

Alba Wind Srl

Agosto 2022

Parco Eolico sito nei Comuni di Piana degli Albanesi e Monreale

Studio anemologico e di producibilità





REGIONE SICILIA



Committente:

Alba Wind Srl

Alba Wind Srl
Via Sardegna, 40
00187 Roma
P.IVA/C.F. 16181141009

Titolo del Progetto:

Parco Eolico sito nei Comuni di Piana degli Albanesi e Monreale

Documento:

Studio anemologico e di producibilità

N° Documento

IT-VesALB-BFP-GEN-TR-013

Progettista:



REDAZIONE

C.Gaioni

APPROVAZIONE

C.Mazzarella

Rev	Data Revisione	Riferimento TecnoGaia	Redatto	Controllato	Approvato
0	31.08.2022	TG055/2022-VPE	C.Gaioni	C.Mazzarella	C.Mazzarella

Impianto Eolico nei Comuni di Piana degli Albanesi e Monreale (PA)

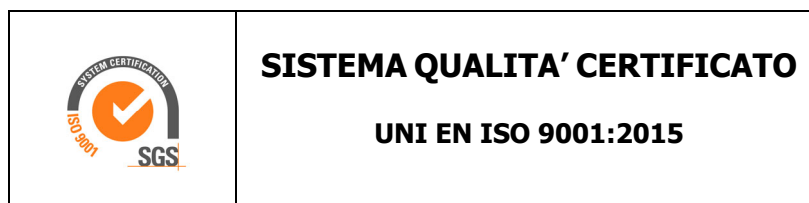
Regione Sicilia

Studio Anemologico e Valutazione preliminare della Produzione Eolica

CLIENTE	REVISIONE				REDAZIONE
<i>Alba Wind S.r.l.</i>	N°	MESE	ANNO	LUOGO	C. Gaioni
	00	Agosto	2022	GARDONE VAL TROMPIA	<i>Carlo Gaioni</i>
					APPROVAZIONE
					C. Mazzarella
					<i>C. Mazzarella</i>
ORDINE RIF.	Accettazione ns. Offerta 185_BS_2021_Rev2 del 29/09/2021				

**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

1	PREMESSA	4
2	IL SITO	4
2.1	Localizzazione dell'impianto	5
3	I DATI ANEMOMETRICI	6
4	DATI IMPIANTO	7
4.1	Aerogeneratore	7
5	ELABORAZIONE DATI DI VENTO	10
5.1	Stazione anemometrica RIF1	10
5.2	Valutazione della velocità di lungo periodo (storicizzazione)	11
6	MODELLO DI CALCOLO	12
7	AREA DI APPLICAZIONE DEL MODELLO	13
8	VERIFICHE SUL MODELLO	13
8.1	Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull	13
8.2	Verifica del gradiente al suolo della velocità del vento	14
8.3	Analisi di micrositing	15
8.4	Anemometro virtuale	15
9	RISULTATI DI WASP	17
9.1	Producibilità lorda dell'impianto	17
10	PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO AL NETTO DELLE PERDITE	18
11	CONCLUSIONI	19

ALLEGATI:

Nr.	Titolo	DESCRIZIONE
1	Scheda Stazione	Scheda di installazione della stazione anemometrica, la cui serie di dati è stata utilizzata per le stime e valutazioni dell'impianto in progetto, comprensiva di un certificato di calibrazione "tipo" del modello di sensore di velocità installato e delle schede tecniche della catena di misura strumentale impiegata
2	Tabelle e Grafici	Analisi dati anemometrici con evidenza delle elaborazioni della serie utilizzata per le stime di produzione
3	Correlazioni	Correlazione dei dati di velocità media mensile
4	Tavole	Tavola con ubicazione dell'impianto, costituito da un insieme di otto turbine
5	Brochure	Scheda tecnica del modello di aerogeneratore utilizzato nelle simulazioni

1 PREMESSA

Oggetto del presente studio, realizzato da Tecnogaia per conto di **Alba Wind**, è la caratterizzazione anemologica di un sito e la conseguente valutazione di producibilità (o della produzione attesa) di un impianto eolico in progetto nei Comuni di Piana degli Albanesi e Monreale, della città metropolitana di Palermo, 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 nei pressi del sito
- 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 nei territori comunali di Piana degli Albanesi e Monreale, appartenenti alla città metropolitana di Palermo, nella parte Nord/Ovest della Regione Sicilia.

L'area geografica che lo ospita, nel suo contesto più ampio, è caratterizzata da un'orografia moderatamente complessa e da una rugosità media. 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 poco più di 100 m e altitudine media intorno ai 750 m. Non si rileva alcun rilievo importante e/o altro ostacolo influente per diversi chilometri. La ventosità, sia dal punto di vista della maggiore frequenza, sia da quello relativo all'energia, proviene dal settore Sud/Ovest. Come frequenza, si rileva anche una componente importante da Nord/Est.

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

- Altitudine media: **750 m slm**
- Orografia del sito: **moderatamente complessa**
- Orografia circostante il sito: **moderatamente complessa**
- Utilizzo del terreno: **pascolo / incolto**

Per il sito in oggetto sono state ipotizzate otto 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	Comune	COORDINATE UTM-WGS84 F33		COORDINATE UTM-ED50 F33	
		Longitudine X	Latitudine Y	Longitudine X	Latitudine Y
A01	Piana degli Albanesi	351,972	4,201,082	352,029	4,201,274
A02	Piana degli Albanesi	351,346	4,200,233	351,403	4,200,425
A03	Piana degli Albanesi	352,214	4,199,596	352,271	4,199,788
A04	Piana degli Albanesi	352,701	4,199,420	352,758	4,199,612
A05	Piana degli Albanesi	353,039	4,199,044	353,096	4,199,236
A06	Monreale	352,124	4,198,600	352,181	4,198,792
A07	Monreale	350,273	4,198,263	350,330	4,198,455
A08	Monreale	350,968	4,197,730	351,025	4,197,922

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
1		1055	1506	1815	2300	2487	3291	3499
2	6.5		1077	1580	2069	1809	2243	2531
3	9.3	6.6		518	993	1000	2355	2244
4	11.2	9.8	3.2		506	1003	2690	2421
5	14.2	12.8	6.1	3.1		1017	2874	2453
6	15.3	11.2	6.2	6.2	6.3		1881	1447
7	20.3	13.8	14.5	16.6	17.7	11.6		876
8	21.6	15.6	13.9	14.9	15.1	8.9	5.4	

3 I DATI ANEMOMETRICI

Per le valutazioni di producibilità nel seguito descritte sono stati utilizzati i dati di una serie storica alla quale è stato attribuito il codice RIF1 e la descrizione Riferimento 1 e che ha misurato per circa due anni nel Comune di Piana degli Albanesi. Le tabelle di seguito riassumono il monitoraggio anemometrico della stazione, relativo al periodo selezionato di circa 12 mesi:

Nome Stazione	Codice Stazione	H Torre	Coordinate Geografiche WGS84		Altitudine
		s.l.s.	Latitudine	Longitudine	m s.l.m.
Riferimento 1	RIF1	30	37° 56'	13° 19'	860

Nome Stazione	Codice Stazione	Periodo selezionato		N°
		Inizio	Fine	Mesi
Riferimento 1	RIF1_1Y	01/2002	01/2003	12.3

Si sottolinea che per le valutazioni successive, inclusa la determinazione del valore di lungo periodo, si è deciso di utilizzare l'intera serie di dati, pari a circa 23 mesi. Si segnala inoltre che, al fine di verifica della coerenza della serie di dati impiegata, è stata svolta un'analisi di micrositing con un'altra stazione, posta anch'essa nella più ampia area analizzata, con ottimi risultati e discrepanze molto contenute, a suffragare la bontà della rappresentatività della risorsa da parte della stazione anemometrica scelta per il sito d'interesse. I 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 Riferimento 1, di validazione e di loro successiva elaborazione, per il periodo 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 una serie ventennale di dati appartenenti ad una stazione storica di proprietà di TecnoGaia. 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 RIF1.

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

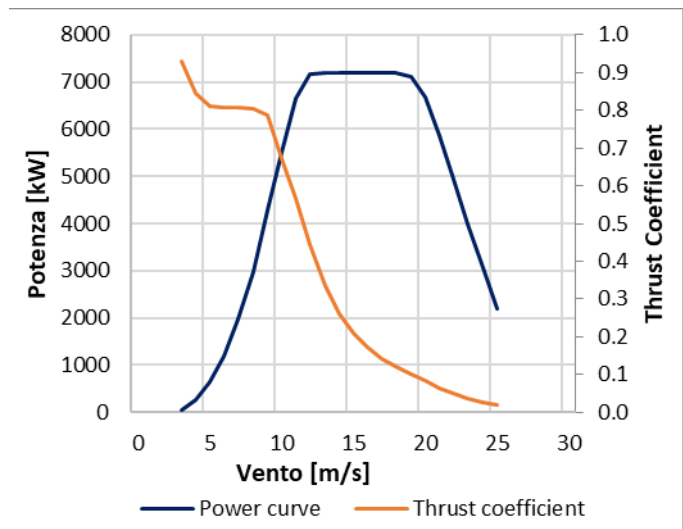
4.1 Aerogeneratore

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

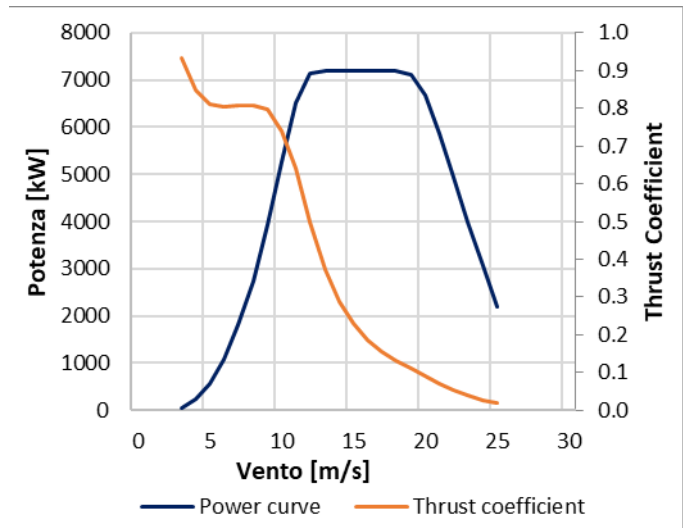
Nel seguito viene rappresentata nel suo sviluppo la curva di potenza, calcolata alla densità dell'aria corrispondente alla quota del mare di 0 m (pari a 1.225 kg/m^3), unitamente alla curva di spinta (Thrust Coefficient) utile alla stima delle interferenze tra gli aerogeneratori.

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 ³)		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 (1.125 kg/m^3), è stata utilizzata un'altra curva, calcolata alla medesima densità del sito stesso, sempre fornita 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 (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	-	-					



5 ELABORAZIONE DATI DI VENTO

5.1 Stazione anemometrica RIF1

La stazione anemometrica denominata “Riferimento 1” (codice RIF1) ha raccolto dati in una località ad una quota superiore di un centinaio di metri rispetto all’altitudine media del sito di interesse e posta all’interno dello stesso. 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 rappresentare il comportamento della risorsa per un’ampia parte del territorio, compresa quella d’interesse per questo studio.

La stazione era costituita da un sostegno tubolare di altezza pari a 30 m, dotato della seguente strumentazione:

Apparecchiatura	H (dal suolo)	Tipo
Sensore: VELOCITÀ	30 m	NRG mod. MAX40C
Sensore: DIREZIONE	30 m	NRG mod. 200P
Sensore: VELOCITÀ	15 m	NRG mod. MAX40C
Acquisitore	1.5 m	Nomad

Il data-logger, di tipo Nomad, che ha registrato le grandezze di direzione e velocità, pre-elabora i dati campionati e registra i risultati ogni 10 minuti su apposita memoria magnetica.

Copia della scheda di installazione della stazione, comprensiva di un certificato di calibrazione “tipo” del modello di sensore di velocità installato sulla stessa e le schede tecniche della catena di misura strumentale impiegata, sono inclusi nell’**Allegato Scheda Stazione**.

I risultati conseguiti dalla lettura, validazione ed elaborazione dei dati del sensore di velocità installato sulla stazione anemometrica RIF1, per il periodo selezionato di circa 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 ²	Vc (m/s)	K
RIF1_Y	30	12.3	100.0	6.54	381	7.07	1.57

I dati, anche nella loro serie complessiva (23 mesi), 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 disponibili (circa 2 anni), 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 essere 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 rilevata 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 specifico, si dispone della serie ventennali di dati, inclusi quelli contemporanei a RIF1, registrati da una stazione storica di proprietà TecnoGaia, alla quale è stata attribuito il codice STO1 e la descrizione "Storica 1". I dettagli della stessa sono esposti nella tabella seguente:

Codice	Coordinate Geografiche WGS84	Alt. (s.l.m.)	H	Periodo di misura	
		(m)	(m)	Inizio	Fine
STO1	Lat. 37° 42' Long. 13° 43'	15	650	07/2002	*** attiva ***

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 "Riferimento 1" e della serie storica "Storica 1"
2. Correlazioni tra i dati contemporanei di velocità media mensile della serie di dati disponibili con quelli della serie storica
3. Storicizzazione dei dati della serie di Riferimento 1 con l'utilizzo dei parametri caratteristici della correlazione

Il confronto degli andamenti dei dati contemporanei tra le due serie anemometriche ha dato esito positivo; il coefficiente di correlazione buono, abbinato alla consistenza del numero di valori correlati, esprime la bontà/validità del procedimento e consente di accettare la correlazione svolta.

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 Riferimento 1 nei 23 mesi di campagna anemometrica è praticamente in linea con quanto atteso rispetto al lungo periodo (il leggero scostamento, ovvero mezzo punto percentuale, viene considerato "marginale", inferiore all'incertezza relativa al processo intrapreso, e dunque non applicabile).

Pertanto, la velocità media annua stabile nel tempo di **"Riferimento 1" a 30 m dal suolo**, da utilizzare nelle successive elaborazioni, è pari a **6.29 m/s**. La **Figura** che descrive la correlazione descritta è disponibile nell'**Allegato Correlazioni**.

Nel seguito vengono indicati i parametri che descrivono la serie dati 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 ²	Vc (m/s)	K
RIF1_T	30	23.0	95.1	6.29	346	6.80	1.56

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 190 km², precisamente un quadrato di 14 x 14 km, con curve di livello con passo di quota di 10 metri, derivate dal database Tinitaly (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 riscontreranno 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 un'altra serie di dati appartenente ad una stazione localizzata nell'area considerata, si è proceduto anche a svolgere un'analisi di micrositing, al fine di testare il comportamento del modello di calcolo, i cui risultati sono stati molto soddisfacenti.

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 la prima verifica è da considerarsi positiva, grazie a differenze contenute, sia nel raffronto tra le ventosità (circa mezzo punto percentuale) che tra i parametri di energia specifica (nessuno scostamento).

Gli esiti della seconda verifica confermano sostanzialmente i buoni risultati della precedente, nonostante valori più elevati, ma sempre contenuti (mediamente poco superiori all'1%).

Alla luce di quanto emerso e in considerazione di quanto espresso sopra, si può ritenere la verifica soddisfacente.

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, disponendo di un valore di gradiente misurato per la stazione RIF1, il confronto può essere svolto confrontando il valore di alfa sperimentale, ovvero misurato, e quanto stimato dal modello di calcolo nello stesso punto di installazione della stazione di misura, alle altezze interessate (nel nostro caso rispettivamente 30 e 15 m dal livello del suolo).

Per soddisfare l'esigenza descritta, sono state effettuate due simulazioni sulla verticale della stazione d'area, utilizzando in ingresso al modello i dati della stessa, confrontando dapprima i valori di alfa stimati tra le due altezze di misura e, successivamente, tra la più alta di esse e quella del mozzo utilizzato, ovvero 119 m.

Il valore di gradiente al suolo misurato, pari a 0.10, è superiore alle stime di WASP sia tra le altezze di misura (30/15) della stazione ($a = 0.03$), sia tra la più alta di esse ed il mozzo (119/30) ipotizzato ($a = 0.07$). A questo proposito, nonostante un valore di gradiente di 0.10 possa essere ritenuto accettabile rispetto a quanto atteso sulla base della morfologia del punto di installazione della torre di misura, esso potrebbe essere comunque sovrastimato, soprattutto in virtù di una bassa altezza del

secondo anemometro (15 m), possibilmente influenzato dal territorio sottostante. Per tale motivo, adottando anche un approccio cautelativo, al fine di scongiurare eventuali sovrastime, si preferisce lasciare al modello di calcolo il compito di estrapolare il dato di vento all'altezza di mozzo indicata.

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, gli errori commessi nelle verifiche poste in atto sono sempre stati all'interno di parametri più che accettabili, soprattutto in virtù delle variabili indicate (distanza e orografia intercorrente). Anche quest'ultima verifica si può ritenere soddisfacente, pur con tutti i limiti delle incertezze dei processi eseguiti.

8.4 Anemometro virtuale

Sulla base dei risultati ottenuti ai paragrafi precedenti con la stazione RIF1, 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 **A05** 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:

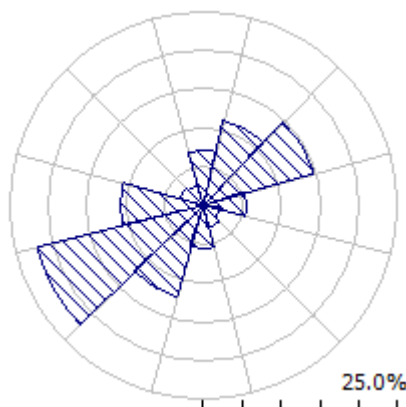
- A velocità caratteristica in m/s della distribuzione di Weibull
- k fattore di forma della distribuzione di Weibull
- U velocità media in m/s
- P potenza specifica della vena fluida in W/m²
- f frequenza percentuale del settore di provenienza del vento

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: RIFERIMENTO 1 – Site description: **A05** – Anemometer height: 119 m a.g.l.



	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
A	6.8	7.3	6.7	5.9	5.9	7.9	7.6	7.7	8.2	8.2	6.1	5.2
K	2.70	2.76	2.40	1.70	1.34	1.84	1.78	2.20	2.20	1.97	1.87	1.89
U	6.05	6.50	5.94	5.28	5.44	7.02	6.77	6.83	7.27	7.28	5.42	4.63
P	203	249	209	205	323	443	411	340	411	457	200	123
f	7.0	11.1	14.7	5.5	2.2	3.1	5.5	12.2	22.0	10.6	3.3	2.7

U	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	All
1.0	5	4	10	48	90	22	27	11	10	16	33	43	17
2.0	30	24	43	99	121	55	62	39	34	44	83	108	47
3.0	67	55	81	124	123	78	85	68	60	69	116	146	76
4.0	108	91	116	132	115	94	99	93	83	87	132	158	100
5.0	141	124	139	126	103	102	105	110	100	98	133	149	117
6.0	157	145	146	113	89	103	103	118	109	103	123	125	122
7.0	152	148	136	95	75	98	97	117	111	102	105	97	118
8.0	128	134	113	76	62	90	87	108	106	95	84	68	105
9.0	94	108	85	58	50	79	75	93	95	85	64	45	87
10.0	60	76	58	43	40	67	63	75	80	73	46	28	67
11.0	33	47	36	30	32	55	51	57	64	60	31	16	49
12.0	16	26	20	21	25	43	40	41	49	48	20	8	34
13.0	6	12	10	14	19	34	31	28	36	37	13	4	23
14.0	2	5	4	9	15	25	23	18	25	27	7	2	15
15.0	1	2	2	5	11	18	17	11	16	19	4	1	10
16.0	0	1	1	3	8	13	12	6	10	13	2	0	6
17.0	0	0	0	2	6	9	8	3	6	9	1	0	4
18.0	0	0	0	1	5	6	5	2	3	6	1	0	2
19.0	0	0	0	1	3	4	4	1	2	4	0	0	1
20.0	0	0	0	0	2	3	2	0	1	2	0	0	1
21.0	0	0	0	0	2	2	1	0	0	1	0	0	0
22.0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	1	0	0	0
23.0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0
24.0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
25.0	0	0	0	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:

IMPIANTO EOLICO NEI COMUNI DI PIANA DEGLI ALBANESI E MONREALE (PA)									
Stazione di riferimento			RIF1_T						
Aerogeneratore (modello)			VESTAS V162-7.2 MW						
Potenza nominale (MW)			7.2						
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)	
A01	352,029	4,201,274	788	119.0	6.07	16,547	3.10	16,034	2227
A02	351,403	4,200,425	800	119.0	6.67	20,420	3.21	19,765	2745
A03	352,271	4,199,788	791	119.0	6.58	19,885	4.31	19,028	2643
A04	352,758	4,199,612	807	119.0	6.92	21,961	5.69	20,710	2876
A05	353,096	4,199,236	756	119.0	6.53	19,566	5.44	18,502	2570
A06	352,181	4,198,792	741	119.0	6.40	18,632	8.32	17,082	2373
A07	350,330	4,198,455	690	119.0	6.54	19,531	2.49	19,046	2645
A08	351,025	4,197,922	680	119.0	6.28	18,019	3.58	17,373	2413
MEDIE			757	119.0	6.50	19,320	4.52	18,443	2561
TOTALI						154,561		147,540	

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 128,493 MWh/anno pari a 2231 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 nei Comuni di Piana degli Albanesi e Monreale, nella città metropolitana di Palermo, 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 (Riferimento 1) le cui misure ben caratterizzano un ampio territorio circostante. La sua bontà e validità è stata confermata grazie a idonee verifiche e a confronti con altre serie di dati, confermando le scelte intraprese.

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. Le verifiche sul modello hanno consentito di trovare le soluzioni per diminuire il grado di incertezza introdotto dal modello nel calcolo in ogni fase del processo. In questo senso va interpretata la scelta di lasciare al modello di calcolo il compito di estrapolare la ventosità all'altezza di mozzo ipotizzata.

Nel complesso i processi applicati non hanno comportato difficoltà di esecuzione superiori alla norma, poiché il sito è interessato da una buona ventosità e grazie ad un'orografia solo moderatamente complessa ed una rugosità media. Infatti, le verifiche effettuate hanno dato risultati soddisfacenti.

ALLEGATO 1

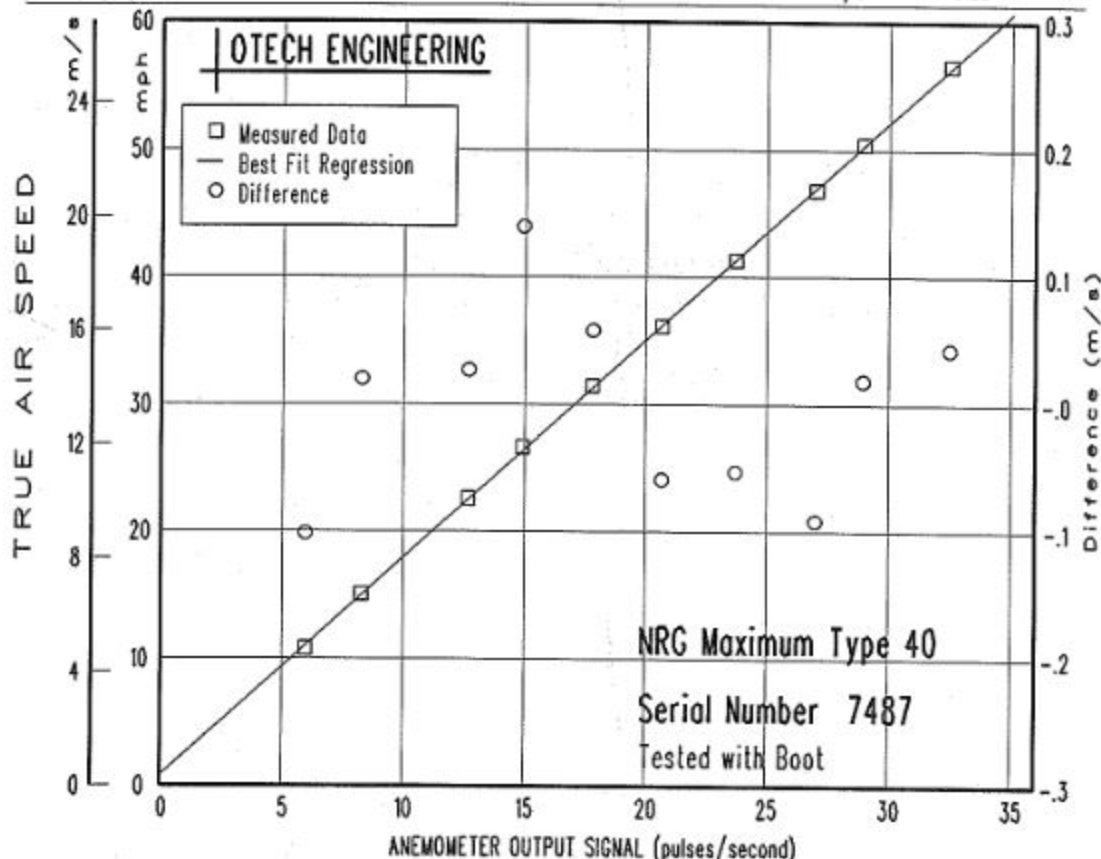
ANEMOMETER CALIBRATION REPORT

-- Summary results of an open atmosphere calibration test --

This calibration was performed by comparing side-by-side readings from the tested anemometer with a helioid reference propeller anemometer. Tests are conducted during calm air conditions at ten near-constant wind speeds. The reference propeller anemometer has been directly compared with the Round Robin 2 anemometer from the Meteorological Standards Institute's Round Robin Experiment. This transfer standard is traceable to the National Institute of Standards and Technologies (NIST) wind tunnel, as well as other authoritative wind tunnels around the world.

Reference Anemometer: R.M.Young Model 27106D/08234, S/N 53854 R.M.Young 30 cm Pitch Propeller, S/N 53854
 Test Start/End: 16-OCT-2000 23:48:30 to 16-OCT-2000 23:58:56 Test Letter/Position: S 7
 Report Date: 24-OCT-2000 Raw Data File Name: R0001016.S00 Test Interval: Variable
 Mean Axial Turbulence Intensity = 0.02 Air Temp (C) 12.1 Air Press (mb) 1025 Air Density (kg/m3) 1.252

Parameter	SI Units	English Units	True Speed	Output Frequency Hz
X-Coefficient, (Slope)	a = 0.7656 m/s / Hz	1.713 mph/Hz	4.8 m/s	5.97
Y-Intercept, (Offset)	b = 0.369 m/s	0.825 mph	10.1 m/s	12.67
Standard Error of Y-Estimate	= 0.080 m/s	0.179 mph	14.1 m/s	17.82
Correlation Coefficient, r	= 0.99994	0.99994	18.5 m/s	23.71
Standard Dev. X-Coefficient	= 0.003 m/s	0.007 mph	22.6 m/s	28.95
Standard Dev. Y-Intercept	= 0.058 m/s	0.129 mph	25.3 m/s	32.50
X-Coefficient (K Intercept)	= 0.7664 m/s / Hz	1.714 mph/Hz	20.9 m/s	27.00
Constant Intercept (K)	= 0.350 m/s	0.783 mph	16.1 m/s	20.68
Number of Data Points, n	= 10	10	11.9 m/s	14.92
Position Adjustment Factor	= 1.0246		6.7 m/s	8.28



SPECIFICATIONS

NRG #40C Anemometer

FEATURES

- The standard anemometer used in the wind energy industry
- Short distance constant
- Simple, durable design



The NRG #40C anemometer is the industry standard anemometer used worldwide. NRG #40 anemometers have recorded wind speeds of 96 m/s (214 mph). Their low moment of inertia and unique bearings permit very rapid response to gusts and lulls. Because of their output linearity, these sensors are ideal for use with various data retrieval systems. A four pole magnet induces a sine wave voltage into a coil producing an output signal with a frequency proportional to wind speed. The #40C is constructed of rugged Lexan cups molded in one piece for repeatable performance. A protective rubber terminal boot is included.

SPECIFICATIONS

Description	Sensor type	3-cup anemometer
	Applications	<ul style="list-style-type: none"> • wind resource assessment • meteorological studies • environmental monitoring
	Sensor range	1 m/s to 96 m/s (2.2 mph to 214 mph) (highest recorded)
	Instrument compatibility	all NRG loggers
Output signal	Signal type	low level AC sine wave, frequency linearly proportional to windspeed
	Transfer function	$m/s = (Hz \times 0.765) + 0.35$ [miles per hour = $(Hz \times 1.711) + 0.78$]
	Accuracy	within 0.1 m/s (0.2 mph) for the range 5 m/s to 25 m/s (11 mph to 55 mph)
	Calibration	each anemometer individually calibrated, calibration reports provided via electronic download
	Output signal range	0 Hz to 125 Hz (highest recorded)



Global leaders in wind assessment technology

110 Riggs Road • Hinesburg • VT 05461 USA • TEL (802) 482-2255 • FAX (802) 482-2272 • EMAIL sales@nrgsystems.com

SPECIFICATIONS

Response characteristics	Threshold	0.78 m/s (1.75 miles per hour)
	Distance constant (63% recovery)	3.0 m (10 feet)
	Moment of inertia	$68 \times 10^{-6} \text{ S-ft}^2$
	Swept diameter of rotor	190 mm (7.5 inches)
Installation	Mounting	onto a 13 mm (0.5 inch) diameter mast with cotter pin and set screw
	Tools required	0.25 inch nut driver, petroleum jelly, electrical tape
Environmental	Operating temperature range	-55 °C to 60 °C (-67 °F to 140 °F)
	Operating humidity range	0 to 100% RH
Physical	Connections	4-40 brass hex nut/post terminals
	Weight	0.14 kg (0.3 pounds)
	Dimensions	<ul style="list-style-type: none"> • 3 cups of conical cross-section, 51 mm (2 inches) dia. • 81 mm (3.2 inches) overall assembly height
Materials	Cups	one piece injection-molded black polycarbonate
	Body	housing is black ABS plastic
	Shaft	beryllium copper, fully hardened
	Bearing	modified Teflon, self-lubricating
	Magnet	Indox 1, 25 mm (1 inch) diameter, 13 mm (0.5 inch) long, 4 poles
	Coil	single coil, bobbin wound, 4100 turns of #40 wire, shielded for ESD protection
	Boot	protective PVC sensor terminal boot included
	Terminals	brass

Global leaders in wind assessment technology



110 Riggs Road • Hinesburg • VT 05461 USA • TEL (802) 482-2255 • FAX (802) 482-2272 • EMAIL sales@nrgsystems.com

SPECIFICATIONS

NRG #200P Wind Direction Vane

FEATURES

- The standard wind direction vane used in the wind energy industry
- Simple, durable design
- Corrosion-resistant materials



The NRG #200P wind direction vane is the industry standard wind direction vane used worldwide. The thermoplastic and stainless steel components resist corrosion and contribute to a high strength-to-weight ratio. The vane is directly connected to a precision conductive plastic potentiometer located in the main body. An analog voltage output directly proportional to the wind direction is produced when a constant DC excitation voltage is applied to the potentiometer. A rubber terminal boot is included.

SPECIFICATIONS

Description	Sensor type	continuous rotation potentiometric wind direction vane
	Applications	<ul style="list-style-type: none"> • wind resource assessment • meteorological studies • environmental monitoring
	Sensor range	360° mechanical, continuous rotation
	Instrument compatibility	all NRG loggers
Output signal	Signal type	Analog DC voltage from conductive plastic potentiometer, 10K ohms
	Transfer function	Output signal is a ratiometric voltage
	Accuracy	potentiometer linearity within 1%
	Dead band	8° Maximum, 4° Typical
	Output signal range	0 V to excitation voltage (excluding deadband)
Power requirements	Supply voltage	Regulated potentiometer excitation of 1 V to 15 V DC
Response characteristics	Threshold	1 m/s (2.2 miles per hour)
Installation	Mounting	onto a 13 mm (0.5 inch) diameter mast with cotter pin and set screw
	Tools required	0.25 inch nut driver, petroleum jelly, electrical tape
Environmental	Operating temperature range	-55 °C to 60 °C (-67 °F to 140 °F)



Global leaders in wind assessment technology

110 Riggs Road · Hinesburg · VT 05461 USA · TEL (802) 482-2255 · FAX (802) 482-2272 · EMAIL sales@nrgsystems.com

SPECIFICATIONS

	Operating humidity range	0 to 100% RH
	Lifespan	50 million revolutions (2-6 years normal operation)
Physical	Connections	4-40 brass hex nut/post terminals
	Weight	0.14 kg (0.3 pounds)
	Dimensions	<ul style="list-style-type: none">• 21 cm (8.3 inches) length x 12 cm (4.3 inches) height• 27 cm (10.5 inches) swept diameter
Materials	Body	black UV stabilized static-dissipating plastic
	Shaft	stainless steel
	Bearing	stainless steel
	Wing	black UV stabilized injection molded plastic
	Boot	protective PVC sensor terminal boot included
	Terminals	brass

Global leaders in wind assessment technology



110 Riggs Road · Hinesburg · VT 05461 USA · TEL (802) 482-2255 · FAX (802) 482-2272 · EMAIL sales@nrghsystems.com

NOMAD



The first name in wind energy electronics

SECONDWIND

www.secondwind.com

If you're conducting wind energy research—resource assessment, micro-siting or turbine performance—

NOMAD makes wind measurement easy and reliable. **SECOND WIND** builds **NOMADs** with the best features for wind resource assessment in remote areas, or advanced studies of site conditions and turbine performance.

NOMAD IS THE TOOL OF CHOICE, shipped with a standard configuration and ready for your selection of sensors, slope and offset corrections, and statistics.

NOMAD PACKAGES are available that include meteorological towers, wind tunnel calibrated anemometers, sensors, graphing software, and all



NOMAD's front panel is designed for convenient operation.

accessories. Customize your wind measurement package to meet your individual needs.

RUN A STUDY YOUR WAY. Record internally or to removable memory cards. Download data to a portable computer or modem. Choose the algorithms and recording intervals that suit your needs.

LET IT RAIN AND THUNDER. Let it freeze to -40° . Leave it unattended for months, **NOMAD** works reliably and conveniently in severe outdoor environments.

LEAVE THE MANUAL AT HOME and you can still operate **NOMAD** with ease. A high-contrast 48-character display lets you review data and sensor information without interrupting logging.

MONITOR THE WIND PLUS whatever else your study requires. Temperature. Solar insolation. Air pressure. Turbine power output. Water pumper stroke rate. Configure **NOMAD** from the front panel – no hardware modifications or switches to set.

USE ANY 3 ANEMOMETERS. Select preset scaling for popular sensors or enter your own. Anemometer inputs double as all-purpose counters. Measure shaft RPM, flow rate, rainfall . . . in familiar units and with remarkable precision.

AND 4 ANALOG INPUTS are provided for meteorological and power transducers. Connect wind vanes to 1000 feet of cable and measure wind direction to $\pm 2^{\circ}$. There's excitation for passive sensors. And ambient temperature is always available internally.

NOMAD

is the instrument for you.

NOMAD is perfect for wind energy surveys of large areas, inexpensive enough for single-height studies, powerful enough for multi-level monitoring.

GET THE DATA YOU WANT. Choose storage intervals from 1 minute to 1 day. Choose different intervals for different data — record 10 minute wind speeds and hourly temperature, for example.

INTERPRET DATA IN THE FIELD. Instruct NOMAD to display data sequentially or statistically. View wind speed to check sensor operation and to profile the site. Scan real-time data for high winds and peak power outputs from the last storm. Calculate power curves while the turbine is running and go home with the one-minute data in your pocket.

WIND TURBINE POWER CURVES may be difficult to get with other instruments, but they're no problem for NOMAD. Connect a generator contactor signal to the STATE input and record on line performance along with conventional power curves. Meet AWEA standards with ease.

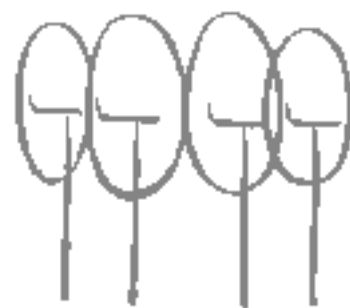
PLENTY OF MEMORY. NOMAD's generous 24KB internal memory can store over 250 days of hourly speed, direction, and turbulence data. Insert memory cards of up to 512KB capacity into the front panel and run data-intensive studies for months. Whatever storage you use, NOMAD calculates remaining memory and displays it in numeric format.

RS-232 SPOKEN HERE. Communicate with NOMAD through a "PC-AT" style connector on the front panel. Connect your portable computer and send data to disk. Get a standard modem and call NOMAD by telephone.

POWER IS NOT A PROBLEM. Slide one or two standard 9-volt batteries into the front panel. Display voltages and replace batteries while logging. NOMAD can also be powered externally by solar panel or low voltage DC or AC supply.

ENGINEERED FOR RELIABILITY. Transient protected. Internally shielded. Conformally coated circuitry. Automatic failure recovery and low-power shut-down features guard against data corruption.

ENGINEERED BY SECOND WIND. Solving problems for wind energy since 1980. We make advanced measurement systems for wind, wind farms, and substations.



SECONDWIND

The first name in wind energy electronics

NOMAD SPECIFICATIONS

PHYSICAL:

Size: 10.5 x 9 x 6.5 inches
(267 x 229 x 165 mm)
Weight: 5.4 lbs. (2.5 kg)
Case: NEMA-4X weatherproof, fiberglass,
integrated lock hasps

ENVIRONMENTAL:

Operating Temperature
Display Off: -40° to 85° C
Display On: -20° to 70° C
Storage Temperature: -40° to 85° C

POWER REQUIREMENTS:

Internal Power:
1 to 2 9-Volt batteries 5.5 VDC
Min. battery voltage:
External Power:
Voltage: 11 to 24 VDC
or 10 to 15 VAC
Current: 50µA max
Power Consumption
Quiescent: 100µA
Maximum active: 40µA
Typical average: 350µA

TIME KEEPING:

Time Base: ± 1 minute/month
Automatic leap year correction

DISPLAY:

2 x 24 alphanumeric LCD, temperature
compensated, with manual contrast control

SERIAL PORT:

Connector: 9 Pin D-Subminiature
Baud rate is user settable to 300,
1200, 2400, or 9600 bps

INPUTS:

Anemometers/Counters
Number: 3
Type: Low level AC sine wave or 0
to 15-30 V square wave
Bandwidth: 0-1,000 Hz (AC sine wave)
0-2,048 Hz (square wave)

Vane/Analog Inputs:
Number: 4
Vane Type: 1KΩ to 100 KΩ pot.
Potentiometer dead band compensated.
Analog: 0≤ V(in) ≤ 2.50 VDC

All inputs low pass filtered.

State Input: ≤ 1 VDC
V (Off Line): ≥ 1.25 VDC
V (On Line):

Battery Voltages:

	Internal(2)	RAM Card
Range:	0-15 VDC	0-5 VDC
Resolution:	60mV	20mV
Accuracy:	±60mV	±20mV

SAMPLING:

All inputs sampled at 1 Hz

PROCESSING INTERVALS:

Processing for each data type selectable for 1,
5, 10, 15, 20, or 30 minutes, hourly, or daily.

DISPLAYED DATA:

- Current sensor readings displayed in engineering units, updated each second.
- Wind speed units in mph, m/s, kph, or knots
- Counter and analog data scaled by user-supplied stops and offsets.
- Time series data displayed vs. data and time

STORED DATA:

(Specifications are for data logger without sensors, except for internal temperature.)

Wind Speed:
Functions: average, peak, standard deviation and turbulence
Range: 0 to 255.9 mph
Resolution: .1 mph
Accuracy: ± .5 mph
(Direction, time of peak can also be recorded.)
Vector Wind Direction:
Range: 0 to 360° mph
Resolution: 1.5°
Accuracy: ±2°
Internal Temperature:
Functions: average, max., min.
Range: -40° to 85°C
Resolution: 1°C
Accuracy: ±2°C (±3°F)
Counter Data:
Functions: average, max., min., standard deviation
Range: 0 to ±2048 counts
Resolution: 1 count
Accuracy: ± 1 count
Analog Data:
Functions: average, max., min., standard deviation
Range: 0 to 2.5 VDC
Resolution: 10 mV
Accuracy: ± 10 mV
Turbine State:
Range: 0 to 100%
Resolution: ± 1%
Accuracy: ± 1%

STORAGE CAPACITY:

Internal Memory: 24K Bytes
RAM cards: 32K to 512K Bytes

Capacity depends on the data functions and averaging intervals selected.

Examples:	Case 1	Case 2	Case 3
Internal:	167	28	14 days
128K card:	<u>889</u>	<u>148</u>	<u>75 days</u>
Total:	1056	176	89 days

Case 1: Hourly average turbine power, wind speed, direction and standard deviation (turbulence).

Case 2: Ten-minute average turbine power, wind speed, direction and turbulence.

Case 3: Ten-minute average turbine power, solar insolation, turbine state, wind speed and direction at two levels, and turbulence.

BATTERY LIFE:

Hourly Average: 1 anemometer + 1 vane:
119 days, Alkaline
238 days, Lithium

WARRANTY:

One year against defects in materials and workmanship.

ALL SPECIFICATIONS SUBJECT TO CHANGE WITHOUT NOTICE.

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 NNO 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/m²);
- colonna 8 : energia specifica media del vento nel mese (in kWh/m²).

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 72 settori di 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/m² nelle diverse direzioni. L'angolo giro è stato suddiviso in 72 settori di 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/m². Il grafico mette in evidenza le componenti stagionali della risorsa eolica.

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sicilia (Cod. RIF1_Y)

Periodo di elaborazione: 22/01/2002 - 31/01/2003 (numero giorni: 375)

Percentuale dati disponibili = 99.99 % (53914 dati su 53918)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 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	8397,0	95,86
1,0	8149,9	93,04	1,5	7991,8	91,23
2,0	7830,1	89,38	2,5	7650,1	87,33
3,0	7368,8	84,12	3,5	6986,2	79,75
4,0	6504,1	74,25	4,5	5999,3	68,48
5,0	5459,7	62,33	5,5	4931,3	56,29
6,0	4408,6	50,33	6,5	3886,5	44,37
7,0	3417,5	39,01	7,5	2961,2	33,80
8,0	2562,6	29,25	8,5	2189,1	24,99
9,0	1873,4	21,39	9,5	1616,2	18,45
10,0	1377,4	15,72	10,5	1180,3	13,47
11,0	1021,8	11,66	11,5	875,8	10,00
12,0	752,0	8,58	12,5	643,4	7,35
13,0	554,9	6,33	13,5	473,0	5,40
14,0	403,3	4,60	14,5	344,6	3,93
15,0	293,9	3,36	15,5	246,6	2,82
16,0	208,0	2,37	16,5	168,2	1,92
17,0	142,2	1,62	17,5	116,5	1,33
18,0	96,0	1,10	18,5	81,2	0,93
19,0	69,4	0,79	19,5	58,5	0,67
20,0	47,8	0,55	20,5	38,2	0,44
21,0	29,7	0,34	21,5	22,4	0,26
22,0	16,2	0,19	22,5	11,0	0,13
23,0	8,3	0,09	23,5	6,0	0,07
24,0	5,5	0,06	24,5	4,7	0,05
25,0	4,4	0,05	25,5	3,7	0,04
26,0	2,8	0,03	26,5	2,4	0,03
27,0	1,9	0,02	27,5	1,3	0,01
28,0	0,6	0,01	28,5	0,2	0,00
29,0	0,0	0,00	29,5	0,0	0,00
30,0	0,0	0,00	30,5	0,0	0,00

Parametri della distribuzione di Weibull :	Vc = 7,07	k = 1,57
---	------------------	-----------------

Parametri della velocità del vento calcolati con la distribuzione di Weibull:		
Vmed = 6.35 m/s	sqmV = 4.13 m/s	Vcub = 8.67 m/s
Potenza specifica della vena fluida		Pv = 399 W/m2

Tabella A

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sicilia (Cod. RIF1_Y)

Periodo di elaborazione: 22/01/2002 - 31/01/2003 (numero giorni: 375)

Percentuale dati disponibili = 99.99 % (53914 dati su 53918)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 m dal suolo

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

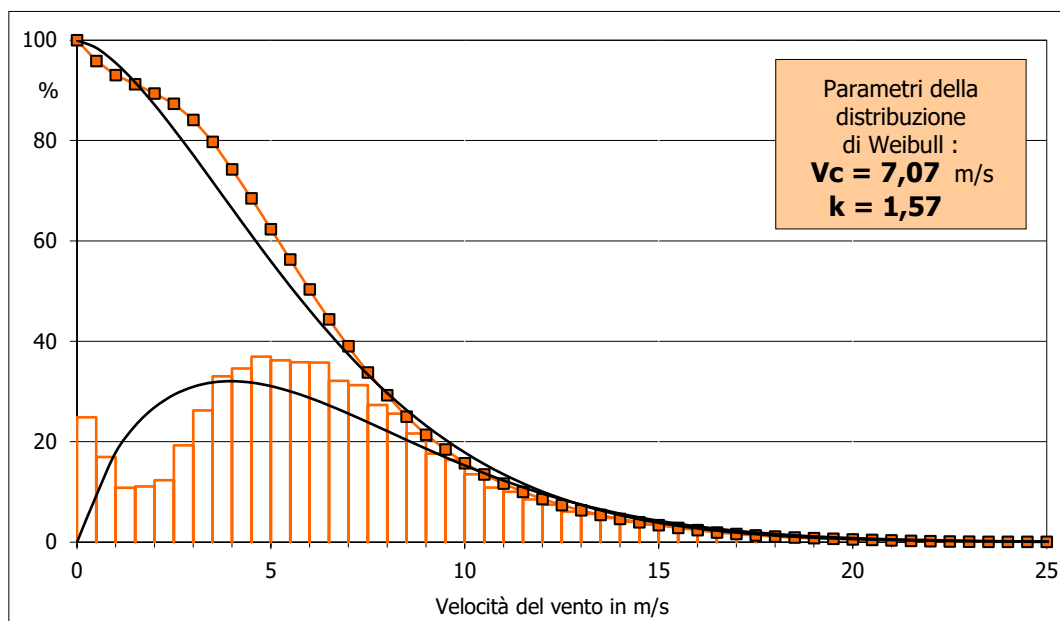
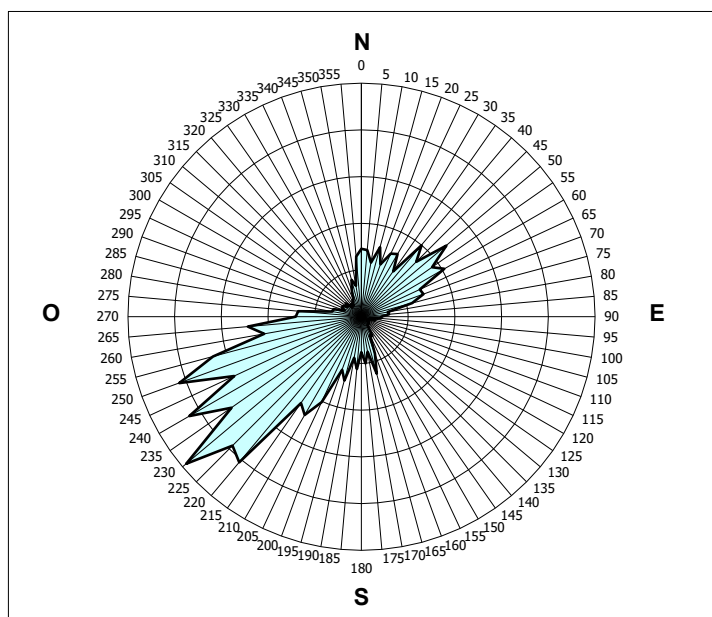


Grafico 2 : FREQUENZE DELLE DIREZIONI DEL VENTO (ROSA DEI VENTI)



Grafici 1 e 2

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sicilia (Cod. RIF1_Y)

Periodo di elaborazione: 22/01/2002 - 31/01/2003 (numero giorni: 375)

Percentuale dati disponibili = 99.99 % (53914 dati su 53918)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 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 ²)	
6°	N	7,4	3991	6,98	3,06	8,16	20,2	332	
5°	NNE	8,8	4747	6,57	2,91	7,74	18,1	284	
4°	ENE	10,4	5597	5,48	2,46	6,50	16,4	169	
8°	E	3,2	1713	5,11	3,35	6,97	17,5	207	
12°	ESE	1,1	599	6,42	5,59	10,29	24,5	667	
9°	SSE	2,7	1430	10,57	6,23	13,57	28,8	1532	
7°	S	6,1	3315	8,65	5,15	11,19	28,5	859	
2°	SSO	14,1	7591	7,04	3,35	8,48	21,7	373	
1°	OSO	23,1	12466	7,06	3,34	8,53	24,8	380	
3°	O	10,7	5784	7,41	3,98	9,36	23,3	503	
10°	ONO	2,5	1331	5,23	2,94	6,68	17,7	183	
11°	NNO	2,4	1289	5,31	3,27	7,07	20,6	216	
	NoDir	3,4	1827	3,94	1,99	4,80	10,6	68	
	Calme	4,1	2234	(velocità del vento minore o uguale a 0.5 m/s)					
	Totale =		53914	6,54	3,85	8,54	28,8	381	

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 ²)	Ev (kWh/m ²)
Dic	1,00	6,64	3,40	8,20	22,0	337	251
Gen	1,30	8,23	4,65	10,42	24,8	692	515
Feb	1,00	6,99	3,88	8,84	21,1	424	285
Mar	1,00	6,78	4,19	9,08	28,8	459	341
Apr	1,00	5,97	3,76	8,03	28,3	317	228
Mag	1,00	6,32	3,20	7,67	17,3	276	205
Giu	1,00	5,59	3,16	7,19	20,8	228	164
Lug	1,00	5,87	2,67	6,92	15,1	203	151
Ago	1,00	5,45	3,19	7,03	18,2	213	159
Set	1,00	5,42	3,18	7,03	19,9	213	153
Ott	1,00	5,87	3,35	7,57	21,8	266	198
Nov	1,00	8,84	4,83	11,18	24,5	856	616

Stagione	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m ²)	Ev (kWh/m ²)
Inverno (Dic - Feb)	7,29	4,07	9,26	24,8	486	1051
Primavera (Mar - Mag)	6,36	3,76	8,30	28,8	351	775
Estate (Giu - Ago)	5,64	3,02	7,05	20,8	214	473
Autunno (Set - Nov)	6,70	4,14	8,98	24,5	443	967

Anno	6,49	3,82	8,48	28,8	373	3266
-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	------------	-------------

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

Tabelle B e C

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sicilia (Cod. RIF1_Y)

Periodo di elaborazione: 22/01/2002 - 31/01/2003 (numero giorni: 375)

Percentuale dati disponibili = 99.99 % (53914 dati su 53918)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 m dal suolo

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

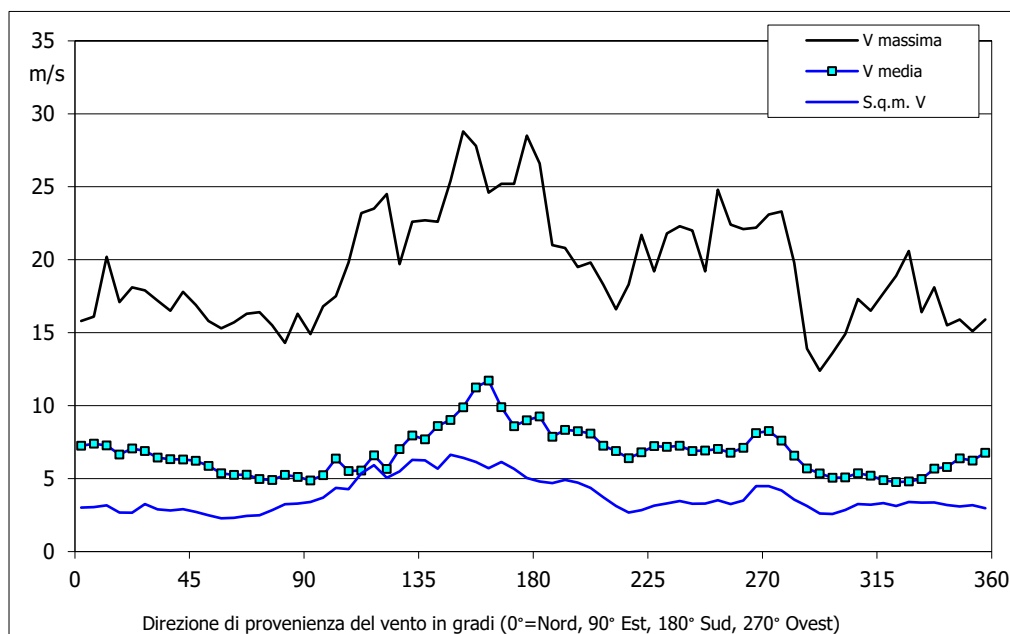
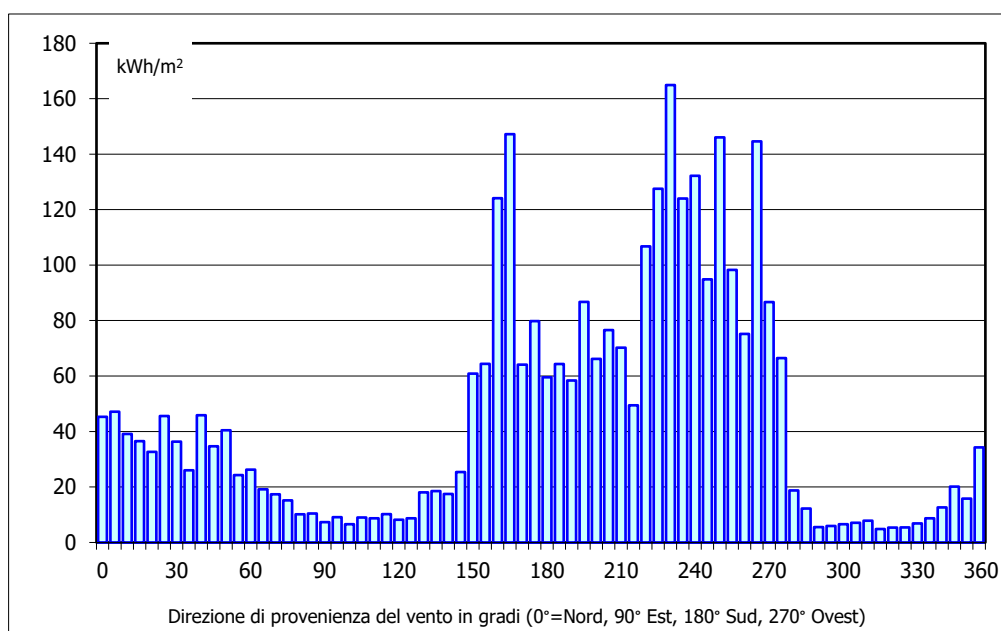


Grafico 4 : ENERGIA SPECIFICA DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m² PER SETTORE DI DIREZIONE



Grafici 3 e 4

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sicilia (Cod. RIF1_Y)

Periodo di elaborazione: 22/01/2002 - 31/01/2003 (numero giorni: 375)

Percentuale dati disponibili = 99.99 % (53914 dati su 53918)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 m dal suolo

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

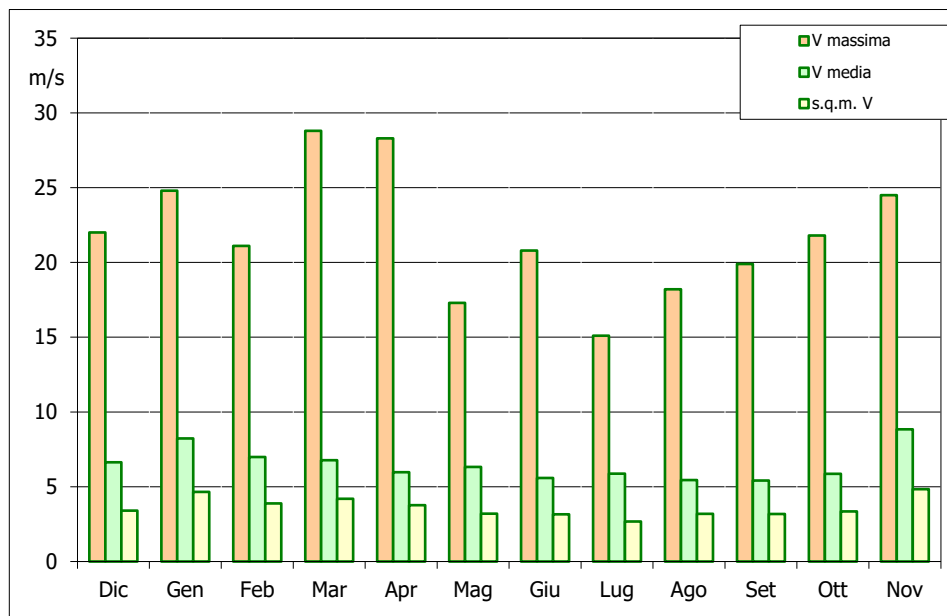
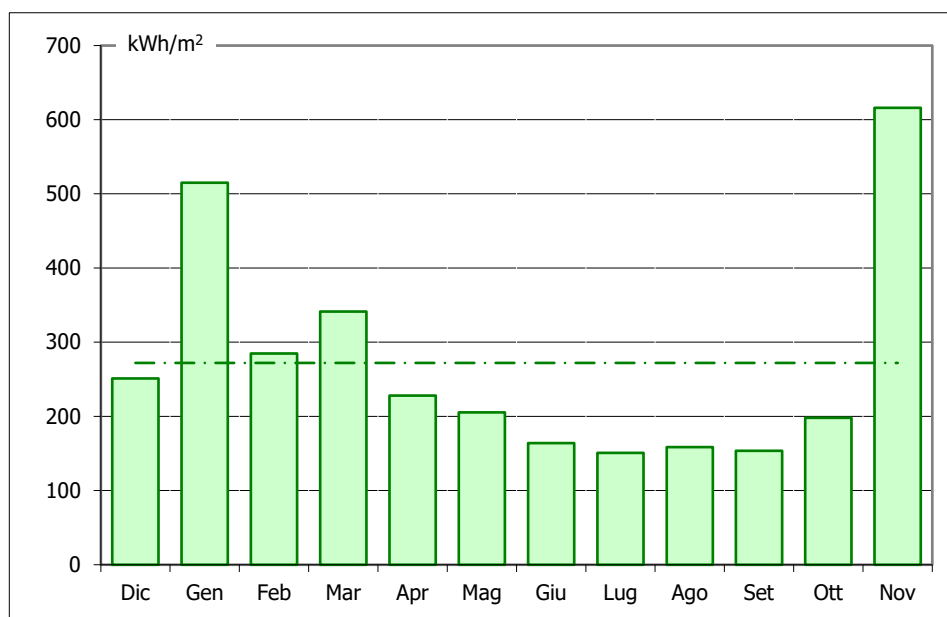


Grafico 6 : ENERGIA SPECIFICA MEDIA MENSILE DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m2



Grafici 5 e 6

ALLEGATO 3

CORRELAZIONE TRA LE VELOCITA' MEDIE MENSILI RILEVATE A:

Variabile X: TA di STORICA 1

(codice: ST01) a 15 m dal suolo

Variabile Y: TA di RIFERIMENTO 1

(codice: RIF1_T) a 30 m dal suolo

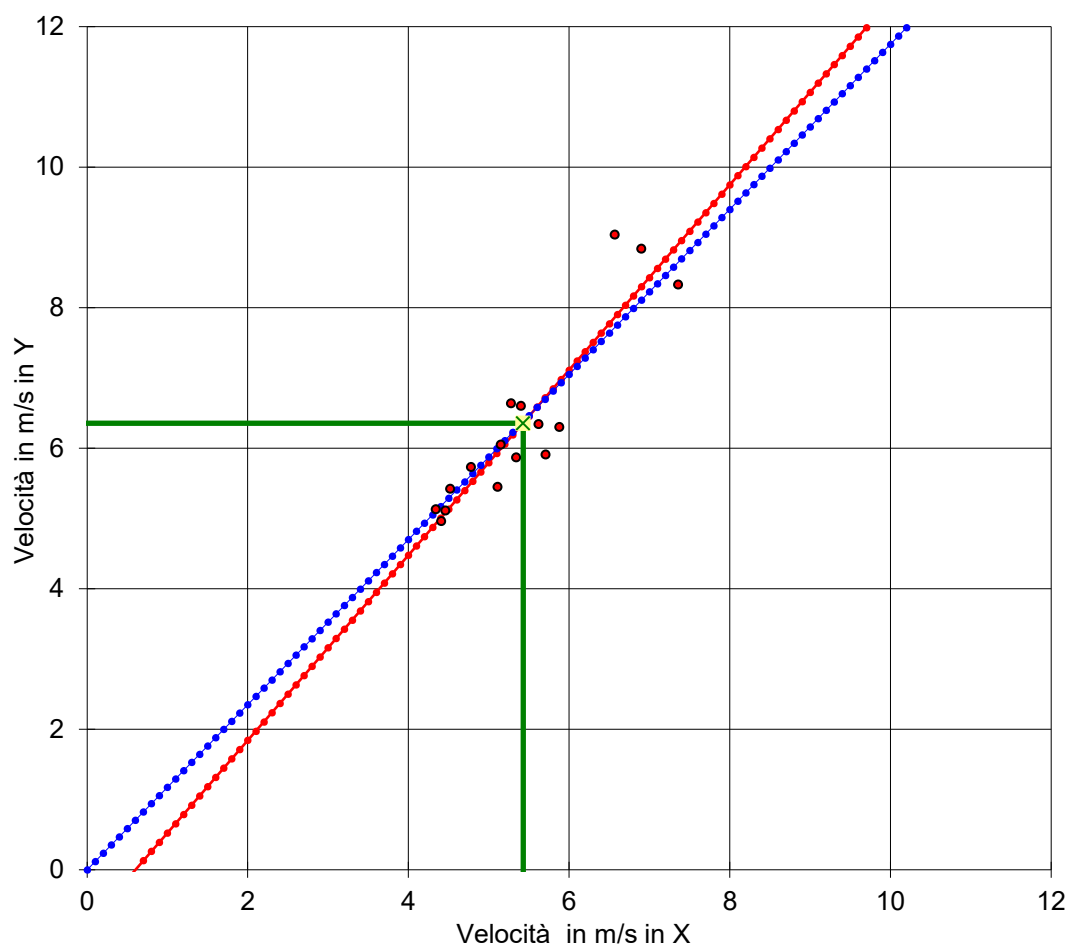
Coefficiente di correlazione = 0.917 (Regressione lineare con 16 punti)

(Y = A * X + B) : A = 1.318 ; B = -0.793

(Y = C * X) : C = 1.175

V media(X) = 5.426 ; V media(Y) = 6.357

(Ym = R * Xm) : R = 1.172



Valore Storico in (X) = 5.403 m/s

Valore Misurato in (Y) = 6.295 m/s

Valore Storico in Y (Y=A * X + B) = 6.327 m/s

ks = 1,005

Valore Storico in Y (Y=C * X) = 6.350 m/s

ks = 1,009

Valore Storico in Y (Ym = R * Xm) = 6.330 m/s

ks = 1,006

ks = Valore Storico in (Y) / Valore Misurato in (Y)

Figura 1

ALLEGATO 4

SITO EOLICO

Comuni di Piana degli Albanesi e Monreale (PA)

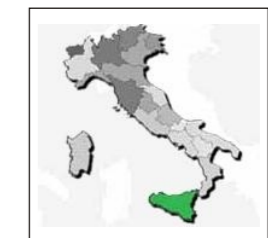
Ubicazione geografica del sito



Scala 1:200.000



 Ubicazione del sito

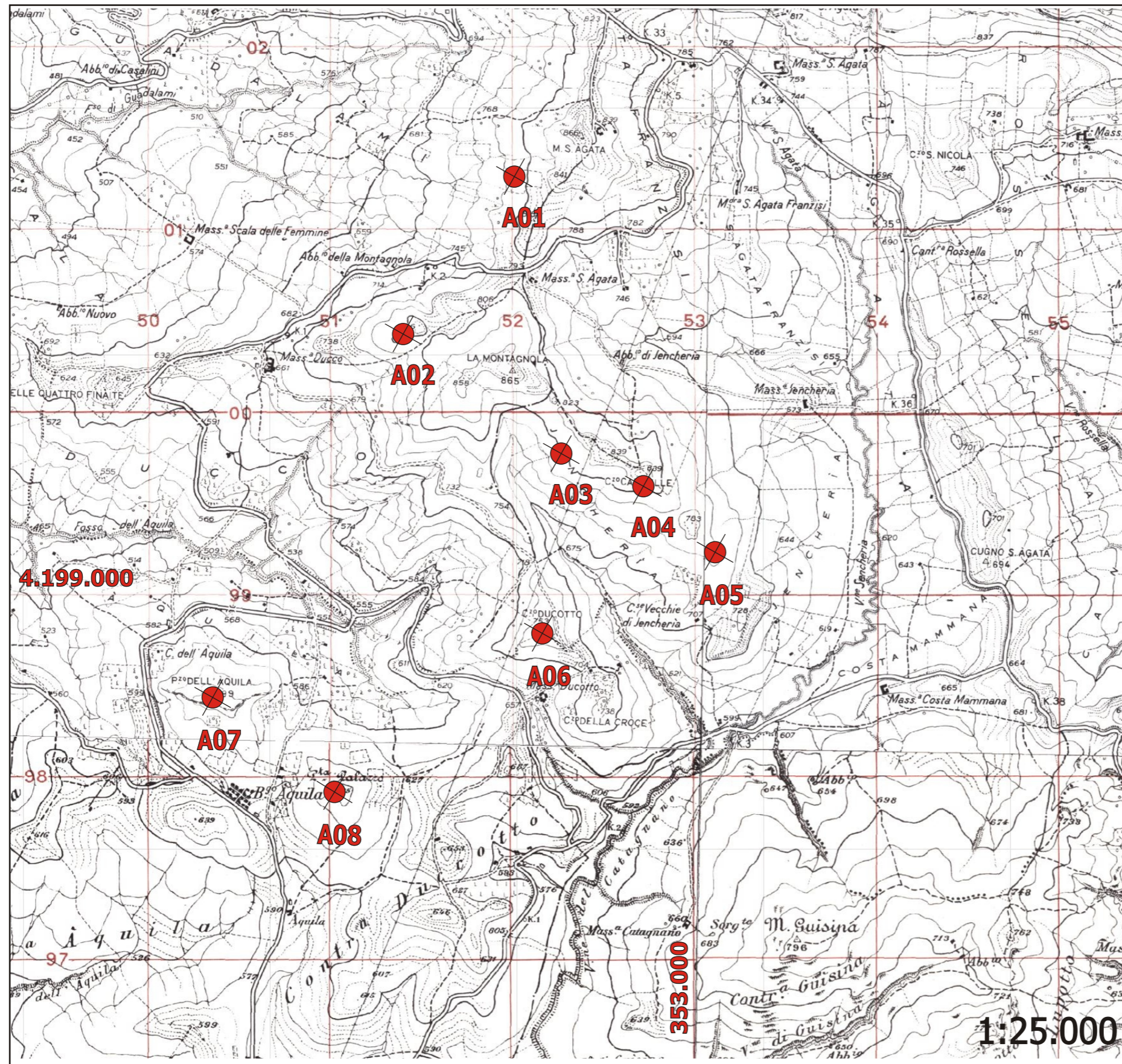


Regione: SICILIA

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



Impianto eolico nei Comuni di Piana degli Albanesi e Monreale (PA) - Regione Sicilia



IMPIANTO EOLICO

Comuni di Piana degli Albanesi e Monreale (PA)

Ubicazione degli Aerogeneratori

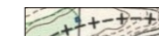
LEGENDA



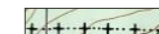
Aerogeneratori



Sito eolico



Confini regionali



Confini provinciali



Confini comunali

Cartina di base IGMI, serie 25V:
PIANA DEGLI ALBANESEI 258 I NO 1:25000



Regione: Sicilia



1:25.000

ALLEGATO 5

Vestas[®]

EnVentus[™] Platform

Wind. It means the world to us.[™]

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. It is the platform architecture from which new variants will arise. 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 145 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.



+145 GW

By connecting advanced modular design with more than 145 GW of tried and tested technology, EnVentus™ aims to ensure continued technology leadership.



Vestas®

40 years of experience

The EnVentus™ platform architecture connects proven system designs from the 2 MW platform, 4 MW platform, and 9 MW platform.

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 1.45 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.

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™, and V162-6.8 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.

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 45,000 turbines across the globe: Tangible proof of our commitment to making renewable energy solutions that are productive, reliable and economical.

Maximised site potential

The Vestas EnVentus™ platform adds three 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.

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.

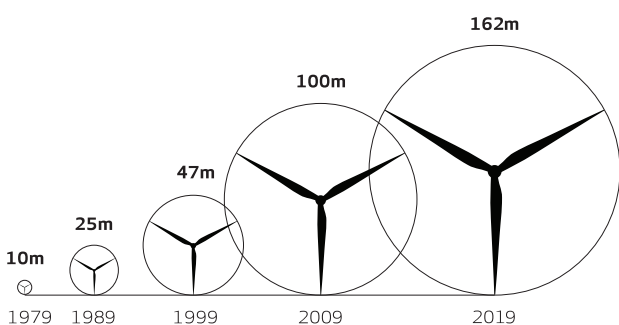
V162-6.2 MW™

With a swept area of over 20,000m², the V162-6.2 MW™ applies the largest rotor size in the Vestas onshore portfolio to achieve industry-leading 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™.

V162-6.8 MW™

With flexible ratings of 6.5 MW, 6.8 MW and 7.2 MW, the V162-6.8 MW™ improves annual energy production through enhancements in powertrain and power conversion systems, while maintaining the maximum Sound Power Level at 104.6dB(A). Improved siteability in warm 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.

Rotor size development



*Depending on site specific conditions.



WIND CLASSES

Turbine type	Low wind speeds	Medium wind speeds	High wind speeds
EnVentus™ turbines			
V150-6.0 MW™		[Blue gradient bar]	
V162-6.2 MW™	[Blue gradient bar]		
V162-6.8 MW™	[Blue gradient bar]		

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.

Options available for the EnVentus™ platform:

- Power Optimised 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 Detection System
- Service Personnel Lift
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas IntelliLight®

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.

V150-6.0 MW™ IEC S

Facts & figures

POWER REGULATION Pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

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°C** to +45°C

*High Wind Operation available as standard

**Subject to different temperature options

SOUND POWER

Maximum 104.9dB(A)***

***Sound Optimised Modes available dependent on site and country

ROTOR

Rotor diameter 150m
 Swept area 17,672m²
 Aerodynamic brake full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency 50/60Hz
 Converter full scale

GEARBOX

Type two planetary stages

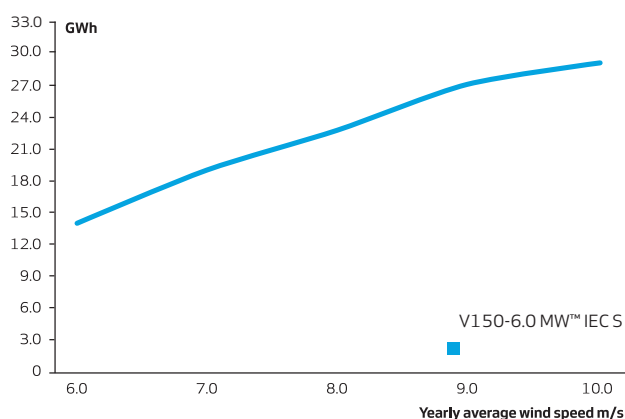
TOWER

Hub height 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 IntelliLight®
- Vestas Shadow Detection System
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection System
- Lightning Detection System
- Power Optimised Modes

ANNUAL ENERGY PRODUCTION



Assumptions

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

V162-6.0 MW™ IEC S

Facts & figures

POWER REGULATION Pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

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°C* to +45°C

*High Wind Operation available as standard

**Subject to different temperature options

SOUND POWER

Maximum 104.3dB(A)**

***Sound Optimised Modes available dependent on site and country

ROTOR

Rotor diameter 162m
 Swept area 20,612m²
 Aerodynamic brake full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency 50/60Hz
 Converter full scale

GEARBOX

Type two planetary stages

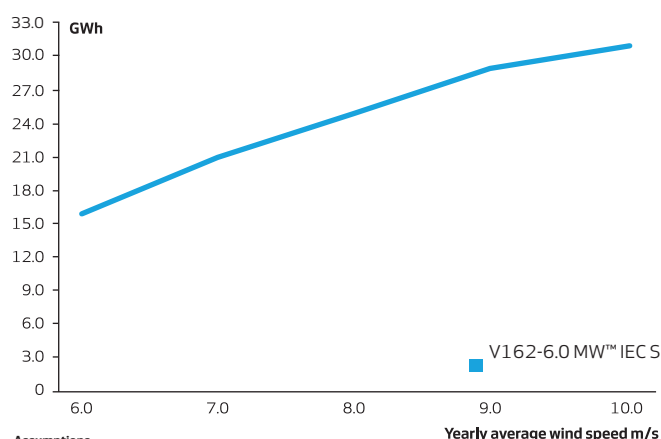
TOWER

Hub height 119m (IEC S/DIBt S), 125m (IEC S), 149m (IEC S), 166m (IEC 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 IntelliLight®
 - Vestas Shadow Detection System
 - Aviation Lights
 - Aviation Markings on the Blades
 - Fire Suppression System
 - Vestas Bat Protection System
 - Lightning Detection System
 - Load Optimised Modes
-

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

Facts & figures

POWER REGULATION

Pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

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

**Subject to different temperature options

SOUND POWER

Maximum	104.8dB(A)**
---------	--------------

***Sound Optimised Modes available dependent on site and country

ROTOR

Rotor diameter	162m
Swept area	20,612m ²
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency	50/60Hz
Converter	full scale

GEARBOX

Type	two planetary stages
------	----------------------

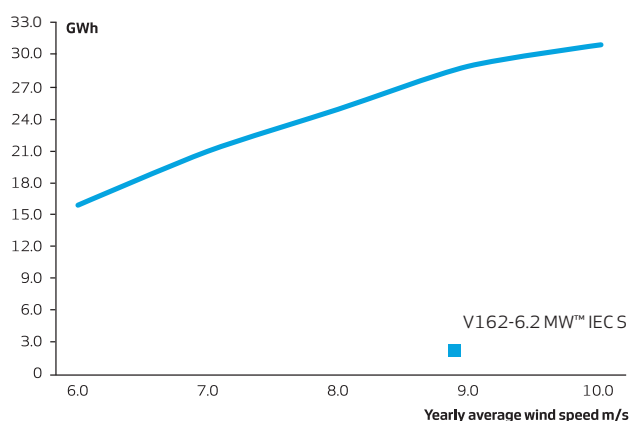
TOWER

Hub height	119m (IEC S/DiBt S), 125m (IEC S), 166m (IEC S/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 IntelliLight®
- Vestas Shadow Detection System
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection System
- Lightning Detection System
- Power Optimised Modes

ANNUAL ENERGY PRODUCTION



Assumptions

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

V162-6.8 MW™ IEC S

Facts & figures

POWER REGULATION Pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

Rated power** 6,800kW
 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

**Subject to different temperature options

SOUND POWER

Maximum 104.6dB(A)***

***Sound Optimised Modes available dependent on site and country

ROTOR

Rotor diameter 162m
 Swept area 20,612m²
 Aerodynamic brake full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency 50/60Hz
 Converter full scale

GEARBOX

Type two planetary stages

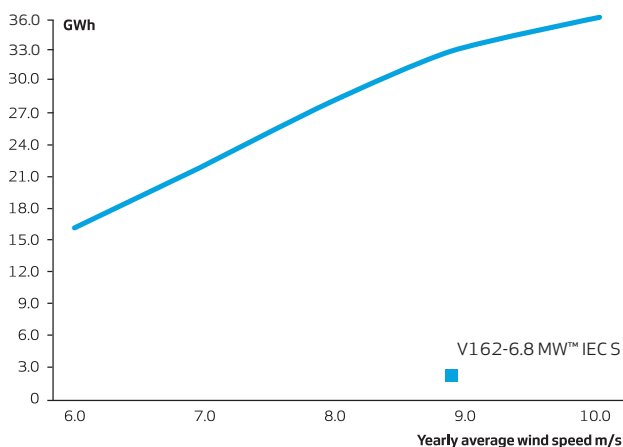
TOWER

Hub height 119m (IEC S/DIBt S),
 166m (IEC S),169m ((DIBt S))

TURBINE OPTIONS

- 6.5 WM Power Optimised Mode
- 7.2 MW Power Optimised 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 IntelliLight®
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection System
- Lightning Detection System

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

Facts & figures

POWER REGULATION Pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

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

SOUND POWER

Maximum 105.5dB(A)*
 *Sound Optimised Modes available dependent on site and country

ROTOR

Rotor diameter 162m
 Swept area 20,612m²
 Aerodynamic brake full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency 50/60Hz
 Converter full scale

GEARBOX

Type two planetary stages

TOWER

Hub height 119m (IEC S/DIBt S)
 169m (IEC S)*
 169m ((DIBt S))

*Includes 3m raised foundation

TURBINE OPTIONS

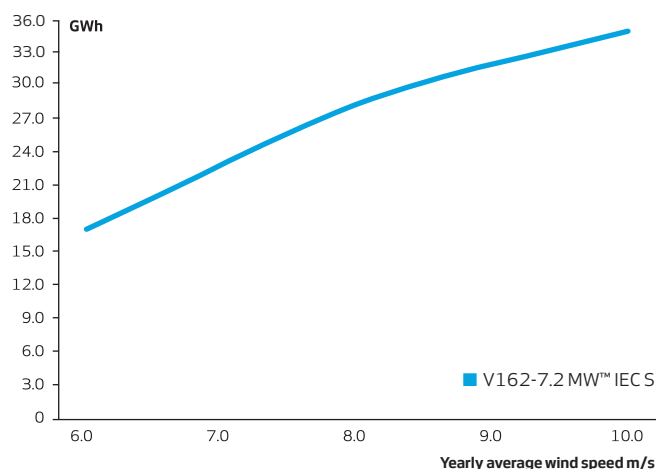
- 6.5 MW Operational Mode
- 6.8 MW Operational Mode
- Oil Debris Monitoring System
- High Temperature CoolerTop
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings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

SUSTAINABILITY

Carbon Footprint 5.8g CO₂e/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 WTG, 100% availability, 0% losses, k factor = 2,
 Standard density = 1.225





Vestas[®]



Vestas Wind Systems A/S
Hedeager 42 . 8200 Aarhus N . Denmark
Tel: +45 9730 0000 . Fax: +45 9730 0001
vestas@vestas.com . [vestas.com](https://www.vestas.com)

© 2021 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.