

00	11/2021	PRIMA EMISSIONE	CG	CM	CM
REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	REDATTO	VERIFICATO	APROVATO

Volta Gestione Energie

REGIONE SARDEGNA
Provincia di Oristano
COMUNI DI MOGORELLA E VILLA SANT'ANTONIO



PROGETTO:

PARCO EOLICO MOGORELLA - SANT'ANTONIO
PROGETTO DEFINITIVO

COMMITTENTE:

VGest

Volta Gestione Energie S.r.l.

Piazza Manifattura, 1 – 38068 Rovereto (TN)
 Codice Fiscale e Partita IVA 02650940220
 Tel. +39 0464 625100 - Fax +39 0464 625101
 PEC volta-gestioneenergie@legalmail.it

CONSULENTE:



TecnoGaia S.r.l. Sede Legale: Via Matteotti, 311 25063 - Gardone Val Trompia - (BS) C.F. / P.I. 13029730150
 Iscrizione al registro imprese di Brescia – n. BS 496849

TecnoGaia s.r.l.
 S. L.: Via G. Matteotti, 311
 25063 GARDONE V.T. (BS)
 Tel. 030.2056980 - Fax 030.831100
 Partita IVA: 1 3 0 2 9 7 3 0 1 5 0

OGGETTO DELL'ELABORATO:

STUDIO ANEMOLOGICO E ANALISI DI PRODUCIBILITA'

N° ELABORATO	SCALA	FOGLIO	FORMATO	CODIFICA COMMITTENTE
MOG-PA-R05	-	1 di 47	A4	

ID ELABORATO: MOG-PA-R05_Studio anemologico e analisi di producibilità_REV00

Questo elaborato è di proprietà di VGest ed è protetto a termini di legge

VGest

Impianto eolico denominato "Mogorella-Sant'Antonio" nei Comuni di Mogorella e Villa Sant'Antonio (OR)

Regione Sardegna

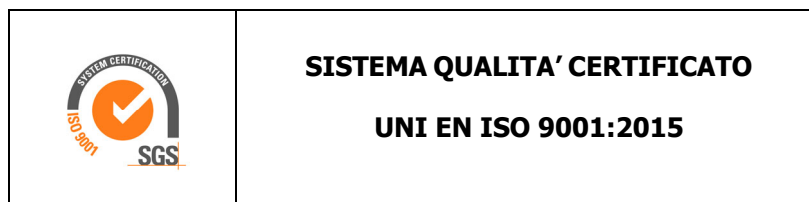
Studio anemologico e Valutazioni preliminari di producibilità

Revisione 00

CLIENTE	REVISIONE				REDAZIONE
	N°	MESE	ANNO	LUOGO	C. Gaioni
	00	Settembre	2021	GARDONE VAL TROMPIA	<i>Claudio Gaioni</i>
					APPROVAZIONE C. Mazzarella <i>C. Mazzarella</i>
ORDINE RIF.	Accettazione ns. Offerta nr. 0189_BS_2021 del 30/08/2021				

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

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



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 70M 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 il certificato di calibrazione "tipo" del modello di sensore combinato (velocità + direzione) installato
2	Tabelle e Grafici	Analisi dati anemometrici con evidenza delle elaborazioni della serie utilizzata per le stime di produzione
3	Grafico	Correlazione tra i dati di media mensile tra la stazione di riferimento e la serie storica
4	Tabella	File "TAB" dei dati anemometrici stimato dal modello di calcolo WASP nel punto di una turbina (WTG3) che, come altitudine e ventosità media, ben rappresenta l'impianto nel suo complesso, utilizzando in ingresso i dati di una stazione, previa verifica del suo posizionamento storico
5	Tavola	Tavola con ubicazione dell'impianto, costituito da un insieme di sei turbine
6	Documento	Scheda tecnica del modello di aerogeneratore utilizzato nelle simulazioni
7	Tabella	Producibilità Lorde dell'impianto 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 **Volta Gestione Energie S.r.l.** è la caratterizzazione anemologica di un sito e la conseguente valutazione di producibilità (o della produzione attesa) di un impianto eolico in progetto nei territori comunali di Mogorella e Villa Sant'Antonio, in provincia di Oristano, 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 una serie storica relativa ad un punto prossimo all'area di interesse, a conferma che tali serie sono compatibili con quelle della zona di appartenenza, inerenti lo 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. Essa, denominata Riferimento 1 (codice RIF1), è stata installata nel Settembre 1990 nel territorio comunale di Morgongiori, ed ha raccolto dati per due anni e mezzo, con una buona disponibilità di dati validi.

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 sei 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 in direzione Sud-Ovest rispetto allo stesso. Il territorio intercorrente tra il punto di prevista installazione dell'impianto e detta stazione, proprio grazie alla particolare posizione elevata di quest'ultima e non rilevandosi significativi ostacoli tra i due punti, anche grazie alle correlazioni con gli altri presidi anemometrici, mantiene caratteristiche tali da poter rappresentare il comportamento della risorsa per un'ampia parte del territorio, compresa quella d'interesse per questo studio.

La stazione era costituita da un sostegno tubolare di altezza pari a 15 m, dotato della seguente strumentazione:

Apparecchiatura	H (dal suolo)	Tipo
Sensore: VELOCITÀ	15 m	THIES CLIMA mod. 4.3323.21.251/S
Sensore: DIREZIONE	15 m	THIES CLIMA mod. 4.3323.21.251/D
Acquisitore	1.5 m	Schlumberger VIT 2000

Il data-logger, di tipo Schlumberger VIT 2000, 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° 47' N**
 Longitudine: **8° 45' E**
- ✓ Altitudine (s.l.m.): **775 m**
- ✓ Orografia del punto di installazione: **altopiano**
- ✓ Orografia circostante: **collinare**
- ✓ Utilizzo del terreno: **forestazione e pascolo**
- ✓ Ostacoli nelle immediate vicinanze: **nessuno**

Copia della scheda di installazione della stazione, nonché del certificato di calibrazione "tipo" del modello di sensore combinato (velocità + direzione) installato 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° 47'	8° 45'	775	15	Settembre 1990	Marzo 1993

I risultati delle elaborazioni statistiche dei dati validati, di cui l'**Allegato 2** riporta le tabelle e grafici relativi, evidenziano una disponibilità della serie pari a circa il 92% e vengono riassunti qui sotto:

Codice Stazione	Periodo	H misura	V med	Energia	Param. distribuzione	
	(mesi)	s.l.s.	(m/s)	(W/m ²)	Vc (m/s)	k
RIF1	30	15	4.87	160	5.65	1.88

4. VALUTAZIONE DELLA VELOCITÀ DI LUNGO PERIODO (STORICIZZAZIONE)

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

La stima della ventosità di lungo periodo (o storicizzazione) può esser effettuata utilizzando i dati di ventosità rilevati per diversi anni da una o più stazioni anemometriche storiche, ovvero serie di dati di lungo termine, mettendo in correlazione i dati rilevati contemporaneamente dalle stesse con quelli rilevati nel sito in cui si vuole valutare la velocità media di lungo periodo. I punti da confrontare, siano essi relativi a stazioni anemometriche oppure a serie di dati di re-analisi, devono fare possibilmente riferimento a punti del territorio aventi le medesime condizioni orografiche di esposizioni ai venti ed abbastanza vicini in modo che si possa ipotizzare che siano assoggettati agli stessi regimi di vento; è comunque possibile, mediante confronti e correlazioni, verificare la validità di queste condizioni.

Nel caso specifico, si dispone della serie di dati della quinta release di rianalisi sul clima globale resi disponibili dal centro europeo ECMWF (ERA5), a cui è stato attribuito il codice STO1, relativa al punto

geografico disponibile più prossimo alla stazione RIF1. Sono stati utilizzati 20 anni, incluso il periodo contemporaneo alla stazione di riferimento, come specificato nella seguente tabella.

Codice	Coordinate Geografiche WGS84		H	Periodo di misura	
	Longitudine	Latitudine	(m)	Inizio	Fine
STO1	8.7891	39.7658	100	Gennaio 1990	Dicembre 2009

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 di 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, rappresentato graficamente nell'**Allegato 3**, 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:

Serie storica "STO1" a 100 m dal suolo - Variabile X									
Stazione Anemometrica Variabile Y	Tipo di correlazione	n° punti correlazione	Coeff. di correlazione Ro	Parametro A	Parametro B	Misura di LP di X	Stima di LP in Y	Velocità in sito Y	Ks
"Riferimento 1" a 15 m sls Cod. RIF1	Mensile (> 70%)	27	0.889	0.849	1.426	4.088	4.894	4.865	1.006

Dove:

- **ro** = Coefficiente di correlazione
- **a, b** = parametri della retta di regressione
- **Misura LP in X** = Velocità media del vento di lungo periodo della serie storica
- **Stima LP in Y** = Stima della velocità media del vento di lungo periodo nella stazione di Riferimento 1
- **Velocità in sito Y** = Velocità media misurata nella stazione di Riferimento 1
- **k storicizzazione** = Coefficiente di storicizzazione (rapporto tra la stima di velocità di lungo periodo e quella misurata)

La correlazione indica che la ventosità misurata da Riferimento 1 è praticamente in linea, con un leggero scostamento, rispetto a quella attesa sul lungo periodo. La variazione molto contenuta è comunque inferiore all'incertezza insita nel processo di storicizzazione intrapreso e, per tale motivo, si preferisce non apportare alcun correttivo e considerare il valore misurato da RIF1 durante la campagna anemometrica come valido per il 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 **4.87 m/s**.

La rosa dei venti e la distribuzione di Weibull, dedotte dal modello sulla base dei dati della stazione Riferimento 1, sono riportate nell'**Allegato 4**. Esse si riferiscono all'altezza di mozzo di 115 m e ad un punto rappresentativo, per ventosità e 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 (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 .

Non avendo a disposizione le rilevazioni della velocità del vento a due o più altezze dal suolo, non è 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:

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

A tal fine, pertanto, la verifica di questa condizione verrà svolta unicamente con il modello WASP, cioè verrà effettuata una simulazione del campo di vento a 70 m dal suolo, fornendo in input i dati rilevati nel punto della stazione considerata e l'orografia del sito.

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]			
M01	489,291	4,413,515	350	70	5.82
M02	489,310	4,412,838	313	70	5.50
V03	490,638	4,412,457	291	70	5.41
V04	489,869	4,412,086	285	70	5.36
V05	490,757	4,411,883	267	70	5.26
V06	489,628	4,411,583	257	70	5.11

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 5.11 m/s, quello più elevato 5.82 m/s, con una media pari a 5.41 m/s

6. UBICAZIONE DELL'IMPIANTO EOLICO

L'impianto in progetto è ubicato nella Regione Sardegna, nel territorio dei Comuni di Mogorella e Villa Sant'Antonio. L'altitudine media del sito è pari a circa 300 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] [m]
	X [m] [m]	Y [m] [m]	X [m] [m]	Y [m] [m]	
M01	489,208	4,413,328	489,291	4,413,515	350
M02	489,227	4,412,651	489,310	4,412,838	313
V03	490,555	4,412,270	490,638	4,412,457	291
V04	489,786	4,411,899	489,869	4,412,086	285
V05	490,674	4,411,696	490,757	4,411,883	267
V06	489,545	4,411,396	489,628	4,411,583	257

Nella tavola dell'**Allegato 5** è rappresentata l'ubicazione dell'impianto stesso in scala 1:25.000 su cartografia IGMI e areale sito su stralcio 1:200.000.

7. AEROGENERATORE DI PROGETTO

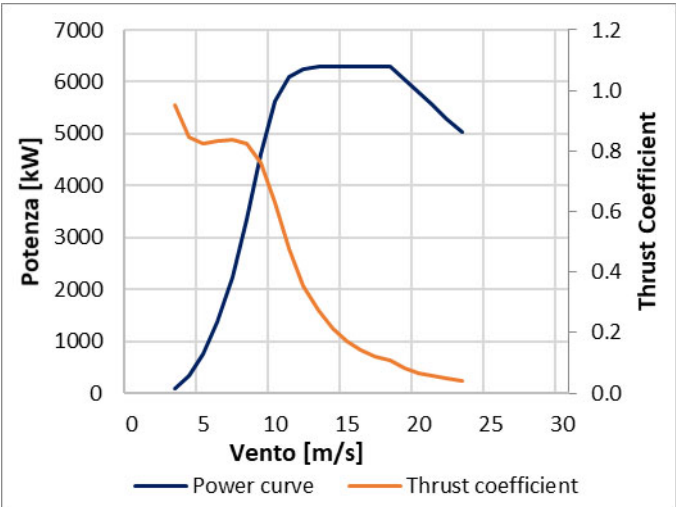
Per la valutazione di producibilità è stato indicato dal Committente un modello di aerogeneratore di grande taglia, le cui caratteristiche tecniche principali sono riportate nella tabella sottostante.

COSTRUTTORE	MODELLO	MOD	MW	DIAMETRO ROTORE (m)	H MOZZO (m)	CLASSE IEC
SIEMENS GAMESA	SG 6.6-170	AM-3	6.3	170	115	S (*)

(*) Valore indicativo del modello AM-0, con potenza pari a 6.6 MW

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). Essa è disponibile graficamente nella prossima tabella, mentre la sua brochure è inclusa nell'**Allegato 6**.

Turbina		Siemens Gamesa SG 6.6-170 (AM-3)		Diametro	170 m
Altezza di mozzo		115 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	4619	0.762			
10	5617	0.629			
11	6100	0.477			
12	6253	0.356			
13	6290	0.272			
14	6298	0.214			
15	6300	0.174			
16	6300	0.144			
17	6300	0.123			
18	6300	0.107			
19	6048	0.081			
20	5796	0.067			
21	5544	0.056			
22	5292	0.047			
23	5040	0.040			
24	-	-			
25	-	-			
26	-	-			



Power curve and Thrust coefficient graph showing Power [kW] and Thrust Coefficient versus Vento [m/s].

(*) Valore indicativo del modello AM-0, con potenza pari a 6.6 MW

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 10.2 (Wind Atlas Analysis and Application Program) messo a punto dal Risoe National Laboratory di Danimarca e basato su un modello matematico del flusso del vento.

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 400 km², precisamente un quadrato di 20x20 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 con discrepanze sia in termini di ventosità, sia di energia specifica, accettabili e nei limiti propri dello strumento di calcolo utilizzato (mediamente inferiori all'1%).

Per quanto riguarda la verifica del gradiente, in mancanza di un valore misurato, causa indisponibilità sulla torre di un secondo anemometro installato a diversa altezza, si è deciso di lasciare al modello il compito di stimare la ventosità all'altezza di mozzo ipotizzata. I valori di gradiente stimati dal modello nel punto della stazione e nel sito di interesse risultano mediamente della stessa entità, tra 0.15 e 0.20, e sono compatibili con quanto atteso nei rispettivi punti del territorio, abbastanza omogenei tra di loro.

In ingresso al modello sarà dunque utilizzata la serie dei dati raccolti alla sua altezza di misura dal sensore della stazione di Riferimento 1, senza apportare alcun correttivo al suo valore medio registrato durante la campagna di due anni e mezzo circa, come da verifiche di lungo periodo effettuate secondo la metodologia esposta al Capitolo 4.

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 "MOGORELLA - SANT'ANTONIO" NEI COMUNI DI MOGORELLA E VILLA SANT'ANTONIO (OR)				
Costruttore	Produzione Lorda		P Lorda (MWh/a)	Ore annue eq. (MWh/MW)
	Modello	Mod		
SIEMENS GAMESA	SG 6.6-170	AM-3	96,065	2541

Il dettaglio per ciascuna turbina è invece reso disponibile nella Tabella dell'**Allegato 7**. 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 "MOGORELLA - SANT'ANTONIO" (OR)
	%
Densità dell'aria (1.18 kg/m ³)	-2.9%
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	-10.6%

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 "MOGORELLA – SANT'ANTONIO" NEI COMUNI DI MOGORELLA E VILLA SANT'ANTONIO (OR)				
Costruttore	Produzione		P Netta (P_{50%}) (MWh/a)	Ore annue eq. (MWh/MW)
	Modello	Mod		
SIEMENS GAMESA	SG 6.6-170	AM-3	85,870	2272

11. CONCLUSIONI

Il presente studio riporta la valutazione di produzione attesa da un impianto eolico in progetto nei territori comunali di Mogorella e Villa Sant'Antonio (OR). 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 ampiamente 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 sei turbine superano il valore limite inferiore richiesto, anche sopravvalutando le insite incertezze della misura (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.

Si sottolinea che la scelta del Committente di aver già sottoscritto un accordo col proprietario del terreno e dato incarico per l'imminente messa in opera di un'ulteriore stazione anemometrica, opportunamente posizionata rispetto alla disposizione degli aerogeneratori dell'impianto in autorizzazione, è volta, più che a suffragare le valutazioni di produzione attesa di questo studio, a predisporre quelle informazioni tipicamente richieste dagli advisor finanziari, per ridurre ulteriormente le incertezze complessive delle stime, al fine di meglio intercettare i servizi del credito.

In quest'ottica, infatti, all'ottenimento del titolo abilitativo, si consiglia una specifica qualificazione anemometrica ad adeguate altezze dal suolo, tramite misure con tecnologie di Remote Sensing, anche di breve durata ed uno studio più approfondito 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 (P75%, P90%,) solitamente richiesto per il finanziamento.

ALLEGATO 1

QUALIFICAZIONE DEI DATI ANEMOLOGICI DI UN SITO

Scheda della stazione anemometrica

Sito: Mogorella-Sant'Antonio

Data

Codifica documento

Archivio

Compilato da

Sezione A) – Dati identificativi della stazione anemometricaNome stazione : **RIFERIMENTO 1**

Codice: RIF1

Sezione B) – Dati identificativi delle apparecchiature

SENSORE VELOCITA'	<i>h dal suolo(m)</i>	<i>Tipo</i>	<i>Modello n° matricola</i>	<i>n° inventario</i>	<i>Posizione sensori rispetto al sostegno</i>	
A	15	THIES CLIMA	4.3323.21.251/S		Nord	
B						
SENSORE DIREZIONE	<i>h dal suolo(m)</i>	<i>Tipo</i>	<i>Modello n° matricola</i>	<i>n° inventario</i>	<i>Rotazione Positiva verso il settore ZERO</i>	
A	15	THIES CLIMA	4.3323.21.251/D		Nord	Est
B						
ACQUISITORE		Schlumberger	VIT 2000		ACCESSORI:	
SOSTEGNO	15	Tubolare				
CONTENITORE DELLE APPARECCHIATURE		SAPEL	40 HC			

Sezione C) – Coordinate Geografiche WGS84 F32 N 39° 46' E 8° 44'**Sezione D) – Immagine strumentazione tipo della stazione anemometrica**

Sistema acquisizione Vit 2000

stazione anemometrica installata da: **Terenghi**Data: **07/09/1990**

Combined Wind Transmitter

Order-No. 4.3323.21.251
4.3323.10.251

ADOLF THIES GMBH & CO KG
GÖTTINGEN

Klima-, Meß- und Regelgeräte


Postfach 3536+3541

Hauptstraße 76

D-3400 Göttingen

Telefon (05 51) 7 90 01-0

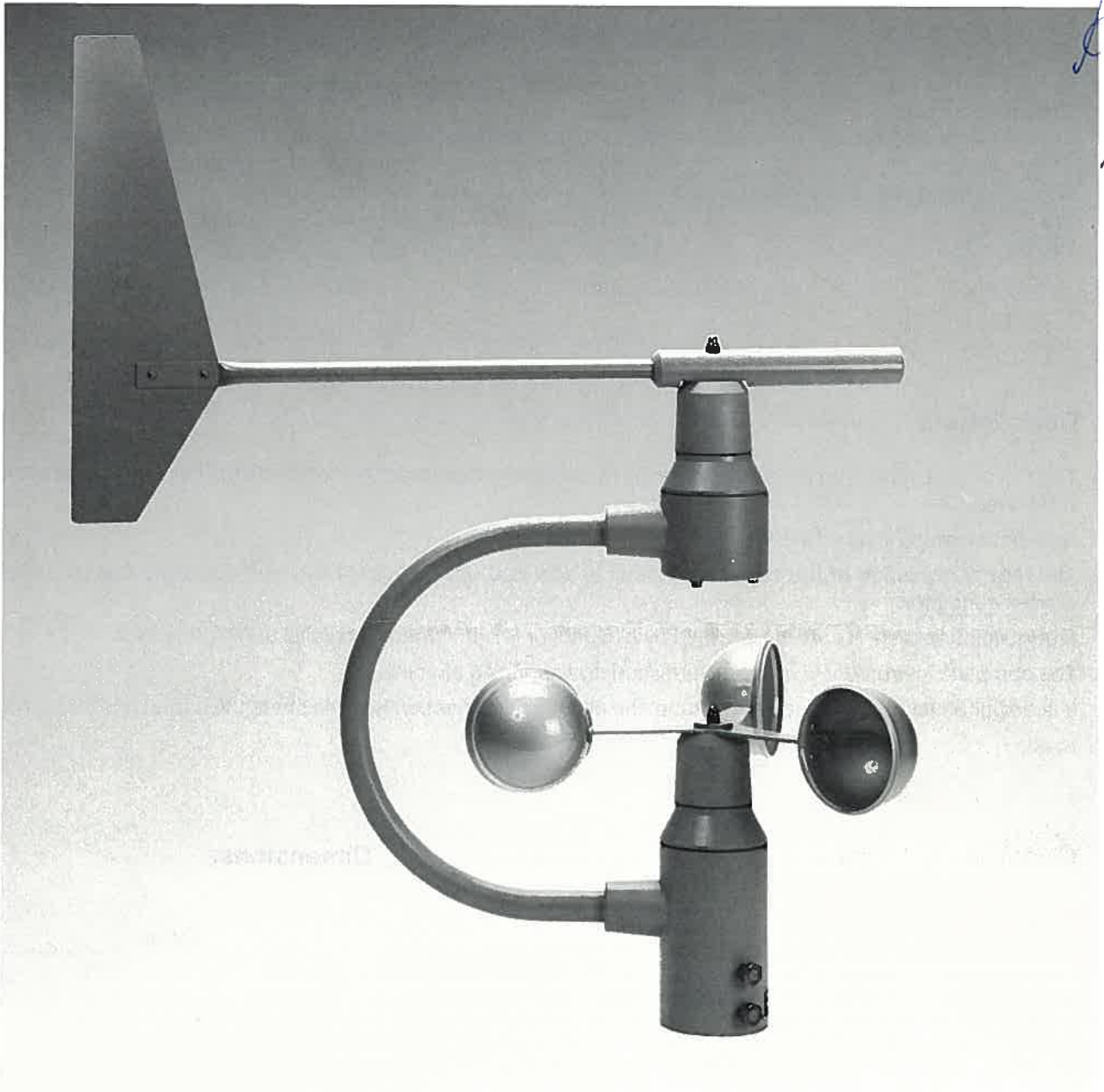
Telefax (05 51) 7 90 01-65

 96722

 Meßthies

11/89

Thies
CLIMA
Wind



Measures wind velocity and direction

Scans the velocity data

- Opto-electronically and direct current generator

Scans the direction data

- Potentiometer

Electronically regulated heating system for wintertime use

Sturdy, maintenance-free and wear-resistant

Technical Data:

TELEFAX (02) 8376185

	Velocity	Direction
Measuring range:	0.5 ... 45 m/s	0 ... 358 °
Resolution:	0.05 m/Imp.	-
Sensitivity:	0.5 m/s	0.5 m/s (30°-Turn)
Damping constant:	-	< 0.2
Electr. Output:		0 ... 2000 Ω
Opto	0 ... 900 Hz	
Generator	0 ... 2 mA at 1K - Ohm	
Heater*:	nominal value 8°C; 24V~/max. 44 W; 24V~/max. 34W	
Operating voltage:	15V-	
Ambient temperature:	-35°C ... +70 °C (without heating 0 ... +70°C)	
Electrical connection:	12 pole Euchner round plug (supplied with instrument)	
Recommended connection cable:	LiYCY 12×0.75 mm ² , max. Ø 20 mm	
Mounting:	to a tube mast, Ø max. 48 mm, inner Ø min 40 mm	
Weight:	3.4 kg	

Description:

The Combined Wind Transmitter is designed to detect the horizontal components of both wind velocity and wind direction.

A potentiometer detects the position of the wind vane.

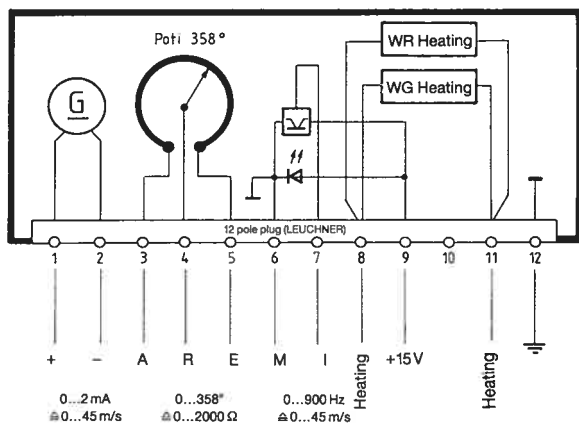
The rate of revolution of the cup anemometer is scanned opto-electronically and also detected by a direct current generator.

Frequencies above 2 Hz are suppressed by a capacitor (47 µF capacity) parallel to the generator.

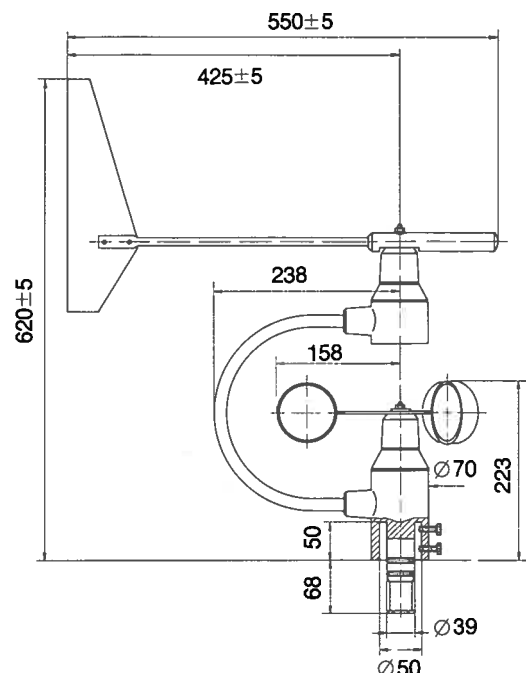
The complete instrument is made of varnished and anodized aluminium.

It is designed for mounting to a mast tube, the electrical connection is in the shaft, the cable runs through the mast.

Connection diagram:



Dimensions:

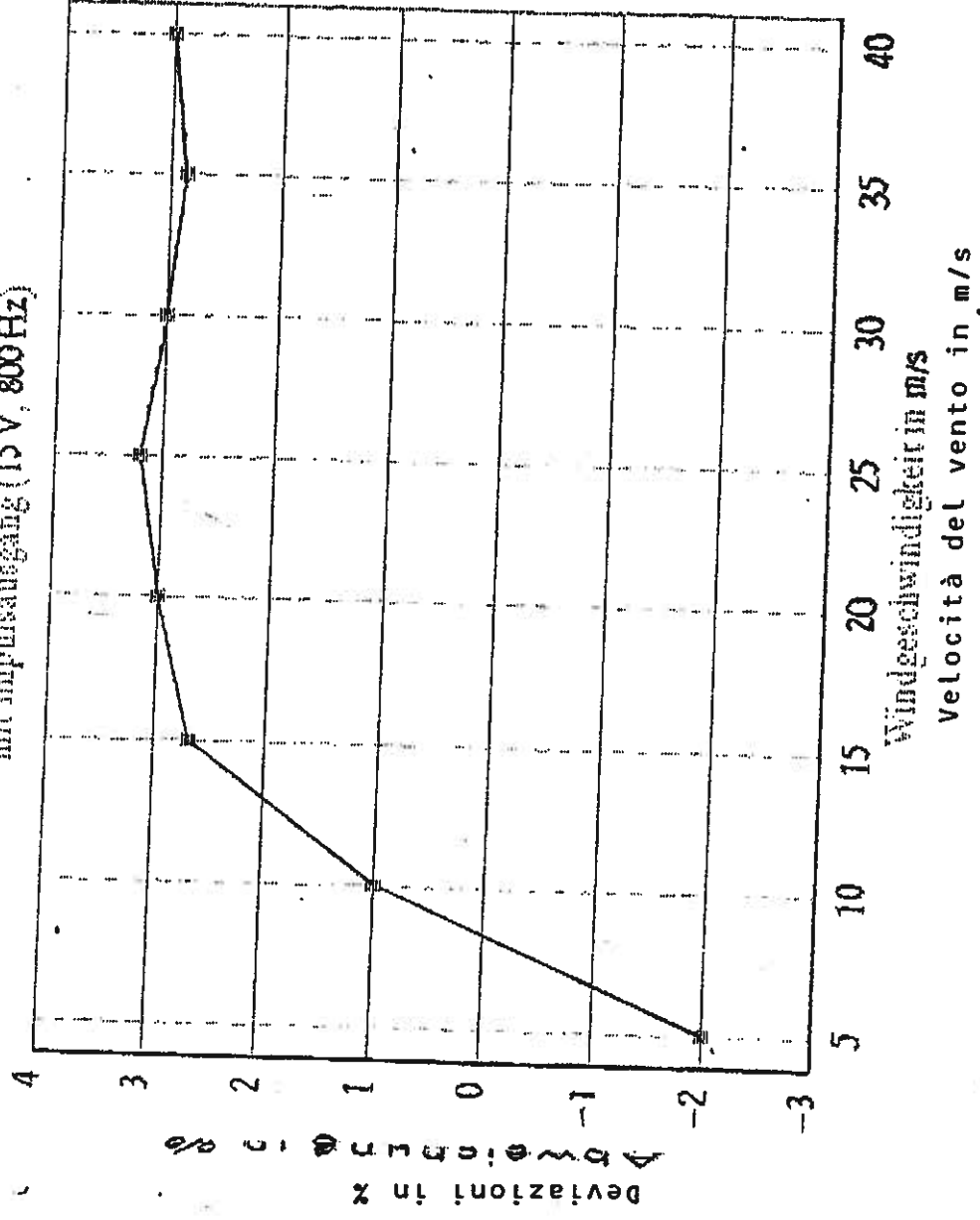


* Without heating: Order-no. 4.3323.10.251

Sensore della velocità del vento
con uscita d'impulsi 15V/800 Hz

Windgeschwindigkeitsgeber

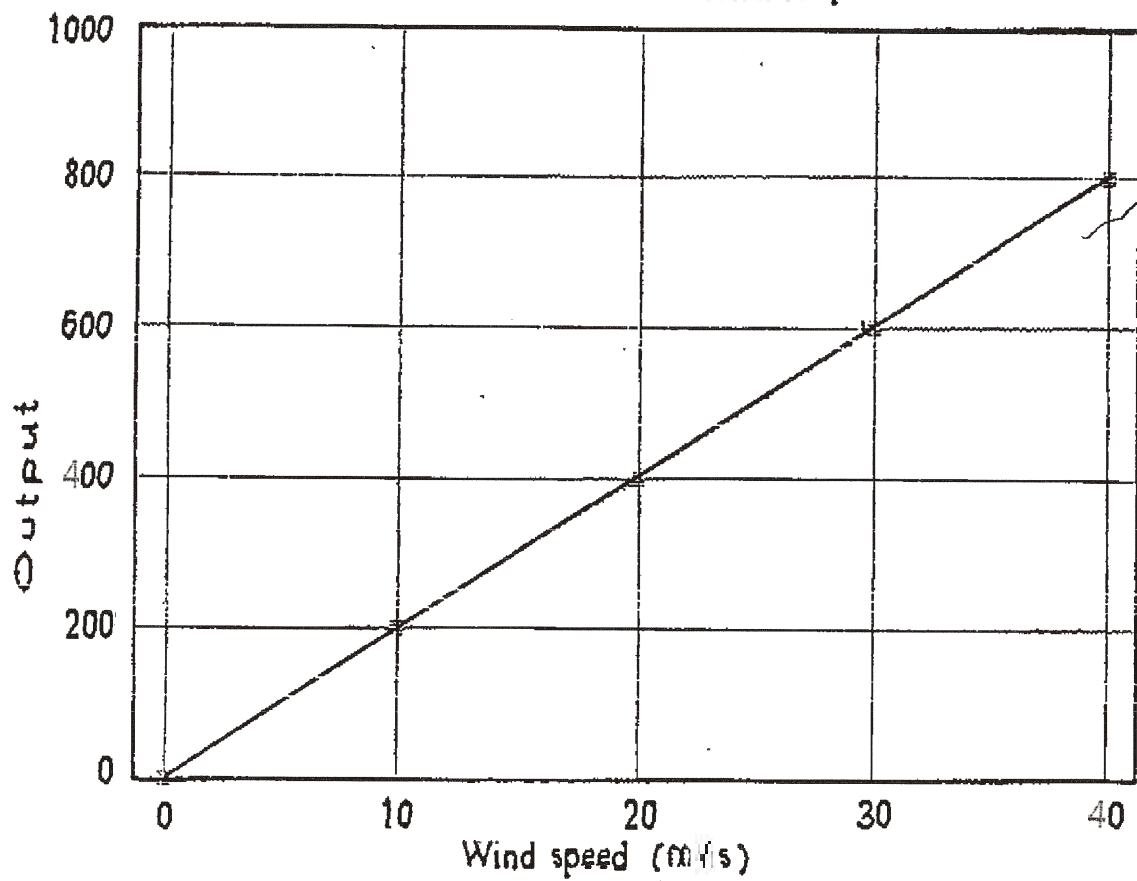
mit Impulsausgang (15V, 800Hz)



Handwritten signature
Mlog

Comb. Wind Transmitter 4.3323.21.2

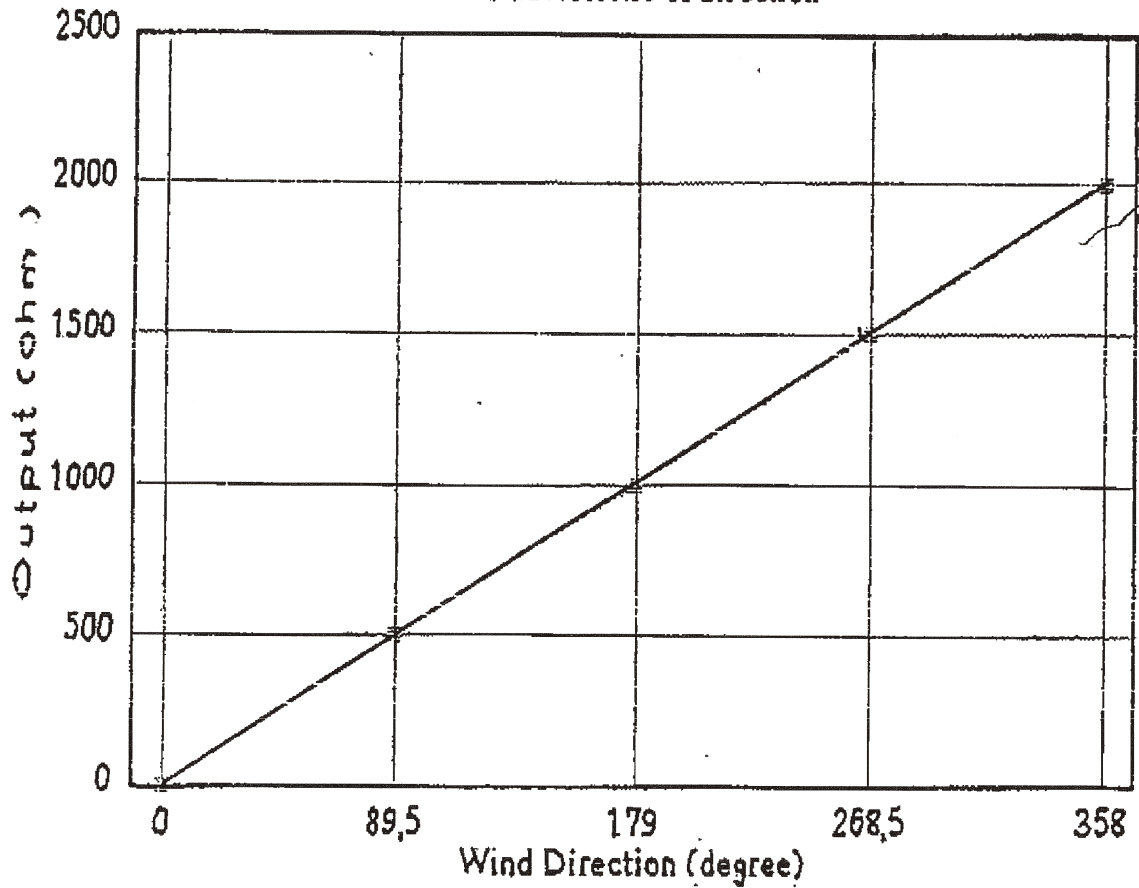
Characteristic of Wind speed



Handwritten signature

Comb. Wind Transmitter 4.3323.21.2

Characteristic of direction



Tolerance full scale $\pm 3\%$
Linearity 0,35 %

Handwritten signature

**ADOLF THIES GMBH + CO. KG
GÖTTINGEN**

Klima-Meß und Regelgeräte
Postfach 3836+3541
Hauptstraße 78
D-3400 Göttingen
Telefon (0551) 79001-0
Telefax (0551) 79001-85
☎ 06722
☎ Meßthies



TEST REPORT OF 10 THIES WIND VELOCITY TRANSMITTERS ISSUED BY THE NATIONAL GERMAN WEATHER SERVICE OF 13.07.1990

m/s	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	(Sensor)
5	97	98	98	99	98	97	98	97	97	97	} output in Hz
10	200	203	203	206	202	201	202	202	203	202	
15	304	309	310	311	307	306	310	307	306	307	
20	407	414	414	416	411	409	413	410	411	410	
25	510	522	519	522	514	512	517	513	514	513	
30	612	624	620	625	616	613	619	615	618	616	
35	714	726	723	728	719	716	720	717	721	718	
40	817	830	828	833	822	818	826	819	826	821	

m/s	Average in Hz	Sigma	Deviation in %	Deviation in Hz	Deviation in-m/s
5	97,6	0,66	-2,4	-2,4	0,12
10	202	1,5	1,2	2,4	-0,1
15	308	2,1	2,57	7,7	-0,4
20	413	2,58	2,88	11,5	-0,6
25	518	3,98	3,12	15,6	-0,8
30	618	4,09	2,97	17,8	-0,9
35	720	4,19	2,89	20,2	-1
40	824	5,14	3	24	-1,2

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.

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sardegna (Cod.RIF1) A

Periodo di elaborazione: 07/09/1990 - 03/03/1993 (numero giorni: 909)

Percentuale dati disponibili = 92.05 % (120374 dati su 130775)

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	8726.0	99.61	0.5	8668.9	98.96
1.0	8519.9	97.26	1.5	8157.7	93.12
2.0	7566.7	86.38	2.5	6874.3	78.47
3.0	6106.0	69.70	3.5	5591.1	63.83
4.0	4827.8	55.11	4.5	4124.5	47.08
5.0	3475.5	39.67	5.5	2889.0	32.98
6.0	2386.5	27.24	6.5	2108.2	24.07
7.0	1728.1	19.73	7.5	1429.4	16.32
8.0	1171.0	13.37	8.5	960.4	10.96
9.0	796.4	9.09	9.5	694.4	7.93
10.0	564.9	6.45	10.5	457.2	5.22
11.0	367.9	4.20	11.5	287.7	3.28
12.0	223.6	2.55	12.5	188.6	2.15
13.0	144.2	1.65	13.5	106.0	1.21
14.0	74.6	0.85	14.5	48.3	0.55
15.0	30.6	0.35	15.5	22.7	0.26
16.0	13.9	0.16	16.5	8.2	0.09
17.0	4.9	0.06	17.5	2.8	0.03
18.0	1.6	0.02	18.5	1.1	0.01
19.0	0.7	0.01	19.5	0.3	0.00
20.0	0.1	0.00	20.5	0.1	0.00
21.0	0.1	0.00	21.5	0.0	0.00
22.0	0.0	0.00	22.5	0.0	0.00
23.0	0.0	0.00	23.5	0.0	0.00
24.0	0.0	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
30.0	0.0	0.00	30.5	0.0	0.00

Parametri della distribuzione di Weibull :	Vc = 5.65	k = 1.88
---	------------------	-----------------

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

Vmed = 5.02 m/s	sqmV = 2.77 m/s	Vcub = 6.36 m/s
-----------------	-----------------	-----------------

Potenza specifica della vena fluida	Pv = 158 W/m ²
-------------------------------------	---------------------------

Tabella A

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sardegna (Cod.RIF1) A

Periodo di elaborazione: 07/09/1990 - 03/03/1993 (numero giorni: 909)

Percentuale dati disponibili = 92.05 % (120374 dati su 130775)

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

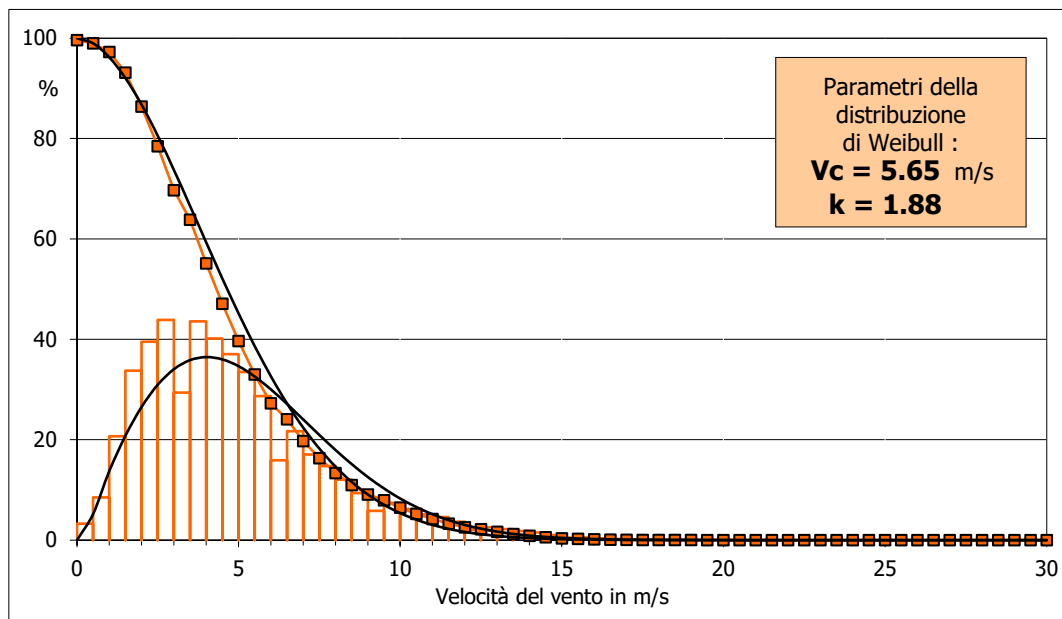
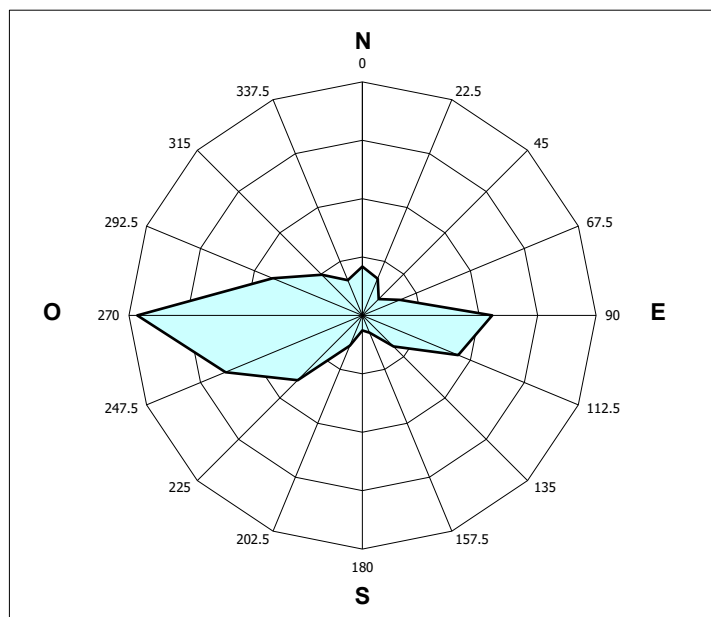


Grafico 2 : FREQUENZE DELLE DIREZIONI DEL VENTO (ROSA DEI VENTI)



Grafici 1 e 2

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sardegna (Cod.RIF1) A

Periodo di elaborazione: 07/09/1990 - 03/03/1993 (numero giorni: 909)

Percentuale dati disponibili = 92.05 % (120374 dati su 130775)

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)
6°	Nord	7.5	8971	4.39	2.33	5.56	17.8	105
7°	NE	5.4	6475	5.77	3.73	7.81	21.4	291
2°	Est	14.6	17571	6.47	3.46	8.04	18.4	317
4°	SE	12.6	15211	4.92	2.38	5.98	16.0	130
8°	Sud	2.9	3483	2.88	1.82	3.93	11.8	37
5°	SO	10.6	12811	3.99	2.16	5.06	15.6	79
1°	Ovest	32.0	38480	5.42	2.76	6.72	19.6	185
3°	NO	13.2	15922	3.12	1.29	3.64	13.3	29
	NoDir	0.2	198	4.79	1.79	5.40	11.4	96
	Calme	1.0	1252	(velocità del vento minore o uguale a 0.5 m/s)				
	Totale =		120374	4.87	2.87	6.39	21.4	159

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	2.99	5.82	3.64	7.77	21.4	286	213
Gen	2.61	4.71	2.87	6.20	14.7	145	108
Feb	3.03	5.34	3.16	6.98	18.7	207	139
Mar	2.08	5.54	3.14	7.05	16.6	214	159
Apr	1.93	5.28	3.08	6.93	18.6	203	146
Mag	1.79	4.25	2.37	5.47	14.5	100	74
Giu	1.98	4.73	2.34	5.84	15.7	121	87
Lug	1.00	3.58	1.84	4.45	16.6	54	40
Ago	1.43	3.38	1.65	4.11	10.1	42	32
Set	2.72	4.31	2.24	5.38	14.5	95	68
Ott	3.00	4.82	2.59	6.11	16.1	139	104
Nov	3.00	5.02	2.82	6.41	18.0	161	116

Stagione	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m ²)	Ev (kWh/m ²)
Inverno (Dic - Feb)	5.29	3.27	7.04	21.4	213	460
Primavera (Mar - Mag)	5.02	2.93	6.56	18.6	172	380
Estate (Giu - Ago)	3.89	2.05	4.90	16.6	72	159
Autunno (Set - Nov)	4.72	2.58	6.00	18.0	132	288

Anno	4.73	2.79	6.22	21.4	147	1286
-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	------------	-------------

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

Tabelle B e C

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sardegna (Cod.RIF1) A

Periodo di elaborazione: 07/09/1990 - 03/03/1993 (numero giorni: 909)

Percentuale dati disponibili = 92.05 % (120374 dati su 130775)

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

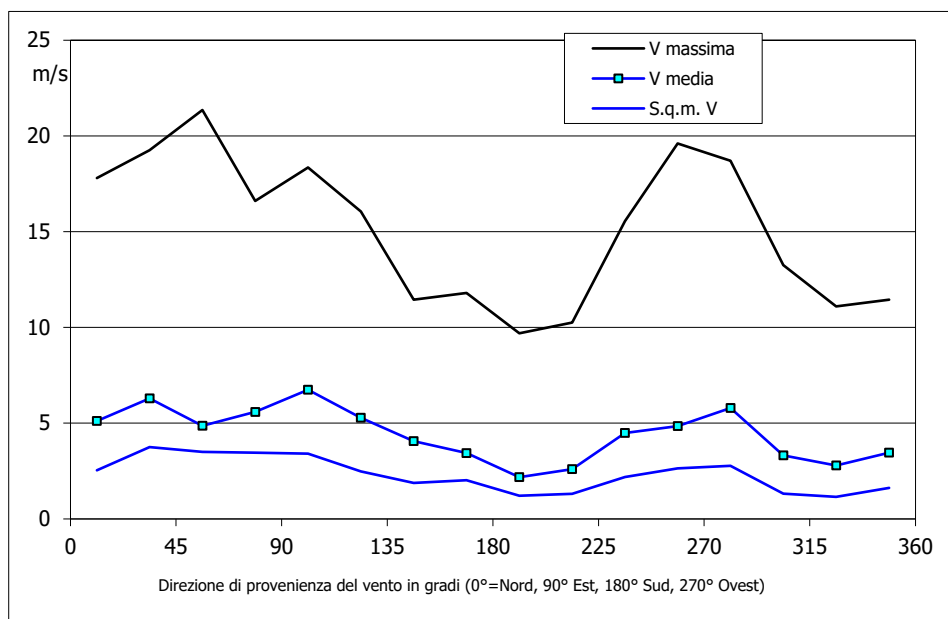
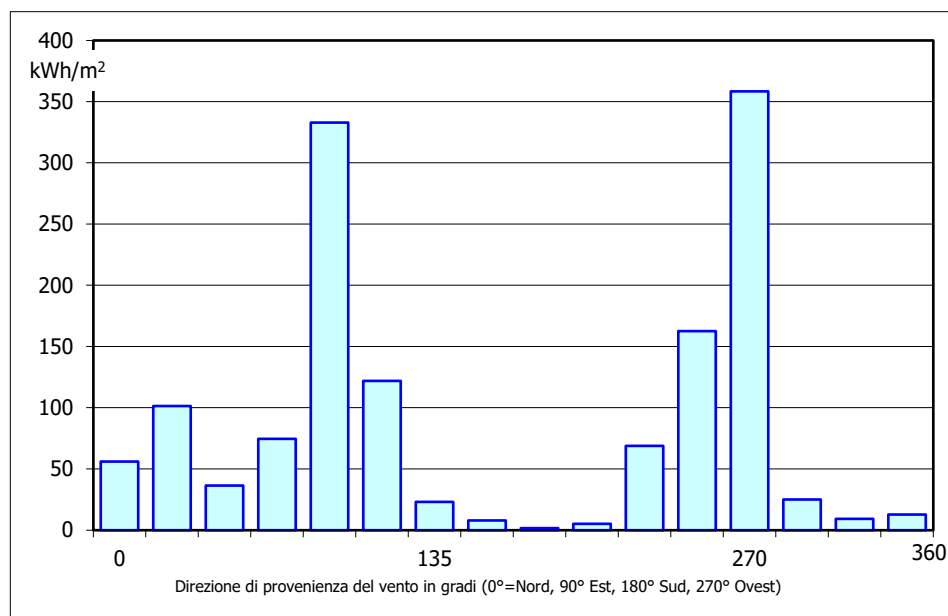


Grafico 4 : ENERGIA SPECIFICA DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m² PER SETTORE DI DIREZIONE



Grafici 3 e 4

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Sardegna (Cod.RIF1) A

Periodo di elaborazione: 07/09/1990 - 03/03/1993 (numero giorni: 909)

Percentuale dati disponibili = 92.05 % (120374 dati su 130775)

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

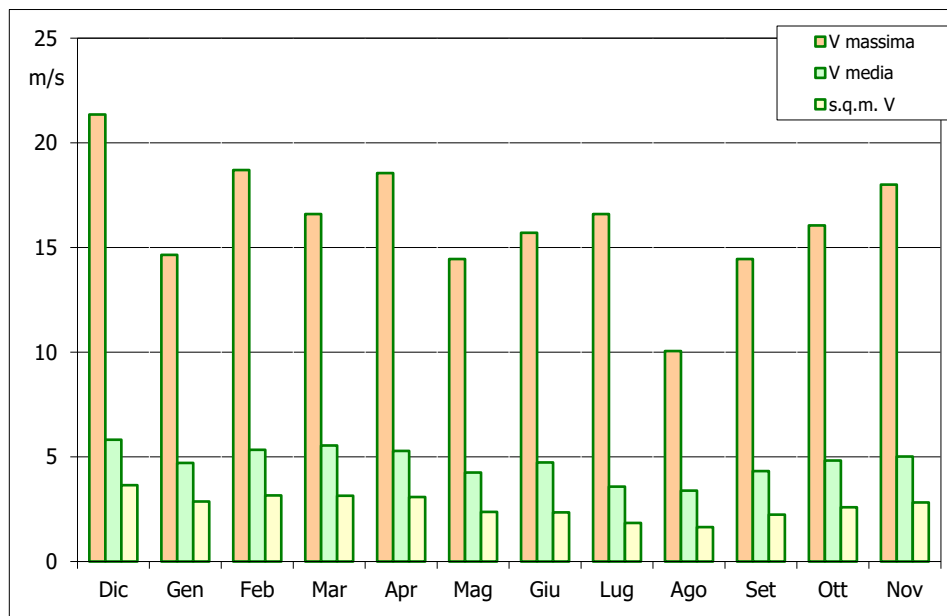
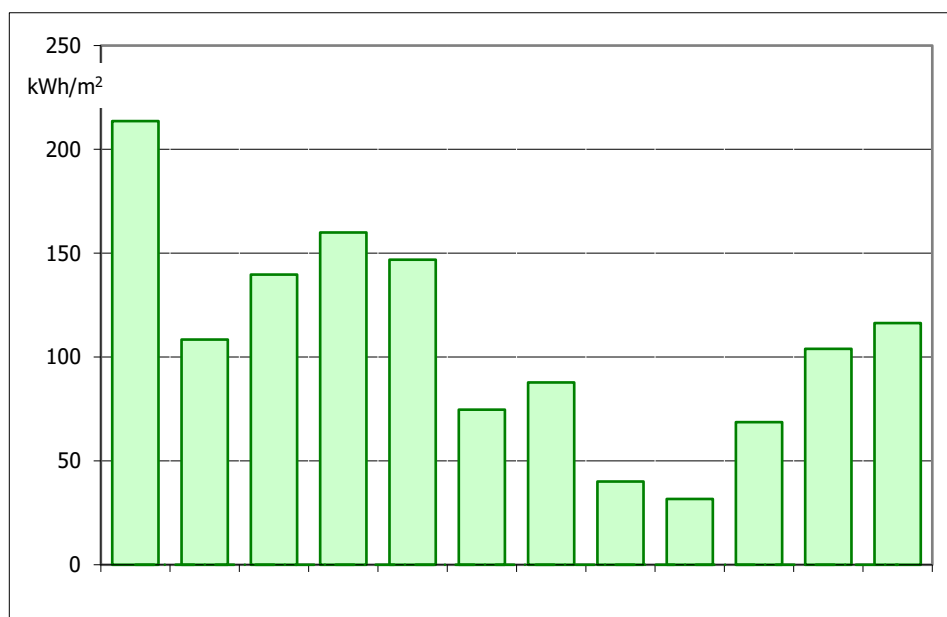


Grafico 6 : ENERGIA SPECIFICA MEDIA MENSILE DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m2



Grafici 5 e 6

ALLEGATO 3

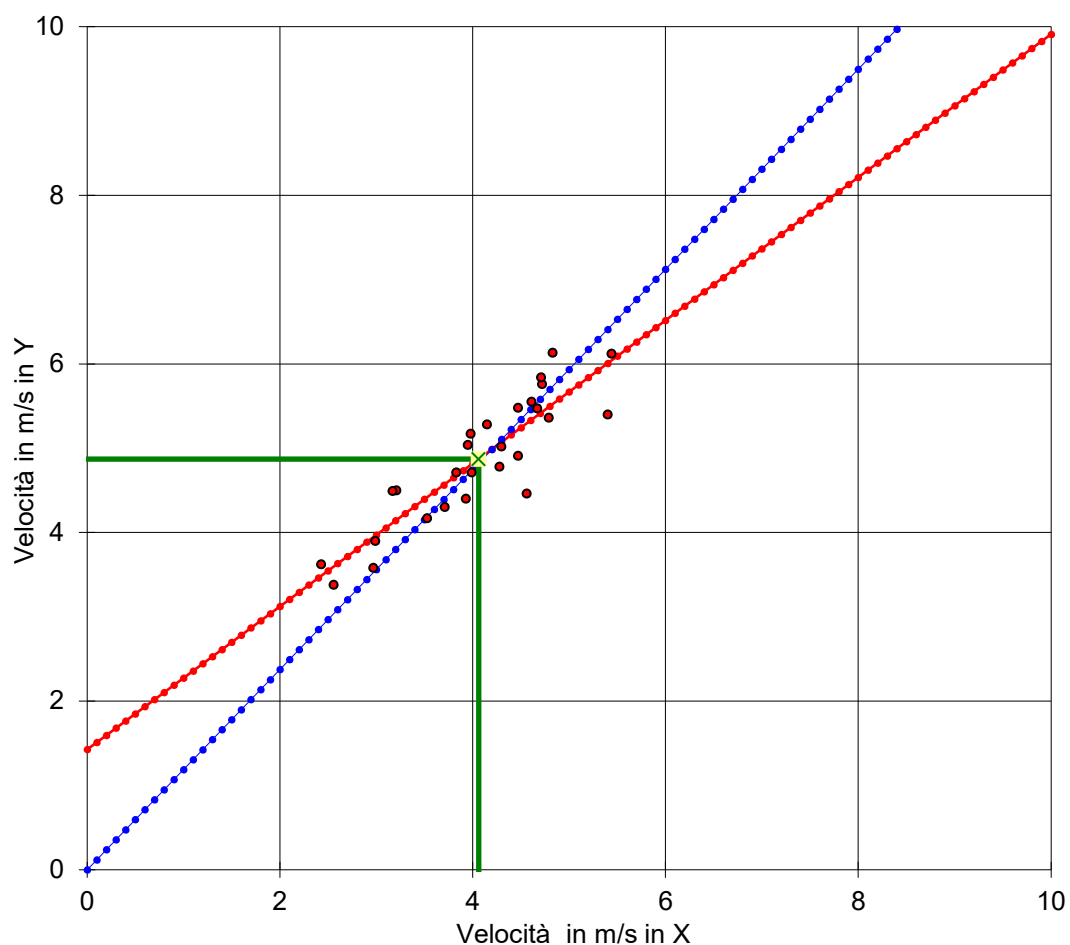
CORRELAZIONE TRA LE VELOCITA' MEDIE MENSILI RILEVATE A:

Variabile X: TA di ERA5 N39.7658 - E8.7891 (codice: ST01) a 100 m dal suolo
Variabile Y: TA di RIFERIMENTO 1 (codice: RIF1) a 15 m dal suolo

Coefficiente di correlazione = 0.889 (Regressione lineare con 27 punti)

(Y = A * X + B) : A = 0.849 ; B = 1.426 (Y = C * X) : C = 1.187

V media(X) = 4.061 ; V media(Y) = 4.871 (Ym = R * Xm) : R = 1.200



Valore Storico in (X) = 4.088 m/s Valore Misurato in (Y) = 4.865 m/s

Valore Storico in Y (Y=A * X + B) = 4.894 m/s ks = 1.006

Valore Storico in Y (Y=C * X) = 4.853 m/s ks = 0.998

Valore Storico in Y (Ym = R * Xm) = 4.904 m/s ks = 1.008

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

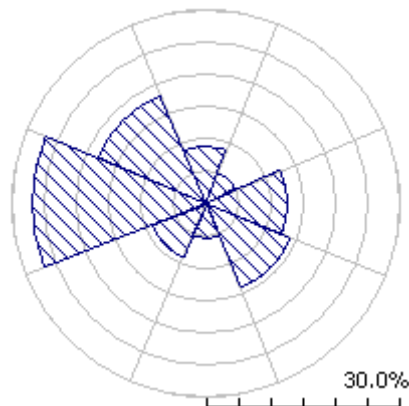
Figura 1

ALLEGATO 4

STAZIONE: RIFERIMENTO 1

Observed Wind Climate

(nel punto dell'aerogeneratore **WTG3** all'altezza di **115 m** dal suolo)



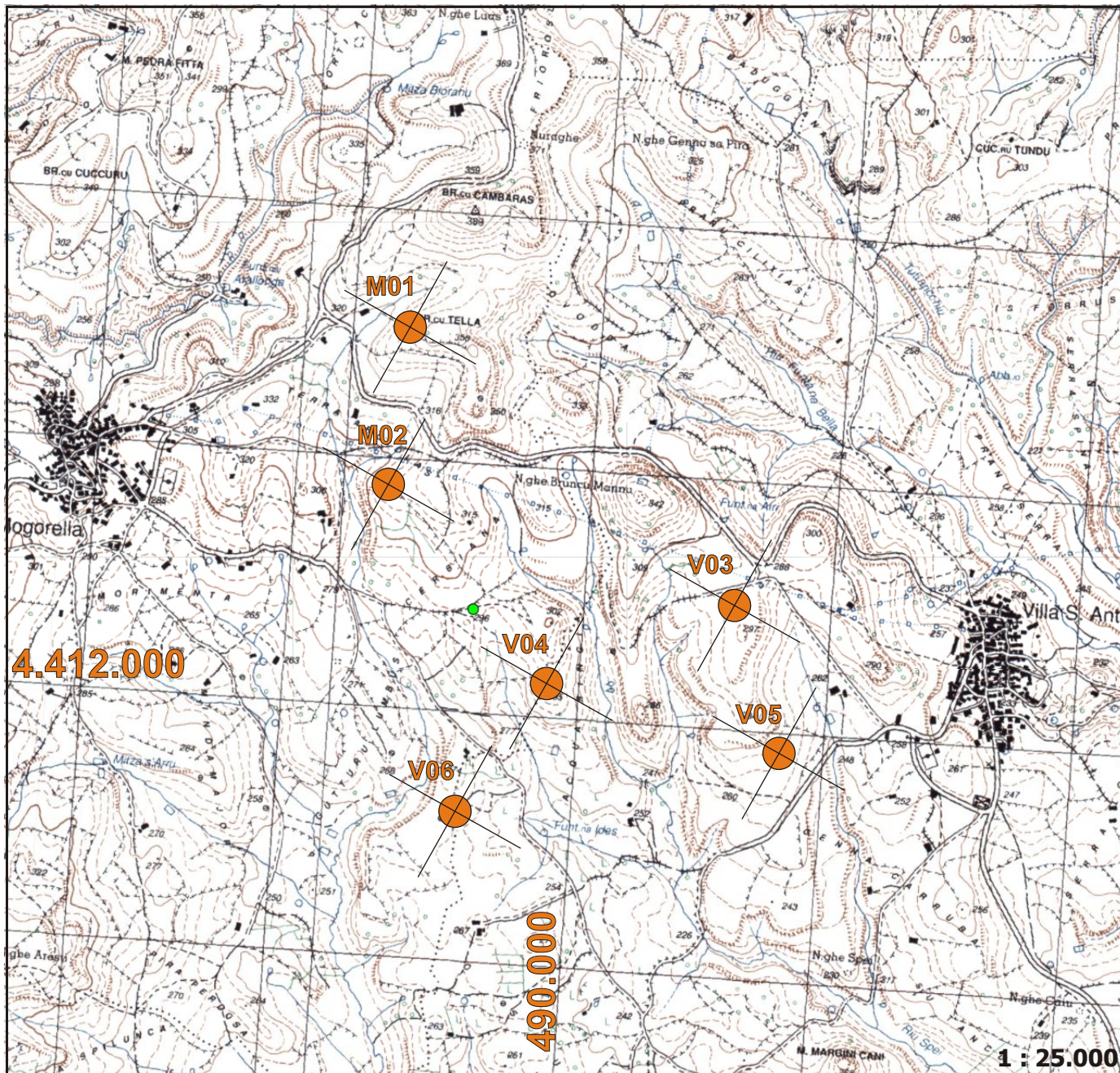
	0	45	90	135	180	225	270	315
A	7.0	7.1	8.1	8.1	5.9	5.2	6.5	6.0
k	2.13	2.04	2.47	2.40	1.95	2.26	2.29	1.97
U	6.20	6.30	7.19	7.18	5.24	4.62	5.77	5.33
P	263	288	362	370	173	103	198	179
f	9.0	5.2	12.4	14.3	5.3	9.0	26.7	18.2

U	0	45	90	135	180	225	270	315	All
1.0	16	19	6	7	31	24	14	29	17
2.0	51	55	25	28	83	85	51	80	55
3.0	85	86	51	54	120	142	91	117	91
4.0	110	108	78	80	139	174	124	137	118
5.0	125	120	101	102	141	175	142	140	131
6.0	127	121	117	116	129	149	143	130	131
7.0	119	113	123	120	108	110	129	110	119
8.0	103	99	119	116	84	70	106	86	100
9.0	84	81	106	103	61	39	79	63	79
10.0	63	63	87	85	42	19	53	43	58
11.0	45	47	67	66	27	8	33	28	40
12.0	30	33	48	48	16	3	19	17	26
13.0	19	22	31	32	9	1	10	10	16
14.0	11	14	19	20	5	0	4	5	9
15.0	6	8	11	12	2	0	2	3	5
16.0	3	5	6	6	1	0	1	1	3
17.0	2	3	3	3	1	0	0	1	1
18.0	1	1	1	2	0	0	0	0	1
19.0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
20.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21.0	0	0	0	0	0	0	0	0	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 5

Impianto eolico denominato Mogorella-Sant'Antonio - Comuni di Mogorella e Villa Sant'Antonio (OR) – Regione Sardegna





4.412.000

490.000

1 : 25.000

LEGENDA

-  Aerogeneratori
-  Sito Eolico

 **Tecnogaia** s.r.l.



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

ALLEGATO 7

IMPIANTO EOLICO "MOGORELLA-SANT'ANTONIO" NEI COMUNI DI MOGORELLA E VILLA SANT'ANTONIO (OR) – REGIONE SARDEGNA

Stazione di riferimento	RIF1
Modello aerogeneratore	Siemens Gamesa SG 6.6-170 (AM-3)
Potenza nominale	6.3 MW
Diametro Rotore	170 m
Altezza di mozzo	115 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)
M01	489.291	4.413.515	350	115,0	6,34	19.119	2,66	18.611	2954
M02	489.310	4.412.838	313	115,0	6,08	17.609	5,99	16.554	2628
V03	490.638	4.412.457	291	115,0	5,99	17.074	6,36	15.989	2538
V04	489.869	4.412.086	285	115,0	5,90	16.538	7,28	15.334	2434
V05	490.757	4.411.883	267	115,0	5,86	16.314	10,29	14.635	2323
V06	489.628	4.411.583	257	115,0	5,75	15.657	4,57	14.942	2372

MEDIE	294		5,99	17.052	6,19	16.011	2541
TOTALI				102.311		96.065	

Note:

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