- colonna 6 : velocità massima nel mese (in m/s);
- colonna 7 : potenza specifica media della vena fluida nel mese (in W/m<sup>2</sup>);
- colonna 8 : energia specifica media del vento nel mese (in kWh/m<sup>2</sup>).

Dai dati medi mensili sono poi calcolati i valori medi stagionali delle stesse grandezze in colonna e quindi i valori medi totali annuali. Questi ultimi valori stimano i parametri della velocità del vento medio annuale dando lo stesso peso alle componenti stagionali indipendentemente dalla numerosità dei dati acquisiti nei diversi mesi dell'anno.

Il calcolo assume significato solo se per ogni mese dell'anno è disponibile un minimo di dati acquisiti Meq maggiore di almeno il 20%.

**GRAFICO 3 :** Riporta gli andamenti della velocità massima, della velocità media (-□-) e dello scarto quadratico medio della velocità del vento nelle diverse direzioni. L'angolo giro è stato suddiviso in 16 settori di 22.5° ciascuno. All'angolo 0° corrisponde il Nord e si deve considerare positivo il senso di rotazione orario (all'angolo 90° corrisponde l'Est, ecc.).

**GRAFICO 4 :** Indica la distribuzione dell'energia specifica della vena fluida in kWh/m<sup>2</sup> nelle diverse direzioni. L'angolo giro è stato suddiviso in 16 settori di 22.5° ciascuno. All'angolo 0° corrisponde il Nord e si deve considerare positivo il senso di rotazione orario (all'angolo 90° corrisponde l'Est, ecc.).

Il grafico tiene conto per ciascuna direzione sia della frequenza del vento che della sua intensità, esso infatti evidenzia i settori di direzione del vento con maggior contenuto energetico.

**GRAFICO 5 :** Riporta l'istogramma delle velocità massime, medie e dello scarto quadratico medio della velocità nei 12 mesi dell'anno.

**GRAFICO 6 :** Riporta mese per mese l'andamento dell'energia specifica intrinseca alla vena fluida in kWh/m<sup>2</sup>. Il grafico mette in evidenza le componenti stagionali della risorsa eolica.

**GRAFICO 7 :** Riporta gli andamenti della velocità massima, media e dello scarto quadratico medio della velocità nell'arco delle 24 ore del giorno; per ogni intervallo di 10 minuti della giornata è riportata la media dei valori registrati, nei diversi giorni dell'anno, nell'intervallo corrispondente.

**GRAFICO 8 :** Riporta l'istogramma della potenza specifica media della vena fluida in W/m<sup>2</sup> nell'arco delle 24 ore del giorno; per ogni intervallo di 10 minuti della giornata è riportata la media delle potenze rilevate, nei diversi giorni dell'anno, nell'intervallo corrispondente. Il grafico mette in evidenza la componente giornaliera della risorsa eolica.

**STAZIONE ANEMOMETRICA : ENNA - Regione: Sicilia (Cod.16450)**

Periodo di elaborazione: 31/01/2011 - 31/01/2012 (numero giorni: 366)

Percentuale dati disponibili = 93.82 % ( 49446 dati su 52704 )

**Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 m dal suolo**
**Tabella A : CURVA DI DURATA DELLA VELOCITA' DEL VENTO**

m/s	ore/anno	%	m/s	ore/anno	%
0.0	8760.0	100.00	0.5	7323.9	83.61
1.0	6157.8	70.29	1.5	4653.7	53.12
2.0	4335.9	49.50	2.5	3224.0	36.80
3.0	2238.6	25.56	3.5	1549.8	17.69
4.0	991.8	11.32	4.5	620.8	7.09
5.0	377.4	4.31	5.5	217.9	2.49
6.0	128.6	1.47	6.5	71.2	0.81
7.0	42.5	0.49	7.5	22.3	0.25
8.0	9.6	0.11	8.5	3.2	0.04
9.0	2.1	0.02	9.5	1.1	0.01
10.0	0.0	0.00	10.5	0.0	0.00
11.0	0.0	0.00	11.5	0.0	0.00
12.0	0.0	0.00	12.5	0.0	0.00
13.0	0.0	0.00	13.5	0.0	0.00
14.0	0.0	0.00	14.5	0.0	0.00
15.0	0.0	0.00	15.5	0.0	0.00
16.0	0.0	0.00	16.5	0.0	0.00
17.0	0.0	0.00	17.5	0.0	0.00
18.0	0.0	0.00	18.5	0.0	0.00
19.0	0.0	0.00	19.5	0.0	0.00
20.0	0.0	0.00	20.5	0.0	0.00

<b>Parametri della distribuzione di Weibull :</b>	<b>Vc = 2.20</b>	<b>k = 1.32</b>
---	------------------	-----------------

Parametri della velocità del vento calcolati con la distribuzione di Weibull:		
---	--	--

Vmed = 2.02 m/s	sqmV = 1.55 m/s	Vcub = 3.03 m/s
-----------------	-----------------	-----------------

Potenza specifica della vena fluida	Pv = 17 W/m2
-------------------------------------	--------------

**Tabella A**

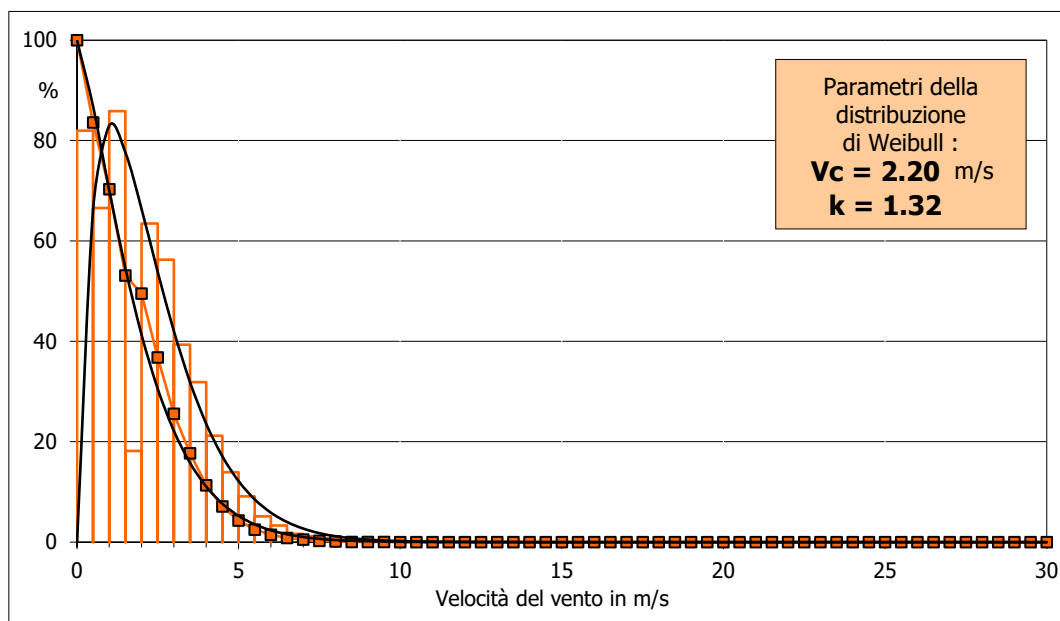
**STAZIONE ANEMOMETRICA : ENNA - Regione: Sicilia (Cod.16450)**

Periodo di elaborazione: 31/01/2011 - 31/01/2012 (numero giorni: 366)

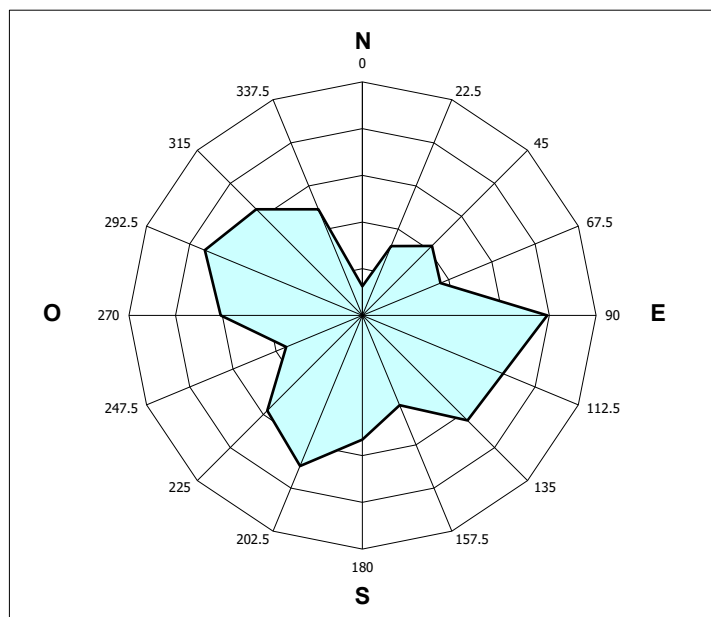
Percentuale dati disponibili = 93.82 % ( 49446 dati su 52704 )

**Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 m dal suolo**

**Grafico 1** : CURVE DI DURATA E DISTRIBUZIONE DI FREQUENZA DELLA VELOCITA' DEL VENTO



**Grafico 2** : FREQUENZE DELLE DIREZIONI DEL VENTO (ROSA DEI VENTI)



**Grafici 1 e 2**

**STAZIONE ANEMOMETRICA : ENNA - Regione: Sicilia (Cod.16450)**

Periodo di elaborazione: 31/01/2011 - 31/01/2012 (numero giorni: 366)

Percentuale dati disponibili = 93.82 % ( 49446 dati su 52704 )

**Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 m dal suolo**
**Tabella B : PARAMETRI DELLA VELOCITA' DEL VENTO PER SETTORI DI DIREZIONE**

	Sett.	%	n	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m <sup>2</sup> )
8°	Nord	6.2	3054	2.37	1.30	3.04	7.2	17
7°	NE	7.4	3672	2.18	1.15	2.76	7.2	13
4°	Est	11.5	5700	2.71	1.44	3.41	9.8	24
2°	SE	12.9	6366	2.39	1.18	2.95	8.3	16
6°	Sud	9.5	4686	2.25	1.14	2.79	7.7	13
3°	SO	12.7	6300	2.72	1.46	3.44	9.3	25
5°	Ovest	9.6	4746	2.24	1.16	2.81	7.7	14
1°	NO	13.7	6792	2.48	1.30	3.09	7.7	18
	NoDir	0.0	24	0.94	0.11	0.95	1.0	1
	<b>Calme</b>	16.4	8106	(velocità del vento minore o uguale a 0.5 m/s)				
	<b>Totale =</b>		<b>49446</b>	<b>2.13</b>	<b>1.39</b>	<b>2.91</b>	<b>9.8</b>	<b>15</b>

**Tabella C : PARAMETRI DELLA VELOCITA' DEL VENTO NEI MESI DELL'ANNO**

Mese	Meq.	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m <sup>2</sup> )	Ev (kWh/m <sup>2</sup> )
Dic	0.90	2.74	1.22	3.22	6.7	20	15
Gen	0.99	2.24	1.13	2.79	7.7	13	10
Feb	0.75	2.26	1.61	3.22	8.7	20	14
Mar	0.87	2.57	1.61	3.41	9.3	24	18
Apr	0.97	1.85	1.48	2.85	8.2	14	10
Mag	0.99	2.31	1.82	3.47	9.8	25	19
Giu	0.96	1.87	1.40	2.73	7.7	12	9
Lug	0.98	1.78	1.39	2.69	7.7	12	9
Ago	0.99	1.62	0.95	2.13	5.7	6	4
Set	0.96	1.89	1.12	2.46	6.2	9	7
Ott	0.96	2.15	1.11	2.66	7.0	12	9
Nov	0.95	2.34	1.16	2.85	5.7	14	10

Stagione	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m <sup>2</sup> )	Ev (kWh/m <sup>2</sup> )
Inverno (Dic - Feb)	2.42	1.35	3.09	8.7	18	39
Primavera (Mar - Mag)	2.25	1.67	3.27	9.8	21	47
Estate (Giu - Ago)	1.76	1.27	2.54	7.7	10	22
Autunno (Set - Nov)	2.13	1.15	2.67	7.0	12	25

<b>Anno</b>	<b>2.14</b>	<b>1.39</b>	<b>2.92</b>	<b>9.8</b>	<b>15</b>	<b>133</b>
-------------	-------------	-------------	-------------	------------	-----------	------------

Nota : Meq.= Numero equivalente di mesi con rilevazione di dati

**Tabelle B e C**



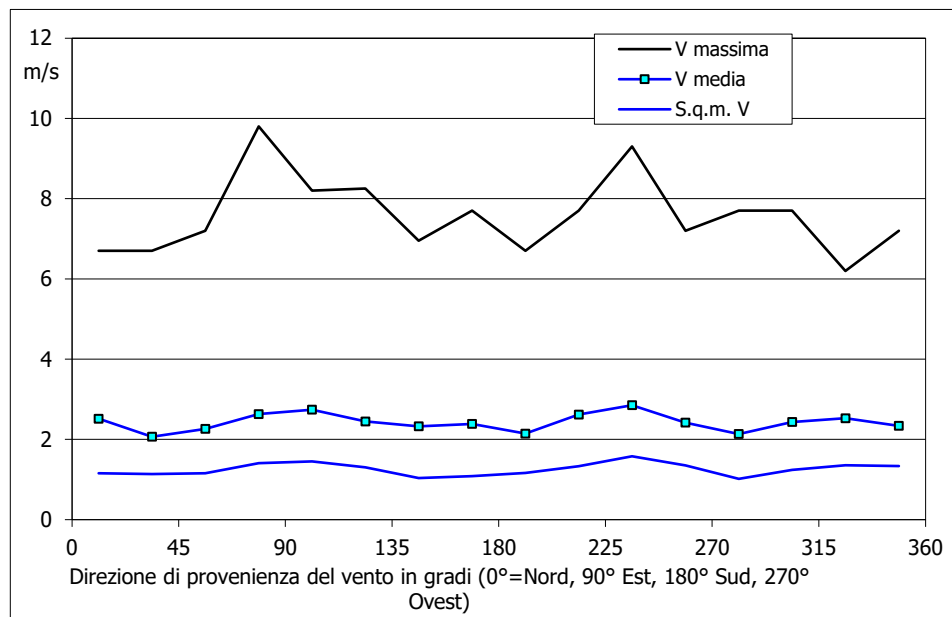
**STAZIONE ANEMOMETRICA : ENNA - Regione: Sicilia (Cod.16450)**

Periodo di elaborazione: 31/01/2011 - 31/01/2012 (numero giorni: 366)

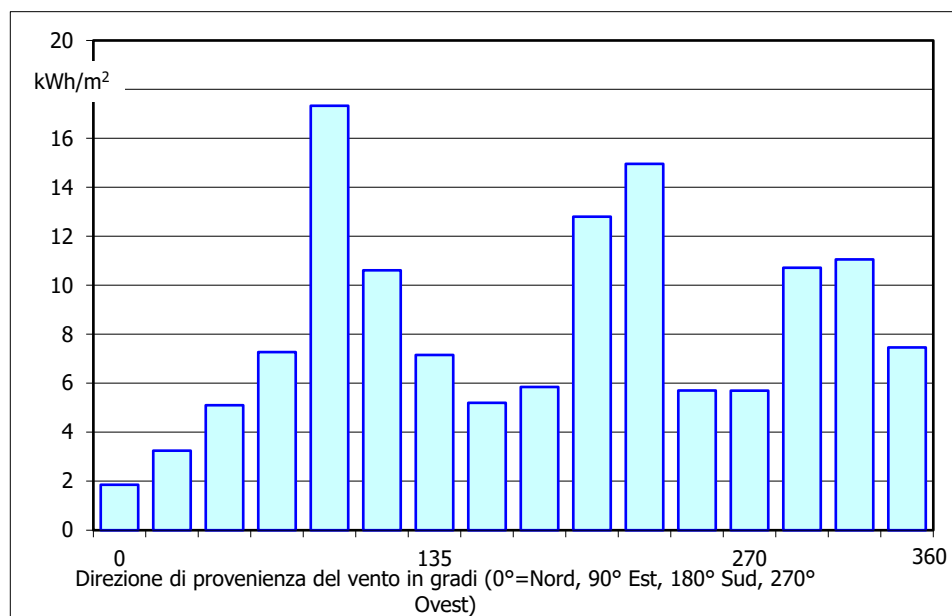
Percentuale dati disponibili = 93.82 % ( 49446 dati su 52704 )

**Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 m dal suolo**

**Grafico 3 : VELOCITA' MAX, MEDIA E S.Q.M. DELLE VELOCITA' PER SETTORE DI DIREZIONE**



**Grafico 4 : ENERGIA SPECIFICA DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m<sup>2</sup> PER SETTORE DI DIREZIONE**



Grafici 3 e 4

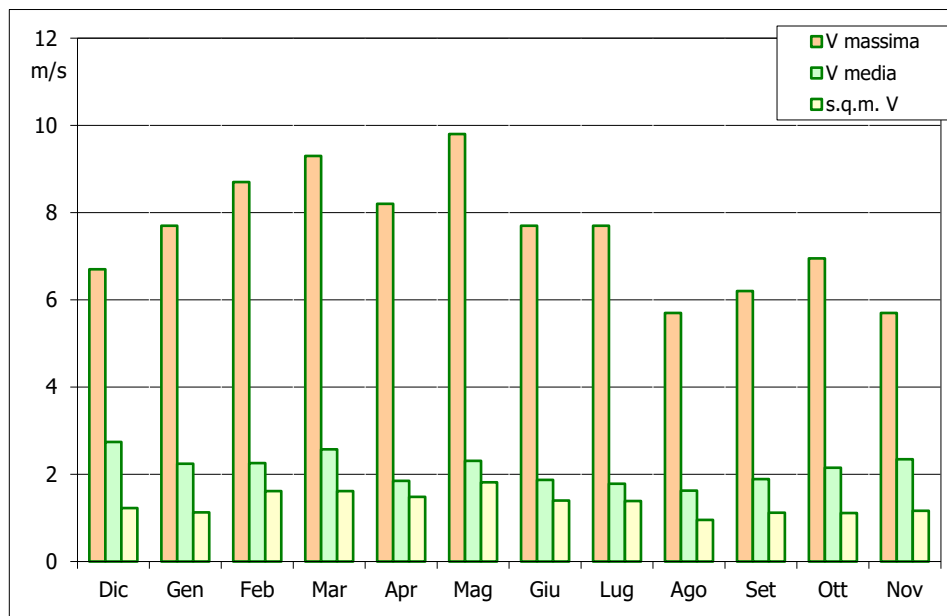
**STAZIONE ANEMOMETRICA : ENNA - Regione: Sicilia (Cod.16450)**

Periodo di elaborazione: 31/01/2011 - 31/01/2012 (numero giorni: 366)

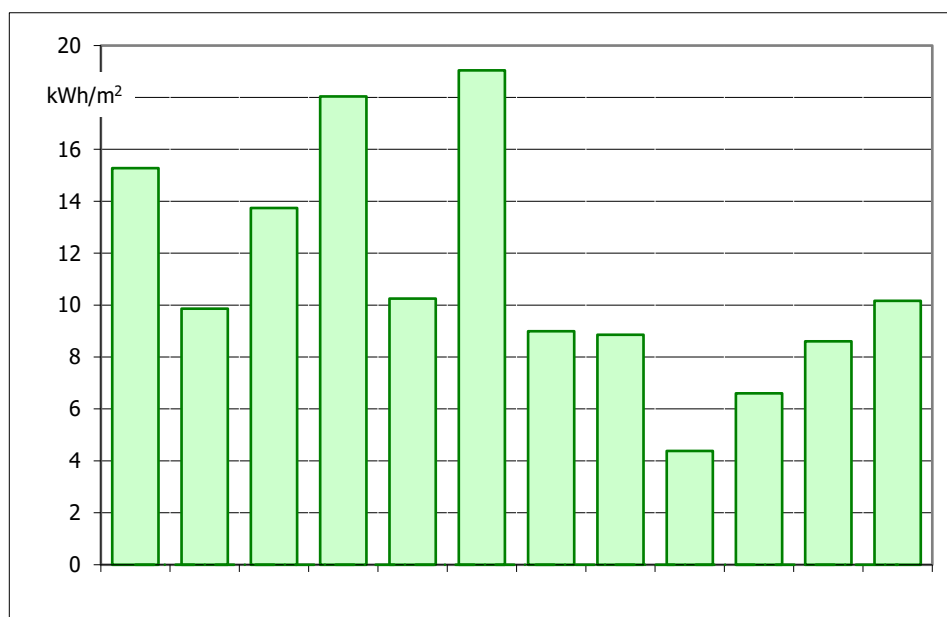
Percentuale dati disponibili = 93.82 % ( 49446 dati su 52704 )

**Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 m dal suolo**

**Grafico 5 : VELOCITA' MAX, MEDIA E S.Q.M. DELLE VELOCITA' NEI 12 MESI DELL'ANNO**



**Grafico 6 : ENERGIA SPECIFICA MEDIA MENSILE DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m2**



Grafici 5 e 6

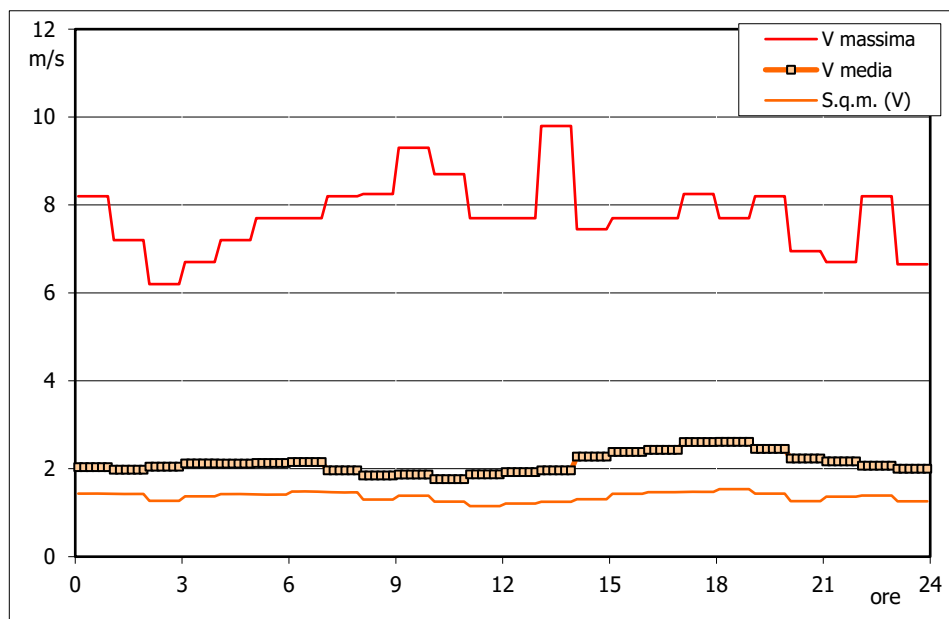
**STAZIONE ANEMOMETRICA : ENNA - Regione: Sicilia (Cod.16450)**

Periodo di elaborazione: 31/01/2011 - 31/01/2012 (numero giorni: 366)

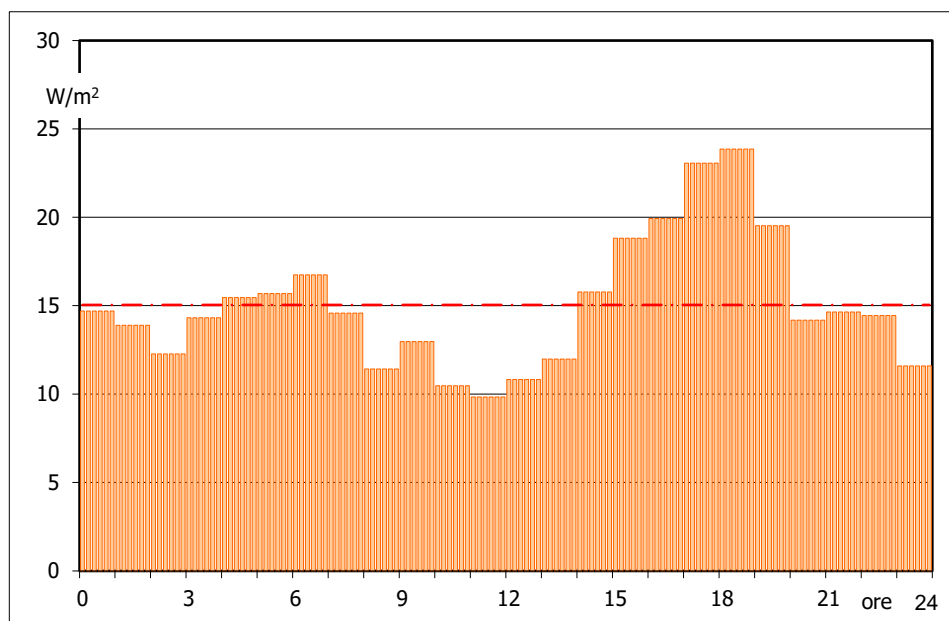
Percentuale dati disponibili = 93.82 % ( 49446 dati su 52704 )

**Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 m dal suolo**

**Grafico 7 : VELOCITA' MAX, MEDIA E S.Q.M. DELLE VELOCITA' NELLE 24 ORE DEL GIORNO**



**Grafico 8 : POTENZA SPECIFICA MEDIA DELLA VENA FLUIDA IN W/m<sup>2</sup> NELLE 24 ORE**



Grafici 7 e 8

---

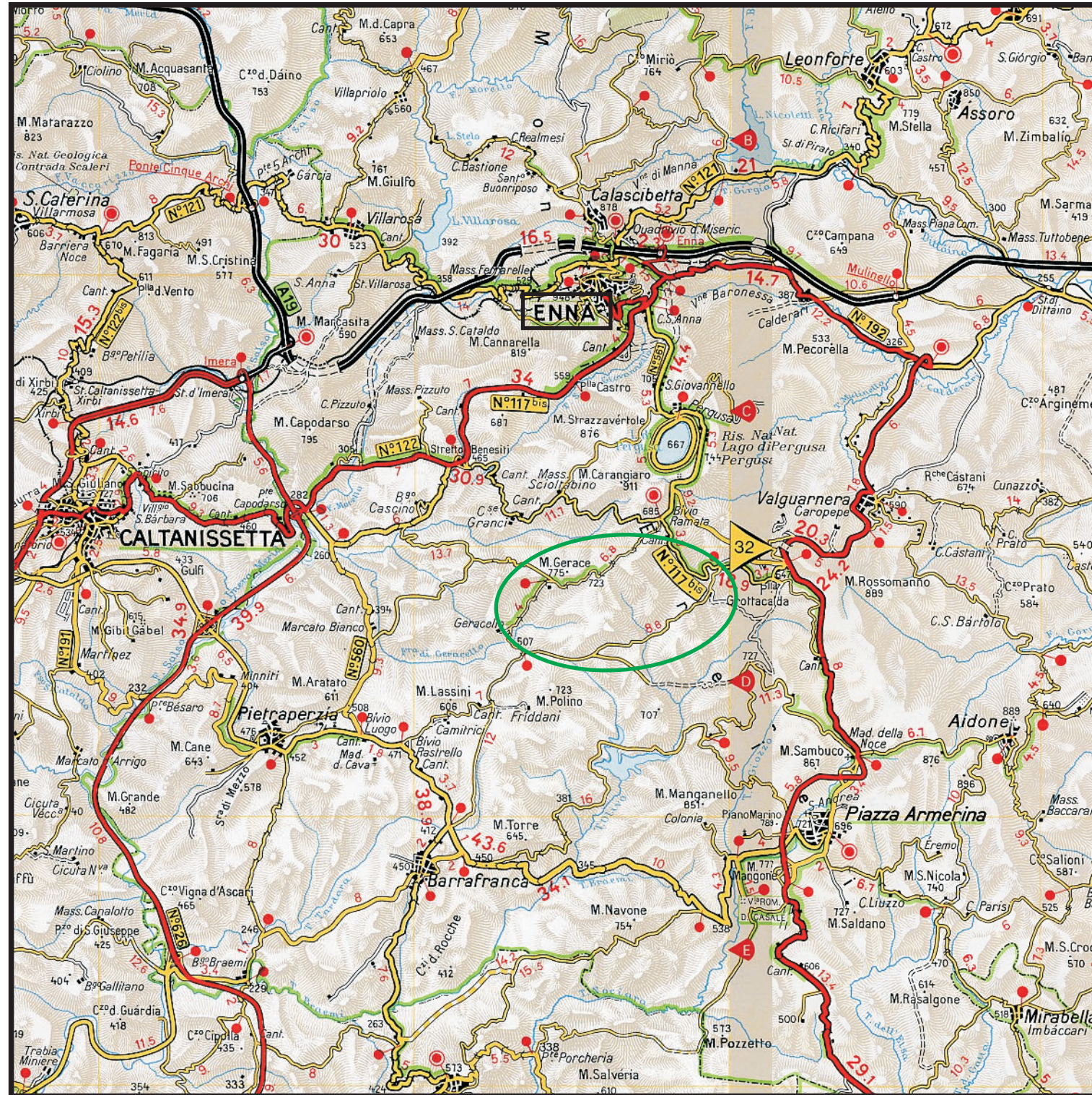
*ALLEGATO 4*

---

# SITO EOLICO

Comune di Enna (EN)

Ubicazione geografica del sito

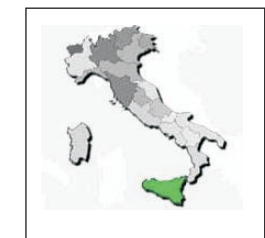


Cartina di base: Atlante stradale d'Italia, Volume CENTRO, 1:200.000, Ediz. TCI, Milano 2004.

Scala 1:200.000



 Sito eolico



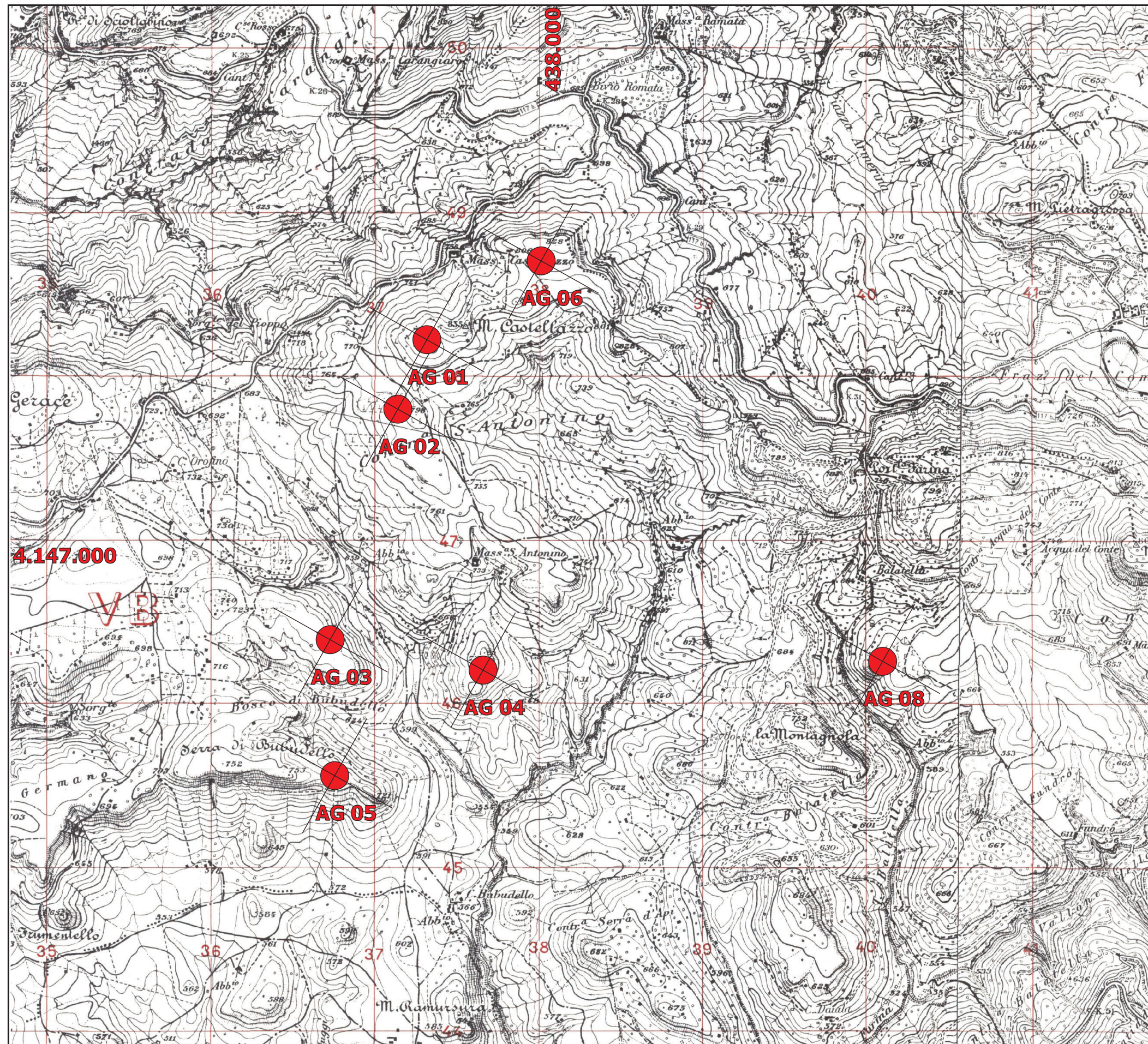
Regione: SICILIA



# IMPIANTO EOLICO

Comune di Enna (EN)

Ubicazione degli Aerogeneratori

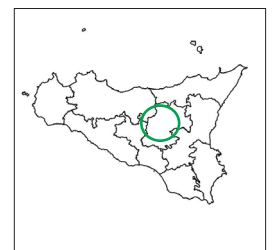


## LEGENDA

- Confini regionali
- Confini provinciali
- Confini comunali
- Sito Eolico
- Aerogeneratori

Cartina di base IGMI, serie 25V:  
FRIDDANI 268 II NO

Scala 1:25.000



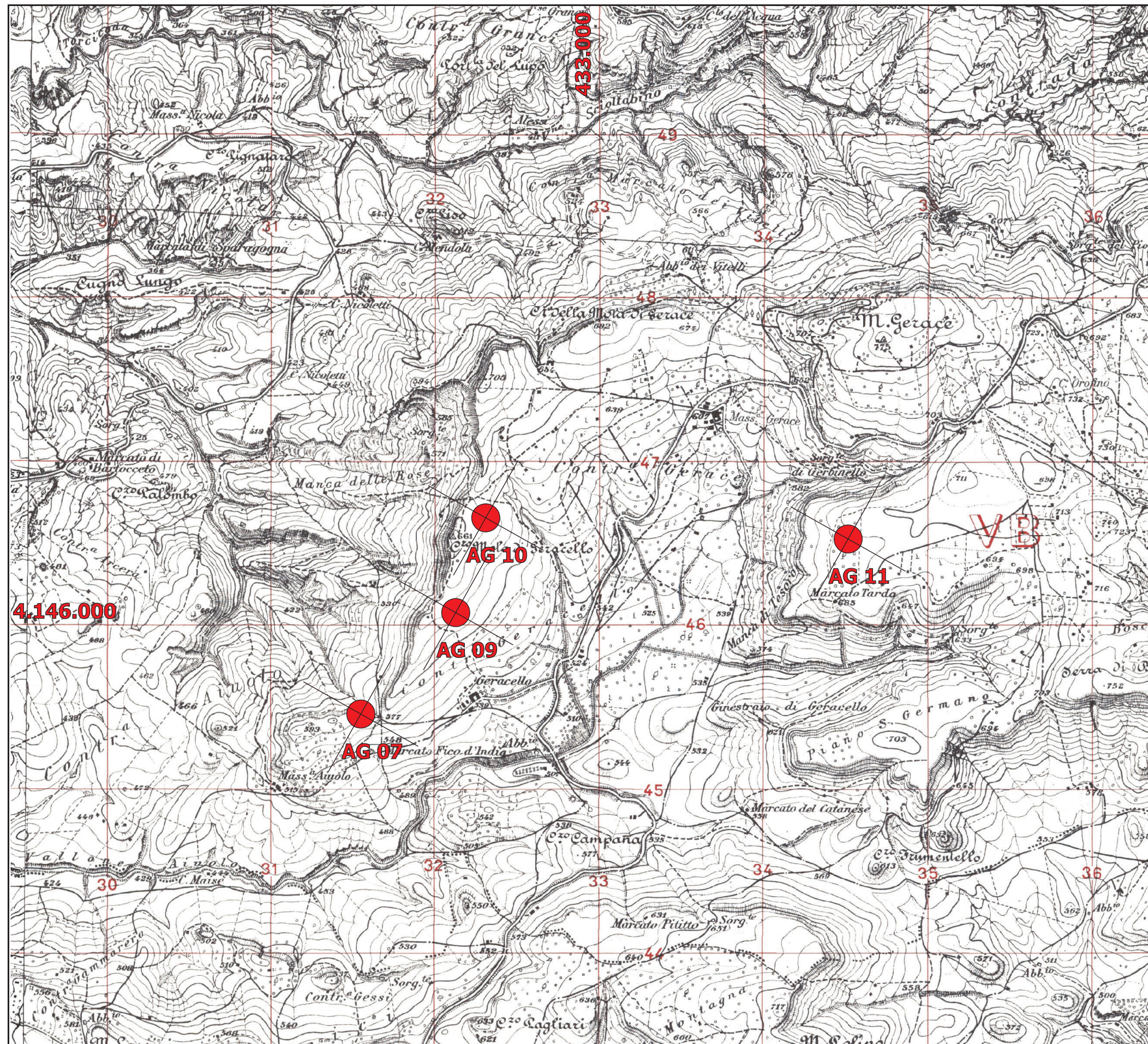
Regione: SICILIA



# IMPIANTO EOLICO

Comune di Enna (EN)

Ubicazione degli Aerogeneratori



## LEGENDA

- Confini regionali
- Confini provinciali
- Confini comunali
- Sito Eolico
- Aerogeneratori

Cartina di base IGMI, serie 25V:  
FRIDDANI 268 II NO

Scala 1:25.000



Regione: SICILIA



---

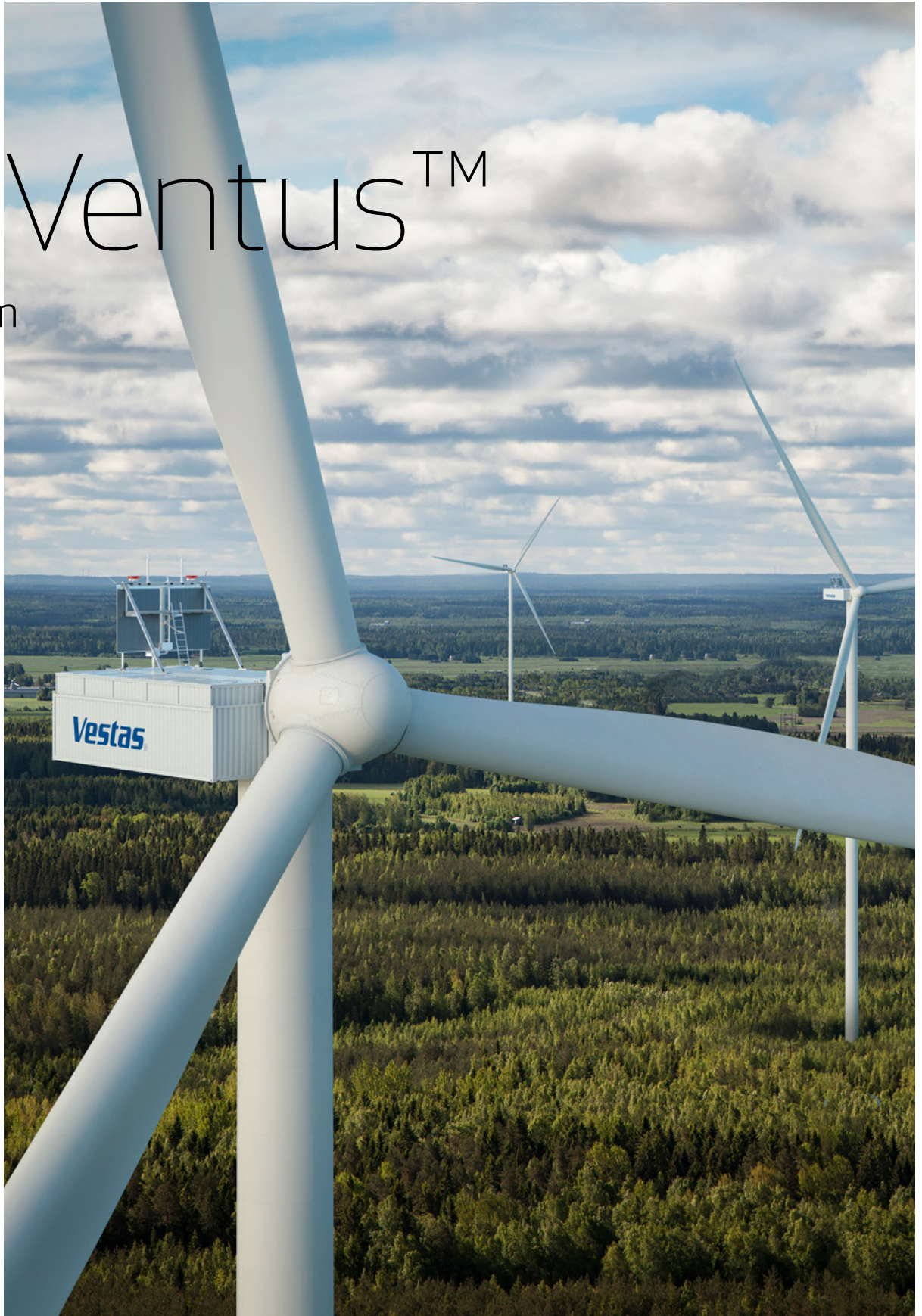
*ALLEGATO 5*

---



# EnVentus™

platform



# The foundation for the future of wind

We are pioneers. We keep moving and improving. It's what Vestas does. EnVentus™ is the next phase of this journey. By connecting heritage with innovation, Vestas creates solutions that responsibly address tomorrow's energy challenges.

## Market opportunities

Our customers are demanding ever more advanced wind turbines, enabling profitable project realisation in increasingly challenging locations as the renewable energy landscape expands and diversifies; larger, more powerful turbines responsive to evolving grid requirements.

## Customised to maximise

EnVentus™ represents the next generation in the evolution of wind turbines. Designed to encompass a wide range of turbine configurations, system designs apply modularity to meet customisation and market demands more efficiently. Combined with the extensive Vestas portfolio of solutions, EnVentus™ variants can maximise the potential of each unique wind site.

## On the shoulders of giants

EnVentus™ is the realisation of a vision to connect the best engineering from Vestas. Building on more than 160 GW of tried and tested technology, EnVentus™ aims to ensure continued leadership. Using technology and experience from both on- and offshore, the EnVentus™ platform architecture combines advanced proven system designs that deliver innovation.

By connecting advanced modular design with more than **160 GW** of tried and tested technology, EnVentus™ aims to ensure continued technology leadership.





# Connecting certainty with innovation

The EnVentus™ platform is the result of meticulous and careful evaluation of an unbroken line of Vestas technology solutions. With more than 160 GW of wind turbine capacity installed and 40 years of experience in relentlessly pursuing better performance through technology and service, EnVentus™ is Vestas' next generation in the evolution of wind turbines.



### We know wind

Vestas is the right partner to help you realise the full potential of your wind site. We have the largest installed capacity in the industry and currently monitor over 48,000 turbines across the globe:

Tangible proof of our commitment to making renewable energy solutions that are productive, reliable and economical.

Turbines across the globe:

48,000

### Proven technology

The EnVentus™ platform architecture connects proven system designs from the 2 MW platform, 4 MW platform and 9 MW platform turbine technology. The result is one versatile platform that delivers a higher level of robustness and performance with the ability to meet varying grid compliance requirements around the world.

### System efficiency

The EnVentus™ platform architecture features a full-scale converter, proven from the 4 MW platform, capable of meeting complex and differing grid requirements in local markets. The full-scale converter is matched by a permanent magnet generator for maximum system efficiency and balanced by a medium-speed drivetrain. Known from the 9 MW platform, the EnVentus™ powertrain is optimised to reduce structural loads and has been chosen for reasons of mechanical robustness and flexibility. Combined with advanced load management strategies, the EnVentus™ platform enables siting at increasingly complex project conditions.

### Latest solutions

The EnVentus™ platform architecture benefits from the latest developments in control systems, applying the Vestas Control System 8000 also operating on the 4 MW platform. Similarly, the portfolio of standard towers are based on Tubular

Steel Tower (TST), High Tubular Steel Tower (HTST), Concrete Hybrid Towers (CHT), or Large Diameter Steel Tower (LDST) technology, reaching hub heights of up to 169m.

V150-6.0 MW™, V162-6.2 MW™, V162-7.2 MW™ and V172-7.2 MW™ turbine blades are the result of incremental improvements to proven technical solutions. All EnVentus™ turbines feature slender profile and pre-bent blades, optimised for weight through application of carbon pultrusion material and a structural shell blade design, enabling the optimisation of the structural loads while increasing the rotor sizes. Vestas' most advanced aerofoil design ensures high aerodynamic performance and excellent sound power levels.

### Tested to the limit

By applying reusable modules, versatility in offering can be achieved while adhering to Vestas' rigorous testing standards. The Vestas Test Centre is unrivalled in the wind industry. We test nacelle components using accelerated life testing under mixed and aggregated environmental conditions. For critical components, Highly Accelerated Life Testing (HALT) identifies potential failure modes and mechanisms. Specialised test rigs ensure strength and robustness for the gearbox, generator, yaw and pitch system, lubrication system and accumulators. Our quality control system ensures that each component is manufactured to design specifications and performs at site. We systematically monitor measurement trends that are critical to quality, locating defects before they occur.

**40 years  
of experience**  
The EnVentus™  
platform  
architecture  
connects  
proven system  
designs from the  
2 MW, 4 MW, and  
9 MW platform.

# Maximised site potential

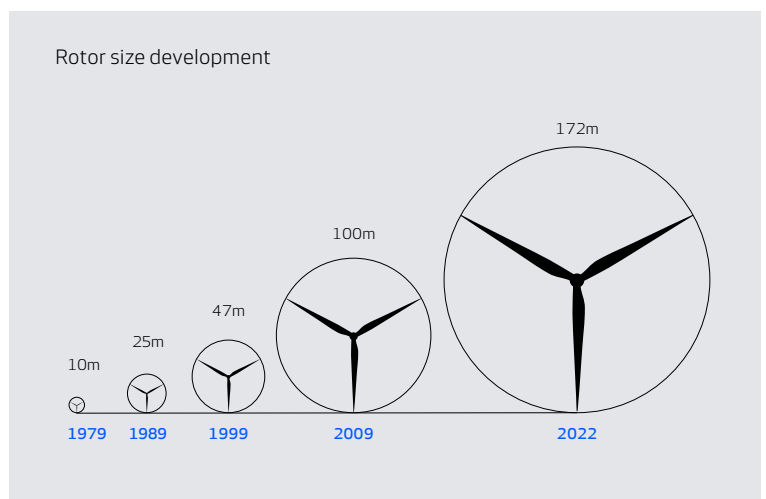
The Vestas EnVentus™ platform adds four new variants to the wide range of existing Vestas turbines, providing the ability to create an even more finely matched combination of turbines to harness available wind energy in any specific location.

## Versatility at the core

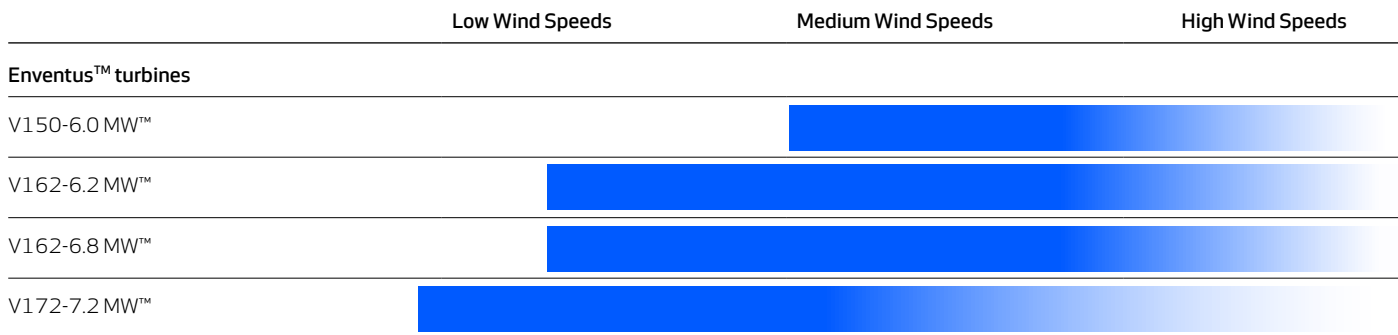
Through advanced modularity in design, EnVentus™ aims to meet customisation needs more efficiently combining reusable modules depending on unique market and project conditions. Designed with global applicability in mind, EnVentus™ based variants benefit from a full-scale converter enabling compliance with varying market-specific grid code requirements. The wide range of standard hub heights, options, and modes of operation contribute to the ability to meet specific requirements.

## Business case flexibility

The relationship between rotor size and rating help maximise turbine level production. This makes the variants especially suitable for projects limited by the number of wind turbines installed. Combining double-digit\* annual energy production improvements in low, medium and high wind speeds, the EnVentus turbines are ready to secure project realisation in auction and permit-based environments.



\*Depending on site specific conditions.



**Options available for the EnVentus™ platform:**

- Additional operating modes
- Aviation Markings on the Blades
- Vestas Bat Protection System
- Aviation Lights
- Condition Monitoring Solution
- Fire Suppression
- Lightning detection
- Load Optimised Modes
- Low Temperature Operation to -30°C
- Oil Debris Monitoring System
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Service Personnel Lift
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™

**V150-6.0 MW™**

The V150-6.0 MW™ lifts the larger rotor introduced with V150-4.2 MW™ into stronger wind speeds. Combined with its higher generator rating, it increases the production potential at WTG level by more than 20 percent compared to V136-4.2 MW™ in medium wind speed conditions. Applying Vestas' most advanced aerofoil blade design combined with lower rotational speeds of the EnVentus™ drivetrain, means realisation of power production potential at very low sound power levels. A comprehensive portfolio of standard and site-specific towers allow for application in tip height constraint markets, varying from 180m to 244m.

**V162-6.2 MW™**

With a swept area of over 20,000m², the V162-6.2 MW™ applies a larger rotor to achieve higher energy production paired with a high capacity factor. Due to the large operational envelope, the V162-6.2 MW™ has great relative siteability on both turbulence and average wind speeds. With a maximum Sound Power Level of 104.8dB(A), the V162-6.2 MW™ delivers over 30 percent higher energy production than the V150-4.2 MW™.

**V162-7.2 MW™ & V172-7.2 MW™**

With flexible ratings of 6.5 MW, 6.8 MW and 7.2 MW, the V162-7.2 MW™ and V172-7.2 MW™ improve annual energy production through enhancements in powertrain and power conversion systems. Improved siteability in hot climates is enabled through the optional larger

CoolerTop. The modularised nacelle design improves transportability of the nacelle unit and provides flexibility to service and upgrades over the turbine's operational lifetime. The V172-7.2 MW™ is designed for low to medium average wind conditions, whereas the V162-7.2 MW™ caters more for applications in medium to high wind segments, especially where tip height restrictions may apply.

**All of Vestas**

As part of the suite of Vestas offerings, the EnVentus turbines can be combined with an extensive list of technology options to create customised solutions to suit the needs of each unique project. By adding options to the standard turbine, we can enhance the performance and adaptability of the wind power project and facilitate a shorter permitting cycle at restricted sites. These options can be a decisive factor in realising your specific project and the business case certainty of your investments. Additionally, the well-established Vestas manufacturing and global supply chain setup ensure the ability to deliver, while supporting local requirement.

# The knowledge to control

Knowledge about wind project planning is key. When planning a wind power plant, there are a broad range of factors over its entire lifecycle that will impact its success in the long-term. These range from financing and siting, to grid requirements and the regulatory framework. One of the first and most important steps is to identify the most suitable location for your wind power plant. Vestas' siting capabilities cover all the steps from finding a site, until delivering a fully optimised power plant set up.







Using the largest weather library in the industry, site-specific met mast campaigns and advanced analytical tools, Vestas examines a broad spectrum of wind and weather data to evaluate potential sites and establish which of them can provide optimum conditions for your project. In addition, Vestas can optimise the layout of your wind power plant and the technology selection with high accuracy by implementing detailed simulations of the conditions on site and analyse their effects over the whole operating life of the plant. Put simply, it finds the optimal balance between the estimated ratio of annual revenue to operating costs over the lifetime of your plant, to determine your project's true potential and provide a firm basis for your investment decision.

The complexity and specific requirements of grid connections vary considerably across the globe, making the optimal design of electrical components for your wind power plant essential. By identifying grid codes early in the project phase and simulating extreme operating conditions, Vestas' Electrical PreDesign provides you with an ideal way to build a grid compliant, productive and highly profitable wind power plant. It allows customised collector network cabling, substation protection and reactive power compensation, which boost the cost efficiency of your business.

### **Advanced monitoring and real-time plant control**

All our wind turbines can benefit from VestasOnline® Business, the latest Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) system for wind power plants.

This flexible system includes an extensive range of monitoring and management functions to control your wind power plant. VestasOnline® Business enables you to optimise production levels, monitor performance and produce detailed, tailored reports from anywhere in the world. The VestasOnline® Power Plant Controller offers scalability and fast, reliable real-time control and features customisable configuration, allowing you to implement any control concept needed to meet local grid requirements.

### **Condition monitoring and maintenance**

Operating a large wind power plant calls for efficient management strategies to minimise downtime and operational expenses. Vestas offers 24/7 monitoring, performance reporting and predictive maintenance solutions to improve turbine performance and availability.

Vestas Condition Monitoring Solution (CMS) enables to predict the failure of components by analysing vibration signals, preventing major equipment damages and enabling to optimise the service planning according to the energy production and weather conditions. Additionally, Vestas' Active Output Management® (AOM) provides detailed plans and long-term agreements for maintenance, online monitoring, optimisation and troubleshooting. It is possible to get a full scope contract, combining turbine technology with guaranteed time or energy-based availability performance targets, thereby creating a solid base for your power plant investment.



Vestas' transparency  
towards Sustainability



**Vestas Sustainability**

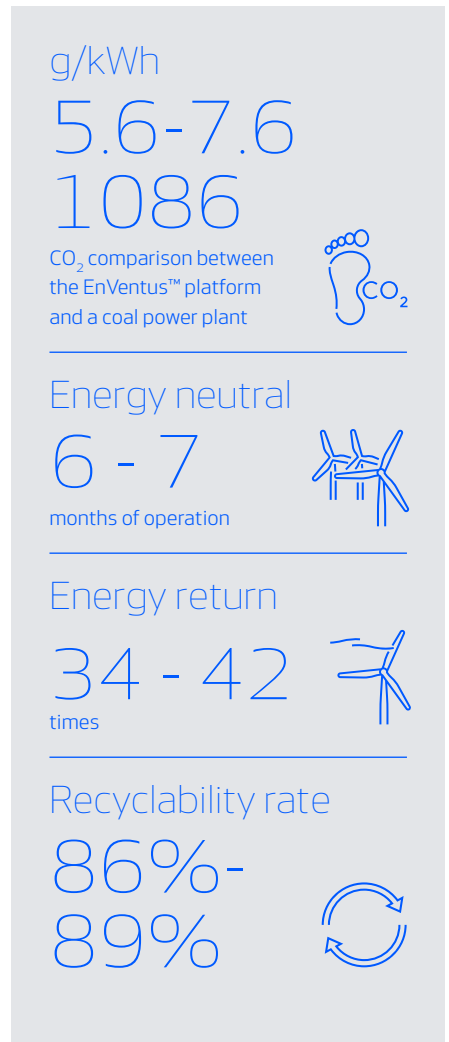
In 2020, we introduced our sustainability strategy, Sustainability in Everything We Do. At Vestas we are working to improve our own environmental performance, create value for local communities, promote a safe, diverse, and inclusive workplace, while leading the transition to a world powered by sustainable energy. We believe these efforts will help to elevate the standards of our industry as a whole. Read more about Vestas sustainability strategy at [www.vestas.com/en/sustainability](http://www.vestas.com/en/sustainability).

**Life Cycle Assessments (LCA)**

Since 1999, we have been developing wind turbine LCAs to give 'cradle-to-grave' evaluations of the environmental impact of our products and solutions. These evaluations concentrate on two key actions: documenting the environmental performance of Vestas wind turbines

and analysing the results to reduce the environmental impact of our turbines. The LCAs provide environmental impact transparency to help customers achieve their own sustainability ambitions. To view our current portfolio of Life Cycle Assessments visit the following page: [www.vestas.com/en/sustainability/reports-and-ratings](http://www.vestas.com/en/sustainability/reports-and-ratings).

As part of our commitment to customers, we also offer customised wind power plant LCAs, called Vestas® SiteLCA™. These assessments determine key indicators of environmental performance, taking the wind turbine type, site specific conditions and production supply chain into consideration. SiteLCA™ provides customers or project developers with transparent environmental facts for a specific wind power plant.



Sustainability metrics depending on project and site specific conditions

# V150-6.0 MW™ IEC S

<b>Power regulation</b>	Pitch regulated with variable speed
<b>Operating data</b>	
Rated power	6,000kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed*	25m/s
Wind class	IEC S
Standard operating temperature range from -20** to +45°C	
* High Wind Operation available as standard	
<b>Sound power</b>	
Maximum	104.9dB(A)*
* Sound Optimised Modes available dependent on site and country	
<b>Rotor</b>	
Rotor diameter	150m
Swept area	17,672m <sup>2</sup>
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
<b>Electrical</b>	
Frequency	50/60Hz
Converter	full scale
<b>Gearbox</b>	
Type	two planetary stages
<b>Tower</b>	
Hub heights	105m (IEC S) 125m (IEC S/DIBt S) 148m (DIBt S) 155m (IEC S) 166m (DIBt S) 169m (DIBt S)

## Turbine options

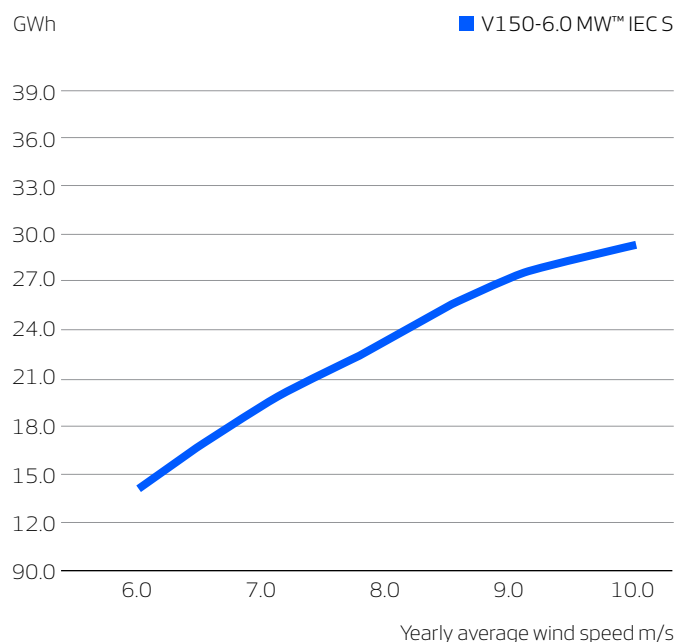
- Condition Monitoring System
- Oil Debris Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection System
- Lightning Detection System

## Sustainability

Carbon Footprint	7.6g CO <sub>2</sub> e/kWh
Return on energy break-even	6 months
Lifetime return on energy	42 times
Recyclability rate	89%

Configuration: HH=166m, Vavg=8.5m/s, k=2.22. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on a preliminary stream-lined analysis. An externally-verified Lifecycle Assessment will be made publicly available on vestas.com once finalised.

## Annual energy production



**Assumptions**  
 One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor =2  
 Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

# V162-6.2 MW™ IEC S

<b>Power regulation</b>	Pitch regulated with variable speed
<b>Operating data</b>	
Rated power	6,200kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed*	25m/s
Wind class	IEC S
Standard operating temperature range from -20°C to +45°C	
* High Wind Operation available as standard	
<b>Sound power</b>	
Maximum	104.8dB(A)*
* Sound Optimised Modes available dependent on site and country	
<b>Rotor</b>	
Rotor diameter	162m
Swept area	20,612m <sup>2</sup>
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
<b>Electrical</b>	
Frequency	50/60Hz
Converter	full scale
<b>Gearbox</b>	
Type	two planetary stages
<b>Tower</b>	
Hub heights	119m (IEC S/DiBt S) 125m (IEC S) 166m (IEC S/DiBt S) 169m (DiBt S)

## Turbine options

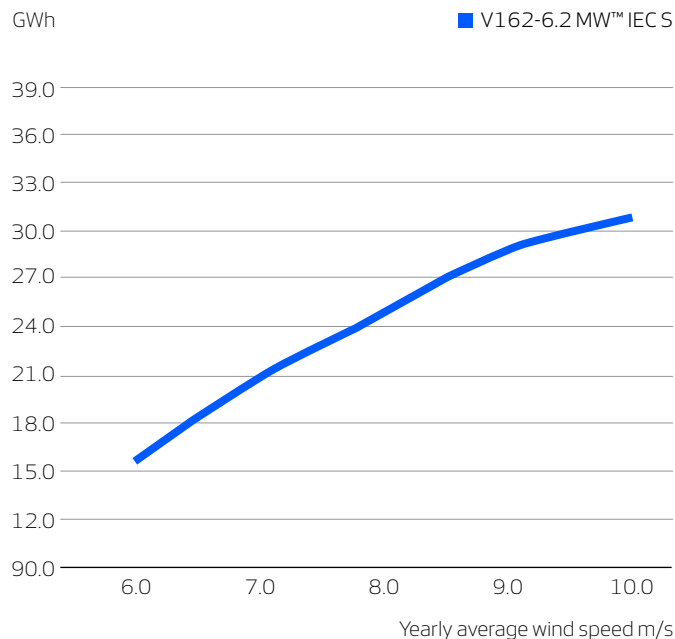
- 6.0 MW Operational Mode
- Condition Monitoring System
- Oil Debris Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection System
- Lightning Detection System

## Sustainability

Carbon Footprint	6.1g CO <sub>2</sub> e/kWh
Return on energy break-even	6 months
Lifetime return on energy	39 times
Recyclability rate	88%

Configuration: HH=166m, Vavg=8.5m/s, k=2.48. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on a preliminary stream-lined analysis. An externally-verified Lifecycle Assessment will be made publicly available on vestas.com once finalised.

## Annual energy production



### Assumptions

One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor =2  
Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

# V162-7.2 MW™ IEC S

<b>Power regulation</b>	Pitch regulated with variable speed
<b>Operating data</b>	
Standard rated power	7,200kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed*	25m/s
Wind class	IEC S
Standard operating temperature range from -20°C to +45°C	
* High Wind Operation available as standard	
<b>Sound power</b>	
Maximum	105.5dB(A)*
* Sound Optimised Modes available dependent on site and country	
<b>Rotor</b>	
Rotor diameter	162m
Swept area	20,612m <sup>2</sup>
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
<b>Electrical</b>	
Frequency	50/60Hz
Converter	full scale
<b>Gearbox</b>	
Type	two planetary stages
<b>Tower</b>	
Hub heights	119m (IEC S/DIBt S) 169m (IEC S)* 169m ((DIBt S))
* Includes 3m raised foundation	

## Turbine options

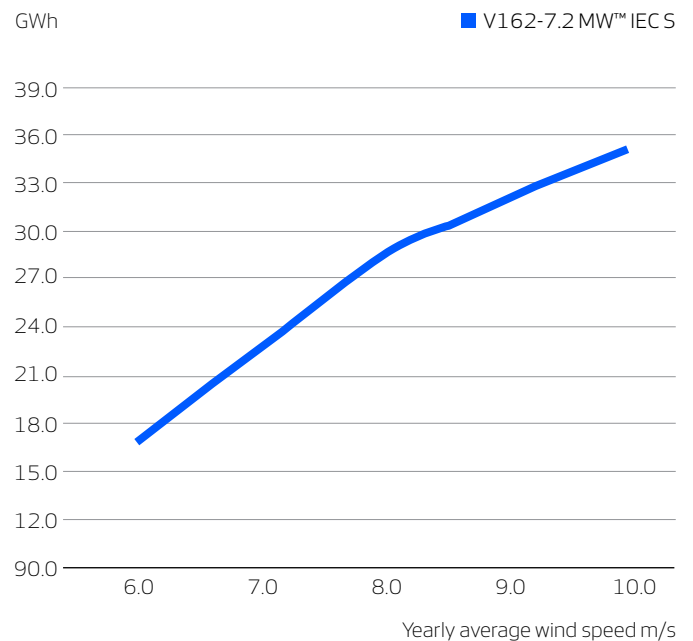
- 6.5 MW Operational Mode
- 6.8 MW Operational Mode
- Oil Debris Monitoring System
- High Temperature CoolerTop
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection System
- Lightning Detection System

## Sustainability

Carbon Footprint	5.8g CO <sub>2</sub> e/kWh
Return on energy break-even	6 months
Lifetime return on energy	41 times
Recyclability rate	86-87%

Configuration: HH=166m, Vavg=8.5m/s, k=2.48. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on a preliminary stream-lined analysis. An externally-verified Lifecycle Assessment will be made publicly available on vestas.com once finalised.

## Annual energy production



### Assumptions

One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor = 2  
Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

# V172-7.2 MW™ IEC S

<b>Power regulation</b>	Pitch regulated with variable speed
<b>Operating data</b>	
Standard rated power	7,200kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed*	25m/s
Wind class	IEC S
Standard operating temperature range from	-20°C to +45°C
* High Wind Operation available as standard	
<b>Sound power</b>	
Maximum	106.9dB(A)*
* Sound Optimised Modes available dependent on site and country	
<b>Rotor</b>	
Rotor diameter	172m
Swept area	23,235m <sup>2</sup>
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
<b>Electrical</b>	
Frequency	50/60Hz
Converter	full scale
<b>Gearbox</b>	
Type	two planetary stages
<b>Tower</b>	
Hub heights*	114m (IEC S)** 150m (IEC S)** 164m (DIBt) 166m (IEC S) 175m (DIBt) 199m (DIBt)
*Site specific towers available on request **Preliminary	

## Turbine options

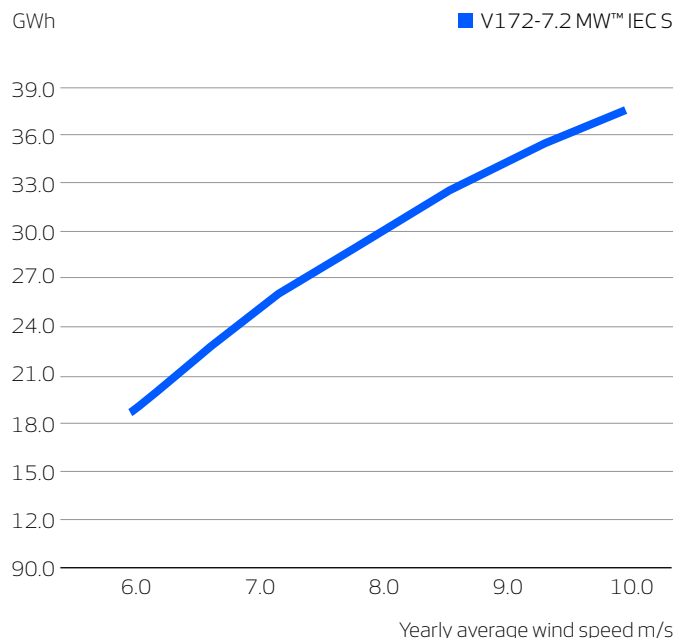
- 6.5 MW Operational Mode
- 6.8 MW Operational Mode
- Oil Debris Monitoring System
- High Temperature CoolerTop
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection System
- Lightning Detection System

## Sustainability

Carbon Footprint	6.2g CO <sub>2</sub> e/kWh
Return on energy break-even	7 months
Lifetime return on energy	34-35 times
Recyclability rate	87%

Configuration: HH=166m, Vavg=7.5m/s, k=2.48. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on a preliminary stream-lined analysis. An externally-verified Lifecycle Assessment will be made publicly available on vestas.com once finalised.

## Annual energy production



### Assumptions

One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor = 2  
Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

**Vestas Wind Systems A/S**

Hedeager 42, 8200 Aarhus N | Danmark

T. +45 9730 0000 - F. +45 9730 0001

vestas@vestas.com - [vestas.com](https://www.vestas.com)

**©2023 Vestas Wind Systems A/S. All rights reserved.**

This document was created by Vestas Wind Systems A/S on behalf of the Vestas Group and contains copyrighted material, trademarks and other proprietary information. This document or parts thereof may not be reproduced, altered or copied in any form or by any means without the prior written permission of Vestas Wind Systems A/S. All specifications are for information only and are subject to change without notice. Vestas Wind Systems A/S does not make any representations or extend any warranties, expressed or implied, as to the adequacy or accuracy of this information. This document may exist in multiple language versions. In case of inconsistencies between language versions the English version shall prevail. Certain technical options, services and wind turbine models may not be available in all locations/countries.