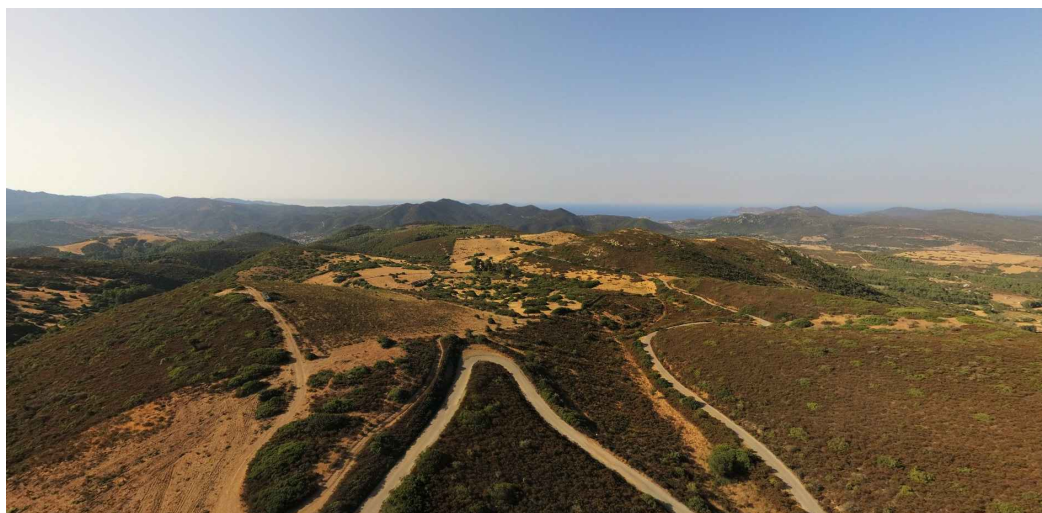


PARCO EOLICO "KERSONESUS"

COMUNE DI TEULADA
PROVINCIA DEL SUD SARDEGNA (SU)



STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Elaborato:

ELABORAZIONI SIA

Potenzialità anemologiche ed energetiche del sito

Codice elaborato:

TL_SIA_A024

Data: Marzo 2023

Il committente: Sardeolica s.r.l.

Coordinamento: FAD SYSTEM SRL - Società di ingegneria

Dott. Ing. Ivano Distinto

Dott. Ing. Carlo Foddis

Elaborazione SIA:

BIA s.r.l.
Società di ingegneria

Elaborato a cura di:

Tecnogaia s.r.l.
C. Gaioni
C. Mazzarella

rev.	data	descrizione revisione	rev.	data	descrizione revisione
0	16/03/2023	Emesso per procedura di VIA			

Impianto eolico nel Comune di Teulada (SU)

Regione Sardegna

Studio anemologico e Valutazioni preliminari di producibilità

Revisione 00

CLIENTE	REVISIONE				REDAZIONE
	N°	MESE	ANNO	LUOGO	C. Gaioni
	00	Settembre	2022	GARDONE VAL TROMPIA	<i>C. Gaioni</i>
					APPROVAZIONE
					C. Mazzarella
					<i>C. Mazzarella</i>
ORDINE RIF.	Accettazione ns. Offerta 093_BS_2022 del 19/05/2022				

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

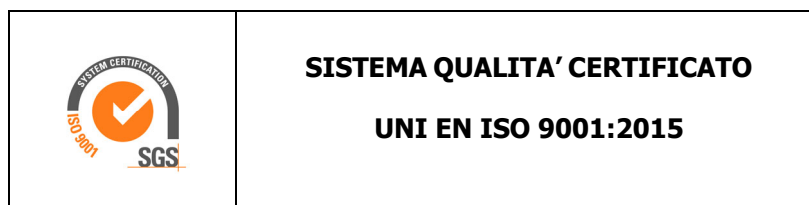
E-mail: info@tecnogaia.it
E-mail PEC info@pec.tecnogaia.com

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

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

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



1	PREMESSA	4
2	LA STAZIONE ANEMOMETRICA	5
3	I DATI ANEMOMETRICI.....	6
4	VALUTAZIONE DELLA VENTOSITA' DI LUNGO PERIODO (STORICIZZAZIONE)	6
5	VALUTAZIONE DELLA VENTOSITA' A 70 M DAL SUOLO	9
6	UBICAZIONE DELL'IMPIANTO EOLICO	11
7	AEROGENERATORE DI PROGETTO	12
8	VERIFICHE SUL MODELLO DI CALCOLO WASP	12
9	PRODUCIBILITÀ LORDA DELL'IMPIANTO	13
10	PRODUCIBILITÀ NETTA DELL'IMPIANTO	14
11	CONCLUSIONI	15

ALLEGATI:

Nr.	Tipo	DESCRIZIONE
1	Documenti	Scheda di installazione della stazione anemometrica la cui serie di dati è stata utilizzata per le stime e valutazioni dell'impianto in progetto, nonché le brochure dei componenti della catena di misura "tipo" dei modelli di sensore (velocità + direzione) installati e relativo acquirente
2	Tabelle e Grafici	Analisi dati anemometrici con evidenza delle elaborazioni della serie utilizzata per le stime di produzione
3	Tabella	File "TAB" dei dati anemometrici stimato dal modello di calcolo WASP nel punto di una turbina (TL6) che, come ventosità e altitudine, ben rappresenta l'impianto nel suo complesso, utilizzando in ingresso i dati di una stazione, previa verifica del suo posizionamento storico
4	Tavole	Tavole con ubicazione dell'impianto, costituito da un insieme di 7 turbine
5	Tabella	Producibilità Lorde dell'impianto in progetto
6	Documenti	Scheda generale aerogeneratore in progetto

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 ma, soprattutto, è di primaria importanza la presenza di un livello di ventosità in grado di garantire la sostenibilità del progetto.

Oggetto del presente studio, realizzato da Tecnogaia per conto di **Sardegolica** è la caratterizzazione anemologica di un sito e la conseguente valutazione di producibilità (o della produzione attesa) di un impianto eolico in progetto nel territorio comunale di Teulada, in provincia del Sud Sardegna, nella regione Sardegna.

Detta stima, per la quale è fondamentale disporre di misure della velocità e della direzione del vento raccolte strumentalmente per un periodo sufficientemente ampio, è stata svolta sulla base dei dati anemometrici di una stazione di misura, suffragata da confronti e correlazioni con dati di altre serie storiche relative a punti appartenenti alla più ampia area analizzata, inerenti allo stesso regime di venti e ben rappresentative del sito in oggetto.

Allo scopo di poter procedere con lo studio, Tecnogaia ha reso disponibili le elaborazioni di alcune serie di dati appartenenti a stazioni installate nella zona del sito interessato, tra le quali ne è stata scelta una, in quanto la più rappresentativa. In particolare, Riferimento 1 (codice RIF1) è stata installata ad Ottobre 2012 nel Comune di Giba ed ha raccolto dati per circa un anno e mezzo, dai quali è stato estratto un periodo molto rappresentativo di oltre 12 mesi continuativi, con disponibilità del 100% di dati validi, con i quali è stata effettuata la valutazione del potenziale eolico atteso dall'impianto in progetto.

Il Committente ha chiesto di svolgere tutte le attività utili per valutare la produzione elettrica attesa da un impianto eolico costituito da un insieme di 7 turbine di grande potenza e, allo stesso tempo, di verificare i requisiti minimi di ventosità a 70 m dal suolo ed il raggiungimento delle 2000 ore equivalenti annue di funzionamento, come richiesto dalle specifiche normative regionali.

Il processo effettuato può essere suddiviso nelle seguenti attività elementari:

- Analisi, validazione ed elaborazione dei dati anemometrici rilevati dalla stazione installata nei pressi del sito
- Verifica del posizionamento storico della serie di dati disponibili (storicizzazione)
- Valutazione della ventosità a 70 m s.l.s. del sito e, specificatamente, dei punti di prevista installazione delle turbine
- Valutazione della produzione attesa dall'impianto mediante modello fluidodinamico, al lordo e al netto delle tipiche perdite d'esercizio

2. LA STAZIONE ANEMOMETRICA

La stazione anemometrica denominata "Riferimento 1" (codice RIF1) ha raccolto dati in una località posta entro i 15 km dal baricentro dell'impianto in progetto. Il territorio intercorrente tra il punto di prevista installazione dell'impianto e detta stazione, seppur mediamente complesso, in virtù della mancanza di significativi ostacoli tra i due riferimenti, anche grazie alle correlazioni con gli altri presidi anemometrici, mantiene caratteristiche tali da poter rappresentare il comportamento della risorsa per un'ampia parte del territorio, compresa quella d'interesse per questo studio.

La stazione era costituita da un sostegno strallato, i cui sensori usati per questo studio erano ad un'altezza pari a 50 m dal suolo, e dotata della seguente strumentazione:

Apparecchiatura	H (dal suolo)	Tipo
Sensore: VELOCITÀ	50 m	Secondwind mod. C3
Sensore: DIREZIONE	50 m	NRG mod. 200P
Acquisitore	3 m	Secondwind mod. Nomad 2

Il data-logger, di tipo Secondwind Nomad 2, che ha registrato le grandezze di direzione e velocità, pre-elabora i dati campionati e registra i risultati ogni 10 minuti su apposita memoria magnetica.

Le coordinate del punto di misura e le principali caratteristiche del sito di installazione della stazione sono le seguenti:

- ✓ Coordinate in metri nel sistema Geografico WGS84:
 Latitudine: **39° 4' N**
 Longitudine: **8° 36' E**
- ✓ Altitudine (s.l.m.): **60 m**
- ✓ Orografia del punto di installazione: **pianeggiante**
- ✓ Orografia circostante: **pianeggiante**
- ✓ Utilizzo del terreno: **incolto**
- ✓ Ostacoli nelle immediate vicinanze: **nessuno**

Copia della scheda di installazione della stazione, nonché delle schede tecniche della catena di misura, con evidenza dei modelli dei sensori di velocità e direzione installati sulla stessa, sono inclusi nell'**Allegato 1**.

3. I DATI ANEMOMETRICI

Alcuni dati identificativi e di ubicazione di detta stazione, nonché della serie di dati utilizzata nelle simulazioni, appartenente al sensore installato sulla stessa, sono riportati di seguito:

Codice	Denominazione	Coordinate Geografiche WGS84		Quota (s.l.m.) (m)	Altezza sost. (m)	Periodo di misura disponibile	
		N	E			Inizio	Fine
RIF1	Riferimento 1	39° 4'	8° 36'	60	50	Ottobre 2012	Aprile 2014

I risultati delle elaborazioni statistiche dei dati validati, di cui l'**Allegato 2** riporta le tabelle e grafici relativi, evidenziano una disponibilità, per il periodo di quasi 13 mesi scelto, del 100%, e vengono riassunti qui sotto:

Codice Stazione	Periodo	Periodo di misura utilizzato		H misura	V med	Energia	Param. distribuzione	
	(mesi)	Inizio	Fine	s.l.s.	(m/s)	(W/m ²)	Vc (m/s)	k
RIF1_1Y	12.9	04/10/2012	31/10/2013	50	5.27	233	5.90	1.57

4. VALUTAZIONE DELLA VELOCITÀ DI LUNGO PERIODO (STORICIZZAZIONE)

Vista la bassa consistenza temporale della serie di dati utilizzati (meno di 13 mesi), al fine di verificare il posizionamento storico della velocità media rilevata rispetto al lungo periodo, è stata svolta l'attività di storicizzazione di tali dati. La valutazione della velocità media del vento attesa nel lungo periodo in un sito candidato all'installazione di un impianto eolico è infatti un punto importante per la caratterizzazione della risorsa eolica con un accettabile grado di incertezza e diventa essenziale quando la disponibilità dei dati è limitata a periodi di tempo contenuti.

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

Nel caso specifico, si dispone di una serie di circa 18 anni appartenente ad una stazione storica di proprietà di TecnoGaia molto rappresentativa per una larga area della Sardegna Sud-Sud/Ovest.

I dettagli della sua localizzazione sono esposti nella tabella seguente:

Codice	Coordinate Geografiche WGS84	Alt. (s.l.m.)	H	Periodo di misura	
		(m)	(m)	Inizio	Fine
STO1	Lat. 39° 10' Long. 8° 26'	25	15	Agosto 2004	*** attiva ***

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

1. Confronto degli andamenti dei dati contemporanei di velocità media mensile della stazione di "Riferimento 1" e della serie storica "STO1"
2. Correlazioni tra i dati contemporanei di velocità media mensile della serie di dati disponibili con quelli della serie storica
3. Storicizzazione dei dati della serie di Riferimento 1 con l'utilizzo dei parametri caratteristici della correlazione

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

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

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

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

E per analogia che:

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

Nel caso specifico, utilizzando i parametri a e b che appartengono alla retta di regressione delle correlazioni sopra descritte, che minimizza lo scarto quadratico dei residui, si ottiene che la ventosità misurata da Riferimento 1 è superiore di 4 punti percentuali rispetto a quella attesa sul lungo periodo.

Pertanto, la velocità media annua stabile nel tempo di **"Riferimento 1" a 50 m dal suolo**, da utilizzare nelle successive elaborazioni, è pari a **5.06 m/s**.

La rosa dei venti e la distribuzione di Weibull, dedotte dal modello sulla base dei dati storicizzati della stazione Riferimento 1, sono riportate nell'**Allegato 3**. Esse si riferiscono all'altezza di mozzo di 125.0 m e ad un punto rappresentativo, per ventosità ed altitudine, all'impianto in progetto.

5. VALUTAZIONE DELLA VENTOSITA' A 70 m DAL SUOLO

La ventosità che interessa il rotore degli aerogeneratori di media e di grande taglia, che tipicamente hanno un'altezza del mozzo che varia da 50 m ad oltre 100 m, è generalmente ben rappresentata da quella che interessa una quota dal suolo pari a 70 m.

Non disponendo di misure a detta altezza dal suolo è possibile definire l'intensità del vento per estrapolazione con l'ausilio del parametro di gradiente al suolo (α).

Tale grandezza è determinabile qualora siano disponibili, sul medesimo sostegno, due misure di velocità (V_2 e V_1) a due differenti altezze (h_2 e h_1).

La relazione che permette di stimare la velocità del vento a diverse altezze dal suolo è del tipo esponenziale ed è riportata nella seguente formula:

$$V_2 / V_1 = \left(h_2 / h_1 \right)^{\alpha}$$

dove α è il gradiente della velocità del vento al suolo, V_2 e V_1 sono le velocità del vento rilevate alle corrispondenti altezze dal suolo h_2 e h_1 .

Nel caso specifico, avendo a disposizione le rilevazioni della velocità del vento a due o più altezze dal suolo, grazie alla presenza di altri anemometri installati sulla torre di misura, è possibile stimare il valore di α sperimentale, misurato nel punto di installazione della stazione. Tale valore si ottiene infatti dall'applicazione della stessa formula di cui sopra:

$$\alpha = \log(V_2 / V_1) / \log(h_2 / h_1)$$

A tal fine, verrà effettuata una simulazione del campo di vento a 70 m dal suolo, fornendo in input i dati rilevati nel punto della stazione considerata, preventivamente estrapolati all'altezza indicata (vedi Capitolo 8) grazie proprio al gradiente misurato, e l'orografia del sito.

Questi sono i risultati di detta simulazione:

Site	Coordinate UTM ED50 Fuso 32		EI	Ht	U
ID	X [m]	Y [m]	[m]	[m]	[m/s]
TL2	479,466	4,317,578	362	70.0	6.01
TL3	479,210	4,316,912	309	70.0	5.42
TL5	479,391	4,316,236	322	70.0	5.63
TL6	479,513	4,315,583	333	70.0	6.18
TL7	478,615	4,315,662	349	70.0	6.37
TL8	478,836	4,314,688	320	70.0	6.57
TLA	478,379	4,317,898	299	70.0	5.67

La verifica è positiva. Infatti, per tutti i punti ipotizzati si rileva una ventosità stimata a 70 m dal suolo ben oltre il valore di ventosità minimo richiesto dalla normativa regionale (5 m/s). Nello specifico, infatti, il valore più basso è 5.42 m/s, quello più elevato 6.57 m/s, con una media pari a 5.98 m/s.

6. UBICAZIONE DELL'IMPIANTO EOLICO

L'impianto in progetto è ubicato nella Regione Sardegna, nel territorio del Comune di Teulada. L'altitudine media del sito è pari a circa 330 m sul livello del mare.

Nella tabella sottostante vengono riportati gli elementi identificativi dell'ubicazione delle turbine in progetto.

ID	Coordinate WGS84 Fuso 32		Coordinate ED50 Fuso 32		EI [m]
	X [m]	Y [m]	X [m]	Y [m]	
TL2	479,382	4,317,394	479,466	4,317,578	362
TL3	479,126	4,316,728	479,210	4,316,912	309
TL5	479,307	4,316,052	479,391	4,316,236	322
TL6	479,429	4,315,399	479,513	4,315,583	333
TL7	478,531	4,315,478	478,615	4,315,662	349
TL8	478,752	4,314,504	478,836	4,314,688	320
TLA	478,295	4,317,714	478,379	4,317,898	299

Nelle **Tavole 1 e 2 dell'Allegato 4** 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.

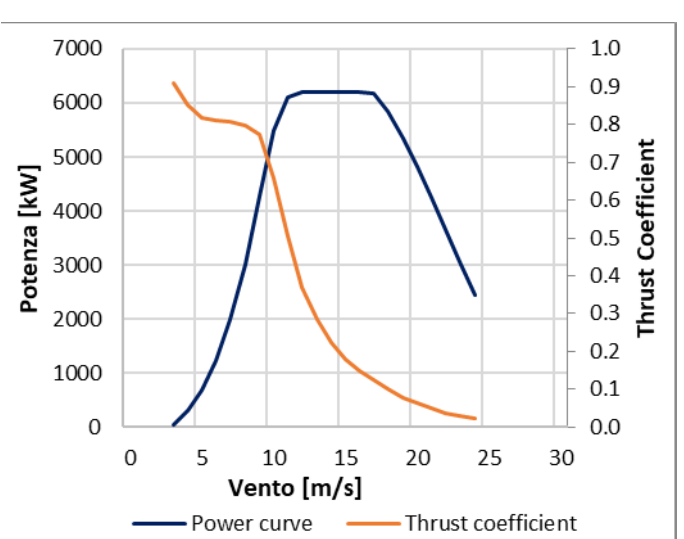
7. AEROGENERATORE DI PROGETTO

Per la valutazione di producibilità è stato indicato dal Committente un modello di aerogeneratore di grande taglia, le cui caratteristiche tecniche principali sono riportate nella tabella sottostante.

COSTRUTTORE	MODELLO	MW	DIAMETRO ROTORE (m)	H MOZZO (m)	CLASSE IEC
VESTAS	V162-6.2 MW	6.2	162.0	125.0	S

La curva di potenza utilizzata per le simulazioni è riferita alla densità standard dell'aria di 1.225 kg/m^3 , corrispondente al livello del mare (0 m). Esse è disponibile graficamente nella tabella sottostante, unitamente alla sua curva di spinta (Thrust Coefficient), utile al calcolo delle interferenze tra gli aerogeneratori.

Turbina		V162-6.2 MW		Diametro		162.0	
Altezza di mozzo		125.0 m		Classe IEC		S	
Vento (m/s)	Potenza (kW)	Thrust Coefficient					
0	-	-					
1	-	-					
2	-	-					
3	34	0.908					
4	292	0.853					
5	676	0.819					
6	1229	0.812					
7	2000	0.807					
8	3017	0.799					
9	4284	0.775					
10	5483	0.657					
11	6114	0.504					
12	6197	0.370					
13	6200	0.283					
14	6200	0.223					
15	6200	0.180					
16	6200	0.148					
17	6186	0.124					
18	5853	0.100					
19	5348	0.078					
20	4825	0.062					
21	4251	0.048					
22	3664	0.037					
23	3064	0.029					
24	2451	0.022					
25	-	-					



8. VERIFICHE SUL MODELLO DI CALCOLO WASP

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

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 480 km², precisamente un rettangolo di 24x20 km, con curve di livello con passo di quota di 10 metri derivate dal database Tinitaly, modello di elevazione digitale (DEM) senza soluzione di continuità di tutto il territorio italiano, mentre la rugosità del terreno è derivata dal database Corine land cover 2018.

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.

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

La prima verifica (approssimazione della curva di Weibull) ha dato esiti soddisfacenti, grazie a scostamenti molto contenuti nel raffronto tra i valori di ventosità e variazioni più accentuate nella comparazione dell'energia specifica, ma pur sempre all'interno dei limiti di incertezza dello strumento utilizzato.

Per quanto riguarda la verifica del gradiente, è stato confrontato il valore di alfa misurato dalla torre di misura, tra le altezze di 50 e 20 m, pari 0.16, e quanto invece stimato dal modello di calcolo alle stesse altezze. Quest'ultimo è abbastanza in linea, essendo pari a 0.18. Un'ulteriore simulazione, sempre tramite modello di calcolo, svolta tra l'altezza di misura più alta, 50 m, e quella del mozzo ipotizzato, 125 m, ha però fatto emergere la tendenza da parte di WASP di incrementare il valore di gradiente con la maggiore quota; infatti, il valore stimato è pari a 0.22. Al fine di minimizzare gli effetti di una possibile sovrastima della ventosità, ed in virtù di un approccio cautelativo, si preferisce estrapolare la serie di dati misurata alla sua altezza di misura, successivamente storicizzata con la metodologia descritta in precedenza, all'altezza di mozzo ipotizzata, utilizzando il gradiente al suolo sperimentale.

Il risultato del processo intrapreso è qui rappresentato:

Codice Stazione	Periodo	H estrapolata	V med	Energia	Param. distribuzione	
	(mesi)	s.l.s.	(m/s)	(W/m ²)	Vc (m/s)	k
RIF1_HH125	12.9	125	5.85	320	6.56	1.56

Con la stessa metodologia è stata effettuata l'extrapolazione all'altezza di 70 m dal suolo, utile per la determinazione della ventosità nei punti turbina, come descritta nel dettaglio al Capitolo 5.

9. PRODUCIBILITÀ LORDA DELL'IMPIANTO

Nella seguente tabella viene riportata la sintesi della producibilità lorda attesa per l'impianto considerato, frutto delle simulazioni con WASP, con il modello di turbina indicato dal Committente.

IMPIANTO EOLICO NEL COMUNE DI TEULADA (SU) Produzione Lorda attesa			
Costruttore	Modello	P Lorda (MWh/a)	Ore annue eq. (MWh/MW)
VESTAS	V162-6.2 MW	118,307	2726

Il dettaglio per ciascuna turbina è invece reso disponibile nella Tabella dell'**Allegato 5**. Essa riporta, in ordine, per ciascuna colonna:

- L'identificativo con riferimento alla tavola grafica allegata
- Le coordinate chilometriche nel sistema di riferimento UTM ED50 – Fuso 32
- 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 attesa (lorda al netto della scia) e la potenza nominale della macchina

Seguono, in calce, le medie ed i totali per le colonne interessate.

10. PRODUCIBILITÀ NETTA DELL'IMPIANTO

Alla producibilità lorda riportata nel Capitolo precedente, che non include alcuna perdita (ad eccezione delle interferenze tra gli aerogeneratori o "effetto scia"), 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 delle turbine e O&M, nonché una volta disponibile il progetto elettrico esecutivo dell'impianto.**

Perdite considerate	IMPIANTO EOLICO NEL COMUNE DI TEULADA (SU)
	%
Densità dell'aria (1.17 kg/m ³)	-2.3%
Disponibilità aerogeneratori	-3.0%
Disponibilità aerogeneratori (non contrattuale)	-0.5%
Disponibilità B.O.P.	-1.0%
Disponibilità rete	-0.2%
Perdite elettriche dell'impianto	-1.5%
Perdite ambientali	-0.5%
Prestazione aerogeneratori	-1.5%
Totale perdite	-10.1%

Disponibilità Contrattuale degli Aerogeneratori: 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 aerogeneratori: tale perdita tiene conto della degradazione pale, isteresi e prestazione non ottimale delle turbine.

Ne risulta pertanto una produzione netta:

IMPIANTO EOLICO NEL COMUNE DI TEULADA (SU)			
Produzione Netta			
Costruttore	Modello	P Netta (P_{50%}) (MWh/a)	Ore annue eq. (MWh/MW)
VESTAS	V162-6.2 MW	106,405	2452

11. CONCLUSIONI

Il presente studio riporta la valutazione di produzione attesa da un impianto eolico in progetto nel territorio comunale di Teulada (SU). Esso ha carattere preliminare per la valutazione della produzione attesa, ma anche lo specifico obiettivo di verificare il soddisfacimento dei requisiti anemologici richiesti dalla normativa della Regione Sardegna nell'ambito dell'iter autorizzativo.

Tali requisiti si riassumono nella durata della misura, nel superamento del valore di ventosità media annua di 5 m/s a 70 m dal livello del suolo e nel raggiungimento delle 2000 ore equivalenti annue.

La durata minima e la consistenza (disponibilità) delle misurazioni viene superata e, inoltre, un processo di storicizzazione, il cui esito è stato positivo, ha consentito di verificare la rappresentatività dei risultati ottenuti dalle elaborazioni della serie disponibile per il lungo periodo.

Le ventosità medie annue stimate a 70 m dal suolo sulle verticali dei punti ipotizzati per l'installazione delle 7 turbine superano ampiamente il valore limite inferiore richiesto (vedi Capitolo 5). Anche il requisito tecnico di ore equivalenti di funzionamento (≥ 2000 ore/anno), sia a livello di impianto nella sua globalità, sia per ciascuna singola turbina, è soddisfatto.

La produzione attesa dall'impianto con questi regimi di vento risulta essere interessante, in particolare ipotizzando l'impiego dell'aerogeneratore di progetto che è caratterizzato da una buona altezza del sostegno e da un efficiente rapporto potenza/diametro del rotore.

All'ottenimento del titolo abilitativo, nell'ottica volta, più che a suffragare le valutazioni di produzione attesa di questo studio, a predisporre quelle informazioni tipicamente richieste dagli advisor

finanziari, si consiglia la messa in opera di un'ulteriore stazione anemometrica, opportunamente posizionata rispetto alla disposizione degli aerogeneratori dell'impianto in autorizzazione. Inoltre, si consiglia di approfondire la qualificazione anemometrica ad adeguate altezze dal suolo, tramite misure con tecnologie di Remote Sensing, seppur di breve durata, oltre ad uno studio più articolato che, tra le altre cose, valuti le incertezze dei processi e delle metodologie applicati al fine di determinare il valore di produzione atteso con data probabilità ($P_{75\%}$, $P_{90\%}$,) solitamente richiesto per il finanziamento.

ALLEGATO 1

Fornitore: TECNOGAIA

Sito: TEULADA

Data

Codifica documento

Archivio

Compilato da

Sezione A) – Dati identificativi della stazione anemometrica

NOME STAZIONE (max 16 car.) : RIFERIMENTO 1

Codice : RIF1

Sezione B) – Dati identificativi delle apparecchiature

SENSORE VEL. H dal suolo 50 (m) Tipo SECONDWIND MOD. C3 N° INVENT: _____

SENSORE VEL. H dal suolo 40 (m) Tipo SECONDWIND MOD. C3 N° INVENT: _____

SENSORE VEL. H dal suolo 20 (m) Tipo SECONDWIND MOD. C3 N° INVENT: _____

SENSORE DIR. H dal suolo 50 (m) Tipo NRG MOD. 200P N° INVENT: _____

SENSORE DIR. H dal suolo 20 (m) Tipo NRG MOD. 200P N° INVENT: _____

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

ALTRI SENSORI _____

ACQUISITORE Tipo SECONDIWIND MOD. NOMAD2 N° INVENT. _____

SOSTEGNO Tipo NRG H 50 (m) _____ N° MATR. _____

CONTENITORE DELLE APPARECCHIATURE Tipo GEWISS

Verifica in uscita effettuata da : BONSI

Data : 10/09/12

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

Comune di : GIBA Provincia : CI Regione : SARDEGNA

Tavoletta IGMI: GIBA

Foglio n° : 233 III SE

Coordinate del Reticolo UTM WGS84

Lat. 39° 04' N , Long. 8° 36' E

Altitudine in metri s.l.m.: 60m

Caratteristiche orografiche : PIANURA

Utilizzo del terreno : PASCOLO

Accessibilità : MEDIA

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

Sarà effettuata da : TECNOGAIA per conto di TECNOGAIA

Note : _____

Stazione anemometrica installata da : BONSI

data : 04/10/2012

NOMAD[®] 2

WIND RESOURCE DATA LOGGER



The Wind Industry's Most Flexible Data Logger



 SECONDWIND

NOMAD™ 2 WIND DATA LOGGER SPECIFICATIONS

SENSOR INPUTS

12 counter inputs	<ul style="list-style-type: none">Configurable for AC & pulse anemometers, other frequency-output devices, and high/low digital or relay state signalingFrequency range DC to 2 kHzHigh display resolution with low frequency anemometersInput high/low threshold configurable for 0V or 3VConfigurable filtering for low frequency devices1-second count integration, $\pm 0.02\%$ accuracy
8 analog inputs	<ul style="list-style-type: none">Configurable range of 0 to 2.5V or 5V12-bit analog to digital conversion1-second sampling, $\pm 0.02\%$ accuracyDirect interface to potentiometer wind vanes, 10k thermistors, and analog-output transducers
Fault detection	<ul style="list-style-type: none">Feedback input from 2.5V+ excitation output for wiring and device fault detection
Internal temperature	<ul style="list-style-type: none">1-second sampling, $\pm 2^\circ\text{C}$ accuracy
Power supplies	<ul style="list-style-type: none">Measurement of two 9V batteries and 12V power

OUTPUTS

2.5V+ excitation:	<ul style="list-style-type: none">2.5V+ smart-switched excitation distributed to all input terminal blocks for energy-conserving measurement of potentiometers and thermistorsCalibrated to $\pm 5\text{mV}$, 25 ppm/$^\circ\text{C}$, 250 mA max
12V transducer power	<ul style="list-style-type: none">12V+ smart-switched transducer power output distributed to all input terminal blocks for energy-conserving operation of electronic transducers1 Amp maximum
12V modem power	<ul style="list-style-type: none">12V+ configurable switched modem power output for energy-conserving operation of cellular & other modems1 Amp maximum
Relay output	<ul style="list-style-type: none">For de-icing or other control applicationsSPST dry contact, 1 Amp maximum, AC or DCModbus-controlled

POWER SUPPLY

9 Volt batteries:	<ul style="list-style-type: none">2 parallel standard 9V batteries in sliding receptaclesUp to 6 months operation with alkaline, up to one year with lithium (-40°C) batteries that have no shipping restrictions
12 Volt Power:	<ul style="list-style-type: none">12V (10-18V DC) input for internal primary or rechargeable batteries, external DC power supply, or regulated solar panelTwo-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:	<ul style="list-style-type: none">Optional on-board solar charging regulator/controller

SERIAL PORTS

	<ul style="list-style-type: none">3 independent RS232C serial ports, up to 115 kBaud
Local port	<ul style="list-style-type: none">Direct straight-cable connection to laptop or PCStandard pinout DB9, DCE
Remote port	<ul style="list-style-type: none">Connects to modem, radio, or asynch network adapterAuto-wakeup Rx inputInternally connected for SWI-supplied modem optionsField-wireable terminals for customer-installed devices
Device Port:	<ul style="list-style-type: none">Connects to and logs from communicating transducers including multifunction Phaser® power transducers & ultrasonic anemometersPollable 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:	<ul style="list-style-type: none">4 x 20 alphanumeric character display, LCD or VFDConfigurable smart-switched powerAutomatic temperature-compensating LCD contrast
Keypad	<ul style="list-style-type: none">7-key sealed membrane keypad
Remote interface	<ul style="list-style-type: none">Full display, configuration, data transfer, & firmware upgradability by local port or modem connection to any PC via NOMAD Desktop™
Status light:	<ul style="list-style-type: none">Heartbeat LED indicates operational status independent of display

INPUT AND DATA PROCESSING

Wind speed	<ul style="list-style-type: none">Slope & offset scaling, auto-zeroing for counter inputs
Wind direction	<ul style="list-style-type: none">Modulo 360° and true vector processingDeadband location correction
Temperature	<ul style="list-style-type: none">Thermistor linearization to device accuracy ($\pm 0.1^\circ\text{C}$)
Math functions	<ul style="list-style-type: none">Average, standard deviation, maximum, time of maximum, minimum, time of minimum, total, cycles, sample value
Recording intervals	<ul style="list-style-type: none">1 minute, 10 minutes, hourly, or daily in any combination for all inputs and math functions

DATA STORAGE

Media	<ul style="list-style-type: none">Industry/consumer standard Compact Flash, up to 256MBRead/write-able by any notebook or desktop PC via PCMCIA adapter or any USB-type Compact Flash adapterFull -40° to 85°C operation rated devices available
Formats	<ul style="list-style-type: none">Card directory & file formats are fully Windows™ compatibleAny FAT (PC) formatted Compact Flash card fully usableData written to daily files in named monthly subdirectoriesEach datum in standard IEEE floating point format, indexed for positive database ID independent of file name/locationEach datum time-stamped in Universal Time (UT/GMT), configurable for time zone & daylight savings offsets
Transfer	<ul style="list-style-type: none">Files transferable by card removal, local serial connection, remote dial-up connection, or as e-mail attachments

PHYSICAL

Operating temp:	<ul style="list-style-type: none">-40° to 85°C all specifications (Vacuum Fluorescent Display)
LCD temperature:	<ul style="list-style-type: none">LCD operates from -20° to 70°C, storage -30° to 80°C
Internal RT clock	<ul style="list-style-type: none">± 1 minute/month accuracy, internet time-server adjustableBacked up by socketed 2032 Lithium coin cell (10 year life)
Wire & cabling	<ul style="list-style-type: none">12 six-screw, 0.2" (5mm) cage clamp style terminal blocksSignal, ground, excitation, switched & unswitched 12V power distributed to each of 8 terminal blocksStandard SMA-F bulkhead connector for external antennasFour 3/4" npt/pg21 knockouts for cable & conduit installation
Enclosure	<ul style="list-style-type: none">Integrated waterproof instrument enclosure, wire and cable junction box, and lockable rain shedUpper section NEMA4/IP66 (watertight), lower section NEMA3R (rain tight) or NEMA4 with cable glands16 ga. steel, 14 ga. mounting flanges, TGIC powdercoated14 x 12 x 5.5 inches (350 x 300 x 140mm), 20 lbs. (9 kg)Mini-rack mounting for internal modem optionsSwing-out panels for modem and 12V battery accessSurface, truss-tower, or tube-tower mountingSingle 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

A new choice from a name you trust. The C3 Anemometer from Second Wind.

Situation: Currently, the market offers only one option in this popular style of three-cup anemometer, and only one way you can purchase it: calibrated.

Solution: The Second Wind C3 anemometer offers a new choice, including calibrated or uncalibrated anemometers to meet your needs. We manufacture it with material improvements to add durability and reliability.

Measure wind speed with confidence.

- Performance that's virtually identical to the industry's top-selling product
- Your choice of calibrated or uncalibrated
- More rugged, more resistant to breaking during installation
- Laser serialized and date stamped



SECONDWIND

Measurement. Management. And more.



Model C3 Anemometer Features



A new choice with uncompromising accuracy:

Second Wind is pleased to provide you with an improved version of the popular three-cup design used in wind assessments for decades. Both our calibrated and uncalibrated versions are manufactured to precise industry standards.

Calibrated

Our Model C3C anemometer has been calibrated at the highly respected Massachusetts Institute of Technology's Wright Brothers wind tunnel.

Uncalibrated

Customers with their own calibration capability can now choose this option.

For more information:

Visit www.secondwind.com to learn about this new product line:

#981 Second Wind C3 Anemometer w/ Boot

#982 Second Wind Calibrated C3C Anemometer w/ Boot

Tougher materials stand up to the toughest environments

The Model C3 rotor is made of tough polycarbonate for exceptional durability and reliability. The Model C3 sensor base is also made of rugged polycarbonate, making it more resistant to damage during installation.

- Manufactured by Second Wind with exceptional quality control—all units are tested mechanically and electronically before shipping.
- A distinctive blue vinyl boot shields wiring for long-term performance.
- The C3 is manufactured to meet new standards and is RoHS-compliant—no toxic metals.

Easier tracking

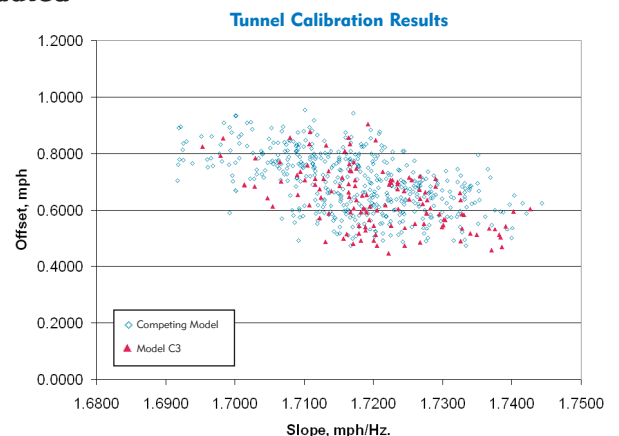
All models are individually laser engraved with serial number and date code, simplifying tracking and data analysis.

Specifications:

- Conical cups measure 51 mm (2 inches) in diameter
- Rotor diameter is 190 mm (7.5 inches)
- Standard AC output, frequency proportional to cup rotational speed
- Shielded AC pickup coil, 4100 turns of #41 wire
- Four-pole Indox 1 magnet rotates with the cup assembly
- Fully hardened beryllium-copper shaft running in self-lubricating modified Teflon bearings, with protective boot to make the system dirt and water resistant
- Rated bearing PV (pressure-velocity) factor is 20,000
 - At 15 mph PV is approx. 500.
 - At 100 mph PV is approx. 2,000.
- Rotor assembly moment of inertia = 68×10^{-6} S-ft² (or 92.2×10^{-6} kg-m²)
- Distance constant = 10 feet (3.0 meters)
- Transfer Function: $m/s = (Hz \times 0.766) + 0.324$
[miles per hour = $(Hz \times 1.714) + 0.725$]
- Accuracy: within 0.1 m/s (0.2 mph) for the range 5 m/s to 25 m/s (11 mph to 55 mph)

Performance validated

Multiple tests—including performance data from hundreds of C3 units already in the field—and detailed wind tunnel comparisons involving hundreds of units—prove that the C3's performance is virtually identical to the industry's top-selling product.



SPECIFICATIONS

NRG #200P Wind Direction Vane

FEATURES

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



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

SPECIFICATIONS

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



Global leaders in wind assessment technology

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

SPECIFICATIONS

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

Global leaders in wind assessment technology



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

ALLEGATO 2

GUIDA ALL' INTERPRETAZIONE DELLE TABELLE E DEI GRAFICI

TABELLA A : Tabulazione della curva di durata della velocità del vento ottenuta dai dati sperimentali.

Al variare della velocità (valore medio nei 10 minuti) con passo di 0.5 m/s, sono riportati il numero di ore in cui tale velocità è superata e la relativa percentuale del tempo totale riferito ad un anno.

Sono inoltre stimati i parametri della distribuzione di Weibull, velocità caratteristica V_C e fattore di forma k , e sulla base di tale distribuzione sono riportati i valori calcolati della velocità media V_{med} , dello scarto quadratico medio $sqmV$, della velocità media cubica V_{cub} e della potenza specifica P_v .

GRAFICO 1 : Riporta quattro curve:

- curva di durata sperimentale (curva con contrassegno -□-) i cui valori in ordinata riportano la percentuale del tempo totale (dell'anno) in cui la velocità del vento è superata;
- curva di durata di Weibull (curva nera continua) ottenuta da quella sperimentale linearizzata applicando il metodo di interpolazione coi minimi quadrati, essa è definita dai due parametri V_C e k indicati;
- istogramma che riporta in ordinata, in unità arbitrarie, un valore proporzionale alla frequenza della velocità del vento compresa tra i diversi intervalli di velocità di ampiezza 0.5 m/s;
- distribuzione di frequenza della corrispondente distribuzione di Weibull (curva nera continua che interpola l'istogramma).

GRAFICO 2 : Riporta la distribuzione polare delle frequenze delle direzioni del vento (rosa dei venti).

TABELLA B : Sono riportati i parametri della velocità del vento per ciascun settore di direzione e per quelle non definite (indicate in tabella con NoDir quando mancano i dati di direzione), la percentuale dei valori di calma (con velocità del vento minore od uguale a 0.5 m/s) e gli stessi parametri calcolati indipendentemente dalla direzione (riga Totale).

Più precisamente in tabella sono riportate le seguenti informazioni, avendo indicato con V_i l'i-esimo valor medio nei 10 minuti della velocità del vento nella sequenza totale di n valori:

- colonna 1 : numero d'ordine del settore di direzione secondo frequenze crescenti;
- colonna 2 : nome del settore da Nord a NNO in senso orario;
- colonna 3 : frequenza percentuale della direzione del vento nei diversi settori;
- colonna 4 : numero di rilievi registrati n ;

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

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

- colonna 1 : nome del mese;
- colonna 2 : numero di mesi equivalenti di acquisizione, pari al rapporto tra il numero totale di dati acquisiti entro quel mese (anche in anni diversi), ed il numero totale di dati attesi nel periodo di quel dato mese dell'anno;
- colonna 3 : velocità media nel mese (in m/s);
- colonna 4 : scarto quadratico medio della velocità nel mese (in m/s);
- colonna 5 : velocità media cubica nel mese (in m/s);
- colonna 6 : velocità massima nel mese (in m/s);
- colonna 7 : potenza specifica media della vena fluida nel mese (in W/m²);
- colonna 8 : energia specifica media del vento nel mese (in kWh/m²).

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

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

GRAFICO 3 : Riporta gli andamenti della velocità massima, della velocità media (-□-) e dello scarto quadratico medio della velocità del vento nelle diverse direzioni. L'angolo giro è stato suddiviso in 72 settori di 5° ciascuno. All'angolo 0° corrisponde il Nord e si deve considerare positivo il senso di rotazione orario (all'angolo 90° corrisponde l'Est, ecc.).

GRAFICO 4 : Indica la distribuzione dell'energia specifica della vena fluida in kWh/m² nelle diverse direzioni. L'angolo giro è stato suddiviso in 72 settori di 5° ciascuno. All'angolo 0° corrisponde il Nord e si deve considerare positivo il senso di rotazione orario (all'angolo 90° corrisponde l'Est, ecc.).

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

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

GRAFICO 6 : Riporta mese per mese l'andamento dell'energia specifica intrinseca alla vena fluida in kWh/m². Il grafico mette in evidenza le componenti stagionali della risorsa eolica.

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/m² 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:

$$T = 100 \cdot \text{sig}V(10') / V_{\text{med}}(10')$$

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 T_{med} (nel settore o nella classe);
- colonna 5 : scarto quadratico medio della turbolenza $\text{sig}T$ (nel settore o nella classe);

- 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:

$$R = \max V(10') / V_{med}(10')$$

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 R_{med} (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 F : Sono riportati parametri statistici relativi ai valori ottenuti per il gradiente al suolo α della velocità del vento calcolato per ogni 10 minuti con la seguente formula:

$$\alpha = \log(V_{2med}(10') / V_{1med}(10')) / \log(h_2 / h_1)$$

dove α è il gradiente della velocità del vento al suolo, $V_{2med}(10')$ e $V_{1med}(10')$ sono le velocità medie del vento rilevate nei 10 minuti alle corrispondenti altezze dal suolo h_2 e h_1 . Tale indice permette di stimare la velocità del vento al mozzo dell'aerogeneratore, solitamente superiore all'altezza delle misure, sulla base dei dati di vento misurati alle due altezze dal suolo h_2 e h_1 .

Una relazione che permette di stimare tale velocità è del tipo esponenziale ed è riportata nella seguente formula:

$$V_{mozzo} = V_{misura} \cdot (h_{mozzo} / h_{misura})^{\alpha}$$

Il valore del gradiente α , indicato in tabella con A , viene calcolato solo per velocità medie nei 10 minuti entrambe superiori a 0.5 m/s, in tabella i parametri statistici della variabile A 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 : gradiente medio A_{med} (nel settore o nella classe);
- colonna 5 : scarto quadratico medio del gradiente $sigA$ (nel settore o nella classe);
- colonna 6 : valore percentile al 5%, $A_{5\%}$ (nel settore o nella classe), esso rappresenta un valore minimo del gradiente che è superato con una probabilità del 95%;
- colonna 7 : valore percentile al 95%, $A_{95\%}$ (nel settore o nella classe), esso rappresenta un valore massimo del gradiente che è superato con una probabilità del 5%.

La prima riga Totale rappresenta i parametri della distribuzione del gradiente della velocità del vento al suolo 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 gradiente 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 gradiente della velocità del vento al suolo che andrebbe ad interessare l'aerogeneratore.

GRAFICO 11 : Riporta l'istogramma della distribuzione del gradiente della velocità del vento al suolo A calcolato per ogni 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 del gradiente calcolati per 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 D_{med} (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 T_{min} (in °C)
- colonna 5 : temperatura media T_{med} (in °C)
- colonna 6 : temperatura massima T_{max} (°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: Sardegna (Cod. RIF1_1Y)

Periodo di elaborazione: 04/10/2012 - 31/10/2013 (numero giorni: 393)

Percentuale dati disponibili = 99.98 % (56492 dati su 56501)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 50 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	8515.6	97.21
1.0	8267.4	94.38	1.5	7936.9	90.60
2.0	7494.8	85.56	2.5	6958.1	79.43
3.0	6377.4	72.80	3.5	5764.1	65.80
4.0	5130.5	58.57	4.5	4476.5	51.10
5.0	3872.5	44.21	5.5	3345.2	38.19
6.0	2879.0	32.86	6.5	2496.1	28.49
7.0	2166.7	24.73	7.5	1881.6	21.48
8.0	1624.9	18.55	8.5	1388.2	15.85
9.0	1180.4	13.47	9.5	996.9	11.38
10.0	837.8	9.56	10.5	701.5	8.01
11.0	587.9	6.71	11.5	500.2	5.71
12.0	416.5	4.75	12.5	346.1	3.95
13.0	289.8	3.31	13.5	237.3	2.71
14.0	199.3	2.27	14.5	166.7	1.90
15.0	139.2	1.59	15.5	117.2	1.34
16.0	100.3	1.15	16.5	82.5	0.94
17.0	67.8	0.77	17.5	56.4	0.64
18.0	46.5	0.53	18.5	37.8	0.43
19.0	31.3	0.36	19.5	26.5	0.30
20.0	20.9	0.24	20.5	16.7	0.19
21.0	12.6	0.14	21.5	9.1	0.10
22.0	6.5	0.07	22.5	4.5	0.05
23.0	3.1	0.04	23.5	2.2	0.02
24.0	1.1	0.01	24.5	0.8	0.01
25.0	0.5	0.01	25.5	0.3	0.00
26.0	0.2	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 = 5.90	k = 1.57
---	------------------	-----------------

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

Vmed = 5.30 m/s	sqmV = 3.45 m/s	Vcub = 7.24 m/s
-----------------	-----------------	-----------------

Potenza specifica della vena fluida	Pv = 232 W/m2
-------------------------------------	---------------

Tabella A

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

Periodo di elaborazione: 04/10/2012 - 31/10/2013 (numero giorni: 393)

Percentuale dati disponibili = 99.98 % (56492 dati su 56501)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 50 m dal suolo

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

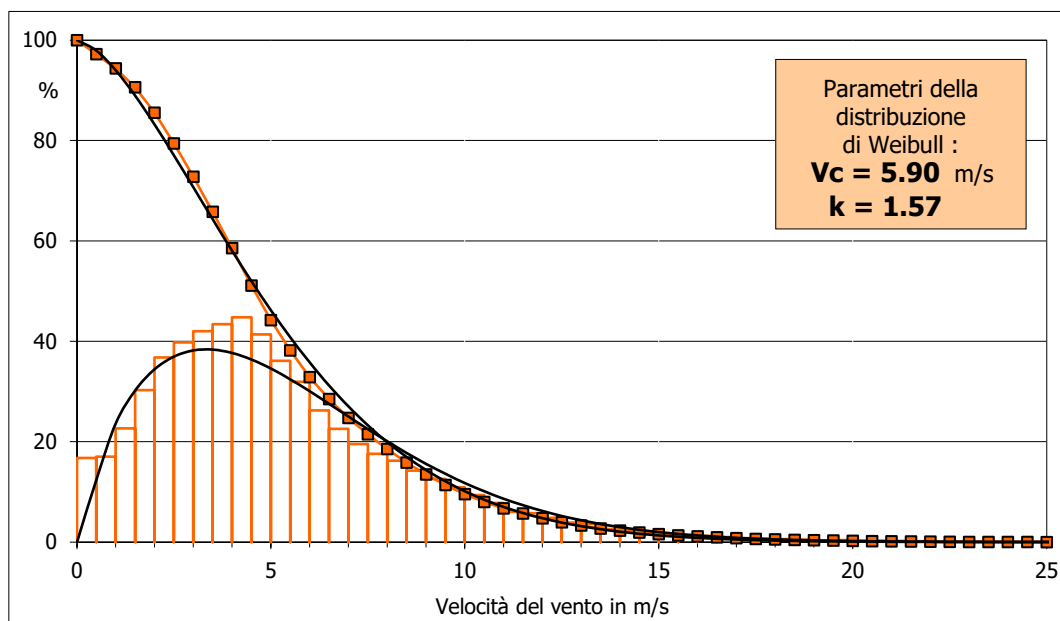
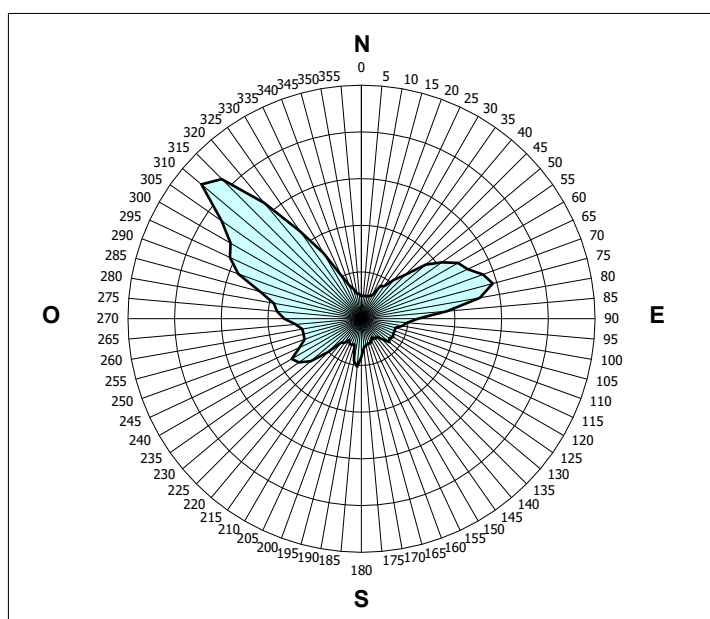


Grafico 2 : FREQUENZE DELLE DIREZIONI DEL VENTO (ROSA DEI VENTI)



Grafici 1 e 2

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

Periodo di elaborazione: 04/10/2012 - 31/10/2013 (numero giorni: 393)

Percentuale dati disponibili = 99.98 % (56492 dati su 56501)

Velocità del vento V in m/s rilevata a 50 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)
11°	N	3.1	1778	2.98	1.94	4.15	13.9	44
7°	NNE	4.6	2588	2.90	1.70	3.88	13.0	36
2°	ENE	13.6	7695	3.80	2.07	5.02	24.2	78
5°	E	9.5	5380	4.68	3.43	7.13	26.0	222
9°	ESE	4.5	2548	6.99	5.13	10.11	24.7	633
12°	SSE	3.1	1755	4.87	3.27	6.83	22.4	195
8°	S	4.6	2578	4.14	2.22	5.19	13.1	86
10°	SSO	3.7	2080	3.92	2.03	4.86	15.0	70
6°	OSO	8.7	4928	4.99	2.22	5.93	18.7	128
4°	O	9.7	5466	5.84	2.91	7.13	19.0	222
1°	ONO	20.4	11527	7.23	3.41	8.68	23.0	401
3°	NNO	11.7	6593	6.80	3.54	8.42	20.5	365
	NoDir	0.0	0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
	Calme	2.8	1576	(velocità del vento minore o uguale a 0.5 m/s)				
	Totale =		56492	5.27	3.42	7.25	26.0	233

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	5.91	3.46	7.66	18.8	275	205
Gen	1.00	5.71	3.72	7.79	20.5	289	215
Feb	1.00	5.75	3.59	7.68	21.6	278	186
Mar	1.00	6.69	4.89	9.66	24.7	553	411
Apr	1.00	5.70	4.19	8.45	26.0	369	266
Mag	1.00	5.53	3.28	7.22	17.9	230	171
Giu	1.00	5.59	3.04	6.98	15.3	209	150
Lug	1.00	4.33	2.36	5.45	12.6	99	74
Ago	1.00	4.51	2.63	5.83	13.4	121	90
Set	1.00	4.57	2.49	5.77	13.2	118	85
Ott	1.88	4.75	2.97	6.37	18.8	158	118
Nov	1.00	4.64	3.09	6.47	19.0	166	119

Stagione	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m ²)	Ev (kWh/m ²)
Inverno (Dic - Feb)	5.79	3.59	7.71	21.6	281	606
Primavera (Mar - Mag)	5.98	4.21	8.56	26.0	384	848
Estate (Giu - Ago)	4.80	2.74	6.15	15.3	142	314
Autunno (Set - Nov)	4.65	2.86	6.22	19.0	147	321

Anno	5.31	3.45	7.30	26.0	239	2090
-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	------------	-------------

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

Tabelle B e C

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

Periodo di elaborazione: 04/10/2012 - 31/10/2013 (numero giorni: 393)

Percentuale dati disponibili = 99.98 % (56492 dati su 56501)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 50 m dal suolo

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

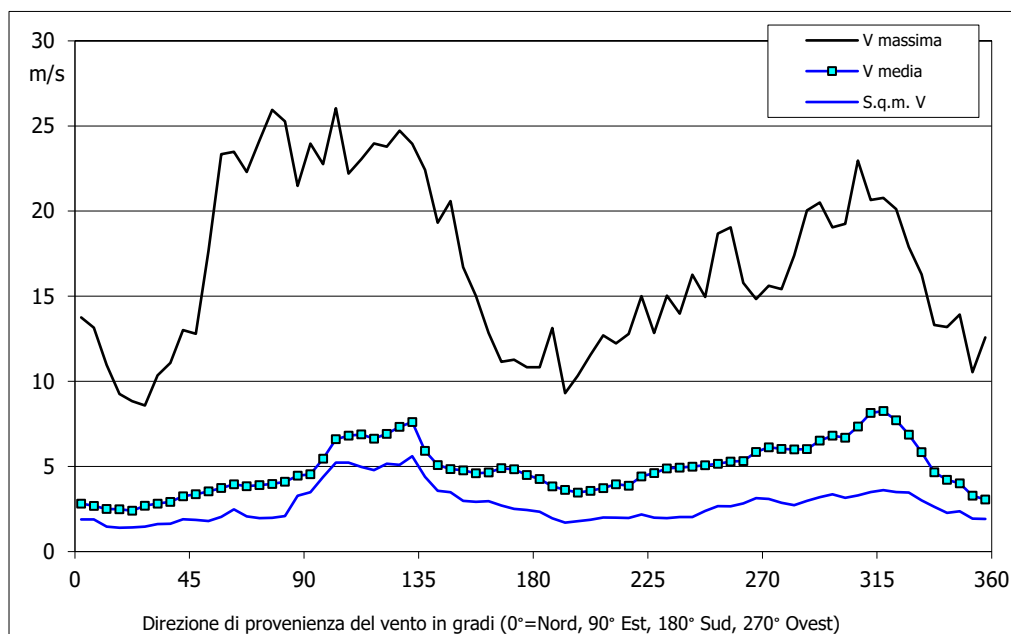
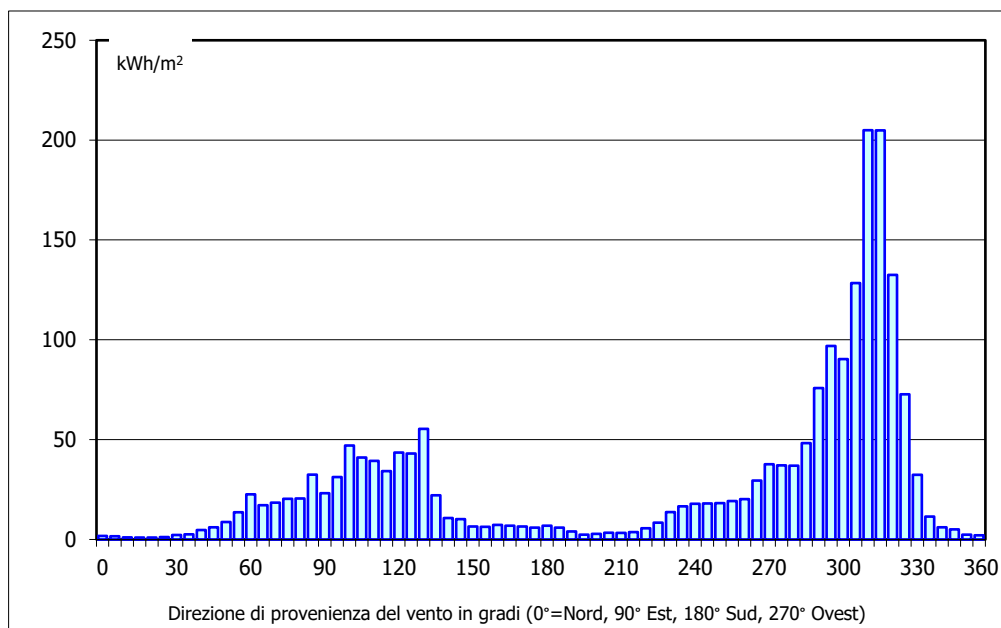


Grafico 4 : ENERGIA SPECIFICA DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m² PER SETTORE DI DIREZIONE



Grafici 3 e 4

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

Periodo di elaborazione: 04/10/2012 - 31/10/2013 (numero giorni: 393)

Percentuale dati disponibili = 99.98 % (56492 dati su 56501)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 50 m dal suolo

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

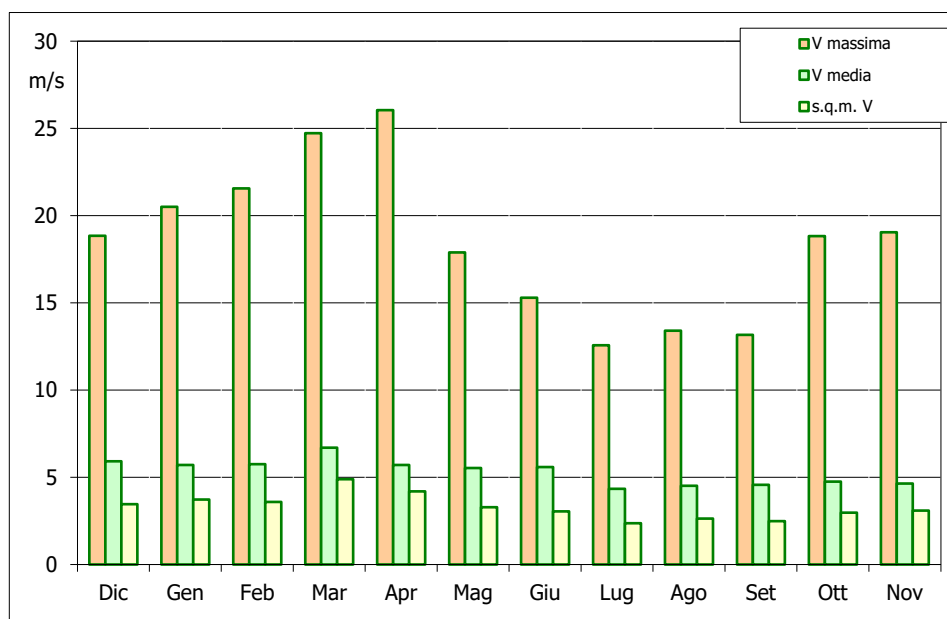
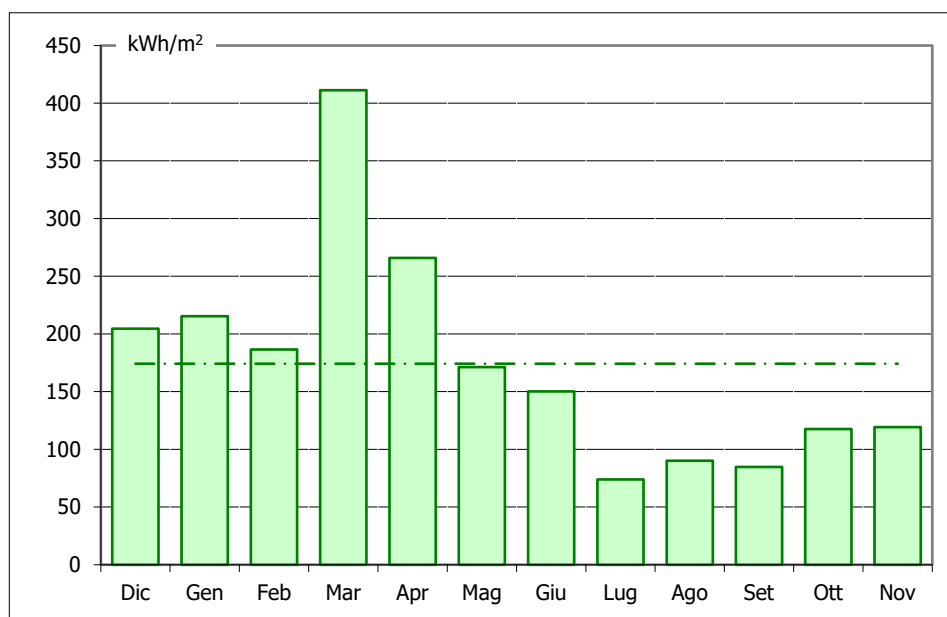


Grafico 6 : ENERGIA SPECIFICA MEDIA MENSILE DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m2



Grafici 5 e 6

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

Periodo di elaborazione: 04/10/2012 - 31/10/2013 (numero giorni: 393)

Percentuale dati disponibili = 99.98 % (56492 dati su 56501)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 50 m dal suolo

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

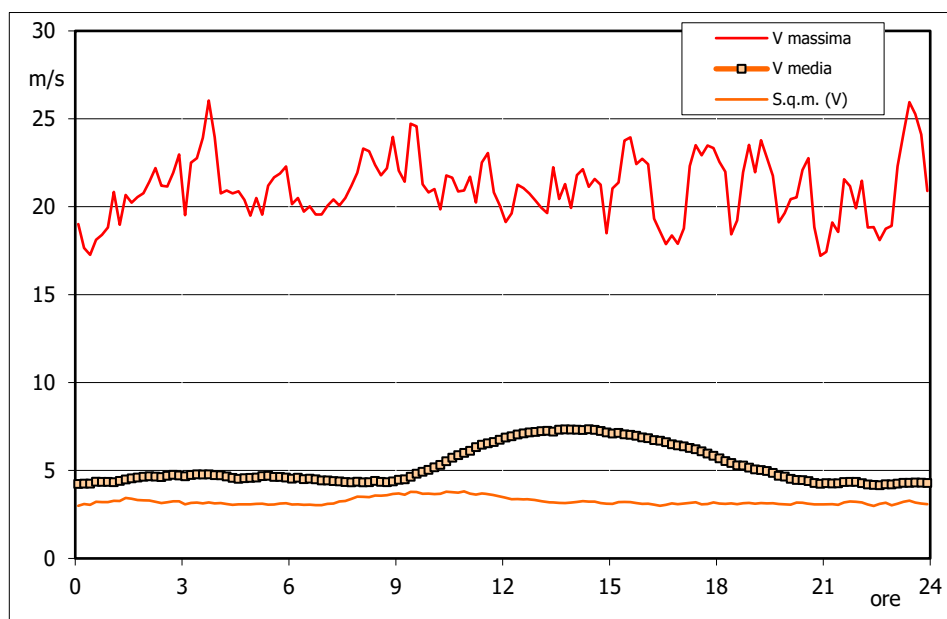
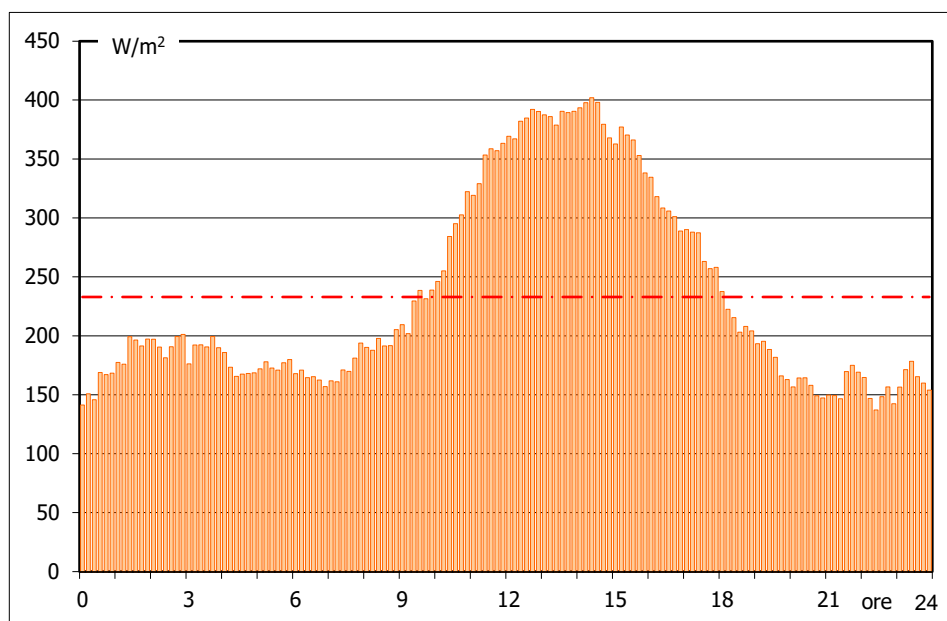


Grafico 8 : POTENZA SPECIFICA MEDIA DELLA VENA FLUIDA IN W/m² NELLE 24 ORE



Grafici 7 e 8

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

Periodo di elaborazione: 04/10/2012 - 31/10/2013 (numero giorni: 393)

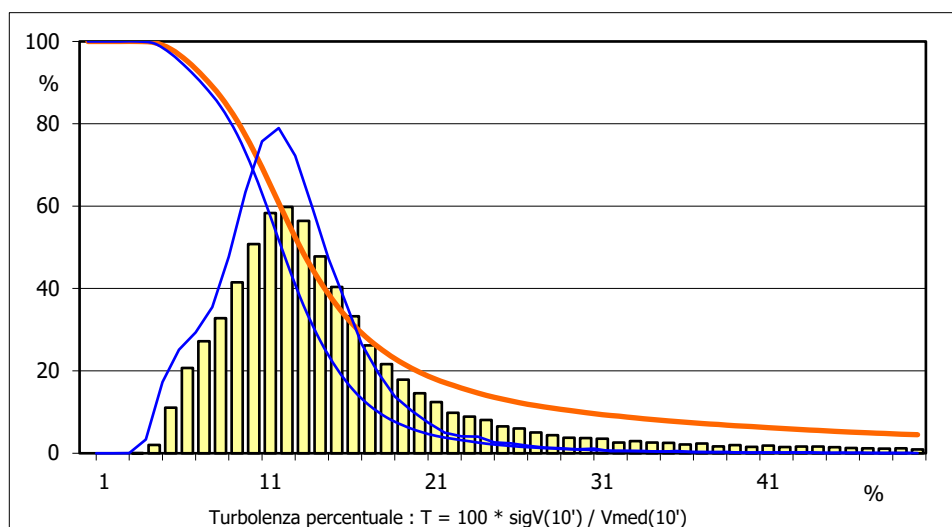
Percentuale dati disponibili = 99.98 % (56492 dati su 56501)

Velocità del vento V in m/s rilevata a 50 m dal suolo
Tabella D : PARAMETRI DELLA DISTRIBUZIONE DI TURBOLENZA VELOCITÀ DEL VENTO

 Turbolenza : $T = 100 * \text{sigV}(10') / V_{\text{med}}(10')$

Settore direzione	%	n	Tmed	sigT	T_5%	T_95%
Nord	3.2	1778	25.4	19.9	8.0	70.8
Nord-NordEst	4.7	2588	21.1	18.5	6.0	65.6
Est-NordEst	14.0	7695	14.4	13.7	4.7	45.3
Est	9.8	5380	16.7	14.6	5.1	48.8
Est-SudEst	4.6	2548	22.7	16.3	10.0	61.3
Sud-SudEst	3.2	1755	22.9	18.0	8.7	65.1
Sud	4.7	2578	21.1	15.2	8.2	59.4
Sud-SudOvest	3.8	2080	21.9	16.1	8.5	59.5
Ovest-SudOvest	9.0	4928	16.4	11.6	8.1	37.2
Ovest	10.0	5466	16.3	12.5	7.4	39.3
Ovest-NordOvest	21.0	11527	13.8	9.8	6.6	27.7
Nord-NordOvest	12.0	6593	15.5	11.9	6.9	37.4
Nessuna Direzione	0.0	0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Totale =	97.2	54916	16.9	14.0	6.0	46.9

Classe velocità m/s	%	n	Tmed	sigT	T_5%	T_95%
V < 4	39.8	21830	24.1	19.3	6.8	68.8
4 < V < 8	41.2	22607	12.0	5.4	5.1	21.2
8 < V < 12	14.2	7793	12.4	3.5	8.0	18.1
12 < V < 16	3.7	2039	13.2	3.4	9.1	19.1
16 < V < 20	0.9	512	13.2	2.8	9.6	17.9
V > 20	0.2	135	12.2	1.7	9.6	15.3
Totale* =	58.6	33086	12.2	4.9	5.6	20.3

Grafico 9 : DISTRIBUZIONE DELLA TURBOLENZA PERCENTUALE DELLA VELOCITÀ DEL VENTO

Tabella D e Grafico 9

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

Periodo di elaborazione: 04/10/2012 - 31/10/2013 (numero giorni: 393)

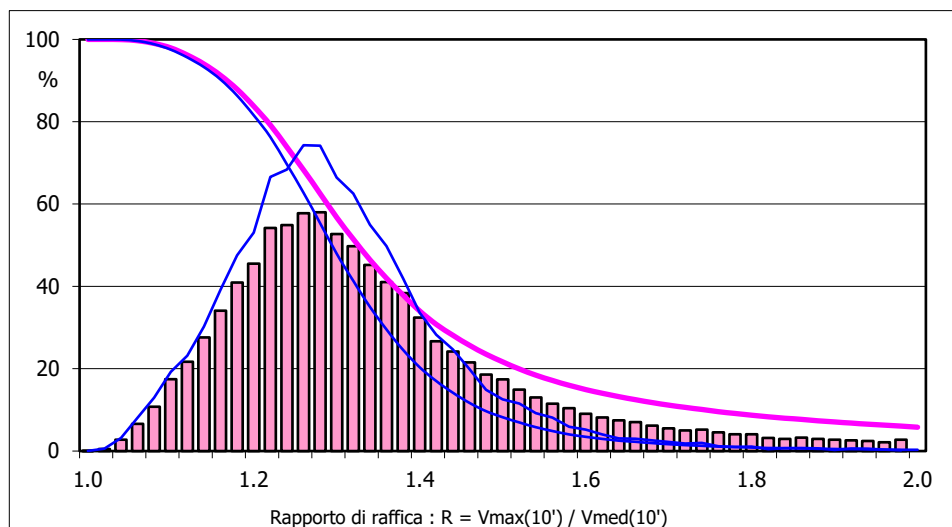
Percentuale dati disponibili = 99.98 % (56492 dati su 56501)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 50 m dal suolo
Tabella E : PARAMETRI DELLA DISTRIBUZIONE DEL RAPPORTO VELOCITA' VENTO MAX / MED

 Rapporto di raffica : $R = V_{max}(10') / V_{med}(10')$

Settore direzione	%	n	Rmed	sigR	R_5%	R_95%
Nord	3.2	1778	1.66	0.55	1.17	2.75
Nord-NordEst	4.7	2588	1.54	0.50	1.13	2.57
Est-NordEst	14.0	7695	1.36	0.36	1.09	1.97
Est	9.8	5380	1.42	0.38	1.10	2.09
Est-SudEst	4.6	2548	1.61	0.47	1.23	2.48
Sud-SudEst	3.2	1755	1.60	0.50	1.20	2.63
Sud	4.7	2578	1.54	0.41	1.18	2.34
Sud-SudOvest	3.8	2080	1.57	0.46	1.19	2.38
Ovest-SudOvest	9.0	4928	1.45	0.32	1.19	1.89
Ovest	10.0	5466	1.44	0.33	1.18	1.96
Ovest-NordOvest	21.0	11527	1.37	0.27	1.15	1.72
Nord-NordOvest	12.0	6593	1.42	0.32	1.16	1.91
Nessuna Direzione	0.0	0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Totale =	97.2	54916	1.45	0.38	1.13	2.09

Classe velocità m/s	%	n	Rmed	sigR	R_5%	R_95%
V < 4	39.8	21830	1.62	0.53	1.14	2.68
4 < V < 8	41.2	22607	1.33	0.16	1.11	1.58
8 < V < 12	14.2	7793	1.33	0.11	1.18	1.50
12 < V < 16	3.7	2039	1.35	0.10	1.20	1.51
16 < V < 20	0.9	512	1.35	0.08	1.21	1.48
V > 20	0.2	135	1.31	0.06	1.20	1.39
Totale* =	58.6	33086	1.33	0.14	1.13	1.56

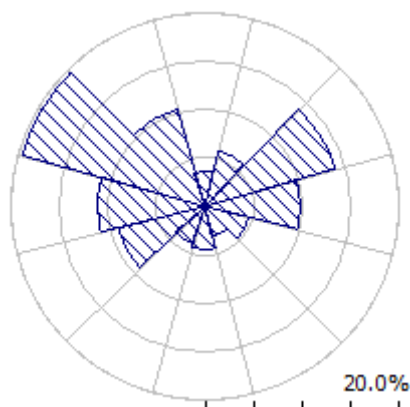
Grafico 10 : DISTRIBUZIONE DEL RAPPORTO DI RAFFICA DELLA VELOCITA' DEL VENTO

Tabella E e Grafico 10

ALLEGATO 3

STAZIONE: RIFERIMENTO 1

Observed Wind Climate

(nel punto dell'aerogeneratore **TL6** all'altezza di **125 m** dal suolo)



	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
A	3.9	4.0	5.4	5.9	8.8	6.0	5.5	5.5	6.9	8.3	9.6	8.6
K	1.25	1.59	1.56	1.12	1.33	1.50	1.91	2.04	2.31	1.91	2.10	1.97
U	3.66	3.61	4.86	5.67	8.09	5.43	4.88	4.88	6.12	7.37	8.51	7.63
P	111	72	181	511	1067	265	142	133	235	491	687	527
f	3.7	5.9	14.0	9.8	4.7	3.3	4.5	4.1	9.2	11.0	19.5	10.4

U	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	All
1.0	169	106	69	128	54	66	37	30	11	17	9	14	48
2.0	185	178	122	129	76	109	96	89	44	46	28	41	81
3.0	160	186	138	117	82	123	135	133	80	70	47	63	98
4.0	129	162	136	102	83	122	151	155	111	86	64	81	105
5.0	100	127	123	88	80	113	146	154	131	96	77	92	105
6.0	75	91	104	75	76	99	128	136	137	100	87	98	99
7.0	55	61	84	63	70	84	103	108	129	98	91	98	89
8.0	39	39	66	53	64	69	76	78	111	92	92	93	78
9.0	28	23	49	44	58	55	52	52	87	83	88	85	66
10.0	19	13	36	37	51	43	33	31	63	71	81	75	54
11.0	13	7	25	30	45	33	20	17	42	59	72	63	43
12.0	9	4	17	25	40	24	11	9	25	48	62	52	34
13.0	6	2	11	20	34	18	6	4	14	38	51	41	26
14.0	4	1	7	17	30	13	3	2	7	29	41	31	20
15.0	3	0	5	14	26	9	1	1	3	21	32	23	15
16.0	2	0	3	11	22	6	1	0	2	15	24	17	11
17.0	1	0	2	9	19	4	0	0	1	11	18	12	8
18.0	1	0	1	7	16	3	0	0	0	7	12	8	6
19.0	0	0	1	6	13	2	0	0	0	5	9	5	4
20.0	0	0	0	5	11	1	0	0	0	3	6	3	3
21.0	0	0	0	4	9	1	0	0	0	2	4	2	2
22.0	0	0	0	3	8	1	0	0	0	1	2	1	1
23.0	0	0	0	3	6	0	0	0	0	1	1	1	1
24.0	0	0	0	2	5	0	0	0	0	0	1	0	1
25.0	0	0	0	2	4	0	0	0	0	0	0	0	1
26.0	0	0	0	1	4	0	0	0	0	0	0	0	0
27.0	0	0	0	1	3	0	0	0	0	0	0	0	0
28.0	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0
29.0	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0
30.0	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0
31.0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
32.0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
33.0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
34.0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
35.0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0

A and U are given in m/s, P in W/m² and the frequencies of occurrence in per mille and per cent (f).

ALLEGATO 4

IMPIANTO EOLICO

Comune di
TEULADA (SU)

Ubicazione geografica del sito



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

Scala 1:200.000



 Sito eolico



Regione: SARDEGNA



ALLEGATO 5

IMPIANTO EOLICO NEL COMUNE DI TEULADA (SU) – REGIONE SARDEGNA

Stazione di riferimento	RIF1_HH125
Modello aerogeneratore	Vestas V162-6.2 MW
Potenza nominale	6.2 MW
Diametro Rotore	162 m
Altezza di mozzo	125 m

AG / RIF.	Coordinate UTM ED50 - Fuso 32		Base macchina (m s.l.m.)	Dati al mozzo					
	Longitudine	Latitudine		Stima svolta con WASP					
				H mozzo (m)	V (m/s)	P Lorda (MWh/a)	Perdite per scia (%)	P Lorda netto scie (MWh/a)	Ore equiv. (MWh/MW)
TL2	479,466	4,317,578	362	125.0	6.34	17,353	2.98	16,835	2715
TL3	479,210	4,316,912	309	125.0	5.94	15,797	3.15	15,300	2468
TL5	479,391	4,316,236	322	125.0	6.10	16,513	4.23	15,814	2551
TL6	479,513	4,315,583	333	125.0	6.38	17,951	3.94	17,244	2781
TL7	478,615	4,315,662	349	125.0	6.66	18,809	2.87	18,269	2947
TL8	478,836	4,314,688	320	125.0	6.77	19,396	1.05	19,192	3095
TLA	478,379	4,317,898	299	125.0	5.95	15,883	1.45	15,653	2525
MEDIE			327	125.0	6.31	17,386	2.81	16,901	2726
TOTALI						121,702		118,307	

Note:

1) Producibilità lorda calcolata con curva di potenza alla densità dell'aria di 1.225 kg/m³, corrispondente alla quota del mare

ALLEGATO 6

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 151 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.



+151 GW

By connecting advanced modular design with more than 151 GW of tried and tested technology, EnVentus™ aims to ensure continued technology leadership.



Vestas®

40 years of experience

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

Connecting certainty with innovation

The EnVentus™ platform is the result of meticulous and careful evaluation of an unbroken line of Vestas technology solutions. With more than 151 GW of wind turbine capacity installed and 40 years of experience in relentlessly pursuing better performance through technology and service, EnVentus™ is Vestas' next generation in the evolution of wind turbines.

Proven technology

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

System efficiency

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

Latest solutions

The EnVentus™ platform architecture benefits from the latest developments in control systems, applying the Vestas Control System 8000 also operating on the 4 MW platform. Similarly, the portfolio of standard towers are based on Tubular Steel Tower (TST), High Tubular Steel Tower (HTST), Concrete Hybrid Towers (CHT), or Large Diameter Steel Tower (LDST) technology, reaching hub heights of up to 169m.

V150-6.0 MW™, V162-6.2 MW™, 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.

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 46,000 turbines across the globe: Tangible proof of our commitment to making renewable energy solutions that are productive, reliable and economical.

Maximised site potential

The Vestas EnVentus™ platform adds 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.

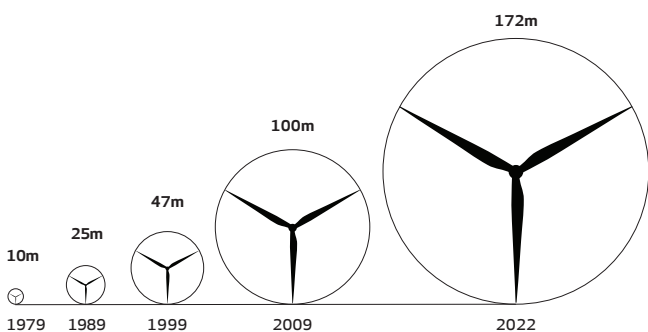
Versatility at the core

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.

V150-6.0 MW™

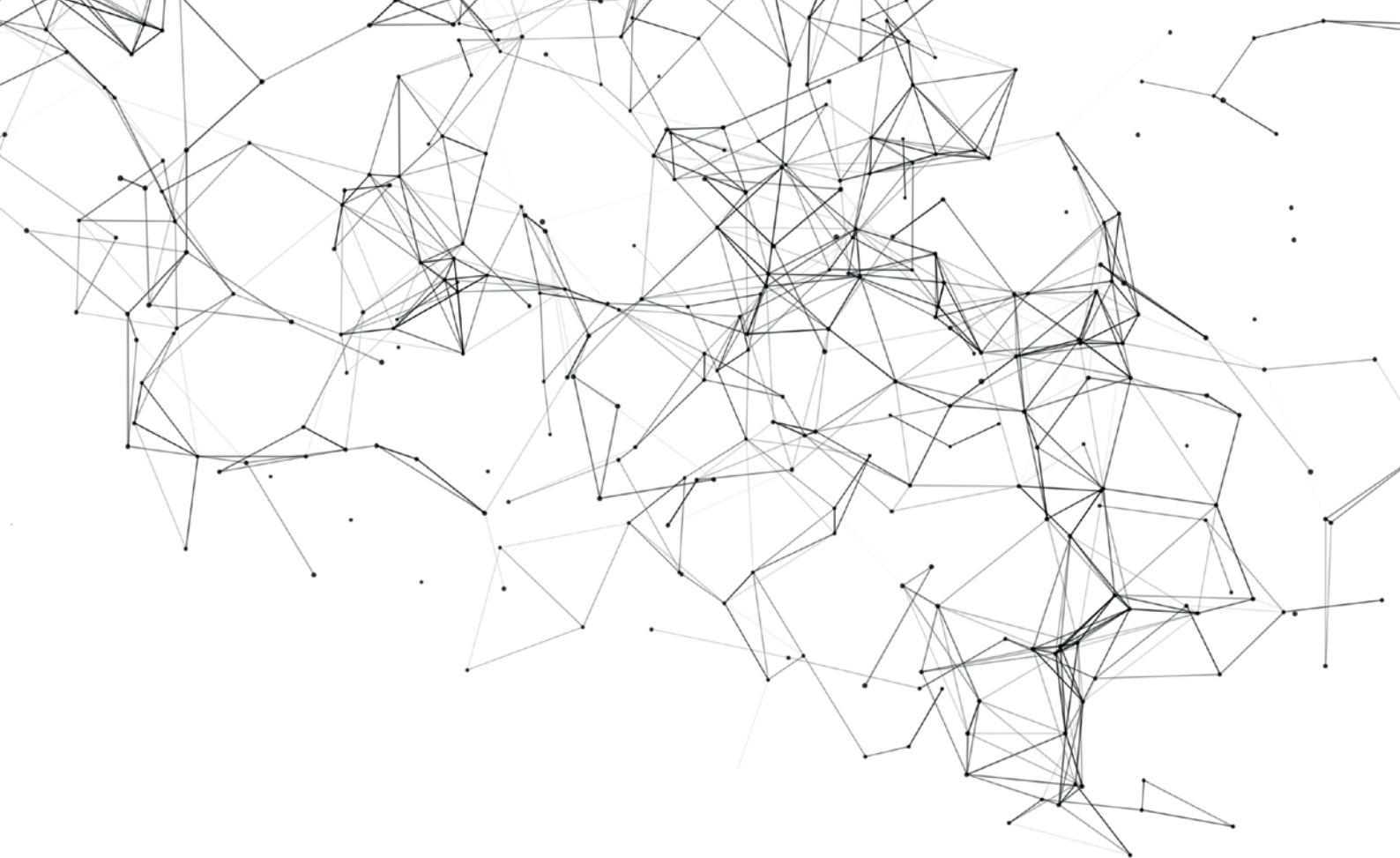
The V150-6.0 MW™ lifts the larger rotor introduced with V150-4.2 MW™ into stronger wind speeds. Combined with its higher generator rating, it increases the production potential at WTG level by more than 20 percent compared to V136-4.2 MW™ in medium wind speed conditions. Applying Vestas' most advanced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

V162-6.2 MW™

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

V162-7.2 MW™ & V172-7.2 MW™

With flexible ratings of 6.5 MW, 6.8 MW and 7.2 MW, the V162-7.2 MW™ and V172-7.2 MW™ improve annual energy production through enhancements in powertrain and power conversion systems. Improved siteability in hot climates is enabled through the optional larger CoolerTop. The modularised nacelle design improves transportability of the nacelle unit and provides flexibility to service and upgrades over the turbine's operational lifetime. The V172-7.2 MW™ is designed for low to medium average wind conditions, whereas the V162-7.2 MW™ caters more for applications in medium to high wind segments, especially where tip height restrictions may apply.



WIND CLASSES

Turbine type	Low wind speeds	Medium wind speeds	High wind speeds
EnVentus™ turbines			
V150-6.0 MW™		[Blue bar spanning Medium and High wind speeds]	
V162-6.2 MW™		[Blue bar spanning Medium and High wind speeds]	
V162-7.2 MW™		[Blue bar spanning Medium and High wind speeds]	
V172-7.2 MW™	[Blue bar spanning Low, Medium, and High wind speeds]		

All of Vestas

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

Options available for the EnVentus™ platform:

- 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™

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.

An aerial photograph showing a long, white wind turbine blade being hoisted by a green crane. The blade extends diagonally across the frame from the top right towards the center. Below the blade, a yellow support structure is visible. The background consists of a vast, flat landscape with patches of green fields, brown soil, and distant trees under a clear sky. The lighting suggests late afternoon or early morning.

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

5.6-7.6



1086



CO₂ comparison between the EnVentus platform and a coal power plant

Energy neutral

6-7

months of operation



Energy return

34 -

42

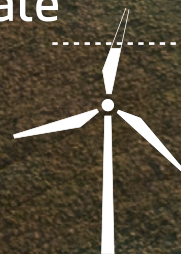
times



Recyclability rate

86%-

89%



Vestas®

Sustainability metrics depending on project and site specific conditions

V150-6.0 MW™ IEC S

Facts & figures

POWER REGULATION Pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

Rated power 6,000kW
 Cut-in wind speed 3m/s
 Cut-out wind speed* 25m/s
 Wind class IEC S
 Standard operating temperature range from -20°C to +45°C

*High Wind Operation available as standard

SOUND POWER

Maximum 104.9dB(A)*

*Sound Optimised Modes available dependent on site and country

ROTOR

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

ELECTRICAL

Frequency 50/60Hz
 Converter full scale

GEARBOX

Type two planetary stages

TOWER

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

TURBINE OPTIONS

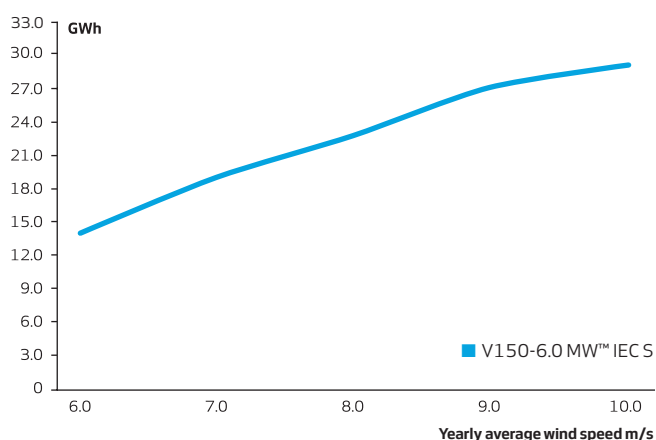
- Condition Monitoring System
- Oil Debris Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection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

SUSTAINABILITY

Carbon Footprint 7.6g CO₂e/kWh
 Return on energy break-even 6 months
 Lifetime return on energy 42 times
 Recyclability rate 89%

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

ANNUAL ENERGY PRODUCTION



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

V162-6.2 MW™ IEC S

Facts & figures

POWER REGULATION Pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

Rated power 6,200kW
 Cut-in wind speed 3m/s
 Cut-out wind speed* 25m/s
 Wind class IEC S
 Standard operating temperature range from -20°C to +45°C
 *High Wind Operation available as standard

SOUND POWER

Maximum 104.8dB(A)*
 *Sound Optimised Modes available dependent on site and country

ROTOR

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

ELECTRICAL

Frequency 50/60Hz
 Converter full scale

GEARBOX

Type two planetary stages

TOWER

Hub height 119m (IEC S/DiBt S)
 125m (IEC S)
 166m (IEC S/DiBt S)
 169m (DiBt S)

TURBINE OPTIONS

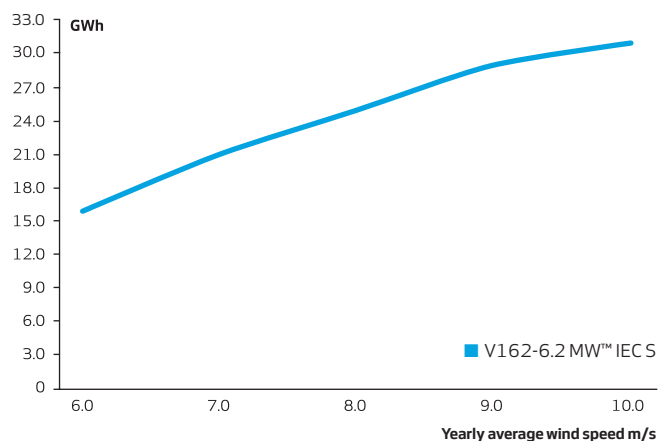
- Condition Monitoring System
- Oil Debris Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection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

SUSTAINABILITY

Carbon Footprint 6.1g CO₂e/kWh
 Return on energy break-even 6 months
 Lifetime return on energy 39 times
 Recyclability rate 88%

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

ANNUAL ENERGY PRODUCTION



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

V162-7.2 MW™ IEC S

Facts & figures

POWER REGULATION Pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

Standard rated power 7,200kW
 Cut-in wind speed 3m/s
 Cut-out wind speed* 25m/s
 Wind class IEC S
 Standard operating temperature range from -20°C to +45°C
 *High Wind Operation available as standard

SOUND POWER

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

ROTOR

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

ELECTRICAL

Frequency 50/60Hz
 Converter full scale

GEARBOX

Type two planetary stages

TOWER

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

*Includes 3m raised foundation

TURBINE OPTIONS

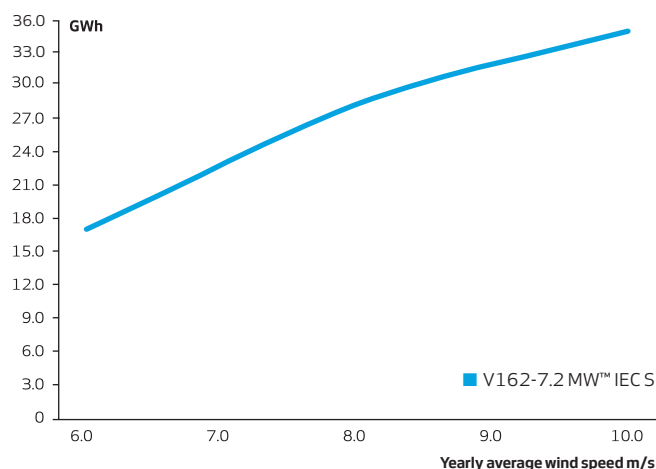
- 6.5 MW Operational Mode
- 6.8 MW Operational Mode
- Oil Debris Monitoring System
- High Temperature CoolerTop
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings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

SUSTAINABILITY

Carbon Footprint 5.8g CO₂e/kWh
 Return on energy break-even 6 months
 Lifetime return on energy 41 times
 Recyclability rate 86-87%

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

ANNUAL ENERGY PRODUCTION



Assumptions
 One WTG, 100% availability, 0% losses, k factor = 2,
 Standard density = 1.225

V172-7.2 MW™ IEC S

Facts & figures

POWER REGULATION Pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

Standard rated power 7,200kW
 Cut-in wind speed 3m/s
 Cut-out wind speed* 25m/s
 Wind class IEC S
 Standard operating temperature range from -20°C to +45°C
 *High Wind Operation available as standard

SOUND POWER

Maximum 106.9dB(A)*
 *Sound Optimised Modes available dependent on site and country

ROTOR

Rotor diameter 172m
 Swept area 23,235m²
 Aerodynamic brake full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency 50/60Hz
 Converter full scale

GEARBOX

Type two planetary stages

TOWER

Hub height* 112m (IEC S)**
 117m (IEC S)**
 150m (IEC S)**
 164m (DIBt)
 166m (IEC S)
 175m (DIBt)

*Site specific towers available on request

**Preliminary

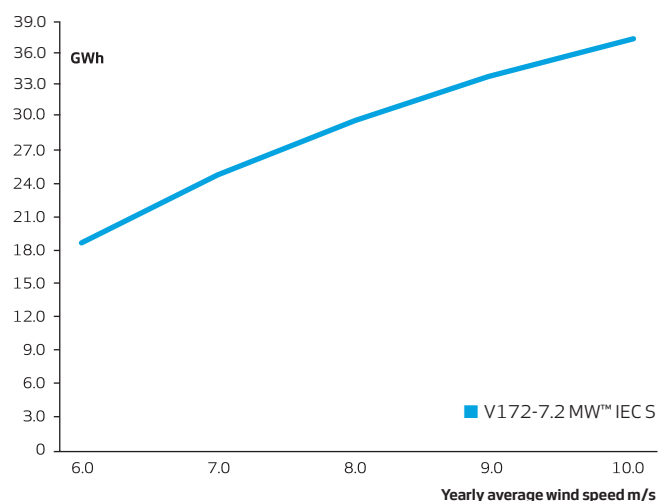
TURBINE OPTIONS

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

SUSTAINABILITY

Carbon Footprint 6.2g CO₂e/kWh
 Return on energy break-even 7 months
 Lifetime return on energy 34-35 times
 Recyclability rate 87%
 Configuration: HH=166m, Vavg=7.5m/s, k=2.48. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on a preliminary stream-lined analysis. An externally-verified Lifecycle Assessment will be made publicly available on vestas.com once finalised.

ANNUAL ENERGY PRODUCTION



Assumptions
 One WTG, 100% availability, 0% losses, k factor = 2,
 Standard density = 1.225

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

© 2022 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.