

Regione
Puglia



Provincia di
Bari



Committente:

ALTA WIND S.R.L
Piazza Europa, 14
87100 Cosenza (CS) - Italy
Tel. centralino + 39 0984 408606

Documento:

PROGETTO DEFINITIVO

Titolo del Progetto:

PARCO EOLICO "ALTAMURA"

Elaborato:

Studio Anemologico

CODICE PRATICA

TAI4HV3

PROGETTO	DISCIPLINA	AMBITO	TIPO ELABORATO	PROGRESSIVO	SCALA
E_ALT	P	AN	RE	01	/

NOME FILE:

E-ALT-P-AN-RE-01_Studio_Anemologico

Progettazione:




Rev:	Data Revisione	Descrizione Revisione	Redatto	Controllato	Approvato
00	GIUGNO 2024	PRIMA EMISSIONE	TECNOGAIA	GEMSA PRO	ALTA WIND

Impianto eolico nel Comune di Altamura (BA)

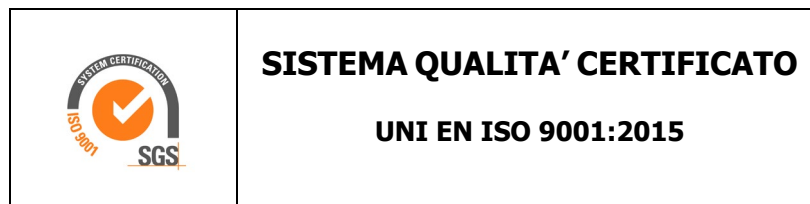
Regione Puglia

Studio Anemologico e Valutazione preliminare della Produzione Eolica

CLIENTE	REVISIONE				REDAZIONE
	N°	MESE	ANNO	LUOGO	C. Gaioni
	00	Maggio	2024	GARDONE VAL TROMPIA	<i>Carlo Gaioni</i>
					APPROVAZIONE C. Mazzarella <i>C. Mazzarella</i>
ORDINE RIF.	Accettazione ns. Offerta 129_BS_2024 del 15/05/2024				

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

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



SOMMARIO

1	PREMESSA	4
2	IL SITO	4
2.1	Localizzazione dell'impianto	6
3	I DATI ANEMOMETRICI	7
4	DATI IMPIANTO	7
4.1	Aerogeneratore	8
5	ELABORAZIONE DATI DI VENTO	10
5.1	Stazione anemometrica RIF1	10
5.2	Valutazione della velocità di lungo periodo (storicizzazione)	11
6	MODELLO DI CALCOLO	13
7	AREA DI APPLICAZIONE DEL MODELLO	13
8	VERIFICHE SUL MODELLO	13
8.1	Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull	14
8.2	Verifica del gradiente al suolo della velocità del vento	15
8.3	Analisi di micrositing	16
8.4	Anemometro virtuale	17
9	RISULTATI DI WASP E PRODUCIBILITÀ LORDA DELL'IMPIANTO	19
10	PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO AL NETTO DELLE PERDITE	20
11	CONCLUSIONI	22

ALLEGATI:

Nr.	Titolo	DESCRIZIONE
1	Scheda Stazione	Scheda di installazione della stazione anemometrica la cui serie di dati è stata utilizzata per le stime e valutazioni dell'impianto in progetto, nonché il certificato di calibrazione "tipo" del modello di sensore combinato (velocità + direzione) installato
2	Tabelle e Grafici	Analisi dati anemometrici con evidenza delle elaborazioni della serie utilizzata per le stime di produzione
3	Tavole	Tavole con ubicazione dell'impianto, costituito da un insieme di dieci turbine
4	Brochure	Scheda tecnica del modello di aerogeneratore utilizzato nelle simulazioni

1 PREMESSA

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

Oggetto del presente studio, realizzato da Tecnogaia per conto di **GemsaPro 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 nel Comune di Altamura, appartenente alla provincia di Bari, nella Regione Puglia. Detta valutazione è stata svolta sulla base dei dati anemometrici di una stazione di misura denominata Riferimento 1 (cod. RIF1), scelta fra alcune serie disponibili e suffragata da confronti e correlazioni con dati di altre serie riferite all'area di interesse, a conferma che tale serie di dati è compatibile con quella della zona di appartenenza, appartenente allo stesso regime di venti e rappresentativa del sito in oggetto.

In sintesi, l'attività svolta può essere suddivisa nelle seguenti fasi:

- Analisi, validazione ed elaborazione dei dati anemometrici disponibili
- Verifica del posizionamento storico della serie di dati disponibili (storicizzazione)
- Predisposizione della mappa territoriale in ingresso al modello con curve di livello e rugosità
- Simulazione del campo di vento mediante modello WASP
- Valutazione della produzione attesa dall'impianto mediante modello fluidodinamico, al lordo e al netto delle tipiche perdite d'esercizio stimate ($P_{50\%}$)

Tutta l'attività è stata svolta con approccio e strumenti professionali, secondo quanto previsto dalla metodologia definita all'interno del sistema di certificazione ISO 9001:2015 con cui è accreditata la nostra società. L'applicazione del modello di calcolo WASP è stata effettuata da personale esperto nell'impiego del software fluidodinamico del Risoe National Laboratory di Danimarca, produttore del modello stesso.

2 IL SITO

Il sito in oggetto si trova nel territorio comunale di Altamura, appartenente alla provincia di Bari, nella parte centro-occidentale della Regione Puglia.

L'area geografica che lo ospita, nel suo contesto più ampio, è caratterizzata da un'orografia poco complessa, per lo più costituita da zone pianeggianti, e da una rugosità medio/bassa. Nel particolare, il sito destinato ad ospitare l'impianto ha variazioni di quota comprese in meno di 50 m e altitudine media

intorno ai 370 m. La ventosità, sia dal punto di vista della maggiore frequenza, sia da quello relativo all'energia, proviene dai settori settentrionali ed occidentali.

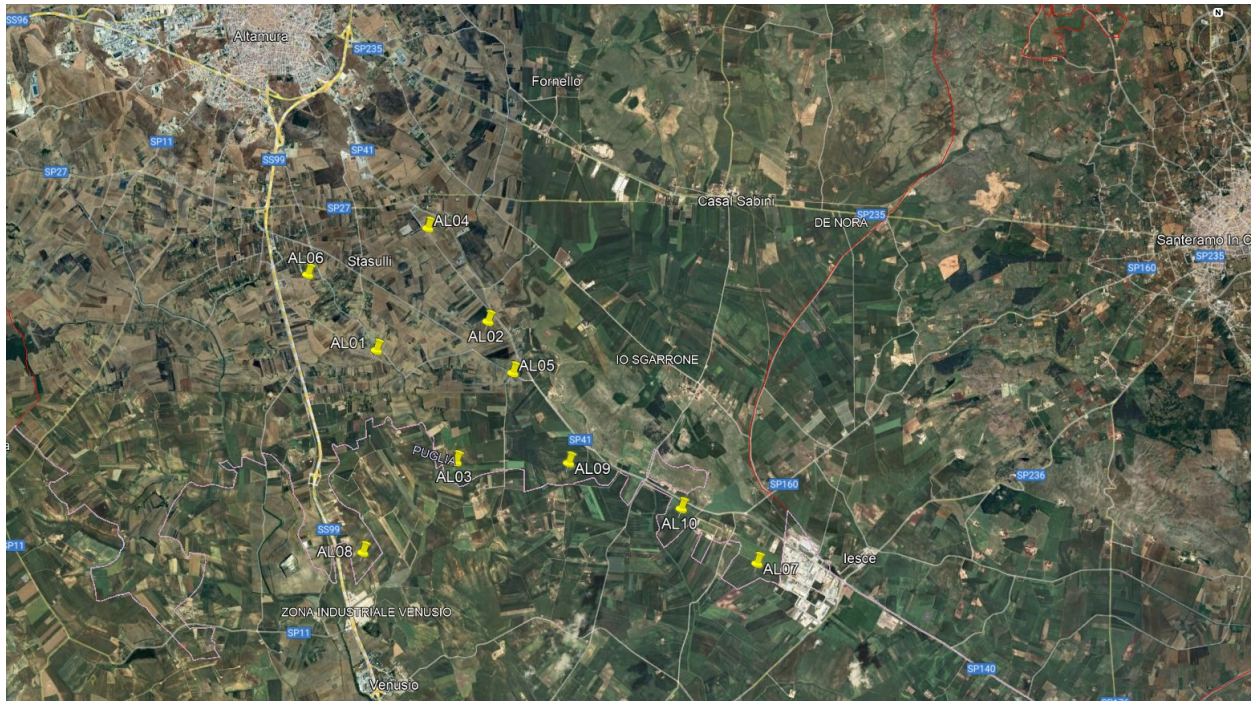
Per quanto riguarda le caratteristiche orografiche del territorio, le principali informazioni sono:

- Altitudine media: **380 m slm**
- Orografia del sito: **poco complessa**
- Orografia circostante il sito: **poco complessa**
- Utilizzo principale del terreno: **coltivazioni**

Per il sito in oggetto sono state ipotizzate dieci postazioni per altrettanti aerogeneratori in punti aventi una buona esposizione; per gli stessi non si riscontrano infatti ostacoli al flusso del vento.

Nell'**Allegato Tavole** viene riportata l'ubicazione di detto sito su stralcio di cartografia stradale in scala 1:200.000 e su stralcio di cartografia IGMI 1:25.000.

Di seguito viene riportata l'immagine satellitare dell'ubicazione di detto sito.



2.1 Localizzazione dell'impianto

Nella tabella sottostante, di dette localizzazioni degli aerogeneratori, coincidenti con le indicazioni di progetto fornite dal Committente, vengono riportate le coordinate, rispettivamente, nei sistemi metrici UTM WGS84 e UTM ED50.

AG	COORDINATE UTM-WGS84 F33		COORDINATE UTM-ED50 F33	
	Longitudine X	Latitudine Y	Longitudine X	Latitudine Y
AL01	633,009	4,514,730	633,082	4,514,918
AL02	634,986	4,515,277	635,059	4,515,465
AL03	634,466	4,512,781	634,539	4,512,969
AL04	633,883	4,516,911	633,956	4,517,099
AL05	635,446	4,514,374	635,519	4,514,562
AL06	631,771	4,516,046	631,844	4,516,234
AL07	639,849	4,511,085	639,922	4,511,273
AL08	632,839	4,511,142	632,912	4,511,330
AL09	636,469	4,512,798	636,542	4,512,986
AL10	638,486	4,512,027	638,559	4,512,215

Nella tabella sottostante sono riportate le inter-distanze tra gli aerogeneratori d'impianto in metri (in alto a destra) e in diametri di un rotore da 162 m (in basso a sinistra). Come si può notare dalla tabella, tutte le posizioni sono distanziate di almeno tre diametri di rotore.

Inter-D	AL01	AL02	AL03	AL04	AL05	AL06	AL07	AL08	AL09	AL10
AL01		2,051	2,434	2,350	2,463	1,807	7,751	3,592	3,962	6,108
AL02	12.7		2,551	1,971	1,014	3,306	6,421	4,659	2,889	4,777
AL03	15.0	15.7		4,172	1,871	4,234	5,644	2,309	2,002	4,090
AL04	14.5	12.2	25.8		2,980	2,283	8,339	5,863	4,858	6,712
AL05	15.2	6.3	11.6	18.4		4,038	5,496	4,153	1,879	3,841
AL06	11.2	20.4	26.1	14.1	24.9		9,480	5,018	5,711	7,826
AL07	47.8	39.6	34.8	51.5	33.9	58.5		7,011	3,790	1,657
AL08	22.2	28.8	14.3	36.2	25.6	31.0	43.3		3,990	5,717
AL09	24.5	17.8	12.4	30.0	11.6	35.3	23.4	24.6		2,160
AL10	37.7	29.5	25.2	41.4	23.7	48.3	10.2	35.3	13.3	

3 I DATI ANEMOMETRICI

Per le valutazioni di producibilità nel seguito descritte sono state preventivamente verificate diverse serie di dati anemometrici di altrettante stazioni ricadenti nell'area, utilizzando poi i dati di una stazione anemometrica denominata Riferimento 1, ricadente nel Comune di confinante di Gravina in Puglia, a Sud/Ovest dell'impianto.

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

Codice	Denominazione	Coordinate WGS84		Quota (s.l.m.)	Altezza	Periodo di misura disponibile	
		Latitudine	Longitudine	(m)	(m)	Inizio	Fine
RIF1	Riferimento 1	40° 43'	16° 24'	336	15	10/1995	07/1997

La disponibilità dei dati validi, per il periodo di circa 12 mesi preso a campione, risulta essere:

Codice	Denominazione	Durata misura	Periodo di misura selezionato		Disponibilità
		(mesi)	Inizio	Fine	%
RIF1_1Y	Riferimento 1	13.1	05/06/1996	08/07/1997	91.0

Non risultando tale serie di durata sufficiente per le stime, neppure nella sua totalità, si è provveduto a stabilizzare il dato con il processo di storicizzazione, dettagliato nel capitolo successivo. I risultati sintetici dell'elaborazione statistica dei dati della stazione considerata, a seguito anche della sua storicizzazione, sono dettagliato nel capitolo 6.2.

La stazione anemometrica Riferimento 1 si trovava a circa 14,5 km in direzione OSO dal punto turbina AL08 ed ad una quota simile a quest'ultimo.

Nonostante la non contenuta distanza dall'impianto in progetto, che si sviluppa per circa 10 chilometri sulla direttrice Nord/Ovest – Sud/Est, il posizionamento della stazione è favorevole per le stime successive con modello grazie ad una morfologia poco complessa del territorio intercorrente.

4 DATI IMPIANTO

Le informazioni relative al progetto in oggetto considerate ai fini della valutazione sono le seguenti:

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

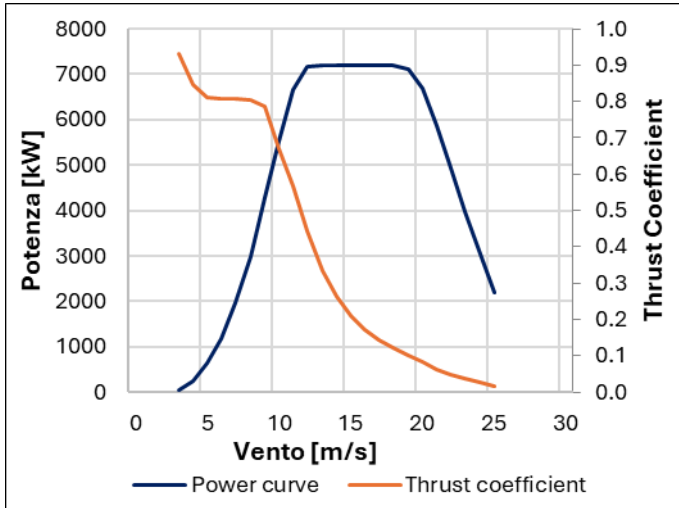
4.1 Aerogeneratore

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

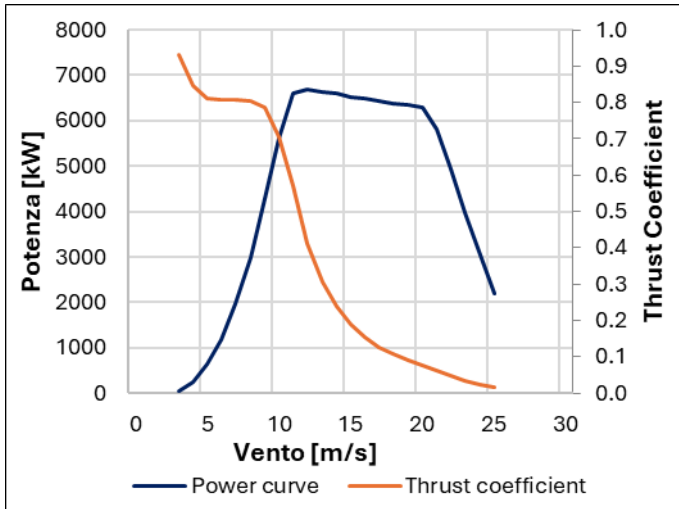
COSTRUTTORE	MODELLO	Potenza nominale	Diametro Rotore	H Mozzo
Vestas	V162 Mode PO	7.2 MW	162 m	125 m
Vestas	V162 Mode SO1	6.73 MW	162 m	125 m

Nel seguito vengono rappresentate nel loro sviluppo le curve di potenza, calcolate alla densità dell'aria corrispondente alla quota del mare di 0 m (pari a 1.225 kg/m³), unitamente alle curve di spinta (Thrust Coefficient) utili alla stima delle interferenze tra gli aerogeneratori.

Turbina		Vestas V162 7.2 MW		Diametro		162.0	
Altezza di mozzo		119.0 m		Classe IEC		S	
Vento (m/s)	Potenza (kW)	Thrust Coefficient					
0	-	-					
1	-	-					
2	-	-					
3	42	0.930					
4	254	0.846					
5	633	0.812					
6	1189	0.806					
7	1969	0.808					
8	2994	0.804					
9	4277	0.787					
10	5519	0.671					
11	6647	0.566					
12	7158	0.444					
13	7198	0.336					
14	7200	0.262					
15	7200	0.210					
16	7200	0.172					
17	7200	0.143					
18	7200	0.122					
19	7113	0.102					
20	6682	0.083					
21	5865	0.064					
22	4928	0.048					
23	3984	0.036					
24	3049	0.026					
25	2202	0.018					



Turbina		Vestas V162 7.2 MW Mode S01		Diametro	162.0
Altezza di mozzo		119.0 m		Classe IEC	S
Vento (m/s)	Potenza (kW)	Thrust Coefficient			
0	-	-			
1	-	-			
2	-	-			
3	42	0.930			
4	254	0.845			
5	633	0.812			
6	1189	0.806			
7	1970	0.808			
8	2994	0.805			
9	4273	0.787			
10	5614	0.704			
11	6612	0.571			
12	6702	0.411			
13	6643	0.306			
14	6590	0.238			
15	6531	0.189			
16	6478	0.154			
17	6427	0.127			
18	6384	0.107			
19	6352	0.091			
20	6288	0.078			
21	5809	0.063			
22	4928	0.048			
23	3983	0.035			
24	3049	0.025			
25	2202	0.018			



— Power curve — Thrust coefficient

5 ELABORAZIONE DATI DI VENTO

5.1 Stazione anemometrica RIF1

I risultati conseguiti dalla lettura, validazione ed elaborazione dei dati del sensore di velocità installato all'altezza di 15 m sulla stazione anemometrica RIF1, per il periodo di riferimento preso in esame, sono sintetizzati nella tabella sottostante.

Stazione anemometrica	H torre	Periodo rilevazione	Disponibilità dati validati	Velocità media	Energia	Parametri distribuzione di Weibull	
codice	m	mesi	%	m/s	W/m ²	Vc (m/s)	K
RIF1	15	13.1	90.7	5.51	251	6.28	1.72

La serie di dati, come evidenziato nella tabella precedente, ha una disponibilità di poco superiore al 90% per il periodo di 12 mesi, in ottemperanza ai requisiti regionali. Nel seguito detta disponibilità viene rappresentata per ciascun mese della campagna anemometrica.

Sensore 15 m (sls)	
N° Dati	57,305
N° Dati validi di VELOCITÀ	51,999 90.74%
N° Dati validi di DIREZIONE	51,999 90.74%
VELOCITÀ media del VENTO (m/s)	5.51

LEGENDA: Disponibilità Mensile dati validi	70% < x < 100%	50% < x < 69%	0% < x < 49%
--	----------------	---------------	--------------

Sensore	1996											
	G	F	M	A	M	G	L	A	S	O	N	D
Velocità 15 m	-	-	-	-	-	100%	100%	100%	100%	100%	15%	63%
Direzione 15 m	-	-	-	-	-	4.6	4.8	4.3	4.9	4.5	4.1	3.8

Sensore	1997											
	G	F	M	A	M	G	L	A	S	O	N	D
Velocità 15 m	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	-	-	-	-	-
Direzione 15 m	4.0	5.7	8.4	7.2	6.6	6.5	7.3	-	-	-	-	-

I dati non possono essere considerati 'storici' e di conseguenza sono stati sottoposti a una verifica di lungo periodo allo scopo di confermare l'allineamento della ventosità rilevata a quella attesa in sito nel lungo periodo.

5.2 Valutazione della velocità di lungo periodo (storicizzazione)

Come detto, la valutazione della distribuzione della velocità del vento di lungo periodo in un sito candidato all'installazione di un impianto eolico, o più semplicemente della sua velocità media stimata su più anni, è 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.

Nel nostro caso, per la stazione considerata, si dispongono dati riferibili ad una campagna di misura di oltre 6 anni. Tale durata non può comunque essere ritenuta sufficiente per poter considerare la velocità media registrata come quella di lungo periodo, per cui, in questo caso, disponendo di una serie di dati storici relativa ad un punto del territorio avente un regime di vento simile, si preferisce verificare il posizionamento storico del valore di ventosità riscontrato e apportare, se necessario, le dovute correzioni.

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 storiche e 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 del territorio a cui fanno riferimento le serie di dati 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, come già detto, si è provveduto ad integrare i dati misurati con una serie trentennale di dati contemporanei ERA5, ovvero la quinta release di rianalisi sul clima globale resa disponibile dal centro europeo ECMWF, assumendo che detta serie ricostruisca con lo stesso criterio, nell'intero periodo considerato, il dato di ventosità (il cui 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
ERA5	Lat. 40.75° Long. 16.5°	422	100	Gennaio 1993	Dicembre 2023

Essa fa riferimento ad un punto geografico posto a circa 9 km rispetto a RIF1, in direzione NE.

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 "ERA5"
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 discreto, abbinato alla consistenza del numero di valori correlati, esprime la bontà/validità del procedimento e consente di accettare la correlazione svolta.

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

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

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

E per analogia che:

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

Nel caso specifico, utilizzando i parametri a e b che appartengono alla retta di regressione delle correlazioni sopra descritte, che minimizza lo scarto quadratico dei residui, si ottiene che la ventosità misurata da Riferimento 1 è superiore, rispetto a quella attesa sul lungo periodo, di circa 4.5 punti percentuali.

Pertanto, la velocità media annua stabile nel tempo di **"Riferimento 1" a 15 m dal suolo**, da utilizzare nelle successive elaborazioni, è pari a **5.30 m/s**.

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

Codice	Denominazione	Periodo	H misura	V med	Energia	Param. distribuzione	
		(mesi)	s.l.s.	(m/s)	(W/m ²)	Vc (m/s)	k
RIF1_S	Riferimento 1	13.1	15	5.30	224	6.0	1.63

La rosa dei venti e la distribuzione di Weibull, dedotte dal modello sulla base dei dati storicizzati della stazione Riferimento 1, sono riportate al Capitolo 9.4. Esse si riferiscono all'altezza di mozzo di 119.0 m e ad un punto rappresentativo, per ventosità, altitudine e posizione baricentrica, all'impianto in progetto.

6 MODELLO DI CALCOLO

Il campo di velocità del vento su un sito eolico che consente di stabilire il potenziale energetico disponibile sulla sua superficie può essere dedotto con diverse metodologie. Quella più evoluta e diffusa è realizzata per mezzo di un modello virtuale dell'ambiente dove, all'interno della modellazione statica del territorio, agiscono delle grandezze fisiche dinamiche (il vento) nel tempo osservate. Con l'ausilio di specifici modelli matematici di calcolo è possibile proiettare con buona approssimazione su intere aree geografiche la ventosità scaturita da rilevazioni effettuate anche in punti differenti.

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

A partire dalla posizione spaziale di origine, i dati forniti al modello vengono utilizzati per costruire su tutta l'area di interesse il vento indisturbato in quota, detto anche vento geostrofico o Atlas, che si ritiene costante per diversi km dal suo punto di origine e che consente di rilevare in punti arbitrari dello spazio tutti i parametri utili alla stima della ventosità. Il campo di velocità del vento fornito dal modello è tridimensionale e ciò consente di disporre in modo naturale anche del profilo della velocità media a varie altezze dal suolo.

7 AREA DI APPLICAZIONE DEL MODELLO

Per conferire sufficiente stabilità al calcolo è necessario disporre di un modello territoriale tridimensionale con superficie più vasta di quella propriamente destinata all'impianto.

In questo caso si è utilizzata una mappa di circa 2100 km², precisamente un rettangolo di 48x44 km, con curve di livello con passo di quota di 10 metri, derivate dal database Tinitaly 1.1 (modello digitale senza soluzione di continuità [DEM] dell'intero territorio italiano), verificate nei dintorni della stazione e del sito. Per l'intera area si è utilizzata la rugosità derivante dal database Corine Land 2018.

8 VERIFICHE SUL MODELLO

Dovendo agire all'interno di un modello virtuale e volendo disporre di risultati analizzabili criticamente, prima di intraprendere qualunque attività di calcolo occorre verificare che i dati offerti al modello abbiano prodotto un ambiente virtuale congruo con la realtà del sito, entro cui poi calare ogni simulazione. Se in questa fase di messa a punto del modello non si riscontreranno incongruenze tali da inficiare l'intero calcolo e/o da costringere a riconsiderare alcune scelte, si potrà procedere ad una

valutazione della qualità del processo, utile alla determinazione dell'incertezza inevitabilmente insita nella metodologia utilizzata.

Nello specifico sono state effettuate verifiche sull'approssimazione della distribuzione in ingresso al modello e sul gradiente al suolo, cioè sulla capacità del modello di valutare correttamente le variazioni di velocità del vento al variare dell'altezza dal suolo. Inoltre, grazie alla presenza di un'altra serie di dati appartenente ad una stazione localizzata nell'area considerata, si è proceduto anche a svolgere un'analisi di micrositing, al fine di testare il comportamento del modello di calcolo, i cui risultati sono stati soddisfacenti.

8.1 Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull

Il codice di calcolo WASP utilizza la distribuzione di Weibull per rappresentare i dati di vento e definisce il campo di vento indisturbato sull'area (Atlas) con i parametri derivati da tale distribuzione.

In una prima verifica vengono messi a confronto i parametri di velocità e di potenza della vena fluida sperimentali estrapolati (Measured) con la distribuzione di ventosità (Emergent) dedotta dal modello di calcolo.

Nella seconda i parametri sperimentali estrapolati vengono invece messi a confronto con quelli stimati dal modello, comprensivi delle informazioni territoriali, nel punto spaziale dell'anemometro (self prediction), partendo dal campo di vento (Atlas).

Relativamente alla prima verifica, quando le discrepanze risultano elevate denotano la mancata stabilizzazione secondo una lineare distribuzione di Weibull dei dati di vento registrati sul campo e i risultati prodotti da WASP saranno affetti da approssimazione.

Per la valutazione in oggetto la prima verifica è da considerarsi soddisfacente, in quanto vi è scostamento molto contenuto tra i parametri dell'energia specifica accompagnata da una sottostima tra le ventosità leggermente superiore, in valore assoluto, la quale risulta comunque pienamente all'interno dei parametri di incertezza del processo in atto.

Codice stazione	H	-	Unit	Measured	Emergent	Discrepancy (%)
RIF1_S	15 m	Mean wind speed	m/s	5.30	5.23	-1.32
		Mean power density	W/m ²	224	225	+0.45

Le risultanze della seconda verifica sono anch'esse da considerarsi positive. Infatti, si verificano scostamenti inferiori al punto percentuale per entrambi i parametri.

Codice stazione	H	-	Unit	Measured	Self Prediction	Discrepancy (%)
RIF1_S	15 m	Mean wind speed	m/s	5.30	5.25	-0.94
		Mean power density	W/m ²	224	226	+0.89

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

8.2 Verifica del gradiente al suolo della velocità del vento

Il gradiente al suolo della velocità del vento (alfa) è il parametro che consente di estrapolare la velocità del vento alle varie altezze dal suolo. La verifica consiste nel determinare l'entità dello scostamento che si riscontra confrontando due valori di velocità all'altezza del mozzo: il primo è quello frutto della stima del modello sulla verticale della stazione anemometrica ed il secondo è frutto dell'estrapolazione della ventosità in ingresso al modello con alfa sperimentale. Più in generale tali valori devono essere congrui con quello atteso nel punto di installazione della turbina in funzione della morfologia del territorio ad essa circostante. In pratica viene valutato l'errore che viene introdotto nella stima di velocità al mozzo usando l'alfa stimato da wasp confrontato con quello sperimentale e/o atteso.

Nel caso specifico, non disponendo di un valore di gradiente misurato per la stazione RIF1, il confronto può essere svolto unicamente tra il valore atteso nella zona di installazione della torre e quanto stimato da WASP nello stesso punto.

Per soddisfare le esigenze descritte, è stata effettuata una simulazione sulla verticale della stazione di Riferimento 1, utilizzando in ingresso al modello i dati della stessa, attraverso il confronto tra i valori di alfa stimati all'altezza di misura e quella del mozzo ipotizzato.

Nella tabella sono esposti i risultati di detta verifica:

Dati in ingresso al modello	Punto di simulazione	Vm (stimata da Wasp) 15 m sls	Vm (stimata da Wasp) 119 m sls
RIF1_S	RIF1	5.30 m/s	7.66 m/s
		Alfa 15-119 m: 0.18	

Dalla lettura dei risultati appare probabile una sovrastima del gradiente al suolo nel punto di installazione della stazione anemometrica da parte del modello di calcolo rispetto a quanto ci si dovrebbe attendere sulla base della morfologia. Ci si può verosimilmente attendere invece un valore di alfa di media entità (0.1-0.15).

Per tale motivo, si preferisce non utilizzare le indicazioni emerse con il modello di calcolo e dunque adottare un approccio cautelativo ed estrapolare il valore misurato all'altezza prevista di mozzo

con un gradiente di entità inferiore a quanto atteso, del valore di circa 0.08. Questo è il risultato della scelta intrapresa:

Codice	Denominazione	Periodo	H estrapolazione	V med	Energia	Param. distribuzione	
		(mesi)	s.l.s.	(m/s)	(W/m ²)	Vc (m/s)	k
RIF1_HH119	Riferimento 1	13.1	119	6.26	369	7.1	1.66

8.3 Analisi di micrositing

Quando per verificare la ventosità di un sito si hanno a disposizione serie di dati registrate da più stazioni anemometriche è possibile verificare il comportamento del modello confrontando le stime da esso ottenute utilizzando alternativamente in ingresso i dati di una di esse e il valore misurato dalle altre.

Nelle simulazioni di micrositing, solitamente gli errori sono contenuti quando il modello stima la velocità del vento sulla stazione stessa che l'ha generato, mentre potrebbero essere elevati quando la stessa valuta la ventosità dell'altra stazione in esame, soprattutto in proporzione alla distanza e, ovviamente, all'orografia del territorio intercorrente. Nel caso specifico, gli errori commessi nelle verifiche poste in atto, soprattutto a seguito del processo descritto al capitolo precedente, sono sempre stati all'interno di parametri accettabili, soprattutto in virtù delle variabili indicate (distanza e orografia intercorrente). Anche quest'ultima verifica si può ritenere soddisfacente, in seguito anche agli accorgimenti evidenziati al capitolo precedente.

8.4 Anemometro virtuale

Sulla base dei risultati ottenuti ai paragrafi precedenti con la stazione RIF1, è stata ricostruita una distribuzione del vento in sito di lungo periodo all'altezza dal suolo di 119 m in corrispondenza della posizione dell'aerogeneratore d'impianto "AL09" che, come ventosità, ben rappresenta l'intero parco eolico.

La figura sottostante riproduce, per l'anemometro virtuale creato in sito, la rosa dei venti in ingresso al modello di calcolo, mentre, di seguito sono riportate le tabelle anemologiche che contengono in dettaglio tutti i parametri in input al modello di calcolo WASP.

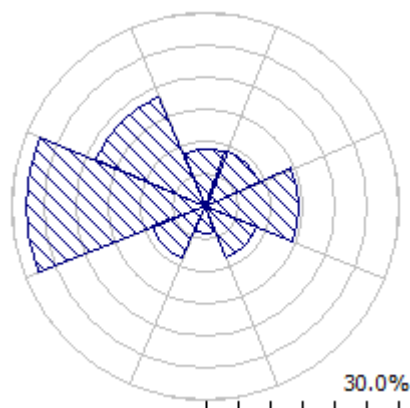
Nella prima parte della tabella sono riportati, per ciascuno degli 8 settori di direzione in cui è stato suddiviso l'angolo giro di 360° i seguenti parametri:

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

Nella seconda parte della tabella sono riportate le distribuzioni delle velocità del vento per settori di direzione, fornite in input al modello. In particolare, le distribuzioni riportano, per ciascuna classe di velocità del vento di 1 m/s (U) e per ciascuno degli 8 settori di direzione, le frequenze espresse in 'per mille' delle velocità del vento comprese nella classe di velocità e nel settore di direzione. La colonna Total riporta la distribuzione delle velocità indipendenti dalle direzioni del vento.

'ANEMOMETRO VIRTUALE'- Observed Wind Climate

Stazione: RIFERIMENTO 1 – Site description: **AL09** – Anemometer height: 119 m a.g.l.



	0	45	90	135	180	225	270	315
A	9.6	8.1	4.7	5.8	4.8	4.3	6.9	8.5
K	1.70	1.72	1.34	1.75	1.58	1.08	1.68	2.36
U	8.58	7.23	4.34	5.17	4.33	4.18	6.17	7.53
P	883	522	164	187	125	222	334	431
f	9.0	9.1	14.4	8.4	4.1	8.7	27.7	18.6

U	0	45	90	135	180	225	270	315	All
1.0	21	27	120	45	82	187	38	6	57
2.0	46	59	155	99	142	167	79	26	87
3.0	62	79	149	127	157	138	101	49	101
4.0	73	91	131	136	148	111	111	73	105
5.0	79	96	109	131	128	88	112	93	104
6.0	81	96	87	116	102	70	105	107	98
7.0	80	91	68	97	78	55	95	113	89
8.0	77	84	51	76	56	43	82	111	78
9.0	72	74	38	57	39	33	68	102	66
10.0	66	64	28	41	26	25	55	88	54
11.0	59	54	20	28	17	20	43	72	43
12.0	52	44	14	18	11	15	33	55	33
13.0	44	35	10	12	6	12	24	39	25
14.0	38	28	7	7	4	9	18	26	18
15.0	32	21	5	4	2	7	12	17	13
16.0	26	16	3	2	1	5	9	10	9
17.0	21	12	2	1	1	4	6	6	6
18.0	17	9	1	1	0	3	4	3	4
19.0	13	6	1	0	0	2	3	1	3
20.0	10	4	1	0	0	2	2	1	2
21.0	8	3	0	0	0	1	1	0	2
22.0	6	2	0	0	0	1	1	0	1
23.0	5	1	0	0	0	1	0	0	1
24.0	3	1	0	0	0	1	0	0	1
25.0	3	1	0	0	0	0	0	0	0
26.0	2	0	0	0	0	0	0	0	0
27.0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
28.0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
29.0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
30.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

9 RISULTATI DI WASP E PRODUCIBILITÀ LORDA DELL'IMPIANTO

I risultati ottenuti con l'applicazione del modello di calcolo WASP sono soggetti ad elaborazioni grafiche e numeriche per renderli più espliciti e per consentire le correzioni di tutte le approssimazioni introdotte dal modello di calcolo. La producibilità lorda dell'impianto è stata valutata in rapporto al modello di aerogeneratore indicato dal Committente e raffigurato al Capitolo 4.

I risultati ottenuti con il modello di calcolo sono riportati nella tabella sottostante

COSTRUTTORE	MODELLO	Potenza nominale	Diametro Rotore	H Mozzo
Vestas	V162 Mode PO	7.2 MW	162 m	119 m
Vestas	V162 Mode SO1	6.73 MW	162 m	119 m

Turbina	Coordinate UTM WGS84		Elev. (m s.l.m.)	HH	Vmed	Lorda	Perdita Scia (*)	Lorda (netto scia)	Ore
	Fuso 33								
ID	X [m]	Y [m]	[m]	[m]	[m/s]	[MWh]	[%]	[MWh]	[anno]
AL01	633,009	4,514,730	368	119	5.99	17,477	2.07	17,116	2377
AL02	634,986	4,515,278	373	119	6.04	17,649	3.27	17,071	2371
AL03	634,466	4,512,781	358	119	5.91	16,957	2.10	16,601	2306
AL04	633,883	4,516,912	384	119	6.06	17,744	1.22	17,528	2434
AL05	635,446	4,514,375	381	119	6.09	17,858	3.70	17,196	2388
AL06	631,771	4,516,046	397	119	6.16	17,840	1.01	17,660	2625
AL07	639,849	4,511,085	380	119	6.14	18,181	1.68	17,875	2483
AL08	632,839	4,511,143	361	119	6.15	18,172	0.90	18,008	2501
AL09	636,469	4,512,798	382	119	6.14	18,212	2.96	17,672	2454
AL10	638,486	4,512,027	360	119	5.96	17,319	2.40	16,904	2348
MEDIE			374	119	6.064	17,741	2.13	17,363	2429
TOTALI						177,409		173,631	

La tabella riporta, nell'ordine:

- L'identificativo con riferimento alla tavola grafica allegata
- Le coordinate chilometriche nel sistema di riferimento UTM WGS84
- La quota della fondazione del sostegno
- L'altezza di mozzo della simulazione
- La velocità media annua stimata, all'altezza di mozzo indicata
- La produzione lorda attesa, stimata dal modello
- La perdita percentuale di produzione attesa per effetto scia, stimata dal modello
- La produzione attesa, netta della perdita per scia calcolata
- Le ore annue equivalenti di funzionamento, espresse come rapporto tra la produzione netta attesa e la potenza nominale della macchina

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

10 PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO AL NETTO DELLE PERDITE

La tabella sottostante riporta in sintesi la producibilità lorda.

Producibilità lorda					
Impianto	H Mozzo [m]	N° AG	Potenza impianto [MW]	Producibilità lorda [MWh/anno]	Ore [Ore/anno]
Vestas V162	119.0	10	72	173,631	2429

A tale producibilità lorda 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 ed O&M, nonché una volta disponibile il progetto elettrico esecutivo dell'impianto.**

Perdite considerate	Vestas V162	
	MODE PO	MODE SO1
Densità aria (alla densità di 1.19 Kg/m ³)	-2.40%	-2.90%
Disponibilità aerogeneratori	-3.00%	
Disponibilità aerogeneratori – non contrattuale	-0.50%	
Disponibilità B.O.P.	-1.00%	
Disponibilità rete	-0.20%	
Perdite elettriche d’impianto	-1.50%	
Perdite ambientali	-0.50%	
Performance aerogeneratori	-1.50%	
Totale perdite	-10.2%	-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, la seguente producibilità netta:

Producibilità netta P_{50%}					
Impianto	N° AG	H mozzo (m)	Potenza impianto [MW]	Producibilità [MWh/anno]	Ore [Ore/anno]
Vestas V162	10	119.0	72.0	155,870	2180

11 CONCLUSIONI

Il presente rapporto contiene i risultati dell'analisi di produzione attesa dall'impianto eolico in sviluppo in un sito ricadente nel Comune di Altamura, facente parte della provincia di Bari (BA), Regione Puglia.

La valutazione della producibilità è stata ottenuta mediante applicazione di un modello fluidodinamico del vento utilizzando in ingresso una serie di dati anemometrici appartenente ad una stazione di rilevamento le cui misure ben caratterizzano un ampio territorio circostante. La serie di dati è stata ampiamente analizzata ai fini del presente studio. La sua bontà e validità è stata confermata grazie a idonee verifiche e a confronti con altre stazioni ricadenti nella più ampia area analizzata, inclusa una serie di lungo periodo, utilizzata unicamente per il processo di storicizzazione posto in atto, il cui esito è stato soddisfacente.

In generale, la messa a punto del modello di calcolo si rende necessaria per valutare, attraverso una serie di verifiche e di controlli successivi, la sua capacità ad interpretare i dati di ventosità ed in particolare gli effetti dell'orografia e della rugosità del terreno sulla corretta estrapolazione della velocità del vento al mozzo delle macchine. Le soddisfacenti verifiche sul modello hanno consentito di trovare le soluzioni per diminuire il grado di incertezza introdotto dal modello nel calcolo in ogni fase del processo.

In questo senso va interpretata la scelta di estrapolare il dato misurato all'altezza del mozzo ipotizzato con un gradiente ben inferiore a quello stimato dal modello di calcolo.

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

Nel complesso i processi applicati non hanno comportato difficoltà di esecuzione superiori alla norma, poiché il sito è interessato da una discreta ventosità e, grazie anche ad un territorio di appartenenza con un'orografia poco complessa, le verifiche effettuate hanno dato risultati positivi.

Nell'ottica della finalizzazione del progetto e dell'eventuale necessità d'intercettare i servizi proposti dal circuito del Credito (finanziamento), si consiglia una specifica qualificazione anemometrica ad

adeguate altezze dal suolo, anche con l'impiego della tecnologia di Remote Sensing Device, con misure anche di breve durata e un approfondimento di questo studio (asseverazione bancabile) che comprenda in particolare un'analisi specifica delle variabili, la quale, con le informazioni disponibili, definisca l'incertezza complessiva sulla valutazione della producibilità dell'impianto, al fine di determinarne il valore atteso con data probabilità (P_{75%}, P_{90%},) solitamente richiesto per il finanziamento.

ALLEGATO 1

QUALIFICAZIONE DEI DATI ANEMOLOGICI DI UN SITO

Scheda della stazione anemometrica

Sito: "Altamura"

Data

Codifica documento

Archivio

Compilato da

Sezione A) – Dati identificativi della stazione anemometrica

Nome 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				

Sezione C) – Coordinate Geografiche WGS84 F33 N 40° 43' E 16° 24'

Sezione D) – Immagine strumentazione tipo della stazione anemometrica



Sistema acquisizione Vit 2000

stazione anemometrica installata da: **Terenghi**

Data: **05/10/1995**

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

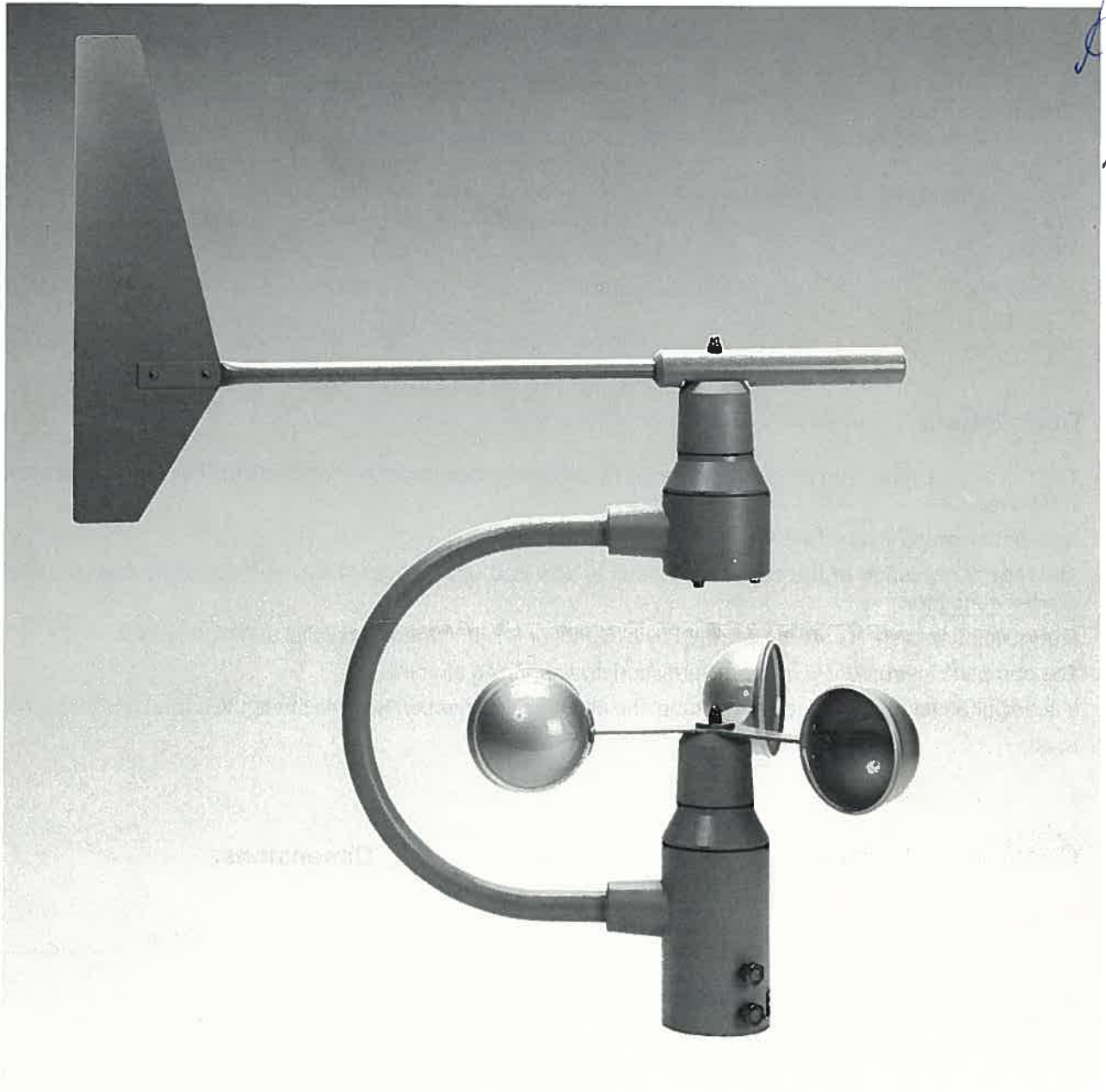
Telefax (05 51) 7 90 01-65

 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:

Velocity TELEFAX (02) 8376185

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.

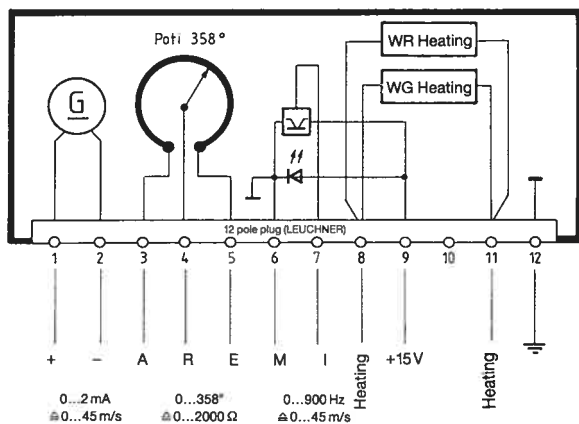
The rate of revolution of the cup anemometer is scanned opto-electronically and also detected by a direct current generator.

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

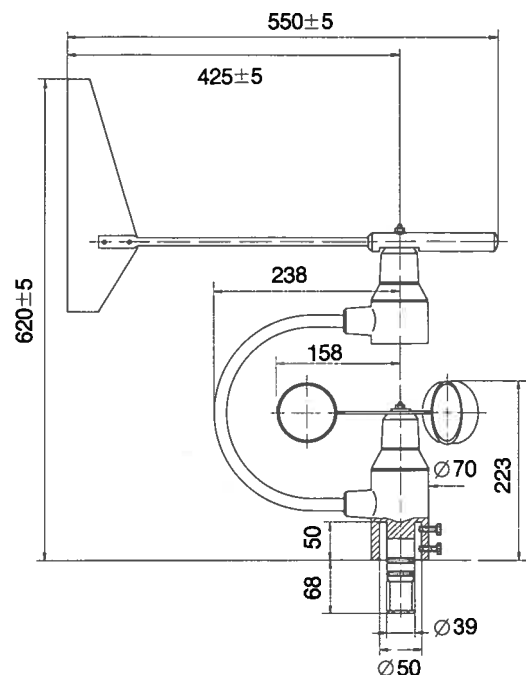
The complete instrument is made of varnished and anodized aluminium.

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:

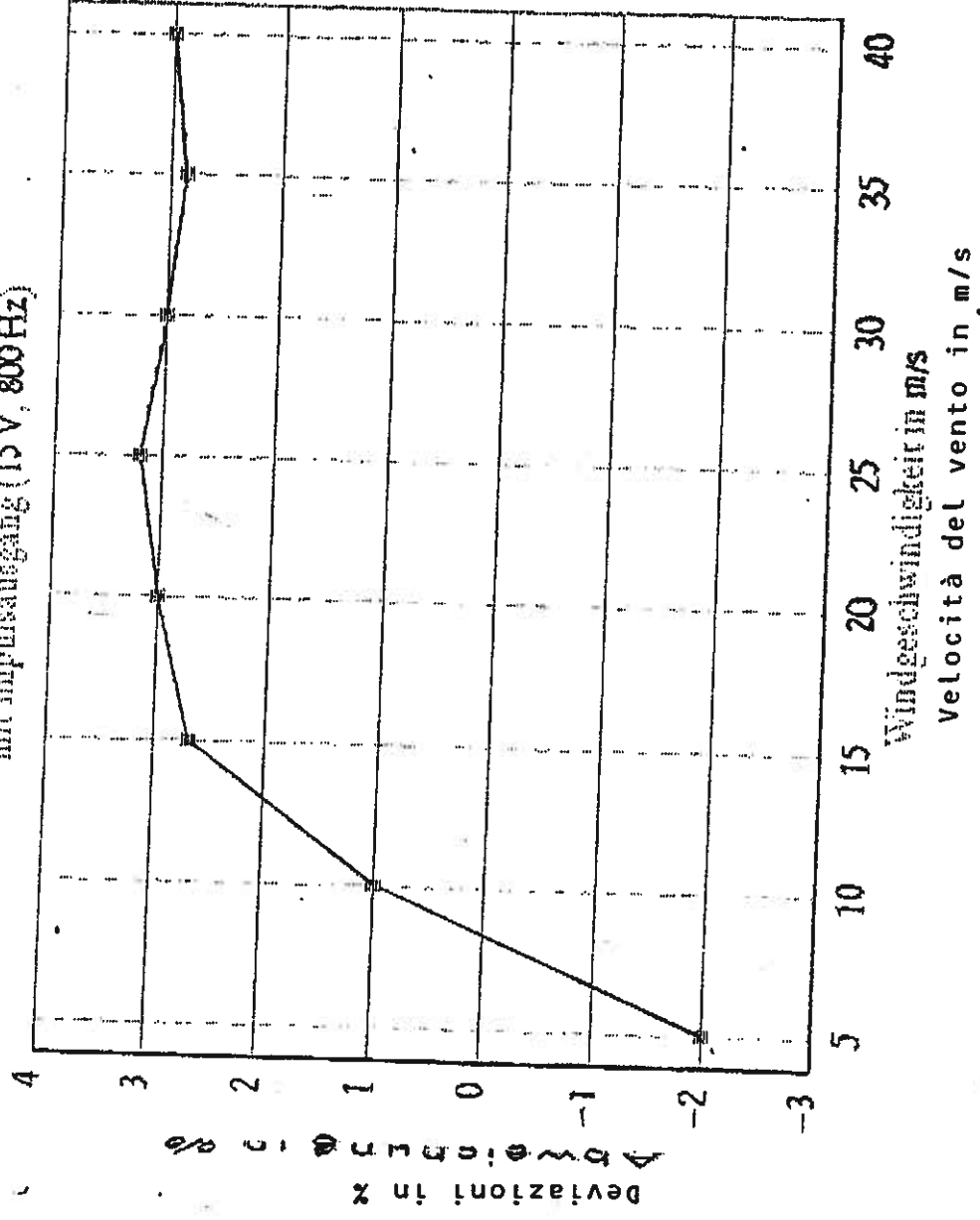


* Without heating: Order-no. 4.3323.10.251

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

Windgeschwindigkeitsgeber

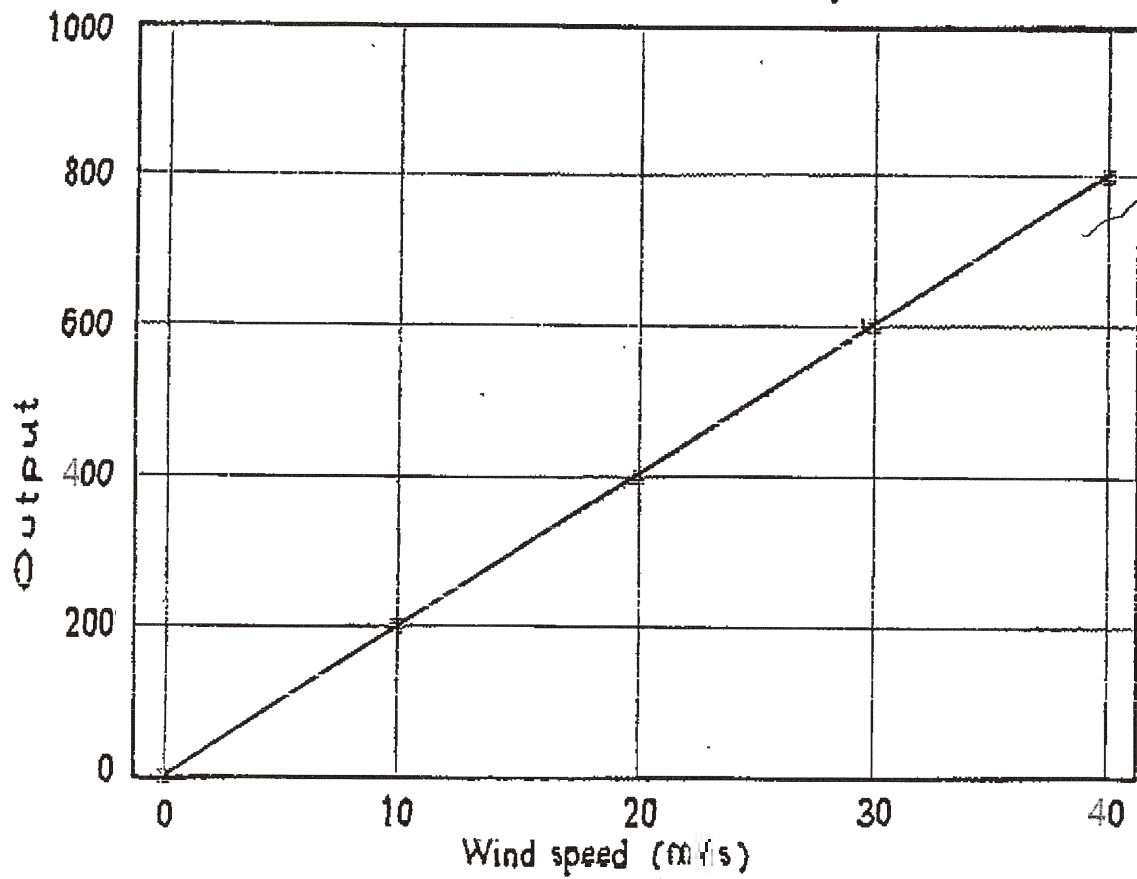
mit Impulsausgang (15V, 800 Hz)



Handwritten signature
Mlog

Comb. Wind Transmitter 4.3323.21.2

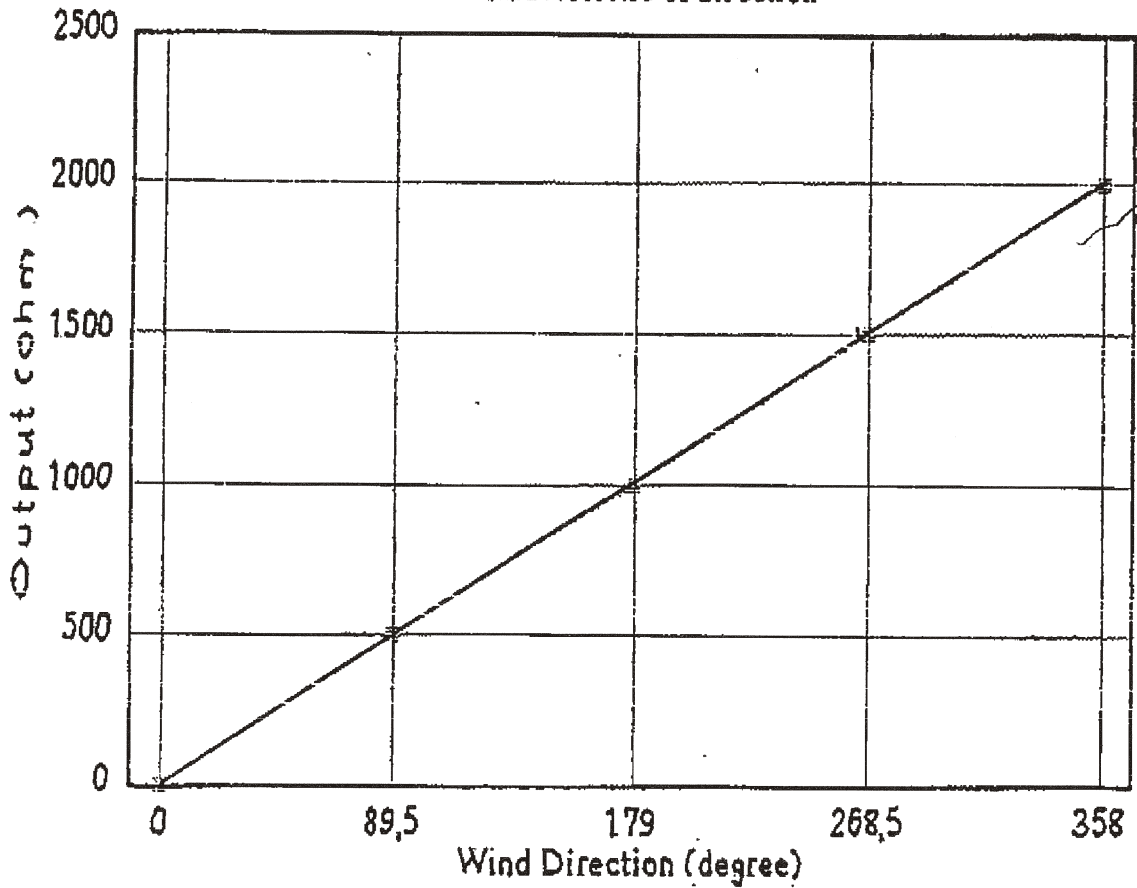
Characteristic of Wind speed



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 3536+3541
Hauptstraße 75
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.

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 : RIFERIMENTO1 - Regione: Puglia (Cod.RIF1)

Periodo di elaborazione: 05/06/1996 - 08/07/1997 (numero giorni: 399)

Percentuale dati disponibili = 90.74 % (51999 dati su 57305)

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	8733.6	99.70	0.5	8661.4	98.87
1.0	8484.6	96.86	1.5	8078.2	92.22
2.0	7484.4	85.44	2.5	6890.7	78.66
3.0	6285.1	71.75	3.5	5900.6	67.36
4.0	5374.9	61.36	4.5	4858.7	55.46
5.0	4337.3	49.51	5.5	3790.1	43.27
6.0	3262.8	37.25	6.5	2953.4	33.71
7.0	2539.9	28.99	7.5	2162.4	24.69
8.0	1808.6	20.65	8.5	1498.0	17.10
9.0	1234.7	14.09	9.5	1075.8	12.28
10.0	879.0	10.03	10.5	720.0	8.22
11.0	592.3	6.76	11.5	490.6	5.60
12.0	403.3	4.60	12.5	358.2	4.09
13.0	291.4	3.33	13.5	244.8	2.79
14.0	204.2	2.33	14.5	171.8	1.96
15.0	147.4	1.68	15.5	131.4	1.50
16.0	105.3	1.20	16.5	88.4	1.01
17.0	70.1	0.80	17.5	56.3	0.64
18.0	41.9	0.48	18.5	35.5	0.41
19.0	27.0	0.31	19.5	20.9	0.24
20.0	17.4	0.20	20.5	14.0	0.16
21.0	10.8	0.12	21.5	9.1	0.10
22.0	6.9	0.08	22.5	5.2	0.06
23.0	4.2	0.05	23.5	3.4	0.04
24.0	3.2	0.04	24.5	3.0	0.03

Parametri della distribuzione di Weibull :	Vc = 6.28	k = 1.72
---	------------------	-----------------

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

Vmed = 5.60 m/s	sqmV = 3.35 m/s	Vcub = 7.34 m/s
-----------------	-----------------	-----------------

Potenza specifica della vena fluida	Pv = 242 W/m ²
-------------------------------------	---------------------------

Tabella A

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO1 - Regione: Puglia (Cod.RIF1)

Periodo di elaborazione: 05/06/1996 - 08/07/1997 (numero giorni: 399)

Percentuale dati disponibili = 90.74 % (51999 dati su 57305)

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

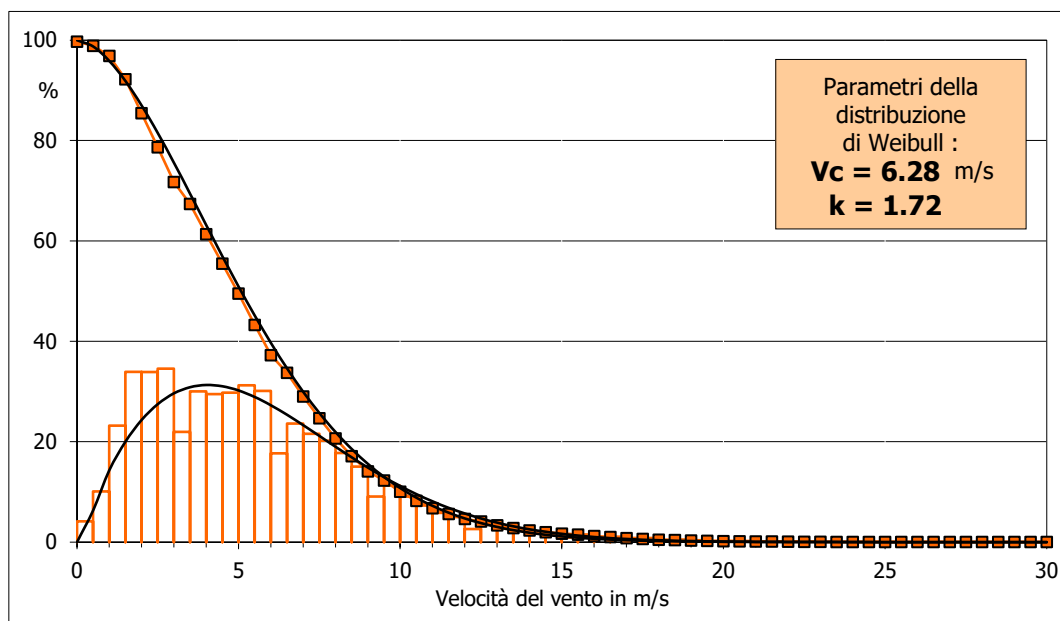
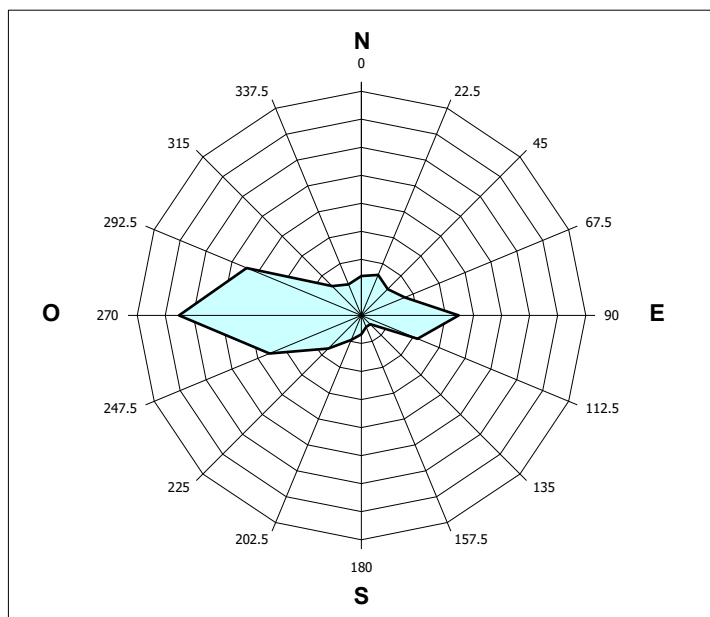


Grafico 2 : FREQUENZE DELLE DIREZIONI DEL VENTO (ROSA DEI VENTI)



Grafici 1 e 2

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO1 - Regione: Puglia (Cod.RIF1)

Periodo di elaborazione: 05/06/1996 - 08/07/1997 (numero giorni: 399)

Percentuale dati disponibili = 90.74 % (51999 dati su 57305)

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)
7°	Nord	7.8	4064	7.14	4.11	9.27	23.6	488
4°	NE	8.7	4508	6.38	4.06	8.67	32.1	400
3°	Est	15.4	8028	4.25	2.90	5.99	19.0	132
5°	SE	7.8	4081	4.69	2.57	5.95	17.3	129
8°	Sud	3.3	1741	3.62	2.04	4.68	17.0	63
6°	SO	7.8	4079	3.76	3.21	6.30	28.6	153
1°	Ovest	30.2	15694	5.82	3.35	7.60	25.0	269
2°	NO	17.7	9219	6.75	2.87	7.86	20.5	297
	NoDir	0.0	0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
	Calme	1.1	585	(velocità del vento minore o uguale a 0.5 m/s)				
	Totale =		51999	5.51	3.45	7.43	32.1	251

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	0.63	3.79	2.69	5.46	15.9	99	74
Gen	1.00	3.97	2.72	5.50	14.8	102	76
Feb	1.00	5.68	4.06	8.24	23.7	341	229
Mar	1.00	8.35	3.67	9.85	25.1	583	434
Apr	1.00	7.21	4.00	9.21	32.1	476	343
Mag	1.00	6.56	3.76	8.45	28.6	368	274
Giu	1.85	5.61	3.18	7.20	22.1	228	164
Lug	1.24	5.30	3.02	6.86	20.3	197	147
Ago	1.00	4.27	2.25	5.32	19.3	92	68
Set	1.00	4.90	2.92	6.47	20.0	165	119
Ott	1.00	4.55	2.46	5.72	17.0	114	85
Nov	0.15	4.07	2.10	4.94	9.4	74	53

Stagione	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m ²)	Ev (kWh/m ²)
Inverno (Dic - Feb)	4.44	3.30	6.60	23.7	175	379
Primavera (Mar - Mag)	7.38	3.88	9.21	32.1	476	1051
Estate (Giu - Ago)	5.05	2.90	6.55	22.1	172	379
Autunno (Set - Nov)	4.51	2.54	5.78	20.0	118	257

Anno	5.35	3.41	7.28	32.1	236	2065
-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	------------	-------------

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

Tabelle B e C

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO1 - Regione: Puglia (Cod.RIF1)

Periodo di elaborazione: 05/06/1996 - 08/07/1997 (numero giorni: 399)

Percentuale dati disponibili = 90.74 % (51999 dati su 57305)

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

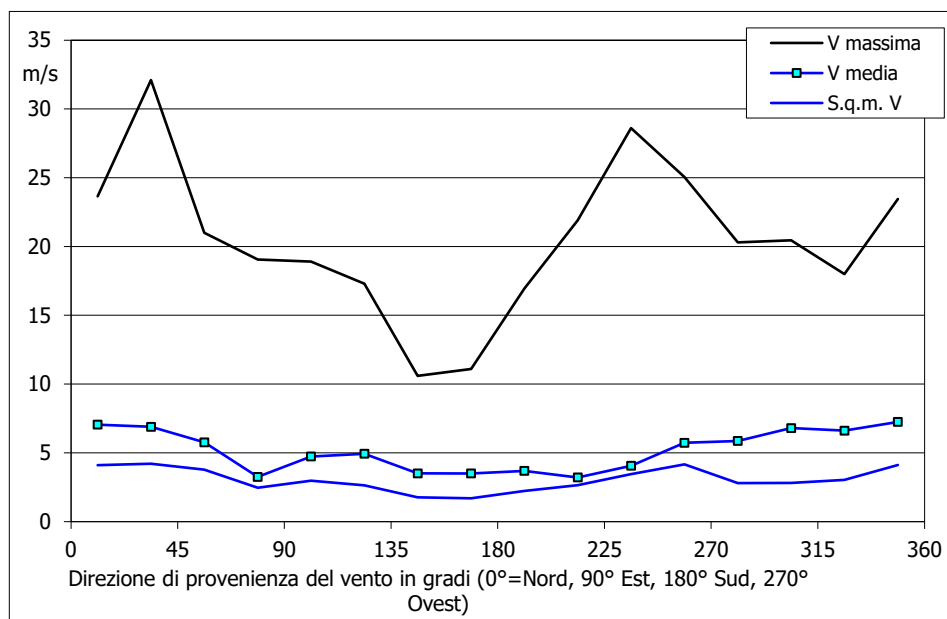
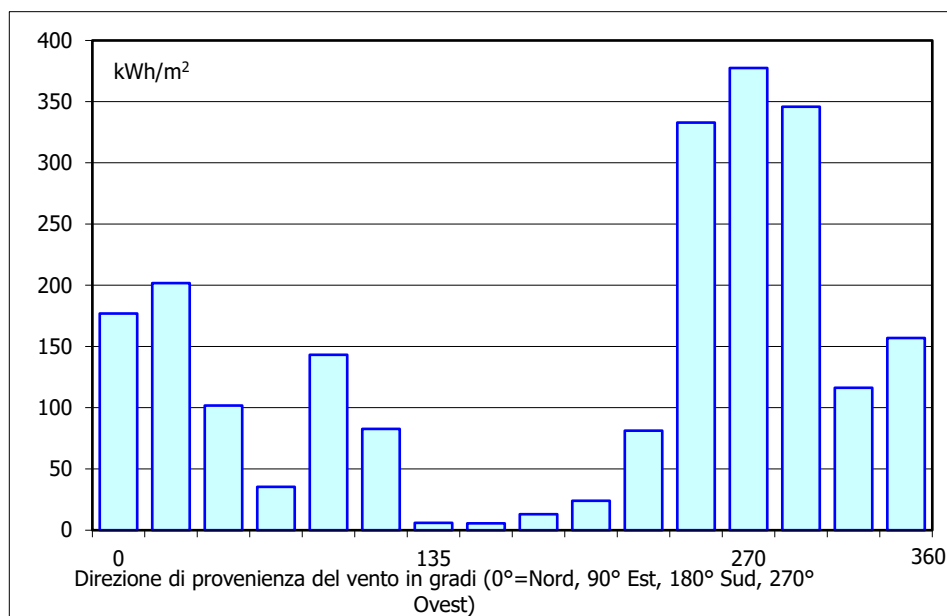


Grafico 4 : ENERGIA SPECIFICA DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m² PER SETTORE DI DIREZIONE



Grafici 3 e 4

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO1 - Regione: Puglia (Cod.RIF1)

Periodo di elaborazione: 05/06/1996 - 08/07/1997 (numero giorni: 399)

Percentuale dati disponibili = 90.74 % (51999 dati su 57305)

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

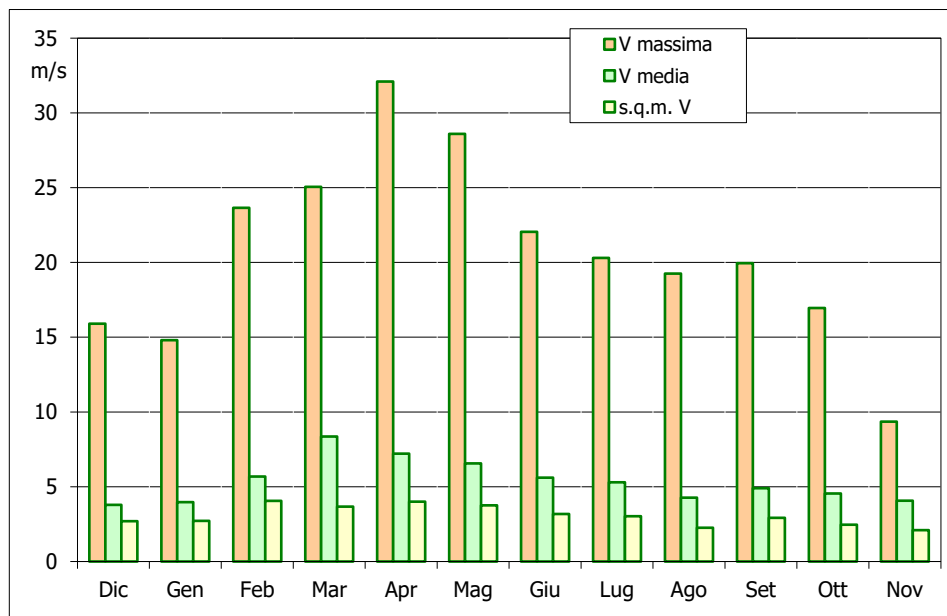
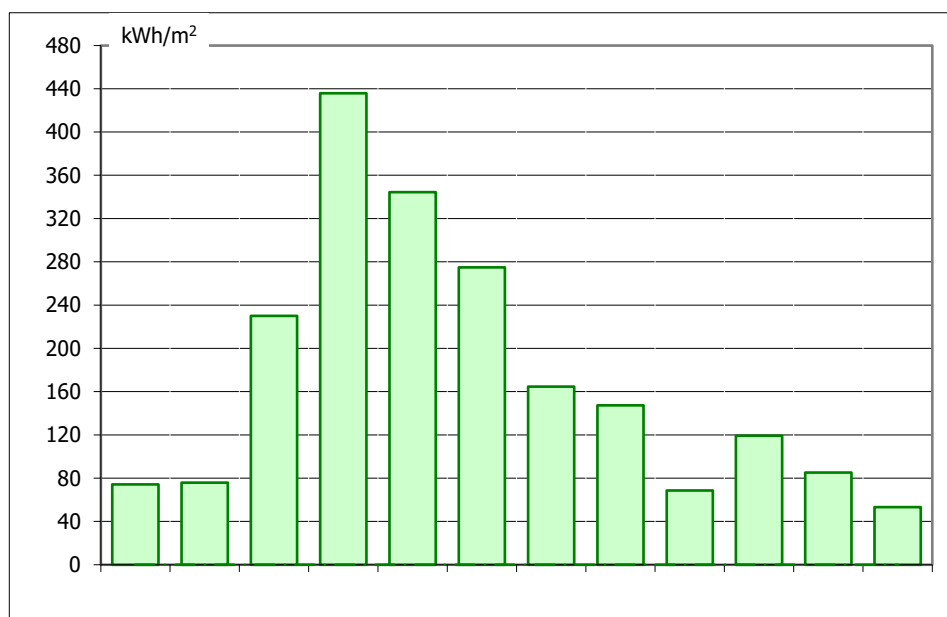


Grafico 6 : ENERGIA SPECIFICA MEDIA MENSILE DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m2



Grafici 5 e 6

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO1 - Regione: Puglia (Cod.RIF1)

Periodo di elaborazione: 05/06/1996 - 08/07/1997 (numero giorni: 399)

Percentuale dati disponibili = 90.74 % (51999 dati su 57305)

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

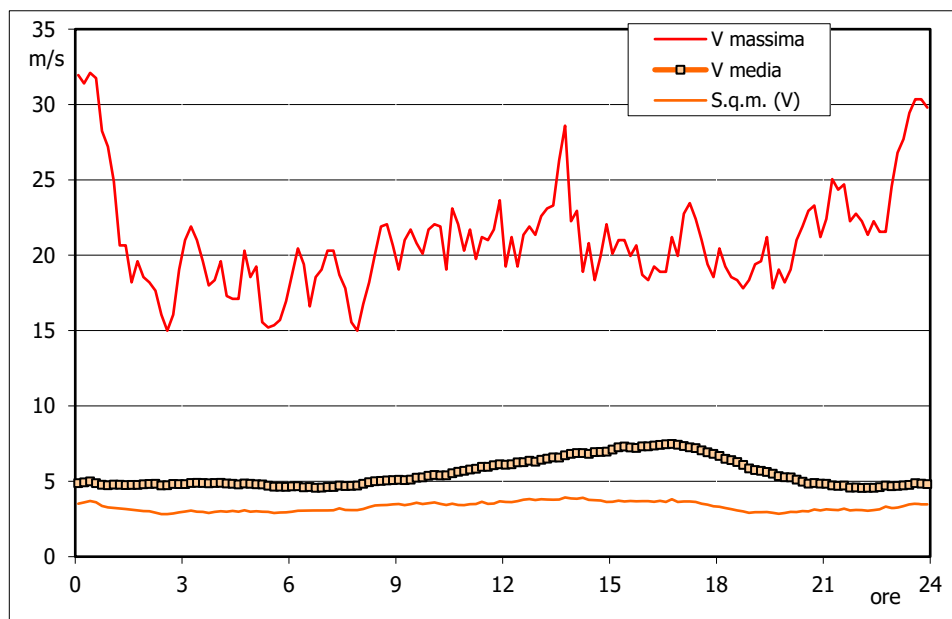
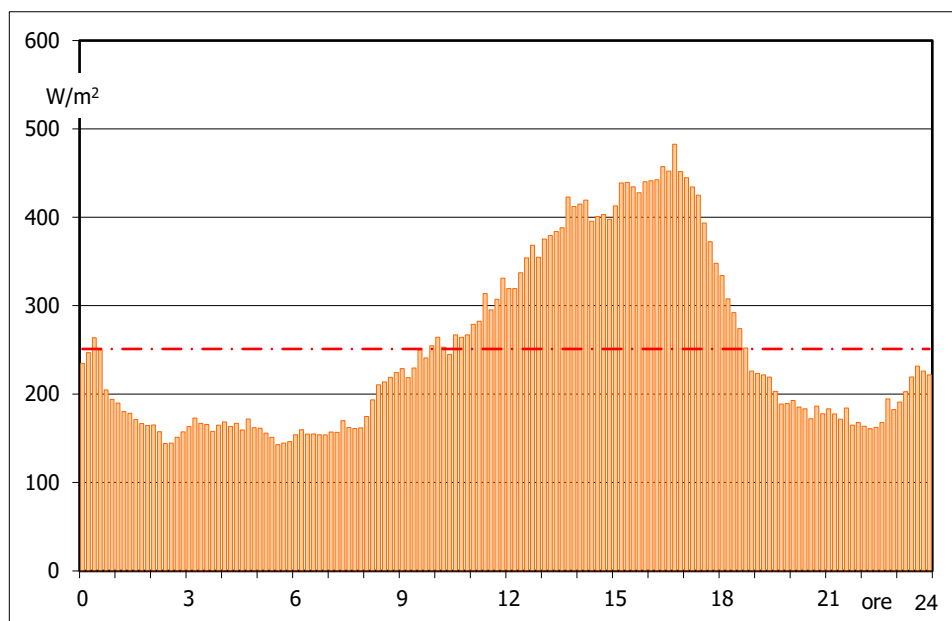


Grafico 8 : POTENZA SPECIFICA MEDIA DELLA VENA FLUIDA IN W/m² NELLE 24 ORE



Grafici 7 e 8

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO1 - Regione: Puglia (Cod.RIF1)

Periodo di elaborazione: 05/06/1996 - 08/07/1997 (numero giorni: 399)

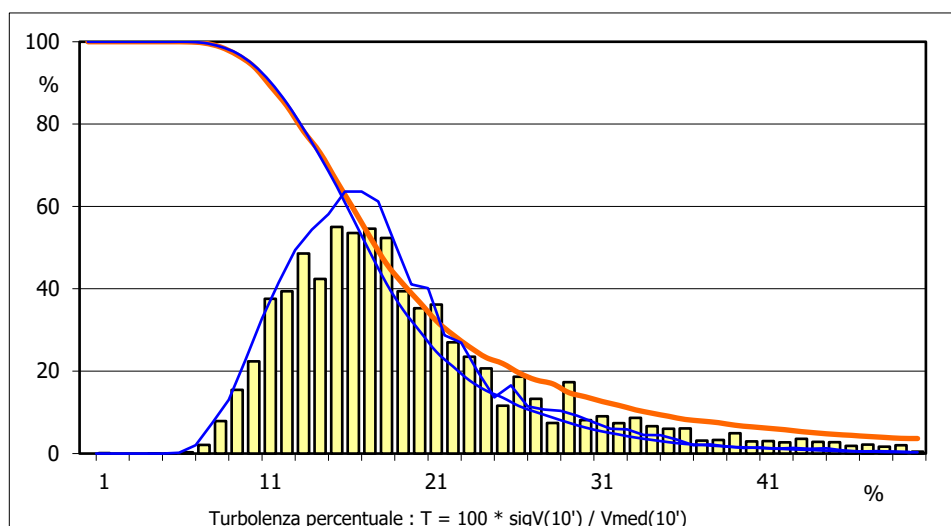
Percentuale dati disponibili = 90.74 % (51999 dati su 57305)

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	7.9	4064	21.0	11.7	9.8	42.1
NordEst	8.8	4508	19.4	14.1	9.5	46.6
Est	15.6	8028	18.5	12.3	9.3	42.5
SudEst	7.9	4081	24.9	11.2	11.6	43.7
Sud	3.4	1741	31.9	16.4	13.3	63.6
SudOvest	7.9	4079	28.3	17.6	11.2	64.2
Ovest	30.5	15694	18.6	9.9	9.1	35.4
NordOvest	17.9	9219	19.8	9.8	10.0	37.1
Nessuna Direzione	0.0	0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Totale =	98.9	51414	20.8	12.5	9.6	44.0

Classe velocità m/s	%	n	Tmed	sigT	T_5%	T_95%
V < 4	37.9	19509	25.1	17.4	9.4	61.2
4 < V < 8	41.2	21169	18.6	7.8	9.3	33.6
8 < V < 12	16.2	8342	17.5	4.8	10.9	26.3
12 < V < 16	3.4	1769	17.1	3.8	11.4	23.7
16 < V < 20	1.0	522	16.3	3.2	11.0	21.7
V > 20	0.2	103	15.8	2.6	11.5	20.4
Totale* =	61.4	31905	18.2	6.9	9.8	31.5

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

Tabella D e Grafico 9

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO1 - Regione: Puglia (Cod.RIF1)

Periodo di elaborazione: 05/06/1996 - 08/07/1997 (numero giorni: 399)

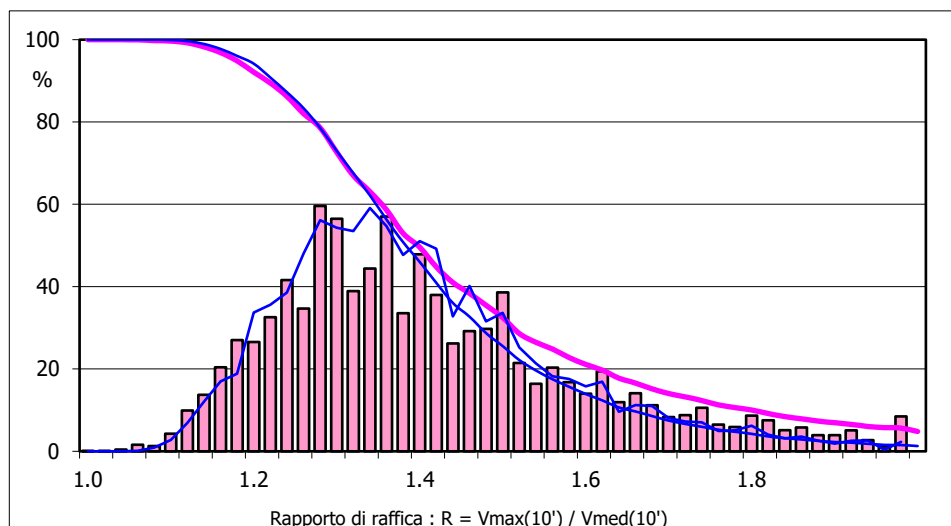
Percentuale dati disponibili = 90.74 % (51999 dati su 57305)

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	7.9	4064	1.50	0.29	1.18	1.98
NordEst	8.8	4508	1.44	0.31	1.18	1.98
Est	15.6	8028	1.42	0.27	1.16	1.91
SudEst	7.9	4081	1.59	0.29	1.23	2.11
Sud	3.4	1741	1.75	0.39	1.27	2.50
SudOvest	7.9	4079	1.64	0.38	1.20	2.32
Ovest	30.5	15694	1.45	0.24	1.17	1.84
NordOvest	17.9	9219	1.47	0.26	1.19	1.89
Nessuna Direzione	0.0	0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Totale =	98.9	51414	1.49	0.29	1.18	2.00

Classe velocità m/s	%	n	Rmed	sigR	R_5%	R_95%
V < 4	37.9	19509	1.57	0.39	1.16	2.29
4 < V < 8	41.2	21169	1.45	0.21	1.18	1.82
8 < V < 12	16.2	8342	1.42	0.14	1.22	1.67
12 < V < 16	3.4	1769	1.42	0.12	1.23	1.62
16 < V < 20	1.0	522	1.41	0.11	1.24	1.59
V > 20	0.2	103	1.40	0.10	1.24	1.56
Totale* =	61.4	31905	1.44	0.19	1.19	1.77

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

Tabella E e Grafico 10

ALLEGATO 3

SITO EOLICO

Comuni di Altamura (BA)

Ubicazione geografica del sito



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

Scala 1:200.000



 Sito eolico



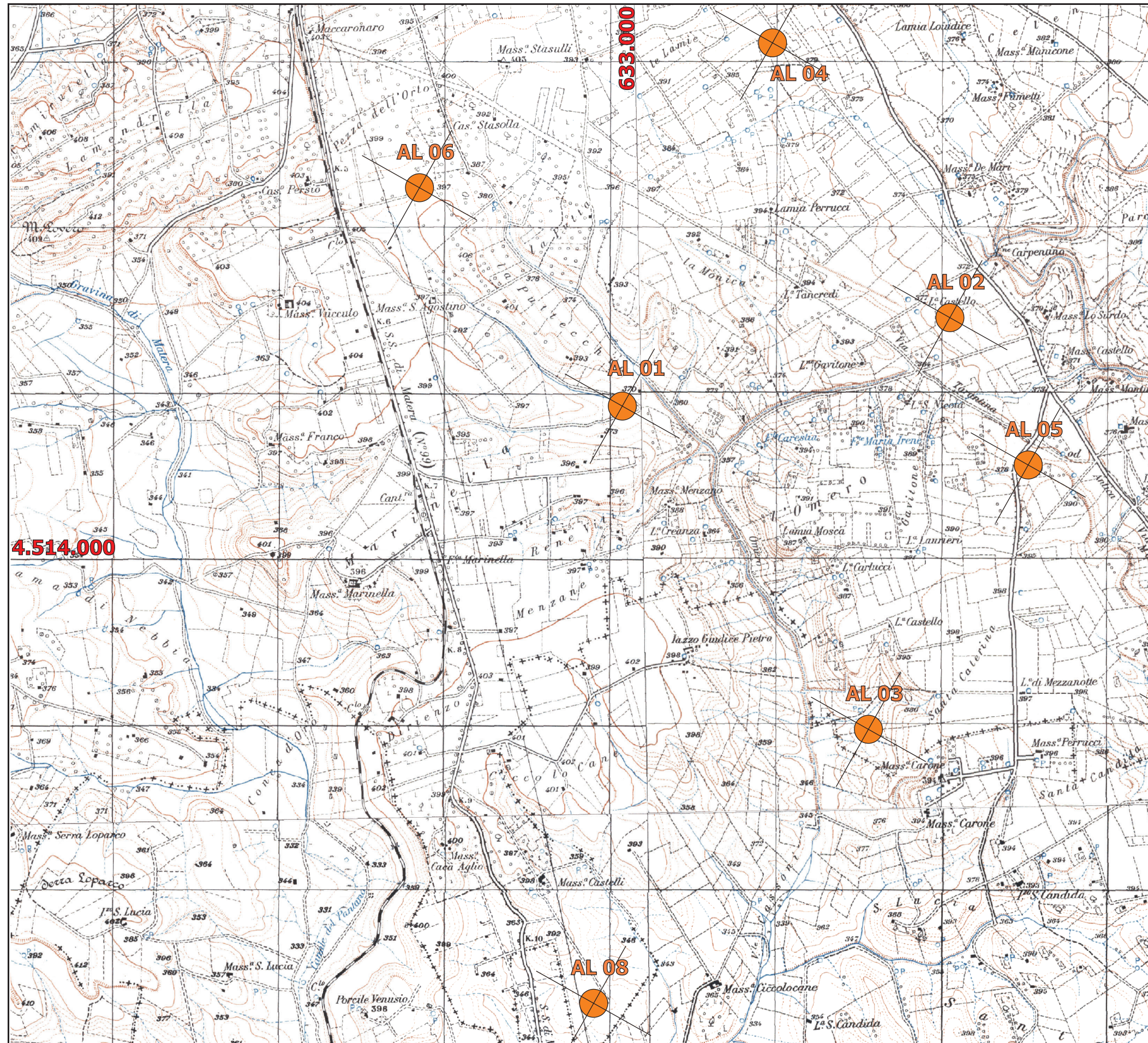
Regione: PUGLIA



IMPIANTO EOLICO

Comuni di Canosa di Puglia e Minervino Murge (FG)

Ubicazione degli Aerogeneratori



LEGENDA

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

Cartina di base IGMI, serie 25V:
STAZIONE CASAL STABINI 189 III NE
MADONNA DI PICCIANO 189 III SO
ALTAMURA 189 III NO

Scala 1:25.000



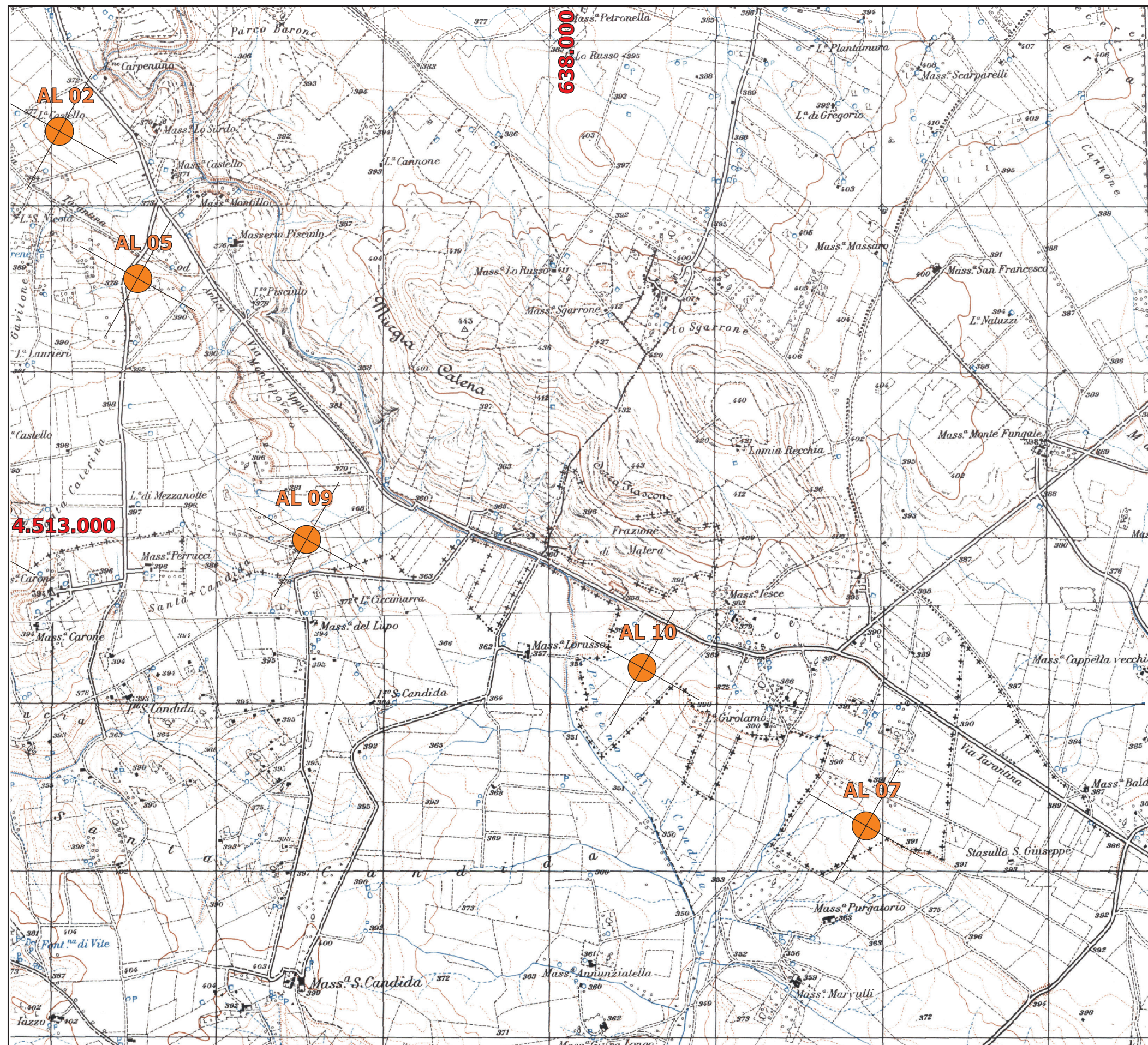
Regione: Puglia



IMPIANTO EOLICO

Comuni di Canosa di Puglia e Minervino Murge (FG)

Ubicazione degli Aerogeneratori



4.513.000

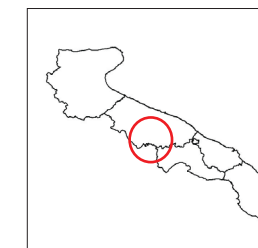
638.000

LEGENDA

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

Cartina di base IGMI, serie 25V:
MATERA NORD 189 III SE
STAZIONE CASAL SABINI 189 III NE

Scala 1:25.000



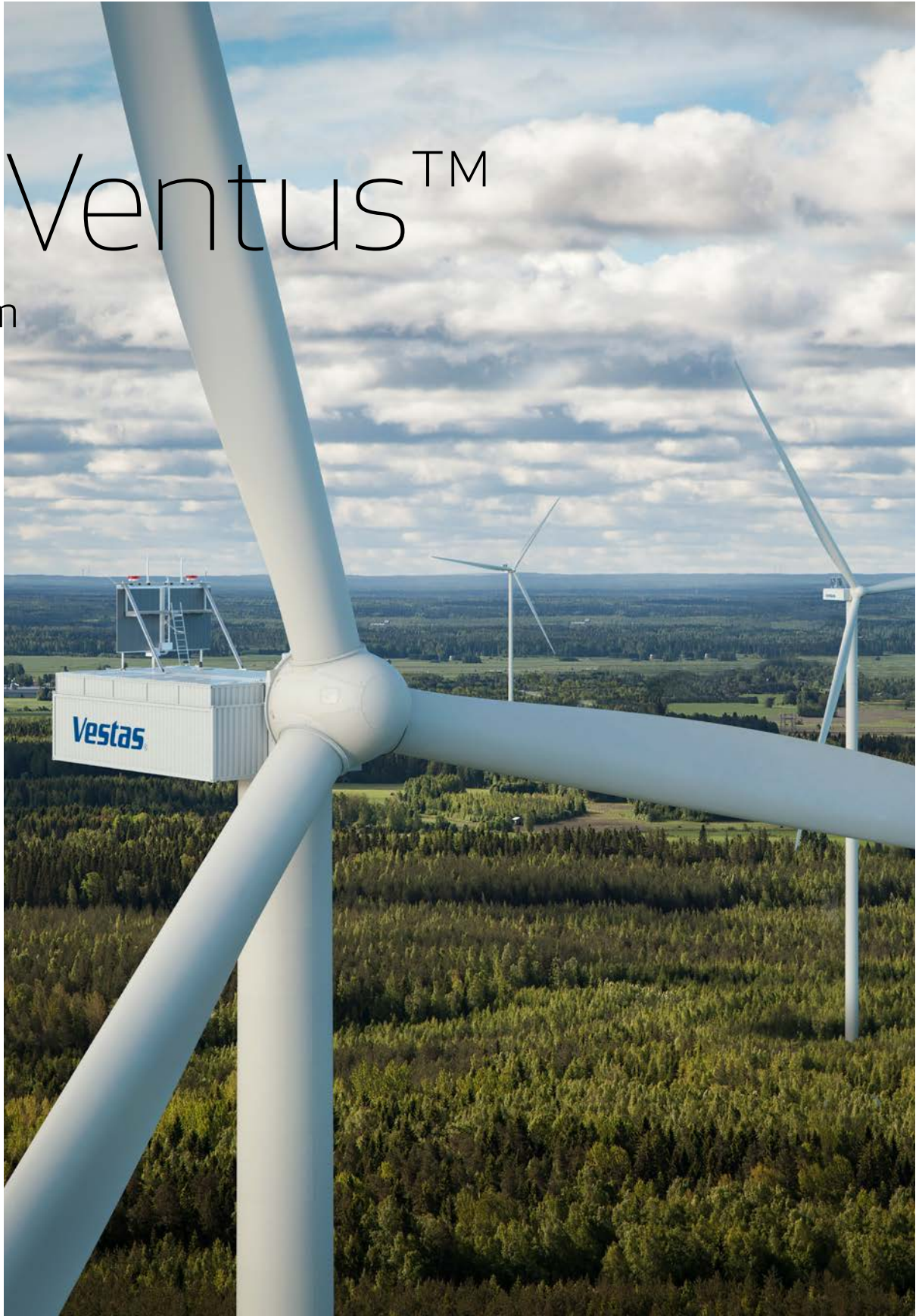
Regione: Puglia



ALLEGATO 4

EnVentus™

platform



The foundation for the future of wind

We are pioneers. We keep moving and improving. It's what Vestas does. EnVentus™ is the next phase of this journey. By connecting heritage with innovation, Vestas creates solutions that responsibly address tomorrow's energy challenges.

Market opportunities

Our customers are demanding ever more advanced wind turbines, enabling profitable project realisation in increasingly challenging locations as the renewable energy landscape expands and diversifies; larger, more powerful turbines responsive to evolving grid requirements.

Customised to maximise

EnVentus™ represents the next generation in the evolution of wind turbines. Designed to encompass a wide range of turbine configurations, system designs apply modularity to meet customisation and market demands more efficiently. Combined with the extensive Vestas portfolio of solutions, EnVentus™ variants can maximise the potential of each unique wind site.

On the shoulders of giants

EnVentus™ is the realisation of a vision to connect the best engineering from Vestas. Building on more than 164 GW of tried and tested technology, EnVentus™ aims to ensure continued leadership. Using technology and experience from both on- and offshore, the EnVentus™ platform architecture combines advanced proven system designs that deliver innovation.

By connecting advanced modular design with more than **164 GW** of tried and tested technology, EnVentus™ aims to ensure continued technology leadership.





Connecting certainty with innovation

The EnVentus™ platform is the result of meticulous and careful evaluation of an unbroken line of Vestas technology solutions. With more than 164 GW of wind turbine capacity installed and 40 years of experience in relentlessly pursuing better performance through technology and service, EnVentus™ is Vestas' next generation in the evolution of wind turbines.



We know wind

Vestas is the right partner to help you realise the full potential of your wind site. We have the largest installed capacity in the industry and currently monitor over 49,000 turbines across the globe:

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

Turbines across the globe:

49,000

Proven technology

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

System efficiency

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

Latest solutions

The EnVentus™ platform architecture benefits from the latest developments in control systems, applying the Vestas Control System 8000 also operating on the 4 MW platform. Similarly, the portfolio of standard towers are based on Tubular

Steel Tower (TST), High Tubular Steel Tower (HTST), Concrete Hybrid Towers (CHT), or Large Diameter Steel Tower (LDST) technology, reaching hub heights of up to 169m.

V150-6.0 MW™, V162-6.2 MW™, V162-7.2 MW™ and V172-7.2 MW™ turbine blades are the result of incremental improvements to proven technical solutions. All EnVentus™ turbines feature slender profile and pre-bent blades, optimised for weight through application of carbon pultrusion material and a structural shell blade design, enabling the optimisation of the structural loads while increasing the rotor sizes. Vestas' most advanced aerofoil design ensures high aerodynamic performance and excellent sound power levels.

Tested to the limit

By applying reusable modules, versatility in offering can be achieved while adhering to Vestas' rigorous testing standards. The Vestas Test Centre is unrivalled in the wind industry. We test nacelle components using accelerated life testing under mixed and aggregated environmental conditions. For critical components, Highly Accelerated Life Testing (HALT) identifies potential failure modes and mechanisms. Specialised test rigs ensure strength and robustness for the gearbox, generator, yaw and pitch system, lubrication system and accumulators. Our quality control system ensures that each component is manufactured to design specifications and performs at site. We systematically monitor measurement trends that are critical to quality, locating defects before they occur.

**40 years
of experience**
The EnVentus™
platform
architecture
connects
proven system
designs from the
2 MW, 4 MW, and
9 MW platform.

Maximised site potential

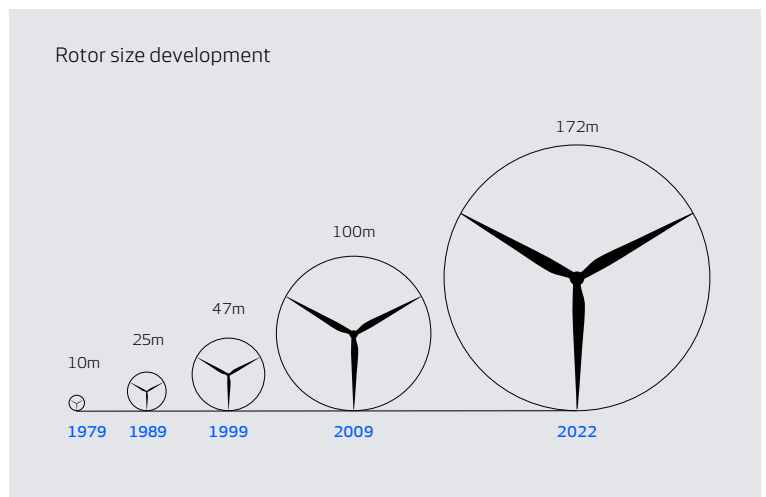
The Vestas EnVentus™ platform adds four new variants to the wide range of existing Vestas turbines, providing the ability to create an even more finely matched combination of turbines to harness available wind energy in any specific location.

Versatility at the core

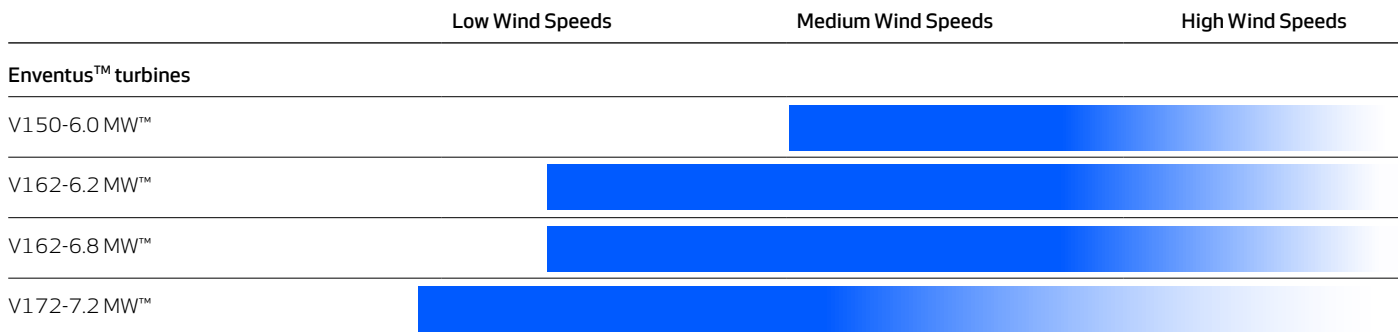
Through advanced modularity in design, EnVentus™ aims to meet customisation needs more efficiently combining reusable modules depending on unique market and project conditions. Designed with global applicability in mind, EnVentus™ based variants benefit from a full-scale converter enabling compliance with varying market-specific grid code requirements. The wide range of standard hub heights, options, and modes of operation contribute to the ability to meet specific requirements.

Business case flexibility

The relationship between rotor size and rating help maximise turbine level production. This makes the variants especially suitable for projects limited by the number of wind turbines installed. Combining double-digit* annual energy production improvements in low, medium and high wind speeds, the EnVentus turbines are ready to secure project realisation in auction and permit-based environments.



*Depending on site specific conditions.



Options available for the EnVentus™ platform:

- Additional operating modes
- Aviation Markings on the Blades
- Vestas Bat Protection System
- Aviation Lights
- Condition Monitoring Solution
- Fire Suppression
- Lightning detection
- Load Optimised Modes
- Low Temperature Operation to -30°C
- Oil Debris Monitoring System
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Service Personnel Lift
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™

V150-6.0 MW™

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

V162-6.2 MW™

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

V162-7.2 MW™ & V172-7.2 MW™

With flexible ratings of 6.5 MW, 6.8 MW and 7.2 MW, the V162-7.2 MW™ and V172-7.2 MW™ improve annual energy production through enhancements in powertrain and power conversion systems. Improved siteability in hot climates is enabled through the optional larger

CoolerTop. The modularised nacelle design improves transportability of the nacelle unit and provides flexibility to service and upgrades over the turbine's operational lifetime. The V172-7.2 MW™ is designed for low to medium average wind conditions, whereas the V162-7.2 MW™ caters more for applications in medium to high wind segments, especially where tip height restrictions may apply.

All of Vestas

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

The knowledge to control

Knowledge about wind project planning is key. When planning a wind power plant, there are a broad range of factors over its entire lifecycle that will impact its success in the long-term. These range from financing and siting, to grid requirements and the regulatory framework. One of the first and most important steps is to identify the most suitable location for your wind power plant. Vestas' siting capabilities cover all the steps from finding a site, until delivering a fully optimised power plant set up.





Using the largest weather library in the industry, site-specific met mast campaigns and advanced analytical tools, Vestas examines a broad spectrum of wind and weather data to evaluate potential sites and establish which of them can provide optimum conditions for your project. In addition, Vestas can optimise the layout of your wind power plant and the technology selection with high accuracy by implementing detailed simulations of the conditions on site and analyse their effects over the whole operating life of the plant. Put simply, it finds the optimal balance between the estimated ratio of annual revenue to operating costs over the lifetime of your plant, to determine your project's true potential and provide a firm basis for your investment decision.

The complexity and specific requirements of grid connections vary considerably across the globe, making the optimal design of electrical components for your wind power plant essential. By identifying grid codes early in the project phase and simulating extreme operating conditions, Vestas' Electrical PreDesign provides you with an ideal way to build a grid compliant, productive and highly profitable wind power plant. It allows customised collector network cabling, substation protection and reactive power compensation, which boost the cost efficiency of your business.

Advanced monitoring and real-time plant control

All our wind turbines can benefit from VestasOnline® Business, the latest Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) system for wind power plants.

This flexible system includes an extensive range of monitoring and management functions to control your wind power plant. VestasOnline® Business enables you to optimise production levels, monitor performance and produce detailed, tailored reports from anywhere in the world. The VestasOnline® Power Plant Controller offers scalability and fast, reliable real-time control and features customisable configuration, allowing you to implement any control concept needed to meet local grid requirements.

Condition monitoring and maintenance

Operating a large wind power plant calls for efficient management strategies to minimise downtime and operational expenses. Vestas offers 24/7 monitoring, performance reporting and predictive maintenance solutions to improve turbine performance and availability.

Vestas Condition Monitoring Solution (CMS) enables to predict the failure of components by analysing vibration signals, preventing major equipment damages and enabling to optimise the service planning according to the energy production and weather conditions. Additionally, Vestas' Active Output Management® (AOM) provides detailed plans and long-term agreements for maintenance, online monitoring, optimisation and troubleshooting. It is possible to get a full scope contract, combining turbine technology with guaranteed time or energy-based availability performance targets, thereby creating a solid base for your power plant investment.



Vestas' transparency
towards [Sustainability](#)



Vestas Sustainability

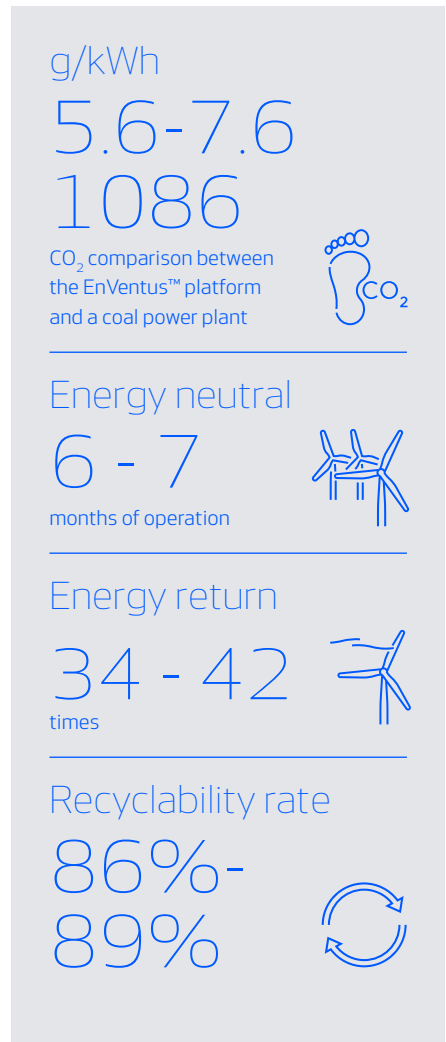
In 2020, we introduced our sustainability strategy, Sustainability in Everything We Do. At Vestas we are working to improve our own environmental performance, create value for local communities, promote a safe, diverse, and inclusive workplace, while leading the transition to a world powered by sustainable energy. We believe these efforts will help to elevate the standards of our industry as a whole. Read more about Vestas sustainability strategy at www.vestas.com/en/sustainability.

Life Cycle Assessments (LCA)

Since 1999, we have been developing wind turbine LCAs to give 'cradle-to-grave' evaluations of the environmental impact of our products and solutions. These evaluations concentrate on two key actions: documenting the environmental performance of Vestas wind turbines

and analysing the results to reduce the environmental impact of our turbines. The LCAs provide environmental impact transparency to help customers achieve their own sustainability ambitions. To view our current portfolio of Life Cycle Assessments visit the following page: www.vestas.com/en/sustainability/reports-and-ratings.

As part of our commitment to customers, we also offer customised wind power plant LCAs, called Vestas® SiteLCA™. These assessments determine key indicators of environmental performance, taking the wind turbine type, site specific conditions and production supply chain into consideration. SiteLCA™ provides customers or project developers with transparent environmental facts for a specific wind power plant.



Sustainability metrics depending on project and site specific conditions

V150-6.0 MW™ IEC S

Power regulation	Pitch regulated with variable speed
Operating data	
Rated power	6,000kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed*	25m/s
Wind class	IEC S
Standard operating temperature range from -20** to +45°C	
* High Wind Operation available as standard	
Sound power	
Maximum	104.9dB(A)*
* Sound Optimised Modes available dependent on site and country	
Rotor	
Rotor diameter	150m
Swept area	17,672m ²
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
Electrical	
Frequency	50/60Hz
Converter	full scale
Gearbox	
Type	two planetary stages
Tower	
Hub heights	105m (IEC S) 125m (IEC S/DIBt S) 148m (DIBt S) 155m (IEC S) 166m (DIBt S) 169m (DIBt S)

Turbine options

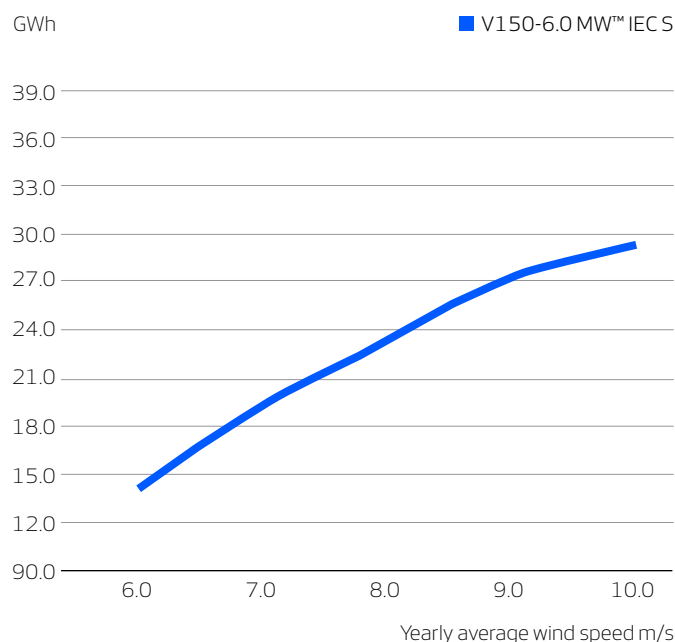
- Condition Monitoring System
- Oil Debris Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection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

Sustainability

Carbon Footprint	7.6g CO ₂ e/kWh
Return on energy break-even	6 months
Lifetime return on energy	42 times
Recyclability rate	89%

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

Annual energy production



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

V162-6.2 MW™ IEC S

Power regulation	Pitch regulated with variable speed
Operating data	
Rated power	6,200kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed*	25m/s
Wind class	IEC S
Standard operating temperature range from -20°C to +45°C	
* High Wind Operation available as standard	
Sound power	
Maximum	104.8dB(A)*
* Sound Optimised Modes available dependent on site and country	
Rotor	
Rotor diameter	162m
Swept area	20,612m ²
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
Electrical	
Frequency	50/60Hz
Converter	full scale
Gearbox	
Type	two planetary stages
Tower	
Hub heights	119m (IEC S/DiBt S) 125m (IEC S) 166m (IEC S/DiBt S) 169m (DiBt S)

Turbine options

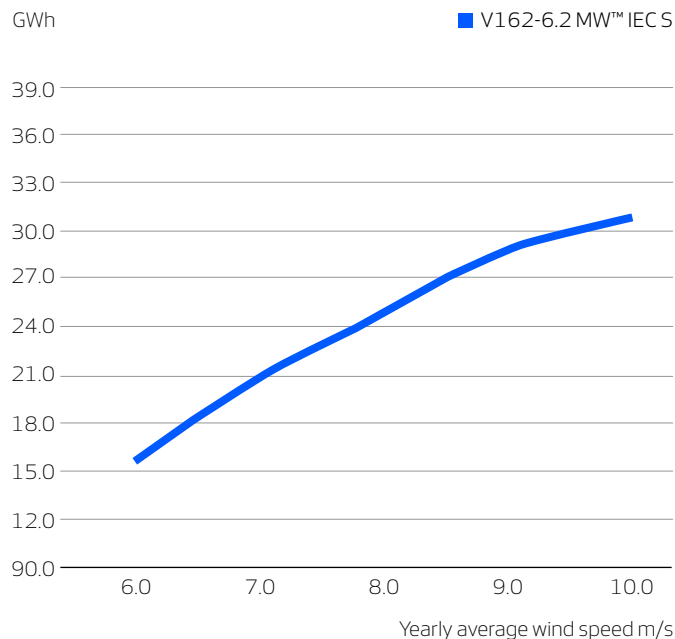
- 6.0 MW Operational Mode
- Condition Monitoring System
- Oil Debris Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System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

Sustainability

Carbon Footprint	6.1g CO ₂ e/kWh
Return on energy break-even	6 months
Lifetime return on energy	39 times
Recyclability rate	88%

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

Annual energy production



Assumptions

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

V162-7.2 MW™ IEC S

Power regulation	Pitch regulated with variable speed
Operating data	
Standard rated power	7,200kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed*	25m/s
Wind class	IEC S
Standard operating temperature range from -20°C to +45°C	
* High Wind Operation available as standard	
Sound power	
Maximum	105.5dB(A)*
* Sound Optimised Modes available dependent on site and country	
Rotor	
Rotor diameter	162m
Swept area	20,612m ²
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
Electrical	
Frequency	50/60Hz
Converter	full scale
Gearbox	
Type	two planetary stages
Tower	
Hub heights	119m (IEC S/DIBt S) 169m (IEC S)* 169m ((DIBt S))
* Includes 3m raised foundation	

Turbine options

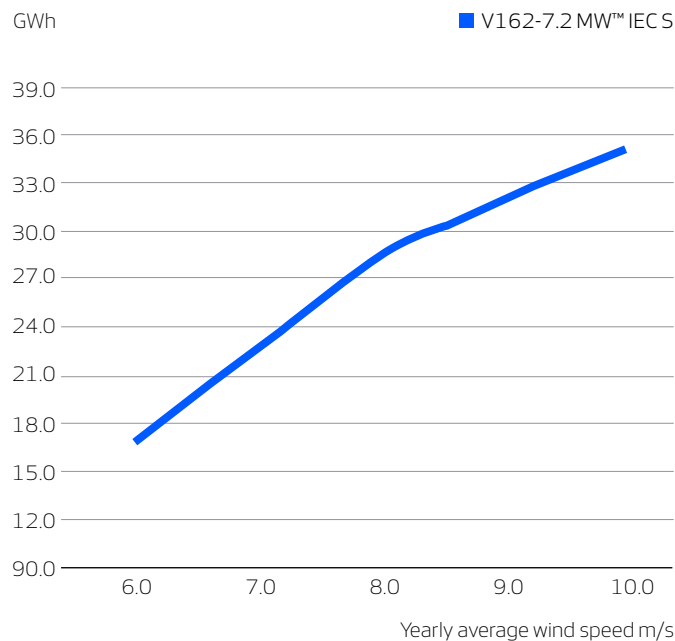
- 6.5 MW Operational Mode
- 6.8 MW Operational Mode
- Oil Debris Monitoring System
- High Temperature CoolerTop
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings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

Sustainability

Carbon Footprint	5.8g CO ₂ e/kWh
Return on energy break-even	6 months
Lifetime return on energy	41 times
Recyclability rate	86-87%

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

Annual energy production



Assumptions

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

V172-7.2 MW™ IEC S

Power regulation	Pitch regulated with variable speed
Operating data	
Standard rated power	7,200kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed*	25m/s
Wind class	IEC S
Standard operating temperature range from -20°C to +45°C	
* High Wind Operation available as standard	
Sound power	
Maximum	106.9dB(A)*
* Sound Optimised Modes available dependent on site and country	
Rotor	
Rotor diameter	172m
Swept area	23,235m ²
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
Electrical	
Frequency	50/60Hz
Converter	full scale
Gearbox	
Type	two planetary stages
Tower	
Hub heights*	114m (IEC S)** 150m (IEC S)** 164m (DIBt) 166m (IEC S) 175m (DIBt) 199m (DIBt)
*Site specific towers available on request	
**Preliminary	

Turbine options

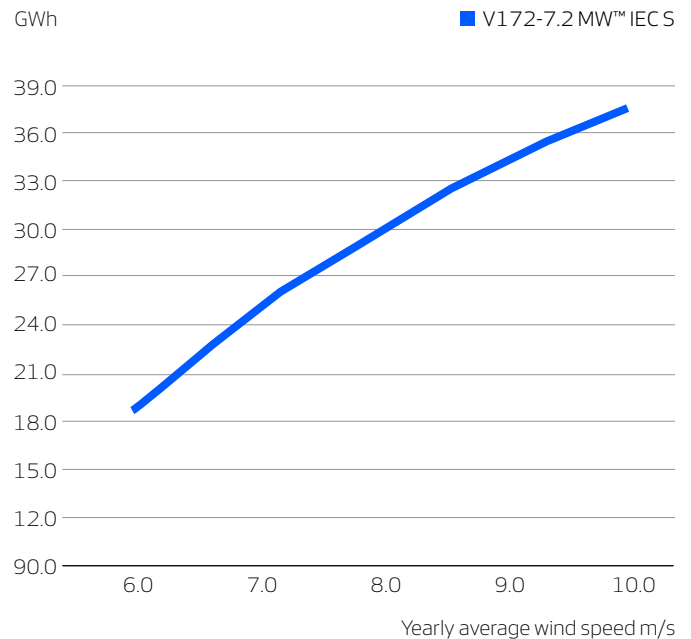
- 6.5 MW Operational Mode
- 6.8 MW Operational Mode
- Oil Debris Monitoring System
- High Temperature CoolerTop
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings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

Sustainability

Carbon Footprint	6.2g CO ₂ e/kWh
Return on energy break-even	7 months
Lifetime return on energy	34-35 times
Recyclability rate	87%

Configuration: HH=166m, Vavg=7.5m/s, k=2.48. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on a preliminary stream-lined analysis. An externally-verified Lifecycle Assessment will be made publicly available on vestas.com once finalised.

Annual energy production



Assumptions

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

