TG_12_VPE0154
Rap.VPE-180008-2023

Impianto eolico nei Comuni di Torre di Ruggiero e Chiaravalle Centrale (CZ)

Regione Calabria

Analisi dati anemometrici d'area e Valutazione della Produzione Eolica preliminare

CLIENTE	REVISIONE				REDAZIONE
Statkraft Italia S.r.l. Statkraft	N°	MESE	ANNO	LUOGO	C. Gaioni
	00	Febbraio	2023	GARDONE VAL TROMPIA	APPROVAZIONE C. Mazzarella
ORDINE RIF.	Accettazione ns. Offerta 268_BS_2022_Rev1 del 02/02/2023				

IL PRESENTE DOCUMENTO È DESTINATO AD USO ESCLUSIVO

DEL **C**OMMITTENTE.

L'USO IMPROPRIO DA PARTE DI TERZI DI INFORMAZIONI,

DATI, ELABORATI, IMMAGINI IVI CONTENUTI È SANZIONABILE

NEI TERMINI DI LEGGE.

	SISTEMA QUALITA' CERTIFICATO **UNI EN ISO 9001:2015**

SOMMARIO

1 PREMESSA 4
2 IL SITO 5
2.1 Localizzazione dell'impianto 7
3 STAZIONE ANEMOMETRICA E RELATIVE ELABORAZIONE DATI DI VENTO 7
4 MATERIALE RESO DISPONIBILE DAL COMMITTENTE 9
4.1 Aerogeneratore 9
5 MODELLO DI CALCOLO 10
6 AREA DI APPLICAZIONE DEL MODELLO 11
7 VERIFICHE SUL MODELLO 11
7.1 Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull 11
7.2 Verifica del gradiente al suolo della velocità del vento 12
7.3 Anemometro virtuale 13
8 RISULTATI DI WASP 15
8.1 Producibilità lorda dell'impianto 15
9 PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO AL NETTO DELLE PERDITE 16
10 CONCLUSIONI 17

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, nonché il certificato di calibrazione "tipo" del modello di sensore di velocità installato e le brochure della catena di misura impiegata
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
3	**Tavole**	Tavola con ubicazione dell'impianto, costituito da un insieme di dieci turbine
4	**Brochure**	Scheda tecnica del modello di aerogeneratore utilizzato nelle simulazioni

1 PREMESSA

La possibilità di utilizzare la fonte eolica per la produzione di energia elettrica è subordinata alla disponibilità di siti con caratteristiche idonee alla realizzazione di impianti. Tali caratteristiche si riassumono nella disponibilità di spazio sufficiente ad ospitare un certo numero di aerogeneratori, nell'accessibilità al sito in relazione al trasporto degli stessi, nella presenza di una rete elettrica capace di assorbire la nuova immissione di energia, nell'assenza di valori ambientali tali da compromettere l'accettabilità pubblica dell'impianto e, soprattutto, in un sufficiente livello di ventosità.

Oggetto del presente studio, realizzato da Tecnogaia per conto di **Statkraft Italia 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 nei Comuni di Torre di Ruggiero e Chiaravalle Centrale, nella Provincia di Catanzaro, facente parte della Regione Calabria. Detta stima 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 una serie storica riferita ad una posizione localizzata nella più ampia area considerata, a conferma che tale serie di dati è compatibile con quella della zona di appartenenza, appartenente allo stesso regime di venti e ben rappresentativa del sito in oggetto.

In sintesi, l'attività svolta può essere suddivisa nei seguenti processi unitari:

1) Analisi, validazione ed elaborazione dei dati anemometrici disponibili, sia appartenenti alla stazione in sito, sia alla serie storica
2) Valutazione della ventosità di lungo periodo della serie di dati della stazione in sito mediante confronti con una serie di dati storici
3) Predisposizione della distribuzione di ventosità in ingresso al modello di simulazione
4) Predisposizione della mappa territoriale in ingresso al modello con curve di livello e rugosità
5) Simulazione del campo di vento mediante modello WAsP
6) Valutazioni della produzione annua attesa dall'impianto, lorda ed al netto delle perdite stimate, mediamente negli anni di suo funzionamento ($P_{50\%}$)

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 estende tra due municipalità, la prima chiamata Chiaravalle Centrale e posta nella parte Nord dell'impianto, della quale fanno parte le turbine WTG08 e WTG09, la seconda chiamata Torre di Ruggiero, nella zona Sud, con i restanti aerogeneratori. L'impianto, posizionato nella parte centro-meridionale della Regione Calabria, al centro tra Mar Tirreno e Ionio, si estende per circa 2 x 3 km.

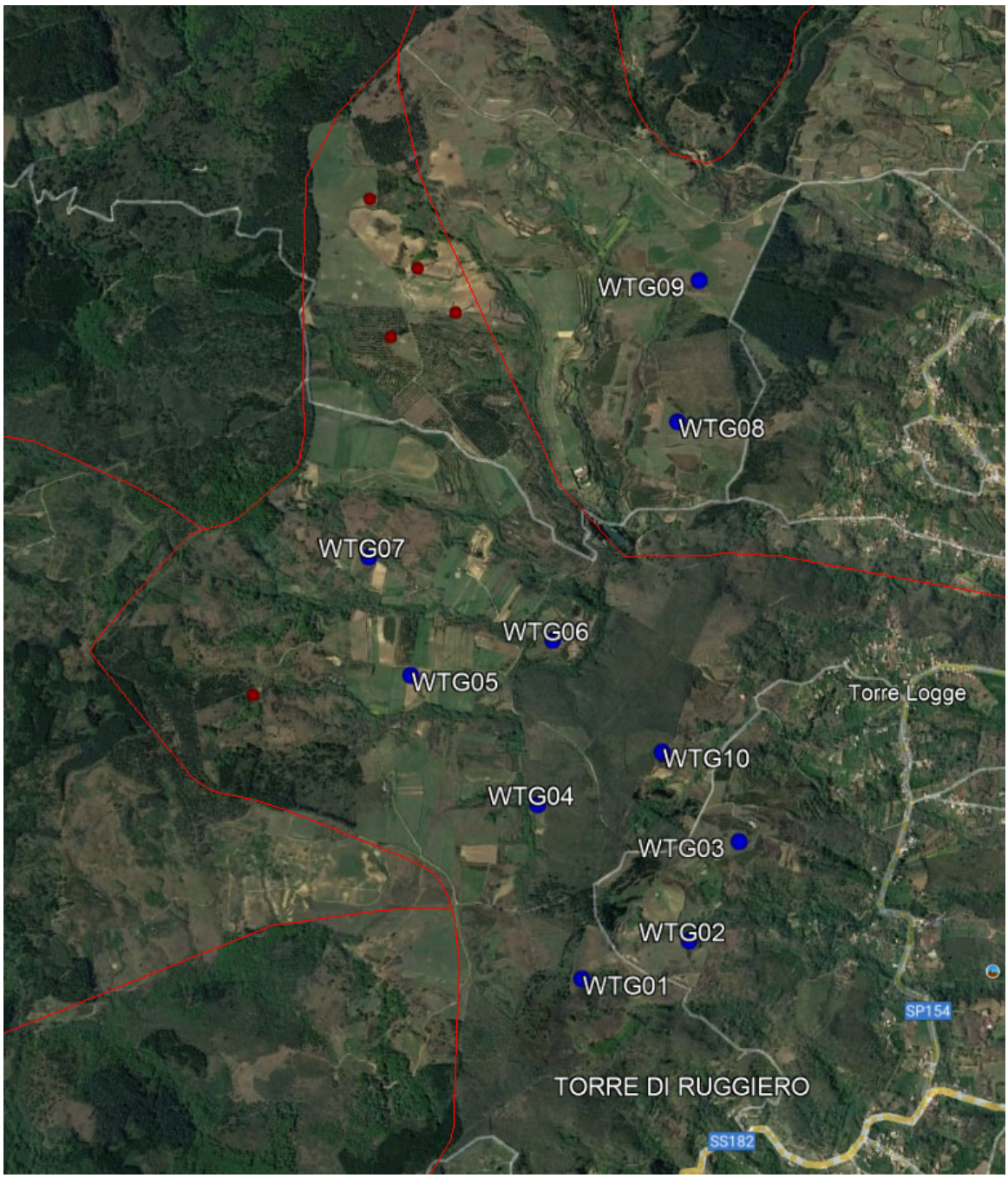
L'area geografica che ospita il sito, nel suo contesto più ampio, è caratterizzata da un'orografia moderatamente complessa e da una rugosità medio/alta. Essa è costituita per lo più da distese collinari, con variazioni contenute all'interno di una sessantina di metri. Le turbine risultano ben esposte e non si rilevano ostacoli al flusso del vento. La ventosità predominante dell'area del sito proviene prevalentemente dai settori occidentali.

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

- Altitudine media: **765 m slm**
- Orografia del sito: **moderatamente complessa**
- Orografia circostante il sito: **moderatamente complessa**
- Utilizzo prevalente del terreno: **incolto**

Per il sito in oggetto sono state ipotizzate dieci postazioni per altrettanti aerogeneratori di grande taglia 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. Di seguito viene riportata l'immagine satellitare dell'ubicazione di detto sito (icone di colore blu), unitamente alle turbine esterne in esercizio (icone in colore rosse), come risultanti dai database pubblici e dalle immagini satellitari. Le stesse, considerate per le interferenze sull'impianto del Committente e dunque per il calcolo delle relative perdite per effetto scia, sono nr. 5 Senvion MM82 da 2.0 MW con altezza di mozzo pari a 80 m.


WTG09
WTG08
WTG07
WTG06
WTG05
Torre Logge
WTG10
WTG04
WTG03
WTG02
WTG01
SP154
TORRE DI RUGGIERO
SS182

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.

WTG	Comune	Quota (m slm)	COORDINATE UTM WGS84		COORDINATE UTM ED50		Fuso
			Long. E	Latit. N	Long. E	Latit. N	
WTG01	Torre di Ruggiero	793	617,664	4,280,357	617,726	4,280,547	33
WTG02	Torre di Ruggiero	740	618,166	4,280,532	618,228	4,280,722	
WTG03	Torre di Ruggiero	766	618,396	4,281,005	618,458	4,281,195	
WTG04	Torre di Ruggiero	756	617,441	4,281,164	617,503	4,281,354	
WTG05	Torre di Ruggiero	776	616,834	4,281,765	616,896	4,281,955	
WTG06	Torre di Ruggiero	730	617,498	4,281,938	617,560	4,282,128	
WTG07	Torre di Ruggiero	785	616,629	4,282,318	616,691	4,282,508	
WTG08	Chiaravalle Centrale	757	618,076	4,282,978	618,138	4,283,168	
WTG09	Chiaravalle Centrale	780	618,168	4,283,640	618,230	4,283,830	
WTG10	Torre di Ruggiero	764	618,026	4,281,422	618,088	4,281,612	

3 STAZIONE ANEMOMETRICA E RELATIVA ELABORAZIONE DATI DI VENTO

Per le valutazioni di producibilità nel seguito descritte sono state preventivamente verificate diverse serie di dati anemometrici di altrettante stazioni ricadenti nell'area, utilizzando poi i dati di una stazione anemometrica denominata Riferimento 1, ricadente nel Comune di Satriano.

Di seguito si riportano in sintesi alcuni dati sulla stazione e sull'elaborazione dei dati raccolti:

Codice	Denominazione	Coordinate WGS84		Quota (s.l.m.)	Altezza	Periodo di misura disponibile	
		Latitudine	Longitudine	(m)	(m)	Inizio	Fine
RIF1	Riferimento 1	38° 40'	16° 30'	265	30	10/2014	09/2017

La disponibilità dei dati validi, per il periodo di circa un anno preso come riferimento, risulta essere:

Codice	Denominazione	Durata misura	Periodo di misura		Disponibilità
		(mesi)	Inizio	Fine	%
RIF1_1Y	Riferimento 1	12.1	28/10/2014	31/10/2015	100.0

I processi di analisi dei dati anemometrici disponibili della stazione Riferimento 1, di validazione e di loro successiva elaborazione, sono ampiamente illustrati nell'**Allegato Tabelle e Grafici**, cui bisogna riferirsi per approfondimenti e verifiche.

Non risultando tale serie di durata sufficiente per le stime, si è provveduto ad integrare i dati grazie ad una serie ventennale di dati contemporanei ERA5, ovvero la quinta release di rianalisi sul clima globale resa disponibile dal centro europeo ECMWF, assumendo che detta serie ricostruisca con lo stesso criterio, nell'intero periodo considerato, il dato di ventosità (il cui valore medio, comunque, non è utilizzabile in valore assoluto ma solo qualitativamente), senza però avere informazioni a confortare tale tesi; i dettagli del punto utilizzato sono esposti nella tabella seguente:

Codice	Coordinate Geografiche WGS84	Alt. (s.l.m.)	H	Periodo di misura	
		(m)	(m)	Inizio	Fine
ERA5T	Lat. 38.75° Long. 16.50°	630	100	Gennaio 2002	Dicembre 2021

A seguito dei confronti delle serie è stato possibile estrarre un dato di vento della stazione anemometrica Riferimento 1 destagionalizzato.

I risultati sintetici dell'elaborazione statistica dei dati della stazione considerata, a seguito anche della sua storicizzazione, sono i seguenti:

Codice	**Denominazione**	**Periodo**	**H misura**	**V med**	**Energia**	**Param. distribuzione**	
		(mesi)	**s.l.s.**	**(m/s)**	**(W/m²)**	**Vc (m/s)**	**k**
RIF1_S	Riferimento 1	12.1	30	5.19	265	5.67	1.37

Il suffisso "_S" sta ad indicare che i risultati tengono conto della storicizzazione, la quale ha indicato che il valore misurato durante la campagna anemometrica di circa un anno è stato inferiore di circa 5.5 punti percentuali rispetto al valore atteso nel lungo periodo.

La stazione anemometrica Riferimento 1 si trovava, rispetto al baricentro dell'impianto, in direzione Est. Nonostante una quota inferiore di qualche centinaio di metri rispetto alla media complessiva degli aerogeneratori di progetto, essa risulta favorevole per le stime successive con modello, pur in presenza di una media complessità del territorio intercorrente e la presenza di alcuni rilievi. Sarà necessario tenere conto di questi fattori di incertezza, la cui quantificazione non è però oggetto dello studio corrente, in seguito al conseguimento del titolo abilitativo.

4 MATERIALE RESO DISPONIBILE DAL COMMITTENTE

Il materiale reso disponibile dal Committente per la presente valutazione è il seguente:

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

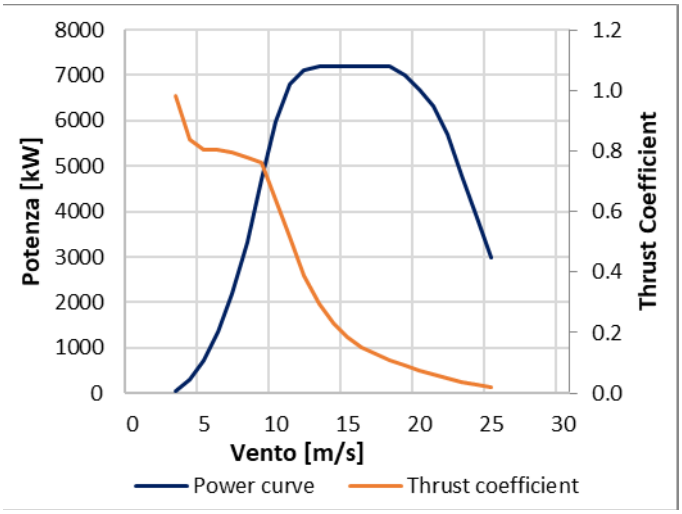
4.1 Aerogeneratore

Per le valutazioni di producibilità è stato indicato un modello di turbina di grande taglia. Nella tabella sottostante sono riportate alcune sue caratteristiche essenziali essenziali, mentre in **Allegato Brochure** è riportata la brochure descrittiva dello stesso:

COSTRUTTORE	MODELLO	Potenza nominale	Diametro Rotore	H Mozzo	Sorgente curva
Vestas	V172-7.2 MW	7.2 MW	172 m	117 m	Produttore

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	V172-7.2 MW		**Diametro**	172 m
Altezza di mozzo	117 m		**Classe IEC**	S
Vento (m/s)	**Potenza (kW)**	**Thrust Coefficient**		
0	-	-		
1	-	-		
2	-	-		
3	41	0.980		
4	291	0.836		
5	719	0.805		
6	1344	0.805		
7	2203	0.795		
8	3322	0.780		
9	4722	0.763		
10	5973	0.639		
11	6800	0.516		
12	7115	0.390		
13	7190	0.297		
14	7200	0.233		
15	7200	0.187		
16	7200	0.153		
17	7200	0.128		
18	7190	0.108		
19	7006	0.090		
20	6689	0.074		
21	6328	0.061		
22	5702	0.049		
23	4794	0.037		
24	3874	0.028		
25	2977	0.020		



5 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 ver. 10.2 (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.

6 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 350 km^2, precisamente un rettangolo di 24x15 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 utilizza la rugosità derivante dal database Corine Land 2018.

7 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 ulteriori serie di dati nella più ampia area analizzata, le stime sono state verificate attraverso confronti e analisi di micrositing, i cui esiti sono stati positivi, soprattutto in considerazione di distanze e complessità orografiche intercorrenti tra i presidi utilizzati.

7.1 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 relativa alle verifiche descritte, il raffronto tra le ventosità ha fatto emergere scostamenti non troppo contenuti, appena al di sotto di due punti percentuali, mentre il confronto tra i valori di energia specifica ha portato a differenze meno consistenti, al di sotto di mezzo punto percentuale. Detti scostamenti rimangono comunque all'interno dell'incertezza associabile al processo messo in atto.

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

7.2 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 tra questo ed il valore di alfa stimato da WAsP nello stesso punto e alle stesse altezze di misura.

Per soddisfare le esigenze descritte, sono state effettuate due simulazioni sulla verticale della stazione di Riferimento 1, utilizzando in ingresso al modello i dati della stessa. La prima attraverso il raffronto dei gradienti tra le altezze di misura, la seconda confrontando i valori di alfa stimati all'altezza della misura più alta e quella del mozzo ipotizzato.

Il gradiente sperimentale della stazione, frutto delle misure a 30 e 20 m dal suolo, risulta molto elevato per tutti i venti, pari 0.3, e più contenuto per i soli venti superiori ai 4 m/s, ovvero 0.15. È indubbio che la bassa altezza del secondo sensore posso comportare un rallentamento, anche sensibile, alla vena fluida, soprattutto quando la stessa sia di bassa entità. Di contro, l'alfa stimato dal modello di calcolo, sempre tra le due altezze indicate, è invece più contenuto, pari a 0.1, mentre aumenta con l'aumentare della quota di simulazione, precisamente pari a 0.15 per il confronto tra 30 e 117 m. Tutto sommato, visti i risultati delle simulazioni, si ritiene corretto lasciare al modello di calcolo il compito di stimare la ventosità all'altezza di mozzo indicata per l'aerogeneratore di progetto.

7.3 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 117 m in corrispondenza della posizione dell'aerogeneratore d'impianto **WTG05** 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.

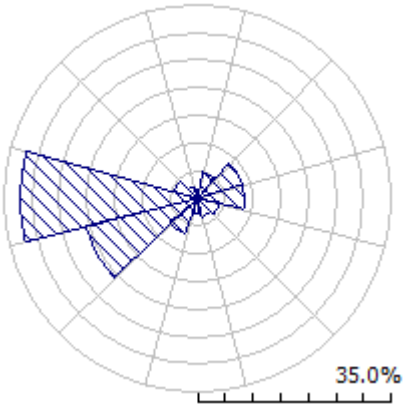
Nella prima parte della tabella sono riportati, per ciascuno dei 12 settori di direzione in cui è stato suddiviso l'angolo giro di 360° i seguenti parametri:

- 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 dei 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: **WTG05** – Anemometer height: 117 m a.g.l.



	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
A	3.1	4.4	5.1	5.4	5.4	5.0	4.9	6.6	8.3	9.9	6.3	5.5
K	1.25	1.35	1.52	1.81	2.03	1.79	1.60	1.97	1.65	2.11	2.10	1.67
U	2.90	4.04	4.62	4.81	4.79	4.46	4.41	5.85	7.43	8.77	5.59	4.92
P	55	130	161	145	127	118	131	239	597	750	195	171
f	1.7	4.8	8.6	8.5	4.1	3.3	2.7	6.7	20.7	31.9	4.6	2.5

U	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	All
1.0	216	127	82	46	32	55	77	24	30	8	21	56	39
2.0	223	165	134	107	93	122	137	67	61	26	65	112	75
3.0	178	157	146	139	137	154	154	100	79	44	104	136	95
4.0	130	136	138	149	158	158	148	121	89	60	130	140	104
5.0	90	110	121	140	155	143	129	128	93	73	140	129	104
6.0	60	86	100	121	135	117	104	124	91	83	135	112	99
7.0	39	65	79	96	106	89	80	111	87	88	118	91	89
8.0	25	48	60	72	75	63	58	93	80	90	95	70	78
9.0	15	34	44	50	49	41	41	74	71	87	71	51	66
10.0	9	24	32	33	29	26	27	55	62	81	49	36	55
11.0	6	16	22	21	16	15	18	39	53	73	32	25	45
12.0	3	11	15	12	8	8	11	26	44	64	19	16	36
13.0	2	7	10	7	4	4	7	17	36	54	11	10	29
14.0	1	5	6	4	2	2	4	10	29	44	6	6	23
15.0	1	3	4	2	1	1	2	6	23	35	3	4	17
16.0	0	2	2	1	0	0	1	3	18	27	1	2	13
17.0	0	1	2	0	0	0	1	2	14	20	1	1	10
18.0	0	1	1	0	0	0	0	1	11	14	0	1	7
19.0	0	0	1	0	0	0	0	0	8	10	0	0	5
20.0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	7	0	0	3
21.0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	5	0	0	2
22.0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0	2
23.0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	1
24.0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1
25.0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0
26.0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0

8 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 al Committente e per consentire le correzioni di tutte le approssimazioni introdotte dal modello di calcolo.

8.1 Producibilità lorda dell'impianto

Nel seguito si riportano i risultati della simulazione svolta:

IMPIANTO EOLICO NEL COMUNE DI TORRE DI RUGGIERO E CHIARAVALLE CENTRALE (CZ)

Stazione di riferimento	**RIF1_S (5.19 m/s)**
Aerogeneratore (modello)	**Vestas V172-7.2 MW**
Potenza nominale (MW)	**7.2**

AG	Coordinate UTM ED50 Fuso 33		Base Macchina (m s.l.m.)	Dati al mozzo – Dati di WAsP: H mozzo (m)	V (m/s)	P lorda (MWh/a)	Perdita per scia [%]	P netta (MWh/a)	Ore (MWh/MW)
	Longit.	Latitud.							
WTG01	617,726	4,280,547	793	117.0	6.79	22,440	2.96	21,775	3024
WTG02	618,228	4,280,722	740	117.0	6.56	21,273	9.69	19,211	2668
WTG03	618,458	4,281,195	766	117.0	6.89	22,959	9.35	20,811	2890
WTG04	617,503	4,281,354	756	117.0	6.43	20,591	4.30	19,706	2737
WTG05	616,896	4,281,955	776	117.0	6.62	21,455	5.36	20,306	2820
WTG06	617,560	4,282,128	730	117.0	6.37	20,222	9.99	18,201	2528
WTG07	616,691	4,282,508	785	117.0	6.57	21,250	2.73	20,670	2871
WTG08	618,138	4,283,168	757	117.0	6.72	22,002	4.07	21,106	2931
WTG09	618,230	4,283,830	780	117.0	6.84	22,563	4.43	21,564	2995
WTG10	618,088	4,281,612	764	117.0	6.90	22,817	9.40	20,673	2871
MEDIE			**765**	**117.0**	**6.67**	**21,757**	**6.23**	**20,402**	**2834**
TOTALI						**217,572**		**204,023**	

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

9 PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO AL NETTO DELLE PERDITE

Alla producibilità lorda riportata al capitolo precedente devono essere sottratte le perdite d'impianto. Nella tabella seguente sono riportati i valori di perdita applicati: **si raccomanda la revisione degli stessi una volta sottoscritti tutti i contratti di fornitura della turbina ed O&M, nonché una volta disponibile il progetto elettrico esecutivo dell'impianto**.

Perdite considerate	**V172-7.2 MW**
Densità aria alla densità di 1.125 Kg/m^3	-4.3%
Disponibilità aerogeneratore	-3.0%
Disponibilità aerogeneratore – non contrattuale	-0.5%
Disponibilità B.O.P.	-1.0%
Disponibilità rete	-0.2%
Perdite elettriche d'impianto	-1.5%
Perdite ambientali	-0.5%
Performance aerogeneratore	-1.5%
Totale perdite	**-11.9%**

Disponibilità Contrattuale dell'Aerogeneratore: è stato assunto un valore standard del 97%

Disponibilità B.O.P.: questa perdita considera i fuori servizio del Balance of Plant, ovvero il valore di disponibilità garantita dal provider dei servizi O&M per il B.O.P. Il valore assunto dovrà essere rivisto alla chiusura delle negoziazioni del contratto O&M per il B.O.P.

Disponibilità Rete: tale perdita rappresenta gli eventuali fuori servizio della Rete Elettrica Nazionale a cui si collegherà l'impianto eolico. In tale analisi, è stato adottato un valore standard corrispondente a n. 3 eventi all'anno della durata media di 6 ore.

Perdite Elettriche: le perdite elettriche sono state assunte in assenza di informazioni sul progetto elettrico. Il valore dovrà eventualmente essere rivisto una volta disponibile il progetto esecutivo del Progetto.

Altre perdite: la voce tiene conto dei parametri ambientali (ghiaccio, shutdown per temperatura, ecc.). Non tiene invece conto di alcun wind sector management/sector-wise curtailment e/o limitazioni dovute all'impatto acustico e/o limitazioni di rete particolari, in quanto non sono disponibili o risultanti informazioni a riguardo.

Prestazione aerogeneratore: tale perdita tiene conto della degradazione pale, isteresi e prestazione non ottimale della turbina.

Ne risulta, pertanto, **una produzione attesa netta ($P_{50\%}$) di 179,744 MWh/anno pari a 2496 ore annue equivalenti**.

10 CONCLUSIONI

Il presente rapporto contiene i risultati della valutazione preliminare di produzione attesa dall'impianto eolico in progettazione in un sito ricadente nei Comuni di Torre di Ruggiero e Chiaravalle Centrale, nella Provincia di Catanzaro, parte della Regione Calabria.

La valutazione della producibilità è stata ottenuta mediante applicazione di un modello fluidodinamico del vento utilizzando in ingresso una serie di dati anemometrici appartenente ad una stazione di rilevamento le cui misure ben caratterizzano un ampio territorio circostante. La serie di dati è stata ampiamente analizzata ai fini del presente studio. La sua bontà e validità è stata confermata, anche grazie al risultato di verifiche e confronti con una serie storica appartenente all'area del sito considerato, utilizzata per il processo di storicizzazione posto in atto, il cui esito è stato pienamente soddisfacente.

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 positive 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.

I siti più interessanti dal punto di vista dell'installazione di un impianto eolico sono caratterizzati da livelli di ventosità tali da comportare valori di utilizzazione dello stesso per un numero minimo di ore annue di funzionamento, tale da garantirne la convenienza economica dell'iniziativa. Questo valore può variare a seconda della taglia dell'aerogeneratore adottato poiché varia il costo dell'aerogeneratore stesso e più in generale dei costi di investimento e di gestione dell'impianto.

Nel complesso i processi applicati non hanno comportato difficoltà di esecuzione superiori alla norma, grazie ad un sito interessato da un'elevata ventosità ed una complessità territoriale solo moderata.

Nell'ottica della finalizzazione del progetto e dell'eventuale necessità d'intercettare i servizi proposti dal circuito del Credito (finanziamento), si consiglia, all'ottenimento del titolo abilitativo, una specifica qualificazione anemometrica ad adeguate altezze dal suolo, anche con l'impiego della tecnologia di Remote Sensing Device, con misure anche di breve durata e un approfondimento di questo studio (asseverazione bancabile) che comprenda in particolare un'analisi specifica delle variabili, la quale, con le informazioni disponibili, definisca l'incertezza complessiva sulla valutazione della producibilità dell'impianto, al fine di determinarne il valore atteso con data probabilità ($P_{75\%}$, $P_{90\%}$,) solitamente richiesto per il finanziamento.

ALLEGATO 1

	QUALIFICAZIONE DEI DATI ANEMOLOGICI DI UN SITO *Scheda della stazione anemometrica*	TecnoGaia S.r.l.

Fornitore: TECNOGAIA		**Sito: Torre di Ruggiero-Chiaravalle Centrale**	
Data	Codifica documento	Archivio	Compilato da

Sezione A) – Dati identificativi della stazione anemometrica

NOME STAZIONE (max 16 car.) : Riferimento1 Codice : RIF1

Sezione B) – Dati identificativi delle apparecchiature

SENSORE VEL. H dal suolo 30 (m) Tipo NRG MAX40 N° MATR. N° INVENT:

SENSORE VEL. H dal suolo __ (m) Tipo ____ N° MATR. _____ N° INVENT: _____

SENSORE DIR. H dal suolo 30 (m) Tipo NRG 200P N° MATR. _____N° INVENT:_____

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

ALTRI SENSORI_____

ACQUISITORE Tipo SECONDWIND NOMAD 2 N° MATR. N° INVENT. _____

SOSTEGNO Tipo ____ H _ (m) _____ N° MATR. _____

CONTENITORE DELLE APPARECCHIATURE Tipo SAREL

Verifica in uscita effettuata da : Bonsi Data : 09/07/14

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

Comune di : SATRIANO Provincia : CZ Regione : CALABRIA

Tavoletta IGMI: STILO Foglio n° : 247 IV NO

Coordinate WGS84 : LATITUDINE 38° 40’ LONGITUDINE 16° 30’

Altitudine in metri s.l.m.: 265 Caratteristiche orografiche : ALTOPIANO

Utilizzo del terreno : ULIVETO Accessibilità : SCARSA

Note : _____

Sezione D) – Procedura di gestione della stazione e cambio cartuccia

Sarà effettuata da : TECNOGAIA per conto di TECNOGAIA

Indirizzo e Telefono : _____

Note : _____

Stazione anemometrica installata da : BONSI data : 28/10/14

Svend Ole Hansen ApS
SCT. JØRGENS ALLÉ 7 · DK-1615 KØBENHAVN V · DENMARK
TEL: (+45) 33 25 38 38 · FAX: (+45) 33 25 38 39 · WWW.SOHANSEN.DK

WIND
ENGINEERING
FLUID
DYNAMICS

CERTIFICATE FOR CALIBRATION OF CUP ANEMOMETER

Certificate number: 13.02.00786 **Date of issue:** January 24, 2013

Type: NRG #40 **Serial number:** 179500213152

Manufacturer: NRG Systems, 60 Riggs Road, Hinesburg, Vermont 05461, USA

Client: NRG Systems, Inc., 110 Riggs Road, Hinesburg, VT 05461, USA

Anemometer received: January 17, 2013 **Anemometer calibrated:** January 19, 2013

Calibrated by: mh **Calibration procedure:** IEC 61400-12-1, MEASNET

Certificate prepared by: cea **Approved by:** Calibration engineer, kbk

Calibration equation obtained: v [m/s] = 0.76685 · f [Hz] + 0.30136

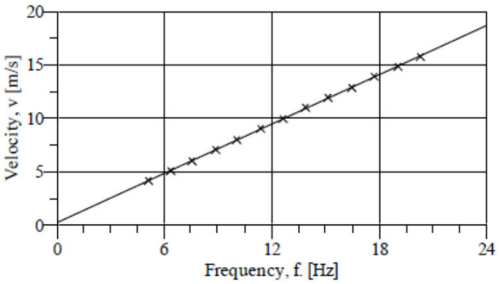
Standard uncertainty, slope: 0.00195 **Standard uncertainty, offset:** 0.06703

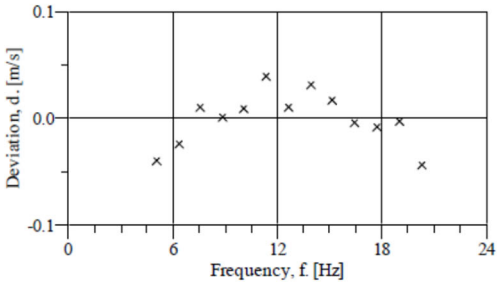
Covariance: -0.0000283 (m/s)²/Hz **Coefficient of correlation:** $\rho = 0.999979$

Absolute maximum deviation: -0.043 m/s at 15.837 m/s

Barometric pressure: 1009.8 hPa **Relative humidity:** 15.0%

Succession	Velocity pressure, q. [Pa]	Temperature in wind tunnel [°C]	Temperature in control room [°C]	Wind velocity, v. [m/s]	Frequency, f. [Hz]	Deviation, d. [m/s]	Uncertainty u_c (k=2) [m/s]
2	10.00	28.6	21.2	4.145	5.0631	-0.039	0.021
4	15.31	28.4	21.1	5.129	6.3269	-0.024	0.025
6	21.69	28.3	21.1	6.104	7.5538	0.010	0.029
8	29.12	28.2	21.2	7.071	8.8260	0.001	0.033
10	37.64	28.1	21.2	8.038	10.0780	0.009	0.038
12	47.58	28.1	21.3	9.036	11.3381	0.040	0.042
13-last	58.08	28.0	21.3	9.983	12.6114	0.011	0.046
11	70.36	28.1	21.3	10.989	13.8959	0.032	0.051
9	83.19	28.2	21.2	11.951	15.1693	0.017	0.055
7	97.11	28.3	21.2	12.914	16.4531	-0.004	0.060
5	112.45	28.4	21.1	13.899	17.7413	-0.007	0.064
3	129.17	28.5	21.2	14.899	19.0388	-0.002	0.069
1-first	145.85	28.7	21.2	15.837	20.3157	-0.043	0.073





DANAK
CAL Reg.nr. 452
Accreditation to ISO 17025

EQUIPMENT USED

Serial number	Description
-	Boundary layer wind tunnel.
1256	Control cup anemometer.
-	Mounting tube, D = 25 mm
t1	PT100 temperature sensor, wind tunnel.
t2	PT100 temperature sensor, control room.
9904031	PPC500 Furness pressure manometer
X4650038	HMW71U Humidity transmitter
X4350042	PTB100AVaisala analogue barometer.
P11	Pitot tube
HB2835279	Computer Board. 16 bit A/D data acquisition board.
-	PC dedicated to data acquisition.

Traceable calibrations of the equipment are carried out by external accredited institutions: Furness (PPC500) and Saab Metech. A real-time analysis module within the data acquisition software detects pulse frequency.

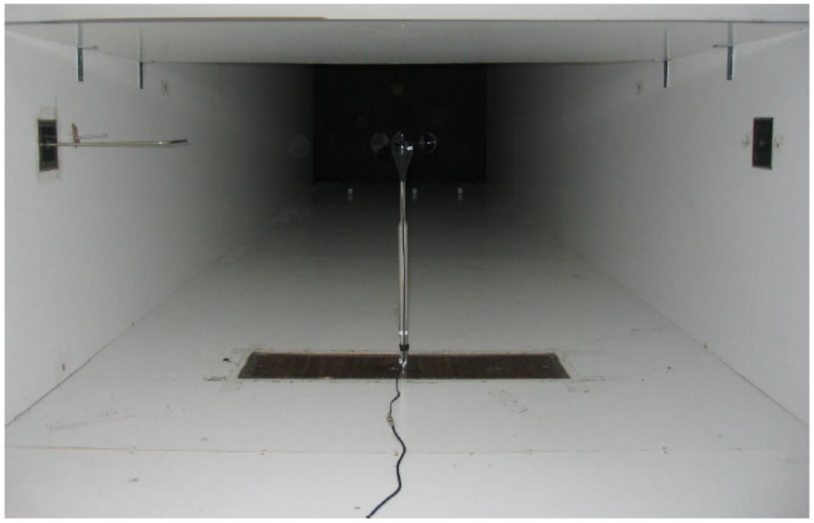


Photo of the wind tunnel setup (hxb = 0.85x1.75 m). The shown anemometer is of the same type as the calibrated one.

UNCERTAINTIES

The documented uncertainty is the total combined uncertainty at 95% confidence level (k=2) in accordance with EA-4/02. The uncertainty at 10 m/s comply with the requirements in the MEASNET procedure that prescribes an absolute uncertainty less than 0.1 m/s at a mean wind velocity of 10 m/s, that is 1%. See Document 97.00.004 "MEASNET - Test report on the calibration campaign" for further details.

Certificate number: 13.02.00786

This certificate must not be reproduced, except in full, without the approval of S. O. Hansen ApS

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	• 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 x 0.765) + 0.35 [miles per hour = (Hz x 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)

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 x 10^{-6} 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	• 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

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	• 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)

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	• 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

NOMAD® 2

WIND RESOURCE DATA LOGGER

The Wind Industry's Most Flexible Data Logger

SECONDWIND

0903-1 rev. 07-24-09

NOMAD™ 2 WIND DATA LOGGER SPECIFICATIONS

SENSOR INPUTS

12 counter inputs	• Configurable for AC & pulse anemometers, other frequency-output devices, and high/low digital or relay state signaling
	• Frequency range DC to 2 kHz • High display resolution with low frequency anemometers • Input high/low threshold configurable for 0V or 3V • Configurable filtering for low frequency devices • 1-second count integration, ±0.02% accuracy
8 analog inputs	• Configurable range of 0 to 2.5V or 5V • 12-bit analog to digital conversion • 1-second sampling, ±0.02% accuracy • Direct interface to potentiometer wind vanes, 10k thermistors, and analog-output transducers
Fault detection	• Feedback input from 2.5V+ excitation output for wiring and device fault detection
Internal temperature	• 1-second sampling, ±2ºC accuracy
Power supplies	• Measurement of two 9V batteries and 12V power

OUTPUTS

2.5V+ excitation:	• 2.5V+ smart-switched excitation distributed to all input terminal blocks for energy-conserving measurement of potentiometers and thermistors • Calibrated to ±5mV, 25 ppm/ºC, 250 mA max
12V transducer power	• 12V+ smart-switched transducer power output distributed to all input terminal blocks for energy-conserving operation of electronic transducers • 1 Amp maximum
12V modem power	• 12V+ configurable switched modem power output for energy-conserving operation of cellular & other modems • 1 Amp maximum
Relay output	• For de-icing or other control applications • SPST dry contact, 1 Amp maximum, AC or DC • Modbus-controlled

POWER SUPPLY

9 Volt batteries:	• 2 parallel standard 9V batteries in sliding receptacles • Up to 6 months operation with alkaline, up to one year with lithium (-40°C) batteries that have no shipping restrictions
12 Volt Power:	• 12V (10-18V DC) input for internal primary or rechargeable batteries, external DC power supply, or regulated solar panel • Two-screw removable internal mounting for lead-acid batteries for higher power transducer, controls, and communication gear, standard sizes up to 20 AH, extreme environment sizes up to 8 AH
Solar:	• Optional on-board solar charging regulator/controller

SERIAL PORTS

	• 3 independent RS232C serial ports, up to 115 kBaud
Local port	• Direct straight-cable connection to laptop or PC • Standard pinout DB9, DCE
Remote port	• Connects to modem, radio, or asynch network adapter • Auto-wakeup Rx input • Internally connected for SWI-supplied modem options • Field-wireable terminals for customer-installed devices
Device Port:	• Connects to and logs from communicating transducers including multifunction Phaser® power transducers & ultrasonic anemometers • Pollable Modbus RTU for SCADA and other general applications

ESD PROTECTION

- All inputs, outputs, and serial port signaling transient and fault protected
- No additional lightning protection needed

USER INTERFACE

Local Display:	• 4 x 20 alphanumeric character display, LCD or VFD • Configurable smart-switched power • Automatic temperature-compensating LCD contrast
Keypad	• 7-key sealed membrane keypad
Remote interface	• Full display, configuration, data transfer, & firmware upgradability by local port or modem connection to any PC via NOMAD Desktop™
Status light:	• Heartbeat LED indicates operational status independent of display

INPUT AND DATA PROCESSING

Wind speed	• Slope & offset scaling, auto-zeroing for counter inputs
Wind direction	• Modulo 360° and true vector processing • Deadband location correction
Temperature	• Thermistor linearization to device accuracy (±0.1°C)
Math functions	• Average, standard deviation, maximum, time of maximum, minimum, time of minimum, total, cycles, sample value
Recording intervals	• 1 minute, 10 minutes, hourly, or daily in any combination for all inputs and math functions

DATA STORAGE

Media	• Industry/consumer standard Compact Flash, up to 256MB • Read/write-able by any notebook or desktop PC via PCMCIA adapter or any USB-type Compact Flash adapter • Full -40° to 85°C operation rated devices available
Formats	• Card directory & file formats are fully Windows™ compatible • Any FAT (PC) formatted Compact Flash card fully usable • Data written to daily files in named monthly subdirectories • Each datum in standard IEEE floating point format, indexed for positive database ID independent of file name/location • Each datum time-stamped in Universal Time (UT/GMT), configurable for time zone & daylight savings offsets
Transfer	• Files transferable by card removal, local serial connection, remote dial-up connection, or as e-mail attachments

PHYSICAL

Operating temp:	• -40° to 85°C all specifications (Vacuum Fluorescent Display)
LCD temperature:	• LCD operates from -20° to 70°C, storage -30° to 80°C
Internal RT clock	• ±1 minute/month accuracy, internet time-server adjustable • Backed up by socketed 2032 Lithium coin cell (10 year life)
Wire & cabling	• 12 six-screw, 0.2" (5mm) cage clamp style terminal blocks • Signal, ground, excitation, switched & unswitched 12V power distributed to each of 8 terminal blocks • Standard SMA-F bulkhead connector for external antennas • Four 3/4" npt/pg21 knockouts for cable & conduit installation
Enclosure	• Integrated waterproof instrument enclosure, wire and cable junction box, and lockable rain shed • Upper section NEMA4/IP66 (watertight), lower section NEMA3R (rain tight) or NEMA4 with cable glands • 16 ga. steel, 14 ga. mounting flanges, TGIC powdercoated • 14 x 12 x 5.5 inches (350 x 300 x 140mm), 20 lbs. (9 kg) • Mini-rack mounting for internal modem options • Swing-out panels for modem and 12V battery access • Surface, truss-tower, or tube-tower mounting • Single no-tools padlockable hasp closure

AVAILABLE OPTIONS

- Vacuum Fluorescent Display
- GSM/GPRS, CDMA, and AMPS cellular modems
- Satellite modem (Iridium)
- Landline telephone (POTS) modem
- Integrated solar charging systems, including charge regulator, panel, mounting brackets, and lead-acid batteries

SECONDWIND
Wind assessment without limits

Second Wind Inc. 366 Summer Street, Somerville, MA 02144 USA | www.secondwind.com
Tel. (617) 776-8520 | Fax (617) 776-0391 | tritonsales@secondwind.com

0903-4 rev. 07-30-09

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 *Vmed*, dello scarto quadratico medio *sqmV*, della velocità media cubica *Vcub* 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 *Vc* 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 : $Vmed = \sum_i \frac{1}{n} \cdot V_i$
- colonna 6 : scarto quadratico medio delle velocità : $sigV = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_i (V_i - Vmed)^2}$
- colonna 7 : media cubica delle velocità : $Vcub = \sqrt[3]{\frac{1}{n} \cdot \sum_i V_i^3}$
- colonna 8 : valore massimo della velocità : $Vmax = max_i \{V_i\}$
- 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^2);
- colonna 8 : energia specifica media del vento nel mese (in kWh/m^2).

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/m^2 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/m^2. 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^2 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.

TABELLA D : Sono riportati parametri statistici relativi ai valori ottenuti per la turbolenza *T* del vento definita come rapporto percentuale tra il valore dello scarto quadratico medio della velocità del vento rilevato nei 10 minuti ed il corrispondente valore medio:

$$T = 100 \cdot sigV(10')/Vmed(10')$$

Il valore di turbolenza viene calcolato solo per velocità medie nei 10 minuti superiori a 0.5 m/s, in tabella i parametri statistici della variabile *T* sono classificati separatamente per settori di direzione e per classi di velocità. In particolare sono riportati:

- colonna 1 : settore di direzione o classe di velocità;
- colonna 2 : percentuale di occorrenze (nel settore o nella classe);
- colonna 3 : numero di occorrenze *n* (nel settore o nella classe);
- colonna 4 : turbolenza media *Tmed* (nel settore o nella classe);
- colonna 5 : scarto quadratico medio della turbolenza *sigT* (nel settore o nella classe);

Sedi operative:
- Via Matteotti, 311 – SCALA P – Int.10 – 25063 **Gardone Val Trompia (BS)**
Tel. 030 2056980 – Fax 030 831100

E-mail: info@tecnogaia.it
E-mail PEC info@pec.tecnogaia.com

Sede Legale:
Via Matteotti, 311 – 25063 **Gardone Val Trompia (BS)**

Cod. Fisc. & P. IVA 13029730150
Cap. Soc. € 119.000,00 interamente versato
Iscrizione nel Registro Imprese Brescia N° REA 496849

- colonna 6 : valore percentile al 5%, *T_5%* (nel settore o nella classe), esso rappresenta un valore minimo di turbolenza che è superato con una probabilità del 95%;
- colonna 7 : valore percentile al 95%, *T_95%* (nel settore o nella classe), esso rappresenta un valore massimo di turbolenza che è superato con una probabilità del 5%.

La prima riga Totale rappresenta i parametri della distribuzione della turbolenza per tutte le velocità del vento superiori al valore di calma di 0.5 m/s, mentre la seconda riga Totale* (contrassegnata da *) rappresenta i parametri della distribuzione della turbolenza solo per velocità del vento superiori a 4 m/s.

In questo Totale* non vengono quindi considerate le classi di velocità minori di 4 m/s, quelle in cui l'aerogeneratore non produce, e pertanto in esso sono riportati i parametri della distribuzione della turbolenza che andrebbe ad interessare l'aerogeneratore.

GRAFICO 9 : Riporta l'istogramma della distribuzione dell'intensità di turbolenza *T* della velocità del vento nell'intervallo di dieci minuti e la corrispondente curva di durata sperimentale.

Nel grafico sono riportate altre due curve (tratto continuo blu) che rappresentano la distribuzione di frequenza e la curva di durata dei valori di turbolenza calcolati con le sole velocità del vento superiori a 4 m/s, quelle di interesse per l'aerogeneratore.

TABELLA E : Sono riportati parametri statistici relativi ai valori ottenuti per il rapporto di raffica *R* della velocità del vento definito come rapporto tra il valore massimo della velocità del vento rilevato nei 10 minuti ed il corrispondente valore medio:

$$R = maxV(10')/Vmed(10')$$

Il valore del rapporto di raffica viene calcolato solo per velocità medie nei 10 minuti superiori a 0.5 m/s, in tabella i parametri statistici della variabile *R* sono classificati separatamente per settori di direzione e per classi di velocità. In particolare sono riportati:

- colonna 1 : settore di direzione o classe di velocità;
- colonna 2 : percentuale di occorrenze (nel settore o nella classe);
- colonna 3 : numero di occorrenze *n* (nel settore o nella classe);
- colonna 4 : rapporto di raffica medio *Rmed* (nel settore o nella classe);
- colonna 5 : scarto quadratico medio del rapporto di raffica *sigR* (nel settore o nella classe);
- colonna 6 : valore percentile al 5%, *R_5%* (nel settore o nella classe), esso rappresenta un valore minimo del rapporto di raffica che è superato con una probabilità del 95%;

- colonna 7 : valore percentile al 95%, *R_95%* (nel settore o nella classe), esso rappresenta un valore massimo del rapporto di raffica che è superato con una probabilità del 5%.

La prima riga Totale rappresenta i parametri della distribuzione del rapporto di raffica per tutte le velocità del vento superiori al valore di calma di 0.5 m/s, mentre la seconda riga Totale* (contrassegnata da *) rappresenta i parametri della distribuzione del rapporto di raffica solo per velocità del vento superiori a 4 m/s.

In questo Totale* non vengono quindi considerate le classi di velocità minori di 4 m/s, quelle in cui l'aerogeneratore non produce, e pertanto in esso sono riportati i parametri della distribuzione del rapporto di raffica che andrebbe ad interessare l'aerogeneratore.

GRAFICO 10 : Riporta l'istogramma della distribuzione del rapporto di raffica *R* della velocità del vento nell'intervallo di dieci minuti e la corrispondente curva di durata sperimentale.

Nel grafico sono riportate altre due curve (tratto continuo blu) che rappresentano la distribuzione di frequenza e la curva di durata dei valori di rapporto di raffica calcolati con le sole velocità del vento superiori a 4 m/s, quelle di interesse per l'aerogeneratore.

TABELLA G : Sono riportati parametri statistici relativi ai valori dello scarto quadratico medio della direzione del vento misurati per ciascuno dei 10 minuti. Tale grandezza rappresenta la turbolenza della direzione del vento.
Il valore dello scarto quadratico medio della direzione, indicato in tabella con *D*, viene considerato solo per velocità medie nei 10 minuti superiori a 0.5 m/s, in tabella i parametri statistici della variabile *D* sono classificati separatamente per settori di direzione e per classi di velocità. In particolare sono riportati:

- colonna 1 : settore di direzione o classe di velocità;
- colonna 2 : percentuale di occorrenze (nel settore o nella classe);
- colonna 3 : numero di occorrenze *n* (nel settore o nella classe);
- colonna 4 : media della variabile scarto direzione *Dmed* (nel settore o nella classe);
- colonna 5 : scarto quadratico medio della variabile scarto direzione *sigD* (nel settore o nella classe);
- colonna 6 : valore percentile al 5%, *D_5%* (nel settore o nella classe), esso rappresenta un valore minimo di scarto della direzione che è superato con una probabilità del 95%;
- colonna 7 : valore percentile al 95%, *D_95%* (nel settore o nella classe), esso rappresenta un valore massimo di scarto della direzione che è superato con una probabilità del 5%.

La prima riga Totale rappresenta i parametri della distribuzione dello scarto quadratico medio della direzione per tutte le velocità del vento superiori al valore di calma di 0.5 m/s, mentre la seconda riga Totale* (contrassegnata da *) rappresenta i parametri della distribuzione della variabile scarto direzione solo per velocità del vento superiori a 4 m/s.

In questo Totale* non vengono quindi considerate le classi di velocità minori di 4 m/s, quelle in cui l'aerogeneratore non produce, e pertanto in esso sono riportati i parametri della distribuzione dello scarto quadratico medio della direzione, turbolenza della direzione, che andrebbe ad interessare l'aerogeneratore.

GRAFICO 12 : Riporta l'istogramma della distribuzione dello scarto quadratico medio della direzione del vento, o turbolenza della direzione, *D* nell'intervallo di dieci minuti e la corrispondente curva di durata sperimentale.

Nel grafico sono riportate altre due curve (tratto continuo blu) che rappresentano la distribuzione di frequenza e la curva di durata dei valori di scarto direzione calcolati con le sole velocità del vento superiori a 4 m/s, quelle di interesse per l'aerogeneratore.

TABELLA H : Sono riportati i parametri statistici ed i valori delle misure di temperatura rilevati in ciascuno dei mesi dell'anno. In particolare sono riportati:

- 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 : numero di rilievi registrati
- colonna 4 : temperatura minima *Tmin* (in °C)
- colonna 5 : temperatura media *Tmed* (in °C)
- colonna 6 : temperatura massima *Tmax* (°C)

Dai dati medi mensili sono poi calcolati i valori medi totali annuali delle stesse grandezze in colonna.

GRAFICI 13/14 : Riportano gli andamenti della temperatura minima, massima e media nell'arco dei mesi dell'anno e nell'arco delle 24 ore del giorno.

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Calabria (Cod. RIF1_1Y)

Periodo di elaborazione: 28/10/2014 - 31/10/2015 (numero giorni: 369)

Percentuale dati disponibili = 100 % (53068 dati su 53068)

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	8373.7	95.59
1.0	7938.9	90.63	1.5	7484.3	85.44
2.0	6939.6	79.22	2.5	6288.1	71.78
3.0	5605.7	63.99	3.5	4949.0	56.50
4.0	4333.8	49.47	4.5	3817.6	43.58
5.0	3399.1	38.80	5.5	3021.3	34.49
6.0	2699.6	30.82	6.5	2396.3	27.36
7.0	2126.8	24.28	7.5	1866.6	21.31
8.0	1631.1	18.62	8.5	1403.8	16.02
9.0	1200.2	13.70	9.5	1018.0	11.62
10.0	850.0	9.70	10.5	712.8	8.14
11.0	591.8	6.76	11.5	495.7	5.66
12.0	409.5	4.68	12.5	338.4	3.86
13.0	278.1	3.18	13.5	229.8	2.62
14.0	195.3	2.23	14.5	162.6	1.86
15.0	137.8	1.57	15.5	116.4	1.33
16.0	98.1	1.12	16.5	81.0	0.93
17.0	68.7	0.78	17.5	58.8	0.67
18.0	49.5	0.57	18.5	42.1	0.48
19.0	34.7	0.40	19.5	29.1	0.33
20.0	20.8	0.24	20.5	15.0	0.17
21.0	11.6	0.13	21.5	9.4	0.11
22.0	6.8	0.08	22.5	4.1	0.05
23.0	2.1	0.02	23.5	1.8	0.02
24.0	0.7	0.01	24.5	0.3	0.00
25.0	0.2	0.00	25.5	0.0	0.00
26.0	0.0	0.00	26.5	0.0	0.00
27.0	0.0	0.00	27.5	0.0	0.00
28.0	0.0	0.00	28.5	0.0	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 = 5.35**	**k = 1.37**

Parametri della velocità del vento calcolati con la distribuzione di Weibull:		
Vmed = 4.89 m/s	sqmV = 3.61 m/s	Vcub = 7.16 m/s
Potenza specifica della vena fluida		Pv = 225 W/m2

Tabella A

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Calabria (Cod. RIF1_1Y)
Periodo di elaborazione: 28/10/2014 - 31/10/2015 (numero giorni: 369)
Percentuale dati disponibili = 100 % (53068 dati su 53068)
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

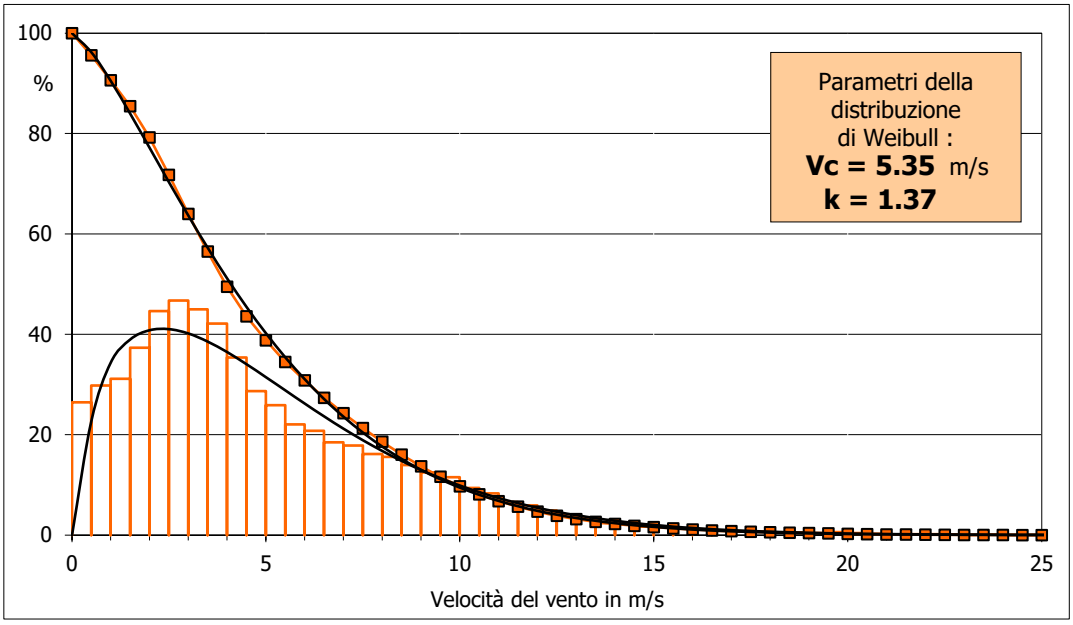
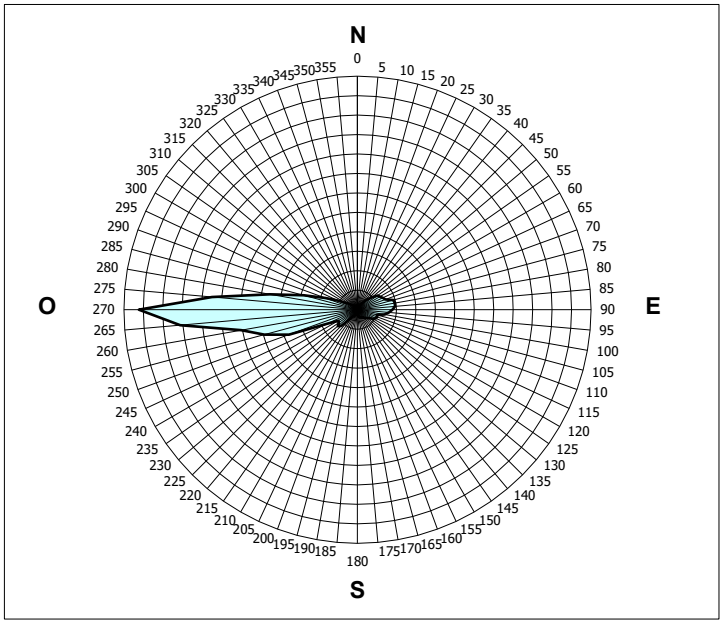


Grafico 2 : FREQUENZE DELLE DIREZIONI DEL VENTO (ROSA DEI VENTI)



Grafici 1 e 2

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Calabria (Cod. RIF1_1Y)
Periodo di elaborazione: 28/10/2014 - 31/10/2015 (numero giorni: 369)
Percentuale dati disponibili = 100 % (53068 dati su 53068)
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)
12°	N	1.0	518	1.80	1.23	2.64	8.4	11
9°	NNE	2.1	1105	2.20	1.43	3.12	13.1	19
4°	ENE	7.8	4141	3.68	2.52	5.32	18.6	92
3°	E	10.3	5488	3.97	2.32	5.30	16.1	91
6°	ESE	5.3	2821	3.98	2.22	5.06	12.3	79
7°	SSE	2.8	1509	3.22	2.11	4.50	13.7	56
10°	S	1.7	913	2.59	1.81	3.84	14.5	35
8°	SSO	2.5	1305	3.67	2.33	4.87	9.9	71
2°	OSO	11.8	6238	3.58	1.78	4.41	15.3	52
1°	O	42.9	22783	6.86	3.98	8.86	25.4	427
5°	ONO	6.1	3260	4.85	2.83	6.22	14.4	148
11°	NNO	1.2	647	2.71	2.25	4.30	15.0	49
	NoDir	0.0	0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
	Calme	4.4	2340	(velocità del vento minore o uguale a 0.5 m/s)				
	Totale =		**53068**	**4.91**	**3.60**	**7.15**	**25.4**	**224**

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	4.07	3.04	6.02	21.5	133	99
Gen	1.00	5.78	5.07	9.22	24.6	481	358
Feb	1.00	4.94	4.02	7.60	21.5	268	180
Mar	1.00	5.48	3.62	7.50	21.2	258	192
Apr	1.00	5.34	3.95	7.82	25.4	293	211
Mag	1.00	6.01	4.23	8.40	22.7	364	271
Giu	1.00	5.24	2.92	6.66	17.7	181	130
Lug	1.00	5.80	3.25	7.39	17.6	247	184
Ago	1.00	4.29	2.03	5.14	15.0	83	62
Set	1.00	4.68	3.15	6.50	20.0	168	121
Ott	1.11	3.73	2.98	5.79	18.6	119	88
Nov	1.00	3.69	2.93	5.59	16.1	107	77

Stagione	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m^2)	Ev (kWh/m^2)
Inverno (Dic - Feb)	4.93	4.19	7.84	24.6	295	637
Primavera (Mar - Mag)	5.61	3.95	7.93	25.4	305	673
Estate (Giu - Ago)	5.11	2.85	6.53	17.7	170	376
Autunno (Set - Nov)	4.03	3.05	5.99	20.0	131	287

Anno	4.92	3.60	7.16	25.4	225	1973

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

Tabelle B e C

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Calabria (Cod. RIF1_1Y)
Periodo di elaborazione: 28/10/2014 - 31/10/2015 (numero giorni: 369)
Percentuale dati disponibili = 100 % (53068 dati su 53068)
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

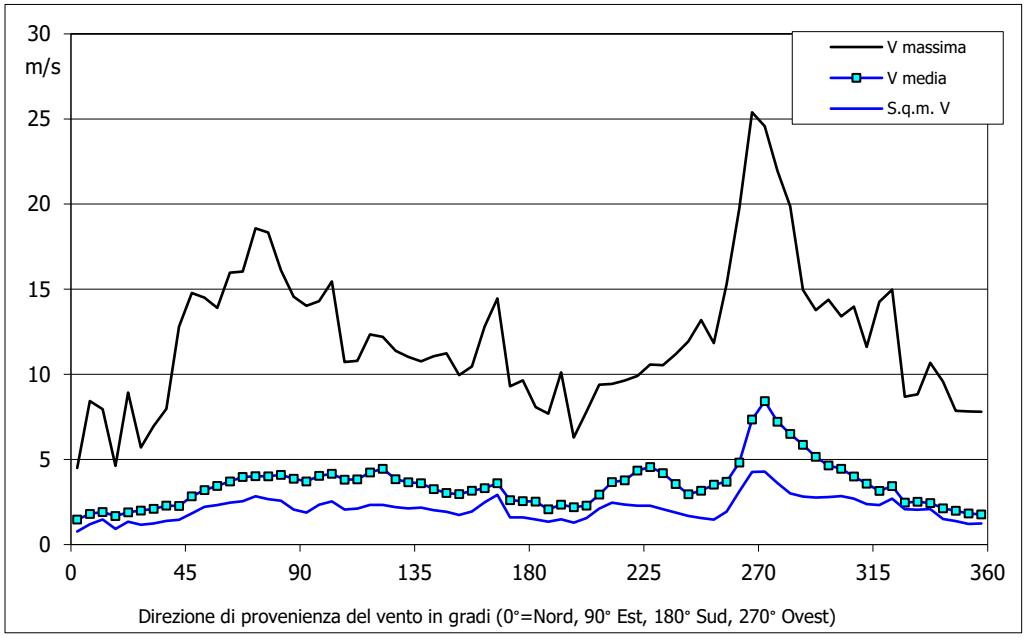
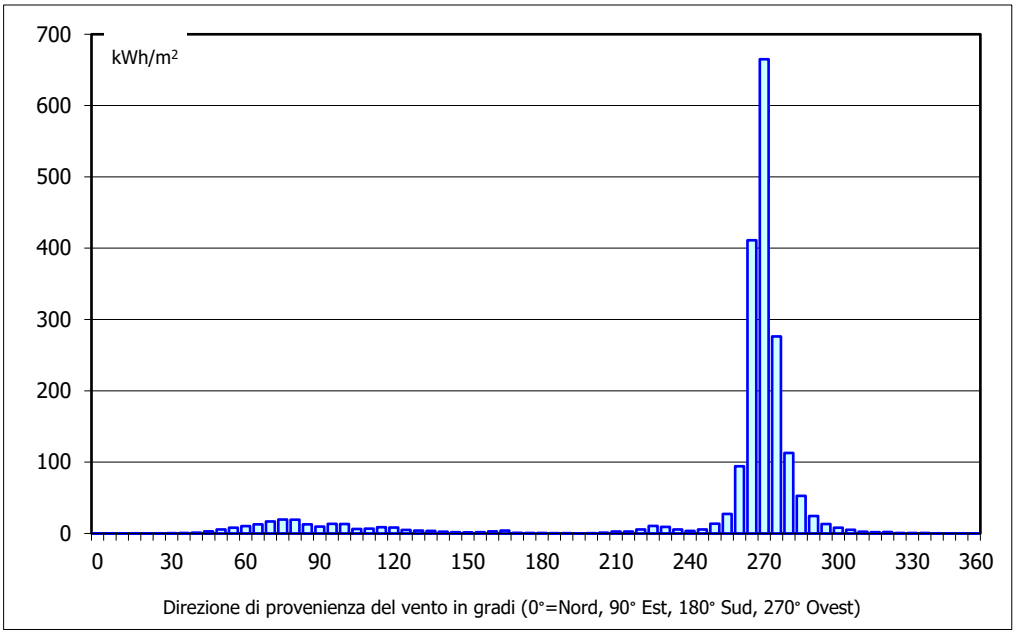


Grafico 4 : ENERGIA SPECIFICA DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m^2 PER SETTORE DI DIREZIONE



Grafici 3 e 4

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Calabria (Cod. RIF1_1Y)
Periodo di elaborazione: 28/10/2014 - 31/10/2015 (numero giorni: 369)
Percentuale dati disponibili = 100 % (53068 dati su 53068)
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

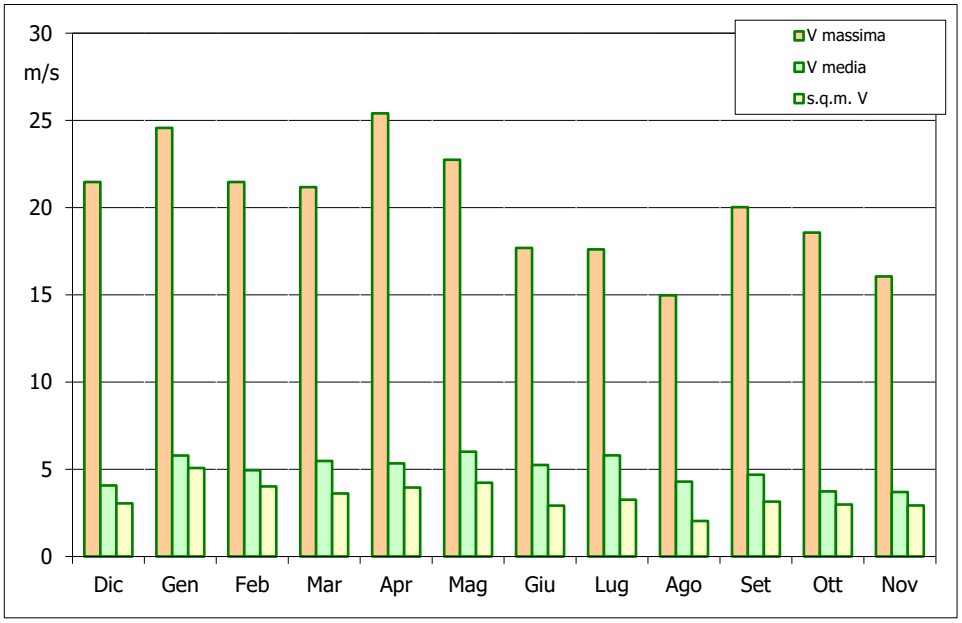
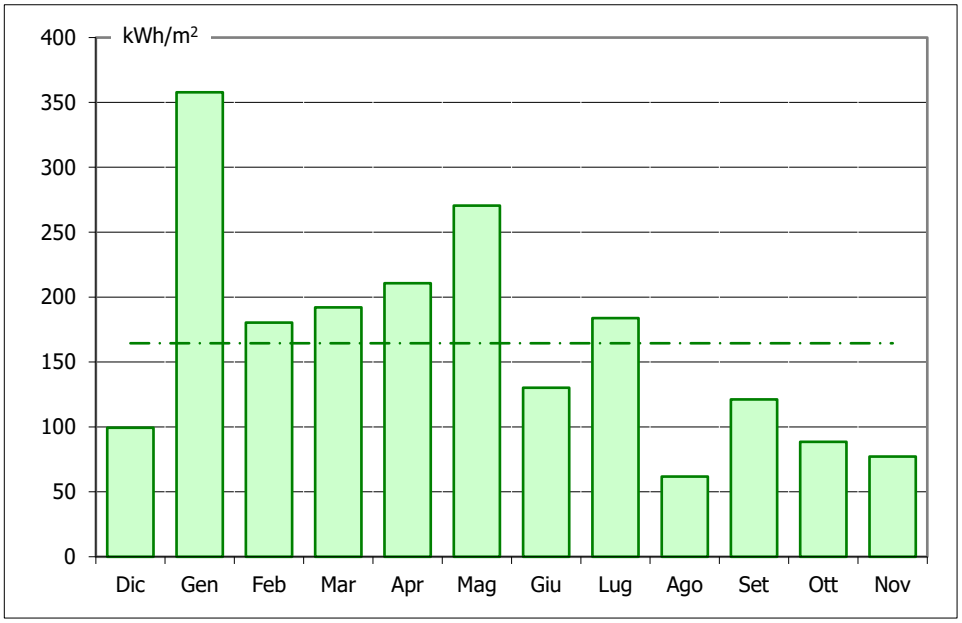


Grafico 6 : ENERGIA SPECIFICA MEDIA MENSILE DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m2



Grafici 5 e 6

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Calabria (Cod. RIF1_1Y)
Periodo di elaborazione: 28/10/2014 - 31/10/2015 (numero giorni: 369)
Percentuale dati disponibili = 100 % (53068 dati su 53068)
Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 m dal suolo

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

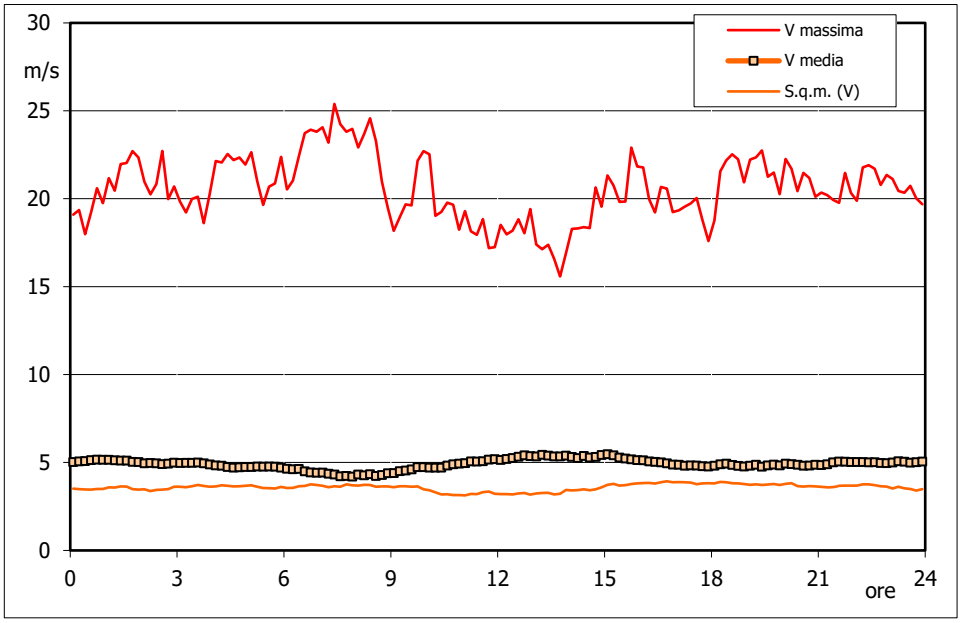
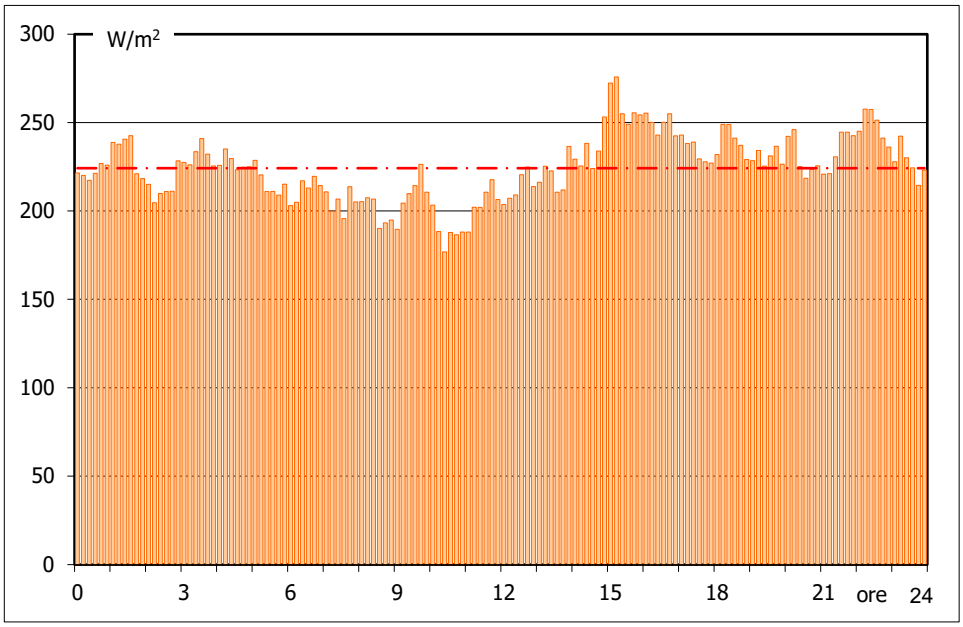


Grafico 8 : POTENZA SPECIFICA MEDIA DELLA VENA FLUIDA IN W/m^2 NELLE 24 ORE



Grafici 7 e 8

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Calabria (Cod. RIF1_1Y)
Periodo di elaborazione: 28/10/2014 - 31/10/2015 (numero giorni: 369)
Percentuale dati disponibili = 100 % (53068 dati su 53068)
Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 m dal suolo

Tabella D : PARAMETRI DELLA DISTRIBUZIONE DI TURBOLENZA VELOCITA' DEL VENTO

Turbolenza : T = 100 * sigV(10') / Vmed(10')

Settore direzione	%	n	Tmed	sigT	T_5%	T_95%
Nord	1.0	518	49.0	22.3	13.2	85.4
Nord-NordEst	2.2	1105	38.9	21.0	14.7	77.8
Est-NordEst	8.2	4141	25.8	15.4	12.5	64.4
Est	10.8	5488	24.6	13.8	13.5	58.6
Est-SudEst	5.6	2821	27.1	15.3	14.0	64.4
Sud-SudEst	3.0	1509	29.9	19.4	11.3	72.1
Sud	1.8	913	34.8	23.0	10.6	78.3
Sud-SudOvest	2.6	1305	29.1	22.8	6.3	76.7
Ovest-SudOvest	12.3	6238	22.3	17.6	7.0	65.4
Ovest	44.9	22783	20.5	11.4	10.4	42.7
Ovest-NordOvest	6.4	3260	29.5	17.4	12.8	69.6
Nord-NordOvest	1.3	647	45.0	21.6	14.7	80.1
Nessuna Direzione	0.0	0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Totale =	**95.6**	**50728**	**24.3**	**15.9**	**10.1**	**63.2**

Classe velocità m/s	%	n	Tmed	sigT	T_5%	T_95%
V < 4	48.2	24474	30.8	20.1	10.3	73.3
4 < V < 8	32.3	16373	19.0	7.0	9.1	31.3
8 < V < 12	14.6	7400	17.6	4.6	11.2	25.8
12 < V < 16	3.7	1887	16.4	3.7	11.2	23.3
16 < V < 20	0.9	468	14.8	2.5	10.7	19.4
V > 20	0.2	126	12.8	2.0	9.6	16.3
Totale* =	**49.5**	**26254**	**18.3**	**6.2**	**9.9**	**29.3**

Grafico 9 : DISTRIBUZIONE DELLA TURBOLENZA PERCENTUALE DELLA VELOCITA' DEL VENTO

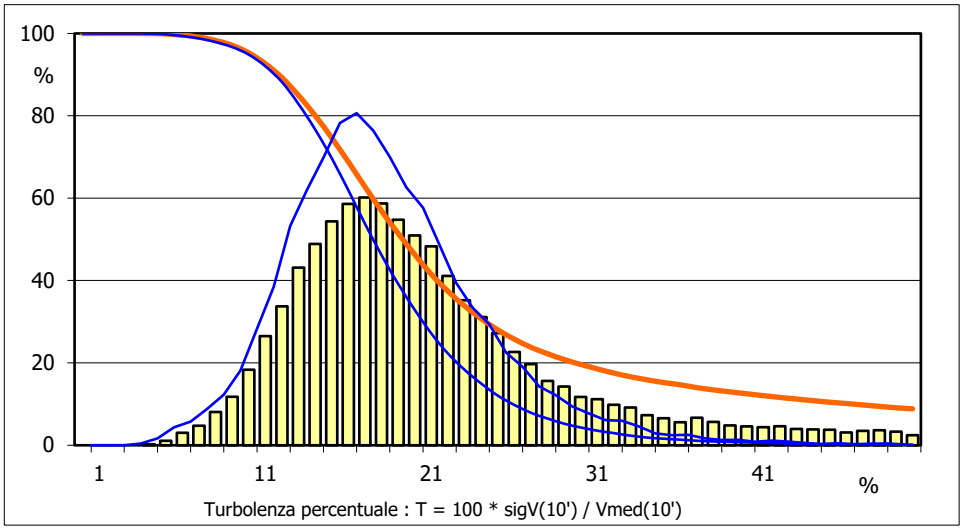


Tabella D e Grafico 9

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Calabria (Cod. RIF1_1Y)
Periodo di elaborazione: 28/10/2014 - 31/10/2015 (numero giorni: 369)
Percentuale dati disponibili = 100 % (53068 dati su 53068)
Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 m dal suolo

Tabella E : PARAMETRI DELLA DISTRIBUZIONE DEL RAPPORTO VELOCITA' VENTO MAX / MED

Rapporto di raffica : R = Vmax(10') / Vmed(10')

Settore direzione	%	n	Rmed	sigR	R_5%	R_95%
Nord	1.0	518	2.32	0.76	1.31	3.68
Nord-NordEst	2.2	1105	2.00	0.64	1.34	3.28
Est-NordEst	8.2	4141	1.67	0.42	1.30	2.51
Est	10.8	5488	1.65	0.37	1.32	2.33
Est-SudEst	5.6	2821	1.74	0.43	1.34	2.59
Sud-SudEst	3.0	1509	1.81	0.58	1.27	3.01
Sud	1.8	913	1.91	0.77	1.24	3.35
Sud-SudOvest	2.6	1305	1.76	0.68	1.13	3.19
Ovest-SudOvest	12.3	6238	1.57	0.49	1.14	2.57
Ovest	44.9	22783	1.55	0.31	1.25	2.05
Ovest-NordOvest	6.4	3260	1.80	0.52	1.32	2.87
Nord-NordOvest	1.3	647	2.19	0.68	1.32	3.54
Nessuna Direzione	0.0	0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Totale =	**95.6**	**50728**	**1.65**	**0.45**	**1.23**	**2.52**

Classe velocità m/s	%	n	Rmed	sigR	R_5%	R_95%
V < 4	48.2	24474	1.79	0.58	1.24	2.98
4 < V < 8	32.3	16373	1.53	0.22	1.21	1.90
8 < V < 12	14.6	7400	1.50	0.15	1.27	1.75
12 < V < 16	3.7	1887	1.46	0.13	1.27	1.68
16 < V < 20	0.9	468	1.40	0.09	1.26	1.54
V > 20	0.2	126	1.34	0.07	1.22	1.43
Totale* =	**49.5**	**26254**	**1.51**	**0.20**	**1.23**	**1.85**

Grafico 10 : DISTRIBUZIONE DEL RAPPORTO DI RAFFICA DELLA VELOCITA' DEL VENTO

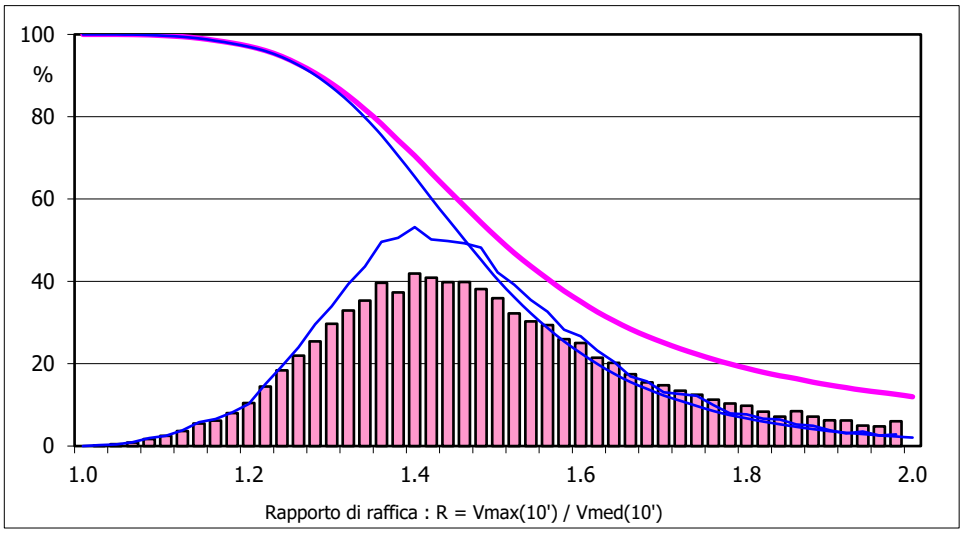


Tabella E e Grafico 10

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Calabria (Cod. RIF1_1Y)
Periodo di elaborazione: 28/10/2014 - 31/10/2015 (numero giorni: 369)
Percentuale dati disponibili = 100 % (53068 dati su 53068)
Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 m dal suolo

Tabella G : PARAMETRI DELLA DISTRIBUZIONE DELLO SCARTO Q. M. DELLA DIREZIONE VENTO

D = Scarto quadratico medio della direzione vento in ° nei 10 minuti

Settore direzione	%	n	Dmed	sigD	D_5%	D_95%
Nord	1.0	518	29.7	18.5	4.6	50.7
Nord-NordEst	2.2	1105	20.4	14.3	5.3	50.2
Est-NordEst	8.2	4141	15.0	8.6	6.1	29.2
Est	10.8	5488	14.9	7.8	7.0	26.9
Est-SudEst	5.6	2821	15.3	9.1	6.6	32.4
Sud-SudEst	3.0	1509	16.3	12.1	5.0	41.4
Sud	1.8	913	18.4	15.6	4.1	50.3
Sud-SudOvest	2.6	1305	16.6	14.4	1.7	48.8
Ovest-SudOvest	12.3	6238	10.5	9.0	2.1	26.6
Ovest	44.9	22783	11.2	5.5	4.3	18.6
Ovest-NordOvest	6.4	3260	16.7	10.0	6.4	37.0
Nord-NordOvest	1.3	647	27.2	15.4	4.6	50.4
Nessuna Direzione	0.0	0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Totale =	**95.6**	**50728**	**13.4**	**9.2**	**4.0**	**29.4**

Classe velocità m/s	%	n	Dmed	sigD	D_5%	D_95%
V < 4	48.2	24474	15.2	12.1	3.3	41.1
4 < V < 8	32.3	16373	12.1	5.1	4.4	19.8
8 < V < 12	14.6	7400	11.5	3.1	6.4	16.4
12 < V < 16	3.7	1887	10.8	2.4	6.7	14.6
16 < V < 20	0.9	468	9.9	1.8	6.8	12.8
V > 20	0.2	126	9.0	1.3	6.2	10.8
Totale* =	**49.5**	**26254**	**11.8**	**4.4**	**5.0**	**18.6**

Grafico 12 : DISTRIBUZIONE DELLO SCARTO QUADRATICO MEDIO DELLA DIREZIONE VENTO

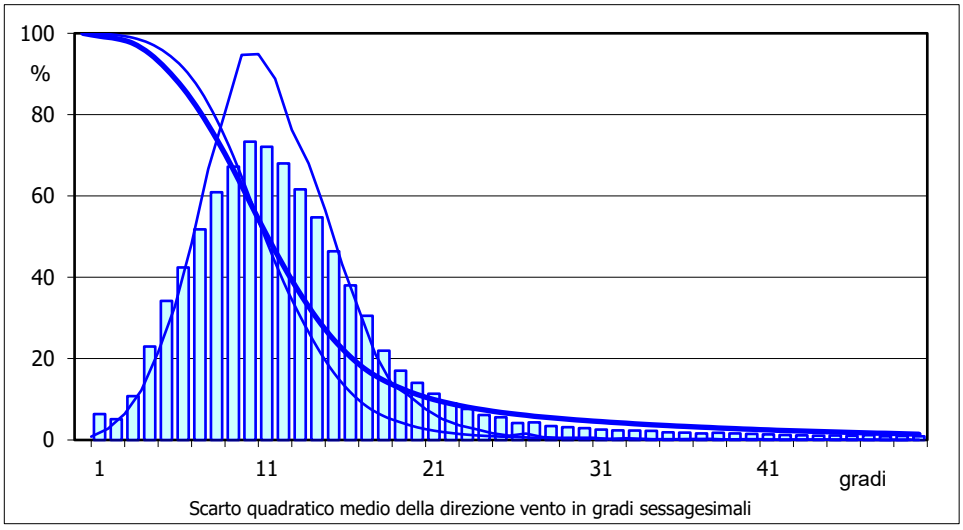


Tabella G e Grafico 12

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Calabria (Cod. RIF1_1Y)
Periodo di elaborazione: 28/10/2014 - 31/10/2015 (numero giorni: 369)
Percentuale dati disponibili = 100 % (53068 dati su 53068)
Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 m dal suolo

Tabella H : TEMPERATURE MINIME MEDIE E MASSIME NEI MESI DELL'ANNO

Mese	Meq.	n° misure	Tmin (°C)	Tmed (°C)	Tmax (°C)
Gen	1.00	4464	-0.9	10.0	23.0
Feb	1.00	4032	-0.3	8.5	23.3
Mar	1.00	4464	4.0	11.8	26.1
Apr	1.00	4320	4.6	16.2	31.8
Mag	1.00	4464	10.9	21.9	42.7
Giu	1.00	4320	15.6	25.5	40.2
Lug	1.00	4464	18.0	31.2	47.3
Ago	1.00	4464	16.6	28.1	42.8
Set	1.00	4320	13.7	24.9	44.3
Ott	1.11	4812	8.7	18.5	35.3
Nov	1.00	4320	7.6	15.6	27.9
Dic	1.00	4464	-4.6	11.2	26.2
Anno		**52908**	**-4.6**	**18.7**	**47.3**

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

Grafico 13 : TEMPERATURE (MIN, MED, MAX) NEI 12 MESI DELL'ANNO

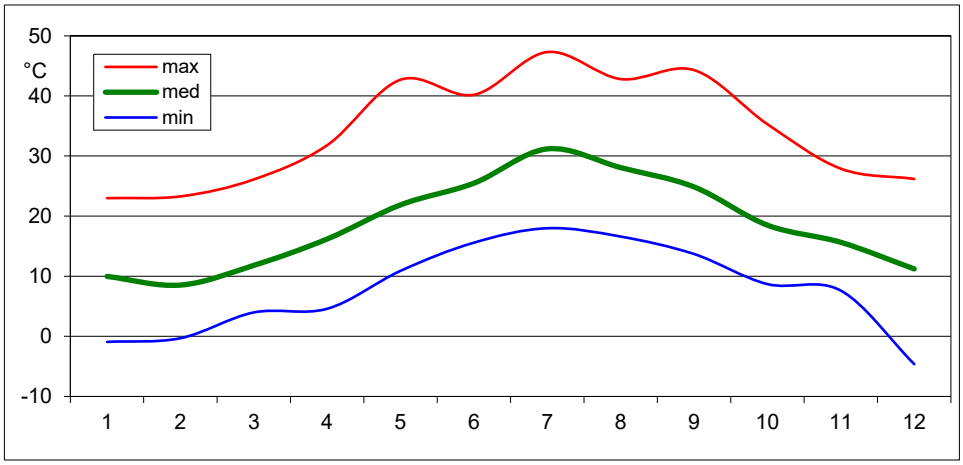


Grafico 14 : TEMPERATURE (MIN, MED, MAX) NELLE 24 ORE DEL GIORNO MEDIO

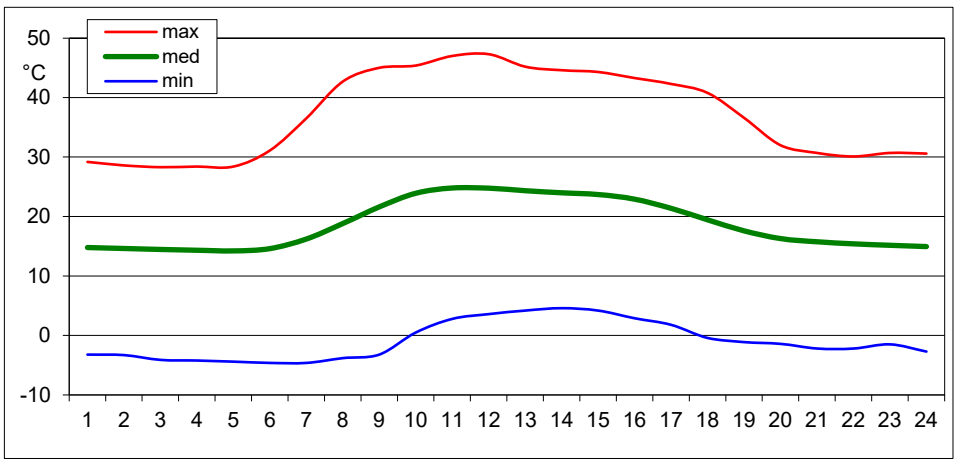


Tabella H e Grafici 13 e 14

ALLEGATO 3

IMPIANTO EOLICO

Comuni di
Torre di Ruggiero e
Chiaravalle Centrale (CZ)

Ubicazione geografica del sito

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

Scala 1:200.000

N

Ubicazione del sito

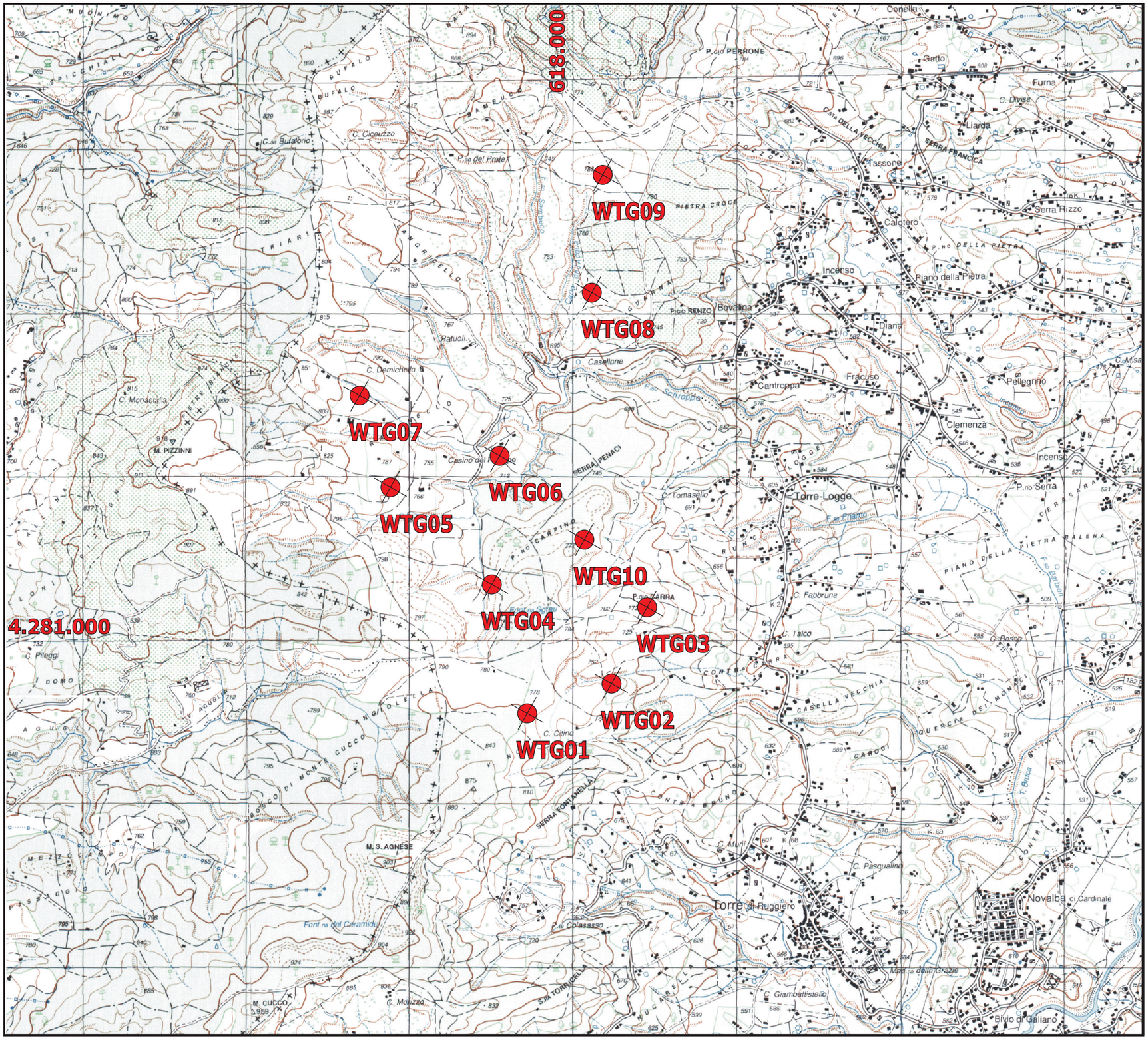
Regione: CALABRIA

TecnoGaia S.r.l.

IMPIANTO EOLICO

Comuni di Torre di Ruggiero e Chiaravalle Centrale (RC)

Ubicazione degli Aerogeneratori



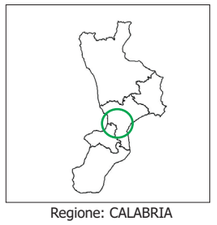
LEGENDA

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

Cartina di base IGMI, serie 25V:
S. VITO SULLO IONIO 241 II SE
SIMBARIO 246 I NE

Scala 1:25.000

N



Regione: CALABRIA

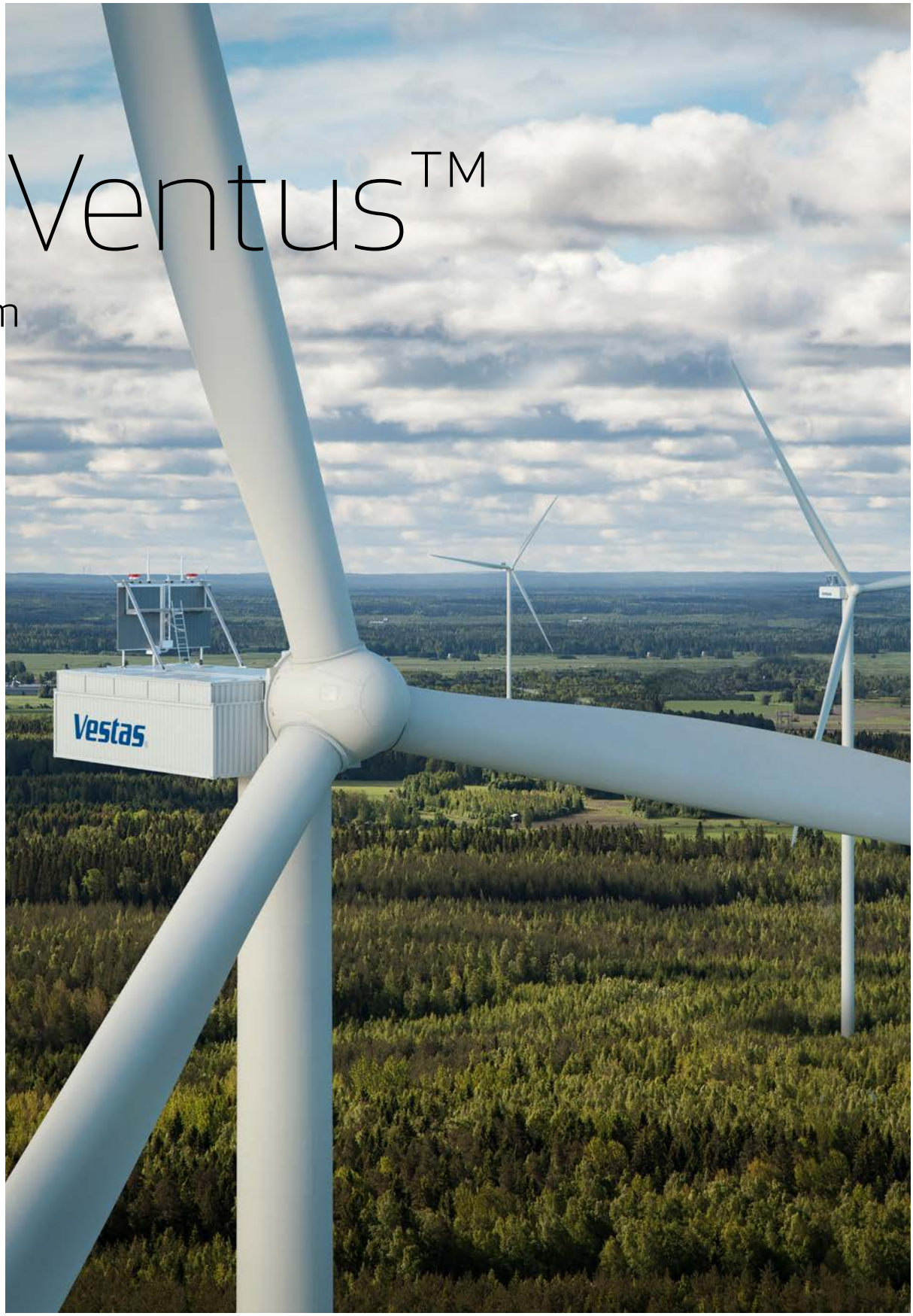
TecnoGaia S.r.l.

ALLEGATO 4

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. 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 164 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 **164 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 164 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 49,000 turbines across the globe:

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

Turbines across the globe:

49,000

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.

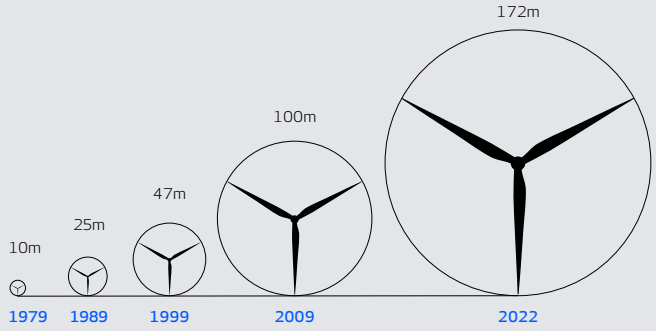
Maximised site potential

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.

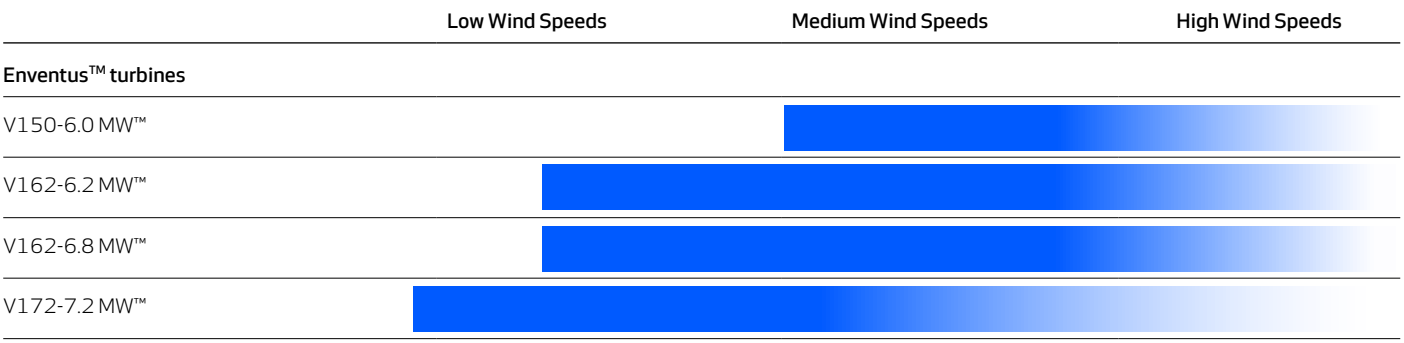
Versatility at the core
Through advanced modularity in design, EnVentus™ aims to meet customisation needs more efficiently combining reusable modules depending on unique market and project conditions. Designed with global applicability in mind, EnVentus™ based variants benefit from a full-scale converter 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.

Rotor size development



*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 Supression
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 20,000m^2, 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.

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.

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.

g/kWh
5.6-7.1
1086
CO_2 comparison between the EnVentus™ platform and a coal power plant

Energy neutral
5.9 - 7.4
months of operation

Energy return
32 - 41
times

Recyclability rate
84%-87%

Sustainability metrics depending on project and site specific conditions

V150-6.0 MW™ IEC S

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°* to +45°C

* High Wind Operation available as standard

Sound power

Maximum	104.9dB(A)*

* Sound Optimised Modes available dependent on site and country

Rotor

Rotor diameter	150m
Swept area	17,672m^2
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

Electrical

Frequency	50/60Hz
Converter	full scale

Gearbox

Type	two planetary stages

Tower

Hub heights	105m (IEC S) 125m (IEC S/DIBt S) 148m (DIBt S) 155m (IEC S) 166m (DIBt S) 169m (DIBt S)

Turbine options

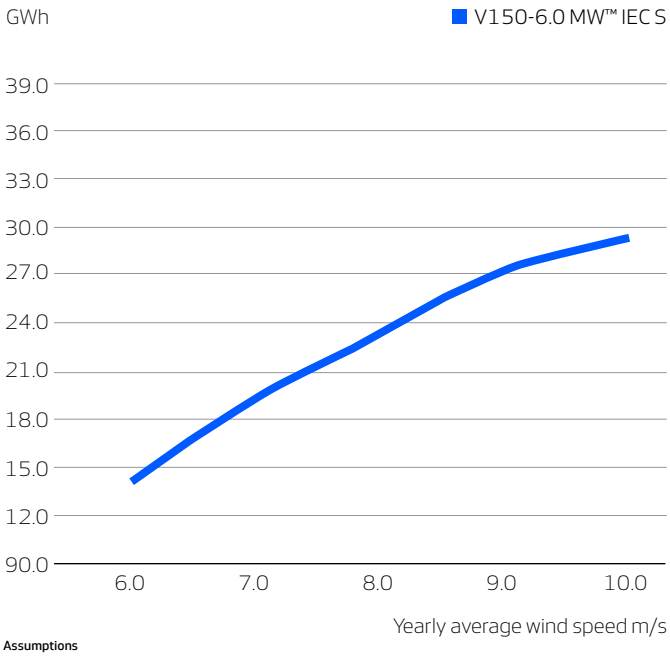
- Condition Monitoring System
- Oil Debris Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection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

Sustainability

Carbon Footprint	5.6g CO_2e/kWh
Return on energy break-even	5.9 months
Lifetime return on energy	41 times
Recyclability rate	85%

Configuration: 155m hub height, Vavg=8.0m/s, k=2.48. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on an externally reviewed Life Cycle Assessment available on vestas.com

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

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

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 heights	119m (IEC S/DIBt S) 125m (IEC S) 166m (IEC S/DiBt S) 169m (DIBt S)

Turbine options

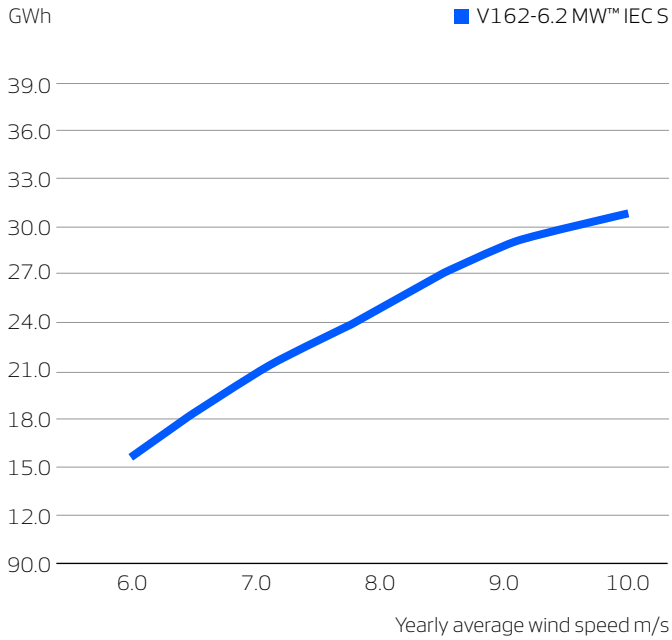
- 6.0 MW Operational Mode
- Condition Monitoring System
- Oil Debris Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System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

Sustainability

Carbon Footprint	6.2g CO_2e/kWh
Return on energy break-even	6.5 months
Lifetime return on energy	37 times
Recyclability rate	84%

Configuration: 149m hub height, Vavg=7.4m/s, k=2.22. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on an externally reviewed Life Cycle Assessment available on vestas.com

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

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	20,612m^2
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

Electrical

Frequency	50/60Hz
Converter	full scale

Gearbox

Type	two planetary stages

Tower

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

* Includes 3m raised foundation

Turbine options

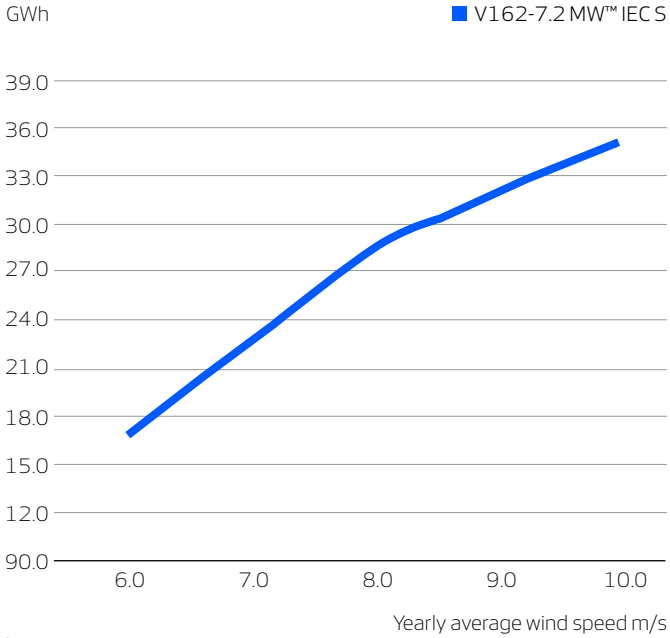
- 6.5 MW Operational Mode
- 6.8 MW Operational Mode
- Oil Debris Monitoring System
- High Temperature CoolerTop
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings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

Sustainability

Carbon Footprint	7.1g CO_2e/kWh
Return on energy break-even	7.4 months
Lifetime return on energy	32 times
Recyclability rate	87%

Configuration: 149m hub height, Vavg=7.4m/s, k=2.22. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on an externally reviewed Life Cycle Assessment available on vestas.com

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

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	106.9dB(A)*

* Sound Optimised Modes available dependent on site and country

Rotor

Rotor diameter	172m
Swept area	23,235m^2
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

Electrical

Frequency	50/60Hz
Converter	full scale

Gearbox

Type	two planetary stages

Tower

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

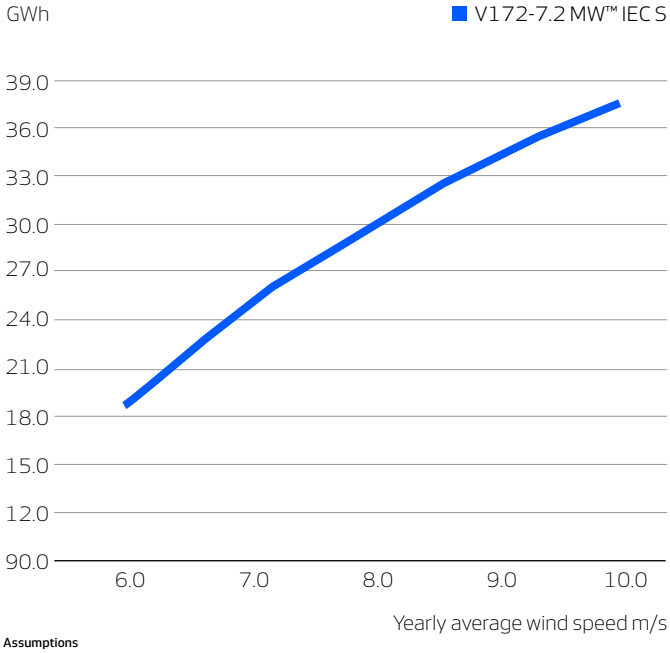
- 6.5 MW Operational Mode
- 6.8 MW Operational Mode
- Oil Debris Monitoring System
- High Temperature CoolerTop
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings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

Sustainability

Carbon Footprint	6.4g CO_2e/kWh
Return on energy break-even	6.9 months
Lifetime return on energy	34 times
Recyclability rate	86.6%

Configuration: 166m hub height, Vavg=7.4m/s, k=2.48. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on an internal streamlined assessment. An externally reviewed Life Cycle Assessment will be made 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**

©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.

01/2023-EN