

GIUGNO 2023

GIUDECCA WIND S.R.L.



**WIND FARM GIUDECCA – IMPIANTO
EOLICO DA 72 MW**

**COMUNE DI MANDAS, GERGEI E
VILLANOVAFRANCA (SUD SARDEGNA)**

Località “Riu Mortoriu”

ELABORATI TECNICI DI PROGETTO

ELABORATO R21

STUDIO ANEMOLOGICO

Montagna

Progettista

Ing. Laura Maria Conti – Ordine Ing. Prov. Pavia n. 1726

Coordinamento

Eleonora Lamanna

Matteo Lana

Codice elaborato

2799_5298_GIUD_PD_R21_Rev0_STUDIOANEMOLOGICO.docx

Impianto eolico nei Comuni di Mandas, Villanovafranca e Gergei (SU)

Regione Sardegna

Studio anemologico e Valutazioni preliminari di producibilità

Revisione 00

CLIENTE	REVISIONE				REDAZIONE
	N°	MESE	ANNO	LUOGO	C. Gaioni
	00	Gennaio	2023	GARDONE VAL TROMPIA	<i>Claudio Gaioni</i>
					APPROVAZIONE
ORDINE RIF.	Accettazione ns. Offerta 037_BS_2022 del 30/03/2022 e successivi accordi				C. Mazzarella <i>C. Mazzarella</i>

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

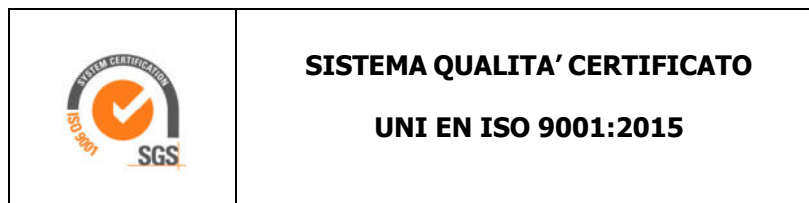
E-mail: info@tecnogaia.it
E-mail PEC info@pec.tecnogaia.com

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 (GD08) che 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 12 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 **Novello Holding** è la caratterizzazione anemologica di un sito e la conseguente valutazione di producibilità (o della produzione attesa) di un impianto eolico in progetto nei territori comunali di Mandas, Villanovafranca e Gergei, 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 a Febbraio 2002 nel Comune di Selegas ed ha raccolto dati per circa due anni, tra i quali è stato selezionato un periodo rappresentativo di 12 mesi con disponibilità di dati validi del 100%, 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 12 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, 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 15 m dal suolo, e dotata della seguente strumentazione:

Apparecchiatura	H (dal suolo)	Tipo
Sensore: VELOCITÀ	15 m	NRG mod. MAX 40C
Sensore: DIREZIONE	15 m	NRG mod. 200P
Acquisitore	2 m	Secondwind mod. Nomad

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

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° 36' N**
Longitudine: **9° 5' E**
- ✓ Altitudine (s.l.m.): **450 m**
- ✓ Orografia del punto di installazione: **altopiano**
- ✓ Orografia circostante: **pianeggiante**
- ✓ Utilizzo del terreno: **pascolo**
- ✓ 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.)	Altezza sost.	Periodo di misura disponibile	
		N	E	(m)	(m)	Inizio	Fine
RIF1	Riferimento 1	39° 36'	9° 5'	450	15	Febbraio 2002	Febbraio 2004

I risultati delle elaborazioni statistiche dei dati validati, di cui l'**Allegato 2** riporta le tabelle e grafici relativi, evidenziano una disponibilità, nei 12 mesi di campagna di misura selezionato, 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	12.0	01/03/2002	28/02/2003	15	6.02	287	6.86	1.88

4. VALUTAZIONE DELLA VELOCITÀ DI LUNGO PERIODO (STORICIZZAZIONE)

Vista la bassa consistenza temporale della serie di dati utilizzati, 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 ventennale di dati contemporanei ERA5, ovvero la quinta release di rianalisi sul clima globale resa disponibile dal centro europeo ECMWF, assumendo che detta serie ricostruisca con lo stesso criterio, nell'intero periodo considerato, il suo dato di ventosità (il cui valor medio, comunque, non è utilizzabile in valore assoluto ma solo qualitativamente), senza però avere informazioni a confortare tale tesi; i dettagli del punto utilizzato sono esposti nella tabella seguente:

Codice	Coordinate Geografiche WGS84	Alt. (s.l.m.)	H	Periodo di misura	
		(m)	(m)	Inizio	Fine
ERA5T	Lat. 39.50° Long. 9.00°	160	100	Giugno 2001	Maggio 2021

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 "ERA5T"
2. Correlazioni tra i dati contemporanei di velocità media mensile della serie di dati disponibili con quelli della serie storica
3. Storicizzazione dei dati della serie di Riferimento 1 con l'utilizzo dei parametri caratteristici della correlazione

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

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

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

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

E per analogia che:

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

Nel caso specifico, utilizzando i parametri a e b che appartengono alla retta di regressione delle correlazioni sopra descritte, che minimizza lo scarto quadratico dei residui, si ottiene che la ventosità misurata da Riferimento 1 è stata superiore di circa 3.5 punti percentuali rispetto a quella attesa sul lungo periodo.

Pertanto, la velocità media annua stabile nel tempo di **"Riferimento 1" a 15 m dal suolo**, da utilizzare nelle successive elaborazioni, è pari a **5.82 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 115.0 m e ad un punto rappresentativo dell'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 (alfa).

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:

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

dove *alfa* 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 .

In generale, avendo a disposizione le rilevazioni della velocità del vento a due o più altezze dal suolo, se presenti altri anemometri installati sulla torre di misura, sarebbe possibile stimare il valore di alfa sperimentale, misurato nel punto di installazione della stazione. Tale valore si otterrebbe infatti dall'applicazione della stessa formula di cui sopra:

$$\text{alfa} = \log(V_2 / V_1) / \log(h_2 / h_1)$$

Nel caso specifico però, non disponendo di un valore di gradiente al suolo misurato, verrà effettuata una simulazione del campo di vento a 70 m dal suolo fornendo in input i dati rilevati all'altezza di misura nel punto della stazione considerata e l'orografia del sito, previa estrapolazione degli stessi all'altezza da considerare (70 m) secondo la metodologia descritta al Capitolo 8.

Questi sono i risultati di detta simulazione:

Site ID	Coordinate UTM ED50 Fuso 32		EI [m]	Ht [m]	U [m/s]
	X [m]	Y [m]			
GD01	503,303	4,388,629	301	70.0	5.43
GD02	502,083	4,390,054	301	70.0	5.66
GD03	502,297	4,389,181	346	70.0	5.90
GD04	503,151	4,389,857	301	70.0	5.43
GD05	503,675	4,389,749	320	70.0	5.62
GD06	503,421	4,390,724	302	70.0	5.48
GD07	502,947	4,387,853	326	70.0	5.81
GD08	504,491	4,390,672	311	70.0	5.65
GD09	507,285	4,390,535	361	70.0	5.77
GD10	508,647	4,390,135	421	70.0	5.77
GD11	507,770	4,390,843	337	70.0	5.32
GD12	506,818	4,389,394	376	70.0	5.63

La verifica è positiva. Infatti, per tutti i punti ipotizzati si rileva una ventosità stimata a 70 m dal suolo oltre il valore di ventosità minimo richiesto dalla normativa regionale (5 m/s). Nello specifico, infatti, il valore più basso è 5.32 m/s, quello più elevato 5.90 m/s, con una media pari a 5.62 m/s.

6. UBICAZIONE DELL'IMPIANTO EOLICO

L'impianto in progetto è ubicato nella Regione Sardegna, nei territori dei Comuni di Mandas, Villanovafranca e Gergei. 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		El [m]
	X [m]	Y [m]	X [m]	Y [m]	
GD01	503,218	4,388,442	503,303	4,388,629	301
GD02	501,998	4,389,867	502,083	4,390,054	301
GD03	502,212	4,388,994	502,297	4,389,181	346
GD04	503,066	4,389,670	503,151	4,389,857	301
GD05	503,590	4,389,562	503,675	4,389,749	320
GD06	503,336	4,390,537	503,421	4,390,724	302
GD07	502,862	4,387,666	502,947	4,387,853	326
GD08	504,406	4,390,485	504,491	4,390,672	311
GD09	507,200	4,390,348	507,285	4,390,535	361
GD10	508,562	4,389,948	508,647	4,390,135	421
GD11	507,685	4,390,656	507,770	4,390,843	337
GD12	506,733	4,389,207	506,818	4,389,394	376

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.

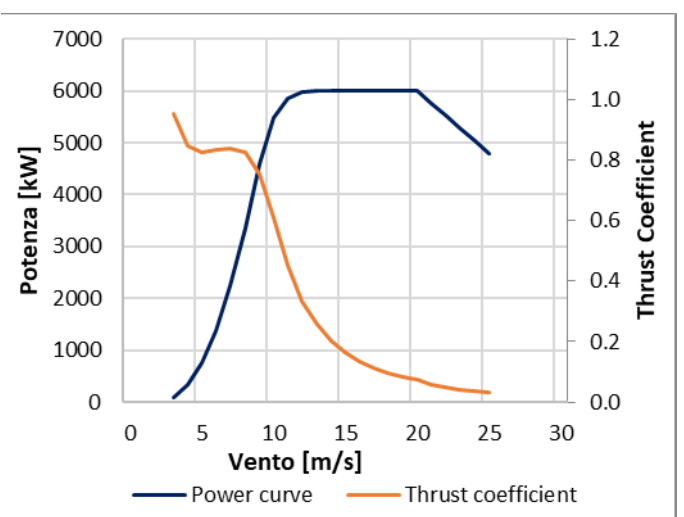
7. AEROGENERATORE DI PROGETTO

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
SIEMENS GAMESA	SG 6.6-170 (AM-6)	6.0	170.0	115.0	S

La curva di potenza utilizzata per le simulazioni è riferita alla densità standard dell'aria di 1.225 kg/m³, 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		SG 6.6-170 (AM-6)		Diametro		170.0	
Altezza di mozzo		115.0 m		Classe IEC		S	
Vento (m/s)	Potenza (kW)	Thrust Coefficient					
0	-	-					
1	-	-					
2	-	-					
3	89	0.953					
4	328	0.847					
5	758	0.824					
6	1376	0.833					
7	2230	0.837					
8	3350	0.825					
9	4590	0.754					
10	5484	0.607					
11	5864	0.451					
12	5971	0.335					
13	5994	0.256					
14	5999	0.202					
15	6000	0.163					
16	6000	0.135					
17	6000	0.113					
18	6000	0.097					
19	6000	0.085					
20	6000	0.075					
21	5760	0.059					
22	5520	0.049					
23	5280	0.042					
24	5040	0.036					
25	4800	0.031					



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 625 km², precisamente un rettangolo di 24x26 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 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, non disponendo di un valore di alfa misurato, è stato confrontato il valore di gradiente atteso nel punto di installazione di RIF1 e quanto invece stimato dal modello di calcolo. Ci si può verosimilmente aspettare un valore compreso tra 0.1 e 0.15, grazie al territorio di appartenenza della stazione quasi pianeggiante, con morfologia collinare. È stata dunque svolta una simulazione, tramite modello di calcolo, tra l'altezza di misura, 15 m, e quella del mozzo ipotizzato, 115 m, con il risultato di 0.11, giudicato verosimile. Tuttavia, successive verifiche con altre serie di dati appartenenti a stazioni collocate nella più ampia area considerata, ed il cui uso è interno, hanno comportato il rischio di una sovrastima, sebbene non troppo elevata, della ventosità nel sito oggetto dello studio. Per tale motivo, si è preferito, adottando un atteggiamento cautelativo, estrapolare il dato misurato da RIF1 all'altezza di mozzo con un valore di alfa inferiore sia all'atteso, sia a quello stimato dal modello di calcolo, definito pari a 0.08.

Il risultato di tale processo è il seguente:

Codice Stazione	Periodo	Periodo di misura utilizzato		H estrap.	V med	Energia	Param. distribuzione	
	(mesi)	Inizio	Fine	s.l.s.	(m/s)	(W/m ²)	Vc (m/s)	k
RIF1_HH115	12.0	01/03/2002	28/02/2003	115	6.85	422	7.84	1.90

9. PRODUCIBILITÀ LORDA DELL'IMPIANTO

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

IMPIANTO EOLICO NEI COMUNI DI MANDAS, VILLANOVAFRANCA E GERGEI (SU) Produzione Lorda attesa			
Costruttore	Modello	P Lorda (MWh/a)	Ore annue eq. (MWh/MW)
SIEMENS GAMESA	SG 6.6-170 (AM-6)	203,972	2833

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 produttività 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 NEI COMUNI DI MANDAS, VILLANOVAFRANCA E GERGEI (SU)
	%
Densità dell'aria (1.17 kg/m ³)	-2.6%
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	-10.3%

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 NEI COMUNI DI MANDAS, VILLANOVAFRANCA E GERGEI (SU) Produzione Netta			
Costruttore	Modello	P Netta (P_{50%}) (MWh/a)	Ore annue eq. (MWh/MW)
SIEMENS GAMESA	SG 6.6-170 (AM-6)	182,881	2540

11. CONCLUSIONI

Il presente studio riporta la valutazione di produzione attesa da un impianto eolico in progetto nei territori comunali di Mandas, Villanovafranca e Gergei (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 12 turbine superano 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.

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

ALLEGATO 1

Fornitore: TECNOGAIA

Sito:

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 15 (m) Tipo NRG MOD. MAX40 N° INVENT: _____

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

SENSORE DIR. H dal suolo 15 (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. NOMAD N° INVENT. _____

SOSTEGNO Tipo NRG H 15 (m) _____ N° MATR. _____

CONTENITORE DELLE APPARECCHIATURE Tipo SAREL

Verifica in uscita effettuata da : TERENGI

Data : 15/01/02

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

Comune di : SELEGAS Provincia : CA Regione : SARDEGNA

Tavoletta IGMI: MANDAS

Foglio n° : 226 IV NE

Coordinate del Reticolo UTM WGS84

Lat. 39° 36' N , Long. 9° 5' E

Altitudine in metri s.l.m.: 460m

Caratteristiche orografiche : ALTOPIANO

Utilizzo del terreno : PASCOLO

Accessibilità : BUONA

Note : _____

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

Sarà effettuata da : TECNOGAIA per conto di TECNOGAIA

Indirizzo e Telefono : _____

Note : _____

Stazione anemometrica installata da : TERENGI

data : 05/02/2002

SPECIFICATIONS

NRG #40C Anemometer

FEATURES

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



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

SPECIFICATIONS

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



Global leaders in wind assessment technology

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

SPECIFICATIONS

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

Global leaders in wind assessment technology



SPECIFICATIONS

NRG #200P Wind Direction Vane

FEATURES

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



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

SPECIFICATIONS

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



Global leaders in wind assessment technology

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

SPECIFICATIONS

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

Global leaders in wind assessment technology



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

NOMAD



The first name in wind energy electronics

SECONDWIND

www.secondwind.com

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

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

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

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



NOMAD's front panel is designed for convenient operation.

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

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

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

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

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

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

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

NOMAD is the instrument for you.

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

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

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

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

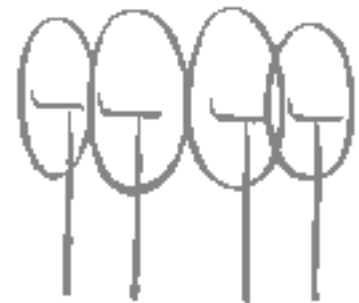
PLENTY OF MEMORY. NOMAD's generous 24KB internal memory can store over 250 days of hourly speed, direction, and turbulence data. Insert memory cards of up to 512KB capacity into the front panel and run data-intensive studies for months. Whatever storage you use, NOMAD calculates remaining memory and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

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

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

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

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



SECONDWIND

The first name in wind energy electronics

NOMAD SPECIFICATIONS

PHYSICAL:

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

ENVIRONMENTAL:

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

POWER REQUIREMENTS:

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

TIME KEEPING:

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

DISPLAY:

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

SERIAL PORT:

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

INPUTS:

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

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

All inputs low pass filtered.

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

Battery Voltages:

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

SAMPLING:

All inputs sampled at 1 Hz

PROCESSING INTERVALS:

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

DISPLAYED DATA:

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

STORED DATA:

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

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

STORAGE CAPACITY:

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

Capacity depends on the data functions and averaging intervals selected.

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

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

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

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

BATTERY LIFE:

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

WARRANTY:

One year against defects in materials and workmanship.

ALL SPECIFICATIONS SUBJECT TO CHANGE WITHOUT NOTICE.

ALLEGATO 2

GUIDA ALL' INTERPRETAZIONE DELLE TABELLE E DEI GRAFICI

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

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

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

- colonna 1 : nome del mese;
- colonna 2 : numero di mesi equivalenti di acquisizione, pari al rapporto tra il numero totale di dati acquisiti entro quel mese (anche in anni diversi), ed il numero totale di dati attesi nel periodo di quel dato mese dell'anno;
- colonna 3 : velocità media nel mese (in m/s);
- colonna 4 : scarto quadratico medio della velocità nel mese (in m/s);
- colonna 5 : velocità media cubica nel mese (in m/s);
- colonna 6 : velocità massima nel mese (in m/s);
- colonna 7 : potenza specifica media della vena fluida nel mese (in W/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 16 settori di 22.5° ciascuno. All'angolo 0° corrisponde il Nord e si deve considerare positivo il senso di rotazione orario (all'angolo 90° corrisponde l'Est, ecc.).

GRAFICO 4 : Indica la distribuzione dell'energia specifica della vena fluida in kWh/m² nelle diverse direzioni. L'angolo giro è stato suddiviso in 16 settori di 22.5° ciascuno. All'angolo 0° corrisponde il Nord e si deve considerare positivo il senso di rotazione orario (all'angolo 90° corrisponde l'Est, ecc.).

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

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

GRAFICO 6 : Riporta mese per mese l'andamento dell'energia specifica intrinseca alla vena fluida in kWh/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.

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

Periodo di elaborazione: 01/03/2002 - 28/02/2003 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 99.99 % (52556 dati su 52560)

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

m/s	ore/anno	%	m/s	ore/anno	%
0.0	8733.8	99.70	0.5	8691.3	99.22
1.0	8579.7	97.94	1.5	8316.6	94.94
2.0	7927.8	90.50	2.5	7443.6	84.97
3.0	6899.2	78.76	3.5	6511.8	74.34
4.0	5935.6	67.76	4.5	5416.9	61.84
5.0	4893.9	55.87	5.5	4394.2	50.16
6.0	3865.3	44.12	6.5	3517.3	40.15
7.0	3021.7	34.49	7.5	2578.4	29.43
8.0	2181.2	24.90	8.5	1807.3	20.63
9.0	1496.8	17.09	9.5	1317.1	15.04
10.0	1083.7	12.37	10.5	885.6	10.11
11.0	730.7	8.34	11.5	593.0	6.77
12.0	482.5	5.51	12.5	418.2	4.77
13.0	337.9	3.86	13.5	273.5	3.12
14.0	224.0	2.56	14.5	187.2	2.14
15.0	151.5	1.73	15.5	133.8	1.53
16.0	107.3	1.23	16.5	89.0	1.02
17.0	72.7	0.83	17.5	57.3	0.65
18.0	44.5	0.51	18.5	37.2	0.42
19.0	27.2	0.31	19.5	19.2	0.22
20.0	15.5	0.18	20.5	11.8	0.14
21.0	10.3	0.12	21.5	8.3	0.10
22.0	5.0	0.06	22.5	2.8	0.03
23.0	1.8	0.02	23.5	0.7	0.01
24.0	0.3	0.00	24.5	0.0	0.00
25.0	0.0	0.00	25.5	0.0	0.00
26.0	0.0	0.00	26.5	0.0	0.00
27.0	0.0	0.00	27.5	0.0	0.00
28.0	0.0	0.00	28.5	0.0	0.00
29.0	0.0	0.00	29.5	0.0	0.00

Parametri della distribuzione di Weibull :	Vc = 6.86	k = 1.88
---	------------------	-----------------

Parametri della velocità del vento calcolati con la distribuzione di Weibull:		
Vmed = 6.09 m/s	sqmV = 3.36 m/s	Vcub = 7.72 m/s
Potenza specifica della vena fluida		Pv = 282 W/m ²

Tabella A

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

Periodo di elaborazione: 01/03/2002 - 28/02/2003 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 99.99 % (52556 dati su 52560)

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

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

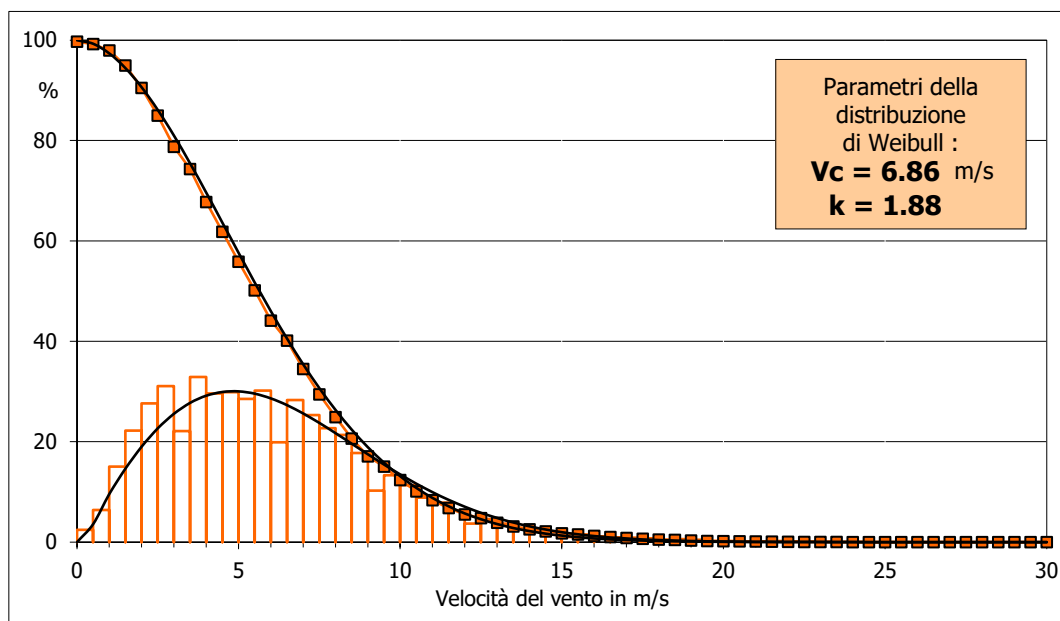
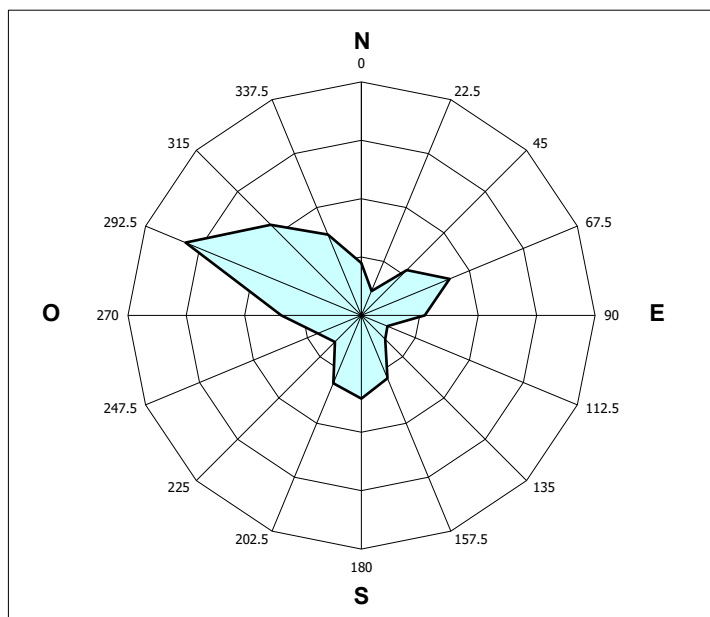


Grafico 2 : FREQUENZE DELLE DIREZIONI DEL VENTO (ROSA DEI VENTI)



Grafici 1 e 2

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

Periodo di elaborazione: 01/03/2002 - 28/02/2003 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 99.99 % (52556 dati su 52560)

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

	Sett.	%	n	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m ²)
4°	Nord	12.0	6292	4.49	2.35	5.67	17.0	112
7°	NE	7.8	4080	5.06	3.07	6.71	21.2	185
2°	Est	13.6	7134	7.26	3.32	8.63	23.3	393
8°	SE	5.3	2773	4.41	2.60	5.78	17.5	119
3°	Sud	13.0	6806	5.81	3.54	7.84	24.4	295
6°	SO	9.5	4993	4.21	2.53	5.58	16.6	106
5°	Ovest	10.9	5722	5.76	2.68	6.88	18.9	200
1°	NO	27.3	14342	7.64	3.60	9.18	24.2	474
	NoDir	0.0	2	11.20	0.45	11.22	11.6	865
	Calme	0.8	412	(velocità del vento minore o uguale a 0.5 m/s)				
	Totale =		52556	6.02	3.44	7.77	24.4	287

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	5.78	3.43	7.62	21.7	270	201
Gen	1.00	6.25	3.66	8.12	19.6	326	243
Feb	1.00	7.05	3.61	8.75	24.2	408	274
Mar	1.00	5.82	3.61	7.74	18.7	283	211
Apr	1.00	6.39	3.45	8.02	18.4	314	226
Mag	1.00	6.60	3.39	8.19	23.3	336	250
Giu	1.00	5.20	3.20	6.86	17.0	197	142
Lug	1.00	5.90	3.07	7.34	18.7	241	179
Ago	1.00	5.79	3.45	7.59	20.8	267	199
Set	1.00	5.28	2.85	6.59	14.3	175	126
Ott	1.00	5.56	2.76	6.77	15.9	189	141
Nov	1.00	6.66	4.05	8.92	24.4	433	312

Stagione	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m ²)	Ev (kWh/m ²)
Inverno (Dic - Feb)	6.34	3.60	8.17	24.2	333	718
Primavera (Mar - Mag)	6.27	3.50	7.99	23.3	311	686
Estate (Giu - Ago)	5.64	3.26	7.28	20.8	235	520
Autunno (Set - Nov)	5.83	3.32	7.57	24.4	265	578

Anno	6.02	3.44	7.77	24.4	286	2502
-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	------------	-------------

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: 01/03/2002 - 28/02/2003 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 99.99 % (52556 dati su 52560)

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

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

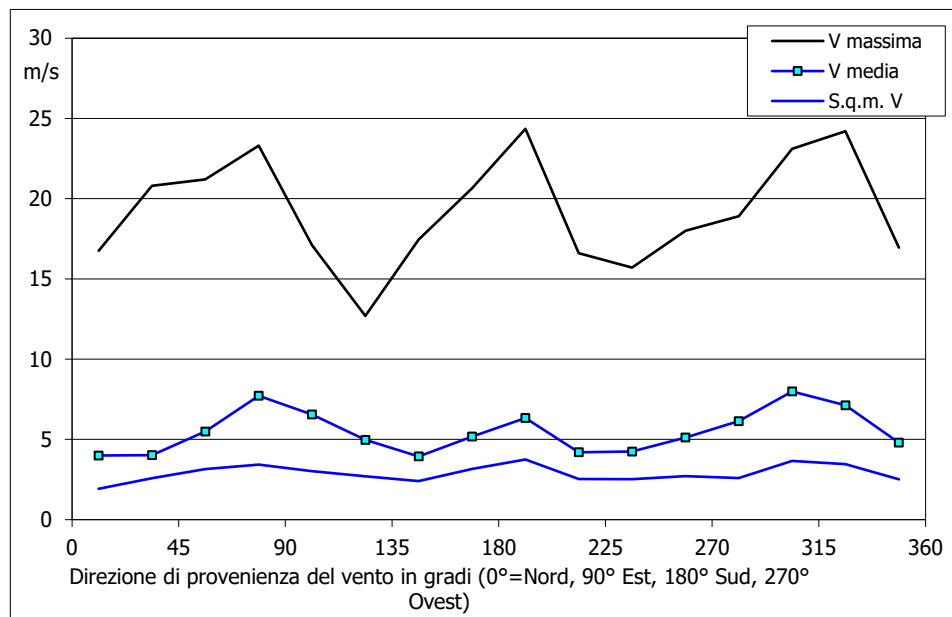
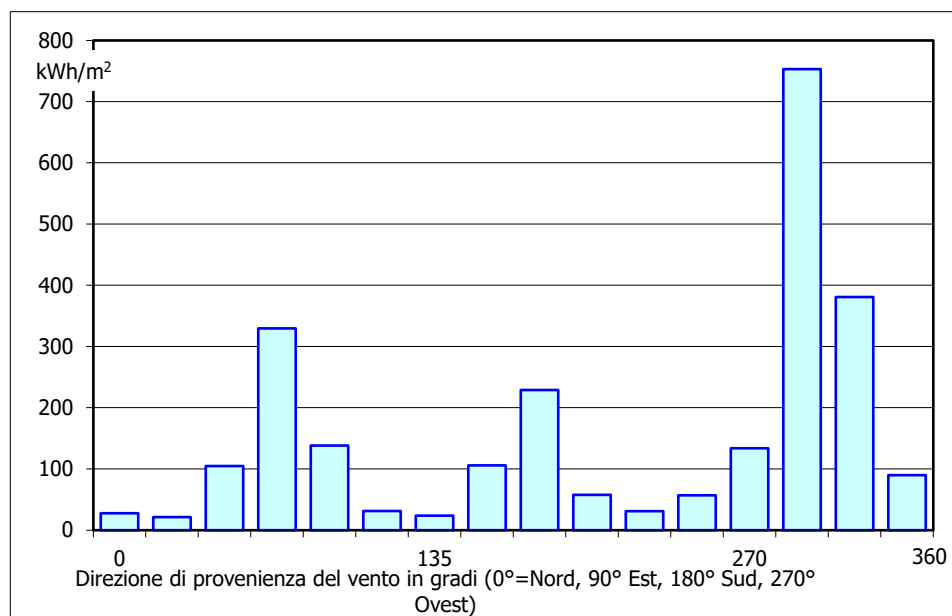


Grafico 4 : ENERGIA SPECIFICA DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m² PER SETTORE DI DIREZIONE



Grafici 3 e 4

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

Periodo di elaborazione: 01/03/2002 - 28/02/2003 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 99.99 % (52556 dati su 52560)

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

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

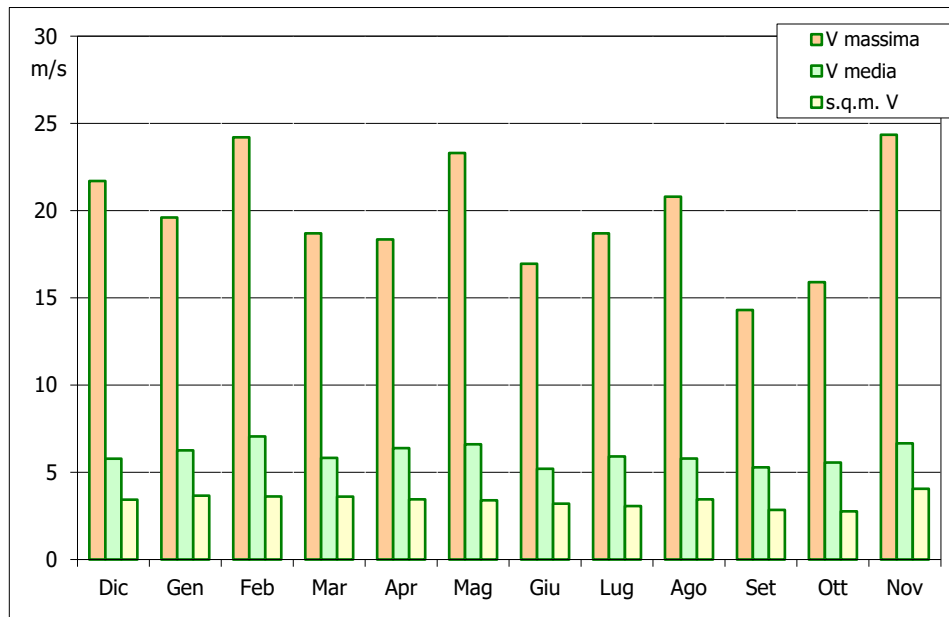
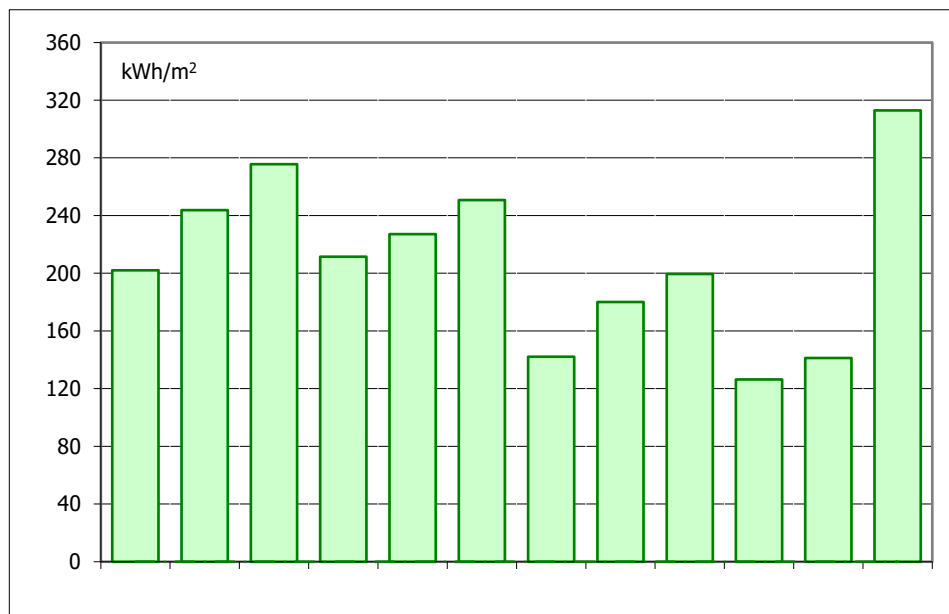


Grafico 6 : ENERGIA SPECIFICA MEDIA MENSILE DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m2



Grafici 5 e 6

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

Periodo di elaborazione: 01/03/2002 - 28/02/2003 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 99.99 % (52556 dati su 52560)

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

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

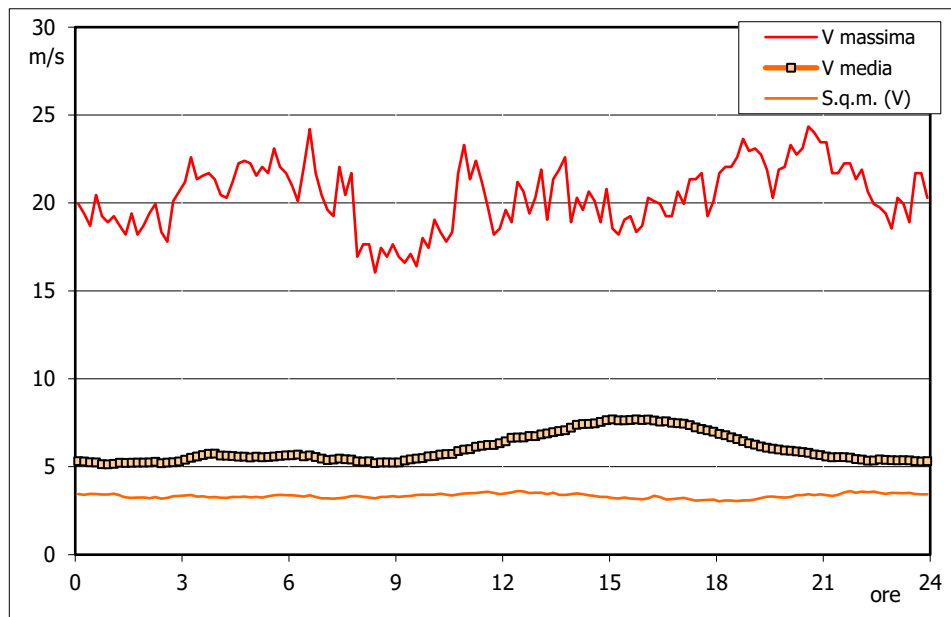
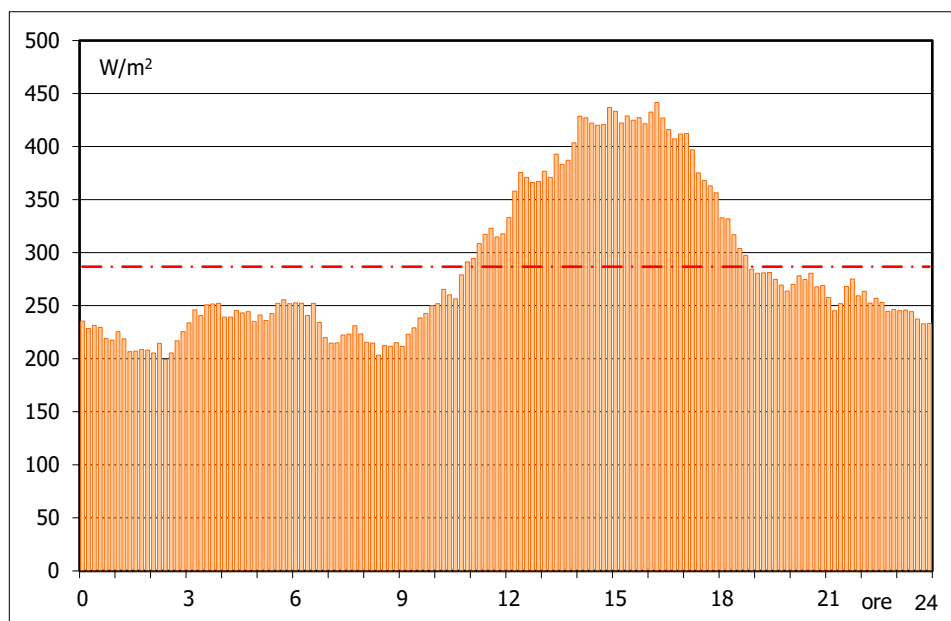


Grafico 8 : POTENZA SPECIFICA MEDIA DELLA VENA FLUIDA IN W/m² NELLE 24 ORE



Grafici 7 e 8

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

Periodo di elaborazione: 01/03/2002 - 28/02/2003 (numero giorni: 365)

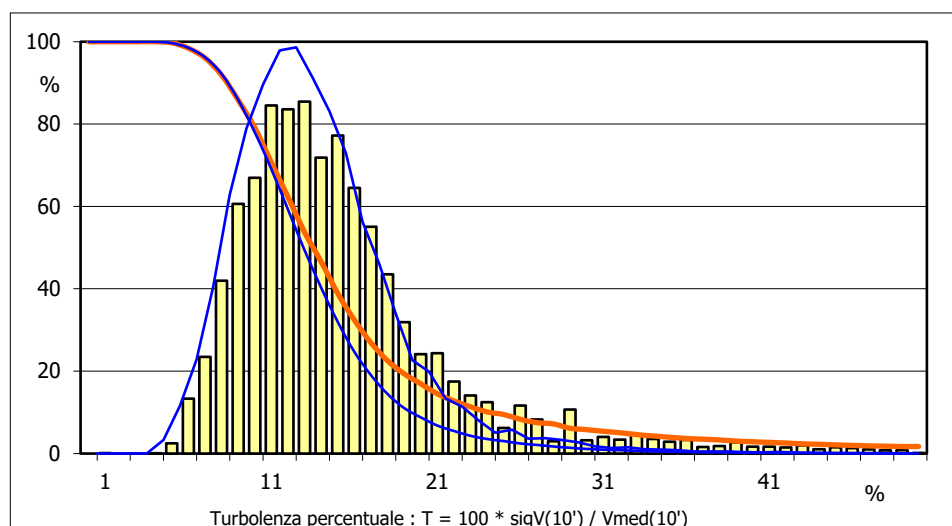
Percentuale dati disponibili = 99.99 % (52556 dati su 52560)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 m dal suolo
Tabella D : PARAMETRI DELLA DISTRIBUZIONE DI TURBOLENZA VELOCITA' DEL VENTO

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

Settore direzione	%	n	Tmed	sigT	T_5%	T_95%
Nord	12.1	6292	13.4	9.9	6.1	28.2
NordEst	7.8	4080	14.6	12.8	5.5	39.6
Est	13.7	7134	14.4	7.0	7.7	23.2
SudEst	5.3	2773	16.3	11.4	7.0	36.0
Sud	13.1	6806	15.1	10.1	7.2	34.4
SudOvest	9.6	4993	22.1	14.0	9.1	50.2
Ovest	11.0	5722	17.9	8.5	10.0	32.1
NordOvest	27.5	14342	14.9	6.5	8.8	24.6
Nessuna Direzione	0.0	2	12.6	1.4	11.1	13.9
Totale =	99.2	52144	15.7	9.8	7.3	32.2

Classe velocità m/s	%	n	Tmed	sigT	T_5%	T_95%
V < 4	31.7	16533	20.2	14.8	7.2	50.5
4 < V < 8	43.2	22525	14.0	5.6	7.0	24.3
8 < V < 12	19.5	10191	13.1	3.5	8.0	19.1
12 < V < 16	4.3	2251	13.0	3.1	8.4	18.4
16 < V < 20	1.1	551	12.1	2.9	8.1	17.5
V > 20	0.2	93	10.9	2.5	7.6	15.5
Totale* =	67.8	35611	13.7	4.9	7.3	22.4

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

Tabella D e Grafico 9

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

Periodo di elaborazione: 01/03/2002 - 28/02/2003 (numero giorni: 365)

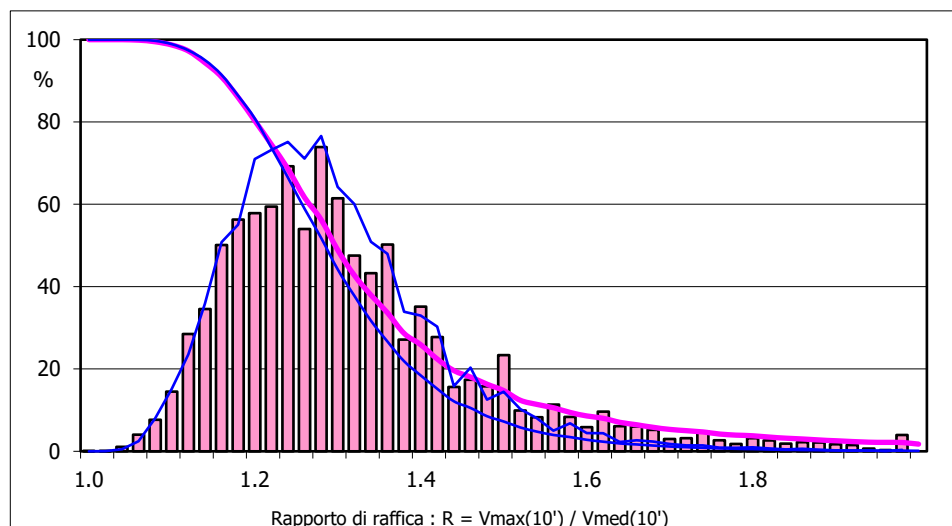
Percentuale dati disponibili = 99.99 % (52556 dati su 52560)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 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	12.1	6292	1.31	0.19	1.11	1.61
NordEst	7.8	4080	1.32	0.25	1.10	1.75
Est	13.7	7134	1.32	0.16	1.14	1.54
SudEst	5.3	2773	1.37	0.24	1.13	1.76
Sud	13.1	6806	1.35	0.22	1.14	1.74
SudOvest	9.6	4993	1.52	0.32	1.18	2.07
Ovest	11.0	5722	1.43	0.20	1.19	1.75
NordOvest	27.5	14342	1.36	0.16	1.17	1.60
Nessuna Direzione	0.0	2	1.24	0.03	1.18	1.26
Totale =	99.2	52144	1.37	0.22	1.14	1.72

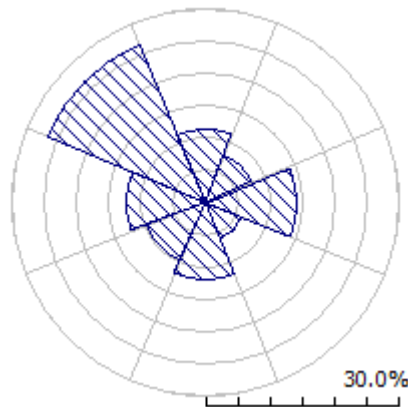
Classe velocità m/s	%	n	Rmed	sigR	R_5%	R_95%
V < 4	31.7	16533	1.46	0.32	1.13	2.02
4 < V < 8	43.2	22525	1.33	0.14	1.13	1.58
8 < V < 12	19.5	10191	1.31	0.10	1.15	1.47
12 < V < 16	4.3	2251	1.30	0.08	1.17	1.42
16 < V < 20	1.1	551	1.28	0.08	1.16	1.41
V > 20	0.2	93	1.26	0.06	1.15	1.36
Totale* =	67.8	35611	1.32	0.13	1.14	1.54

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 **GD08** all'altezza di **115 m** dal suolo)



	0	45	90	135	180	225	270	315
A	4.9	5.5	8.6	5.3	6.2	4.7	7.1	8.5
k	1.74	1.60	2.30	1.59	1.63	1.58	2.17	2.17
U	4.38	4.93	7.62	4.76	5.56	4.23	6.30	7.54
P	114	183	457	165	254	117	270	463
f	11.4	8.0	14.0	6.1	11.9	9.7	12.4	26.7

U	0	45	90	135	180	225	270	315	All
1.0	61	63	7	68	50	83	14	10	35
2.0	129	116	27	123	96	145	48	33	75
3.0	157	136	51	141	118	160	81	57	99
4.0	158	136	73	140	123	151	107	78	111
5.0	140	125	92	126	118	129	123	94	113
6.0	114	107	104	106	107	102	127	104	108
7.0	85	87	110	85	92	77	120	106	99
8.0	60	68	108	65	76	55	105	103	86
9.0	40	51	99	48	60	37	86	94	72
10.0	25	37	86	34	46	24	66	81	58
11.0	15	26	71	23	35	15	47	67	44
12.0	8	18	56	15	25	9	31	53	33
13.0	4	12	41	10	18	6	20	40	23
14.0	2	7	29	6	12	3	12	29	16
15.0	1	5	19	4	8	2	6	20	11
16.0	1	3	12	2	5	1	3	13	7
17.0	0	2	7	1	4	0	2	8	4
18.0	0	1	4	1	2	0	1	5	2
19.0	0	1	2	0	1	0	0	3	1
20.0	0	0	1	0	1	0	0	2	1
21.0	0	0	1	0	1	0	0	1	0
22.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24.0	0	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

Comuni di MANDAS, VILLANOVAFRANCA e GERGEI (SU)



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

Scala 1:200.000



 Sito eolico



Regione: SARDEGNA



IMPIANTO EOLICO

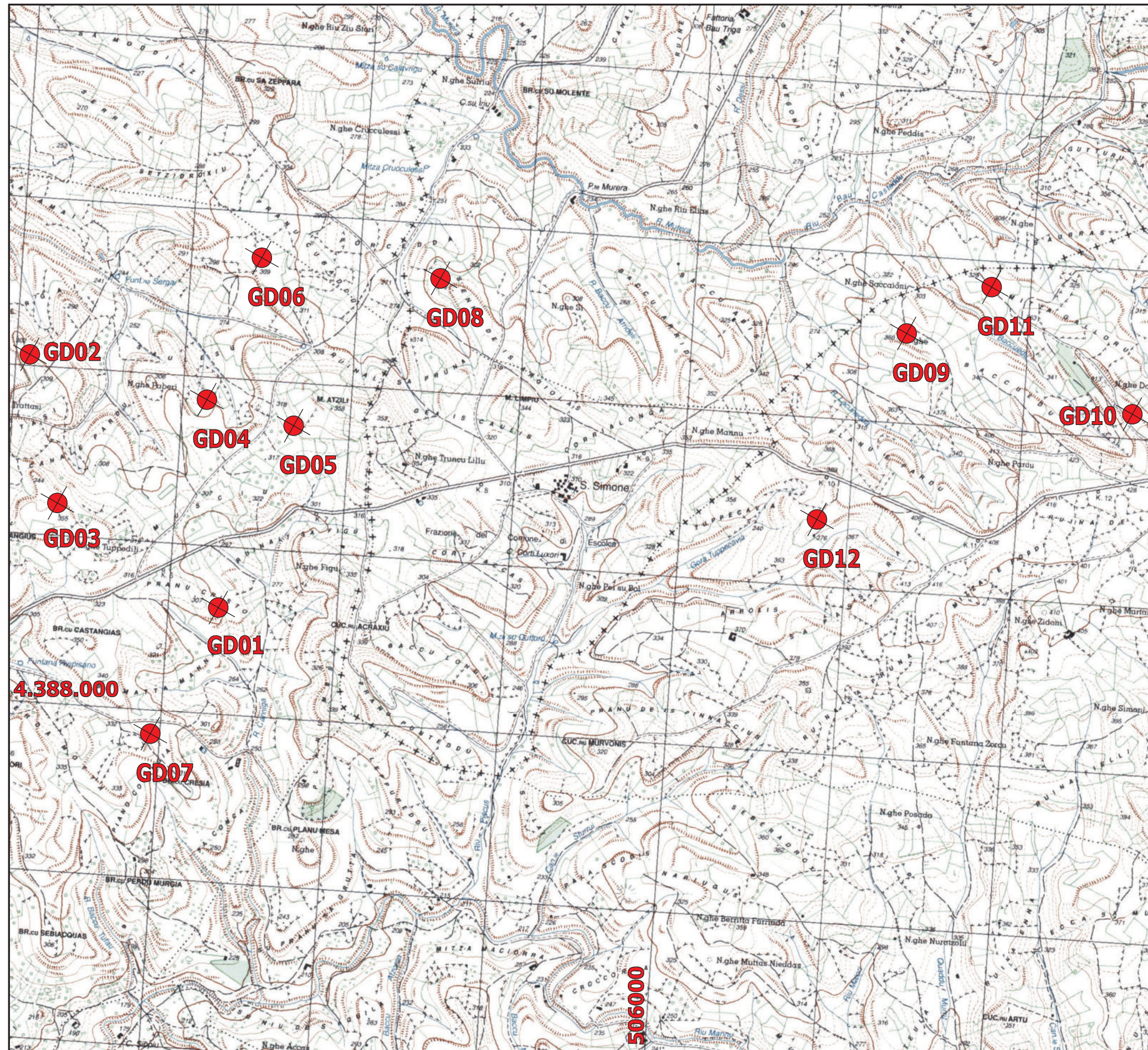
Comuni di
**MANDAS, VILLANOFRANCA e
GERGEI (SU)**

Ubicazione degli aerogeneratori

- LEGENDA
-  Aerogeneratori
 -  Sito eolico
 -  Confini regionali
 -  Confini provinciali
 -  Confini comunali

Cartina di base IGMI, serie 25V:
VILLAMAR 226 IV NO
MANDAS 226 IV NE

Scala 1:25.000



ALLEGATO 5

IMPIANTO EOLICO NEI COMUNI DI MANDAS, VILLANOVAFRANCA E GERGEI (SU) – REGIONE SARDEGNA

 Aerogeneratore: **Siemens Gamesa SG 6.6-170 (AM-6)** Potenza nominale: **6.0 MW** Diametro Rotore: **170.0 m** Altezza di mozzo: **115.0 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)
GD01	503,303	4,388,629	301	115.0	5.96	17,081	7.08	15,872	2645
GD02	502,083	4,390,054	301	115.0	6.14	17,959	4.47	17,157	2860
GD03	502,297	4,389,181	346	115.0	6.38	19,168	3.57	18,484	3081
GD04	503,151	4,389,857	301	115.0	5.97	17,113	7.98	15,748	2625
GD05	503,675	4,389,749	320	115.0	6.15	18,022	7.50	16,671	2779
GD06	503,421	4,390,724	302	115.0	6.00	17,305	4.98	16,443	2741
GD07	502,947	4,387,853	326	115.0	6.29	18,721	3.12	18,137	3023
GD08	504,491	4,390,672	311	115.0	6.10	17,803	3.61	17,160	2860
GD09	507,285	4,390,535	361	115.0	6.16	18,133	4.23	17,366	2894
GD10	508,647	4,390,135	421	115.0	6.20	18,290	4.17	17,527	2921
GD11	507,770	4,390,843	337	115.0	5.83	16,446	3.00	15,952	2659
GD12	506,818	4,389,394	376	115.0	6.15	18,025	3.16	17,455	2909

MEDIE	334	115.0	6.11	17,839	4.74	16,998	2833
TOTALI				214,066		203,972	

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



Siemens Gamesa 5.X
Reaching new heights



Siemens Gamesa technology with benchmark performance and proven reliability

SG 6.6-155 and SG 6.6-170: Siemens Gamesa next-generation solutions conceived to deliver an outstanding value proposition for our customers

Imagine how the future becomes present to take wind energy to the next level

At Siemens Gamesa, we strive to anticipate opportunities in an increasingly discerning market. Our wind technology expertise, backed by more than 40 years of experience and over 114 GW installed throughout the world, equips us with the right tools for imagining the future, making it present and taking wind energy to the next level.

We know what this means: technological leadership, solid track record, commitment to excellence, passion for what we do. And we deliver it now to our customers. This is how the new Siemens Gamesa 5.X onshore platform is born.

Siemens Gamesa 5.X is a new generation of

turbines that takes Siemens Gamesa to new heights:

- In performance, cost-efficiency and reliability.
- In power output and rotor size to offer the most competitive LCoE.
- In technology, built upon Siemens Gamesa know-how and expertise.
- In versatility, with a modular, flexible design that facilitates logistics, construction and service.
- In site adaptability, to configure the optimal solution for each project.
- In value for our customers.



Proven technology

The new Siemens Gamesa 5.X onshore platform has its roots in Siemens Gamesa technology, synonymous with innovation, know-how and reliability accredited through experience. Siemens Gamesa 5.X incorporates proven technologies, minimizing risk and guaranteeing reliability for its two new product models: SG 6.6-155 and SG 6.6-170 wind turbines. These include a doubly-fed generator and partial converter combination, a compact drive train design with a three-stage gearbox, and the use of components widely validated on the other Siemens Gamesa platforms. The result is a wind turbine design that gives optimum performance and LCoE.

Benchmark in power output and rotor size

Siemens Gamesa 5.X goes one step further to become the new generation platform that combines a flexible power rating from 5.6 MW to 6.6 MW with two of the largest rotor diameters in the market, 155 and 170 meters, resulting in maximum performance in high-, medium- and low-wind conditions.

SG 6.6-155 and SG 6.6-170 turbines mean greater AEP per wind turbine and optimized CAPEX for the project. This is also due to their versatility, with a modular, flexible design for maximum ease of logistics, construction and O&M, as well as reducing the OPEX, which results in a lower Cost of Energy for projects.

Unique, tailored solutions

Siemens Gamesa 5.X considers profitability to be a key factor in generating value for our customers. Contributing factors to profitability include:

- Configuring flexible, personalized power modes fully tailored to the needs of each site.
- An extensive catalog of towers with multiple available

technologies and the additional capability to create specific project designs.

- The use of advanced control strategies that enable intelligent load reduction and a greater applicability for the Siemens Gamesa 5.X platform in different wind conditions.
- A modular, optimized structure for local transport and construction conditions.
- A maintainability-oriented design with advanced diagnostics and remote operation solutions, as well as the possibility of replacing large turbine components without requiring a main crane.
- Optional product solutions to cover all types of market requirements.

Technical specifications



	SG 6.6-155	SG 6.6-170
General details		
Rated power	6.6 MW	
Wind class	Medium and high	Low and medium
Flexible power rating	From 5.6 MW to 6.6 MW	
Control	Pitch and variable speed	
Rotor		
Diameter	155 m	170 m
Swept area	18,869 m ²	22,697 m ²
Tower		
Height	90, 102.5, 122.5, 165 m and site-specific	100, 115, 135, 165 m and site-specific
Technology		
Type	Geared	
First prototype		
Date	2021	

Spain

P. Tecnológico de Bizkaia, edif. 222
48170 Zamudio, Vizcaya

Calle Ramírez de Arellano, 37
28043 Madrid

Avda. Ciudad de la Innovación, 9-11
31621 Sarriguren, Navarra

onshoresales@siemensgamesa.com

Australia

Herring Road 160, Macquarie Park
Sydney, NSW 2113

885 Mountain Highway
Melbourne, VIC 3153

Austria

Siemensstrasse 90, Vienna 1210

Brazil

Avenida Rebouças, 3970 - 5º andar
Pinheiros 05.402-918, São Paulo

Canada

1577 North Service Road East
Oakville, Ontario L6H 0H6

Chile

Edificio Territoria El Bosque
Avenida Apoquindo 2827, Piso 19
Las Condes, Santiago de Chile

China

Siemens Center Beijing, 12th Floor
No.7 South Wangjing Zhonghuan
Road, Chaoyang District
Beijing 100102

500, Da Lian Road, Yangpu District
200082 Shanghai

Croatia

Heinzlova 70 A
10000 Zagreb

Denmark

Borupvej 16
7330 Brande

Fiskergade 1
7100 Vejle

Egypt

6th Floor, Bureau 175
2nd Business Sector, Al-Horreya axis
90 South Road, 5th Settlement
PO Box: 245/11835 New Cairo

Finland

Tarvonsalmenkatu 19
FI-02600 Espoo

France

Immeuble le Colisée
Bâtiment A - 2 ème étage
10 avenue de l'Arche
92419 Courbevoie

97 allée Alexandre Borodine
Cedre 3, 69800 Saint Priest

Germany

Beim Strohhaus 17-31
20097 Hamburg

BCB business center in Kiel
Hopfenstr. 1 D
24114 Kiel

Mary-Somerville-Straße 14
28359 Bremen

Greece

44 - 46 Riga Fereou Str. &
Messogion Ave
Neo Psychiko
Athens, 15451

India

#334, Block-B, 8th floor
Futura Tech Park
Rajiv Gandhi Salai
Sholinganallur
Chennai 600119

Indonesia

Menara Karya, 28th floor
JL. HR. Rasuna Said Blok X-5
Kav. 1-2
Jakarta

Ireland

Innovation House, DCU Alpha
Old Finglas Road 11
Glasnevin
Dublin 11

Italy

Centro Direzionale Argonauta
Via Ostiense 131/L, Corpo C1
9° piano, 00154 Roma

Via Vipiteno 4, 20128 Milan

Japan

Otemachi First Square Tower
1-5-1 Otemachi, Chiyada-ku
100-0004 Tokyo

Korea

Seoul Square 5th Floor 416
Hangang-daero, Jung-gu
Seoul 04637

Mexico

Paseo de la Reforma 505
Torre Mayor, 37th Floor
Col. Cuauhtémoc, Del. Cuauhtémoc
06500 Mexico City

Carretera Juchitán, Espinal, km 4
El Espinal, Oaxaca

Morocco

Anfa Place Blvd. de la Corniche
Centre d'Affaires "Est", RDC
20200 Casablanca

Netherlands

Prinses Beatrixlaan 800
2595 BN Den Haag

Norway

Østre Aker vei 88, 0596 Oslo

Philippines

10F, 8767 Paseo de Roxas
Makati

Poland

Zupnicza street 11, 3rd Floor
03-821 Warsaw

UL. Galaktyczna 30A
80-299 Gdansk

Singapore

Siemens Center
60 MacPherson Road
Singapore 348615

South Africa

Siemens Park
Halfway House
300 Janadel Avenue
Midrand 1685

Sweden

Evenemangsgatan 21
169 79 Solna

Taiwan

8F-1,/6F N° 126
Songjiang Road
Taipei City

Turkey

Esentepe mahallesi Kartal
Yakacik Yolu No 111
34870 Kartal
Istanbul

United Kingdom

Solais House
19 Phoenix Cres
Bellshill ML4 3BF

USA

11950 Corporate Boulevard
Orlando, FL 32826

1150 Northbrook Drive
Suite 350
Trevose, PA 19053

1050 Walnut
Suite 303
Boulder, CO 80302

Vietnam

14th Floor, Saigon Centre
65 Le Loi street
Ben Nghe ward District 1
Ho Chi Minh City

The present document, its content, its annexes and/or amendments has been drawn up by Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A. for information purposes only and could be modified without prior notice. The information given only contains general descriptions and/or performance features which may not always specifically reflect those described, or which may undergo modification in the course of further development of the products. The requested performance features are binding only when they are expressly agreed upon in the concluded contract. All the content of the document is protected by intellectual and industrial property rights owned by Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A. The addressee shall not reproduce any of the information, neither totally nor partially.

07/2021

www.siemensgamesa.com