

Regione
Puglia



Provincia di
Taranto



Committente:

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

Documento:

PROGETTO DEFINITIVO

Titolo del Progetto:

PARCO EOLICO "CASTELLANETA"

Elaborato:

Studio Anemologico

CODICE PRATICA

XHYY1E7

| PROGETTO | DISCIPLINA | AMBITO | TIPO ELABORATO | PROGRESSIVO | SCALA |
|--------------|------------|-----------|----------------|-------------|----------|
| E_CAS | P | AN | RE | 01 | - |

NOME FILE:

E_CAS_P_AN_RE_01_Studio_anemologico

Progettazione:



| Rev: | Data Revisione | Descrizione Revisione | Redatto | Controllato | Approvato |
|------|----------------|-----------------------|-----------|-------------|-----------|
| 00 | Agosto 2024 | PRIMA EMISSIONE | TECNOGAIA | GEMSA PRO | CAST WIND |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

Impianto eolico nei Comuni di Castellaneta e Palagianello (TA)

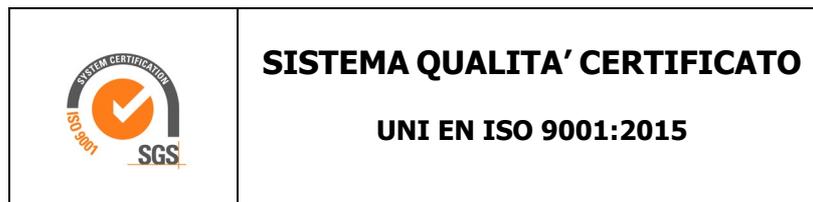
Regione Puglia

Studio Anemologico e Valutazione preliminare della Produzione Eolica

| CLIENTE | REVISIONE | | | | REDAZIONE |
|---|--|--------|------|------------------------|---------------------|
|  | N° | MESE | ANNO | LUOGO | N. Zanoletti |
| | 00 | Agosto | 2024 | GARDONE VAL TROMPIA | <i>N. Zanoletti</i> |
| | | | | | APPROVAZIONE |
| | | | | | C. Mazzarella |
| | | | | <i>C. Mazzarella</i> | |
| ORDINE RIF. | Accettazione ns. Offerta 191_BS_2024_Rev1 del 23/07/2024 | | | | |

**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 | 9 |
| 5.1 | Stazione anemometrica RIF1 | 9 |
| 5.2 | Valutazione della velocità di lungo periodo (storicizzazione) | 10 |
| 6 | MODELLO DI CALCOLO | 12 |
| 7 | AREA DI APPLICAZIONE DEL MODELLO | 12 |
| 8 | VERIFICHE SUL MODELLO..... | 12 |
| 8.1 | Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull..... | 13 |
| 8.2 | Verifica del gradiente al suolo della velocità del vento..... | 14 |
| 8.3 | Analisi di micrositing..... | 15 |
| 8.4 | Anemometro virtuale | 15 |
| 9 | RISULTATI DI WASP E PRODUCIBILITÀ LORDA DELL'IMPIANTO..... | 17 |
| 10 | PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO AL NETTO DELLE PERDITE | 18 |
| 11 | CONCLUSIONI | 19 |

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 nei Comuni di Castellaneta e Palagianello, appartenenti alla provincia di Taranto, 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 nei territori comunali di Castellaneta e Palagianello, appartenenti alla provincia di Taranto, nella parte sud-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 circa 30 m e altitudine media

intorno ai 60 m. La ventosità, sia dal punto di vista della maggiore frequenza, sia da quello relativo all'energia, proviene dai settori settentrionali e meridionali.

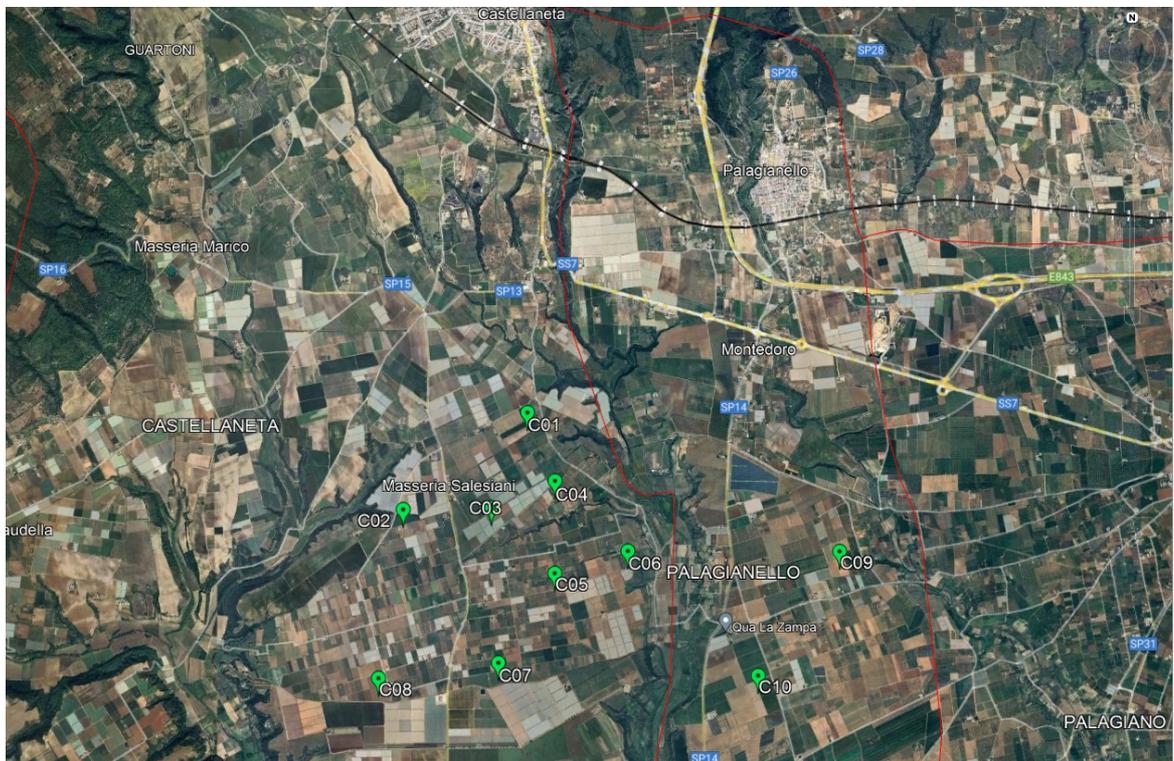
Per quanto riguarda le caratteristiche orografiche del territorio, le principali informazioni sono:

- Altitudine media: **64 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 |
| C01 | 664,187 | 4,494,407 | 664,260 | 4,494,595 |
| C02 | 662,781 | 4,493,240 | 662,854 | 4,493,428 |
| C03 | 663,818 | 4,493,286 | 663,891 | 4,493,474 |
| C04 | 664,557 | 4,493,618 | 664,630 | 4,493,806 |
| C05 | 664,573 | 4,492,530 | 664,646 | 4,492,718 |
| C06 | 665,427 | 4,492,810 | 665,500 | 4,492,998 |
| C07 | 663,934 | 4,491,470 | 664,007 | 4,491,658 |
| C08 | 662,555 | 4,491,256 | 662,628 | 4,491,444 |
| C09 | 667,947 | 4,492,732 | 668,020 | 4,492,920 |
| C10 | 666,967 | 4,491,386 | 667,040 | 4,491,574 |

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 | C01 | C02 | C03 | C04 | C05 | C06 | C07 | C08 | C09 | C10 |
|---------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| C01 | | 1,826 | 1,180 | 872 | 1,916 | 2,022 | 2,948 | 3,548 | 4,116 | 4,105 |
| C02 | 11.3 | | 1,037 | 1,816 | 1,928 | 2,680 | 2,113 | 1,997 | 5,191 | 4,578 |
| C03 | 7.3 | 6.4 | | 811 | 1,068 | 1,678 | 1,820 | 2,391 | 4,166 | 3,677 |
| C04 | 5.4 | 11.2 | 5.0 | | 1,088 | 1,187 | 2,237 | 3,096 | 3,504 | 3,284 |
| C05 | 11.8 | 11.9 | 6.6 | 6.7 | | 898 | 1,238 | 2,387 | 3,380 | 2,653 |
| C06 | 12.5 | 16.5 | 10.4 | 7.3 | 5.5 | | 2,006 | 3,265 | 2,522 | 2,097 |
| C07 | 18.2 | 13.0 | 11.2 | 13.8 | 7.6 | 12.4 | | 1,396 | 4,207 | 3,034 |
| C08 | 21.9 | 12.3 | 14.8 | 19.1 | 14.7 | 20.2 | 8.6 | | 5,591 | 4,414 |
| C09 | 25.4 | 32.0 | 25.7 | 21.6 | 20.9 | 15.6 | 26.0 | 34.5 | | 1,665 |
| C10 | 25.3 | 28.3 | 22.7 | 20.3 | 16.4 | 12.9 | 18.7 | 27.2 | 10.3 | |

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 Massafra, a Nord/Est 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° 39' | 17° 08' | 440 | 15 | 12/2000 | 10/2003 |

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 | 12.0 | 01/06/2001 | 31/05/2002 | 99.6 |

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 dettagliati nel capitolo 6.2.

La stazione anemometrica Riferimento 1 si trovava a circa 16,5 km in direzione NO dal punto turbina C09 ed ad una quota di circa 400m superiore a quest'ultimo.

Nonostante la non contenuta distanza dall'impianto in progetto, che si sviluppa per circa 5 chilometri sulla direttrice Est/Ovest, il posizionamento della stazione rimane comunque utile 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

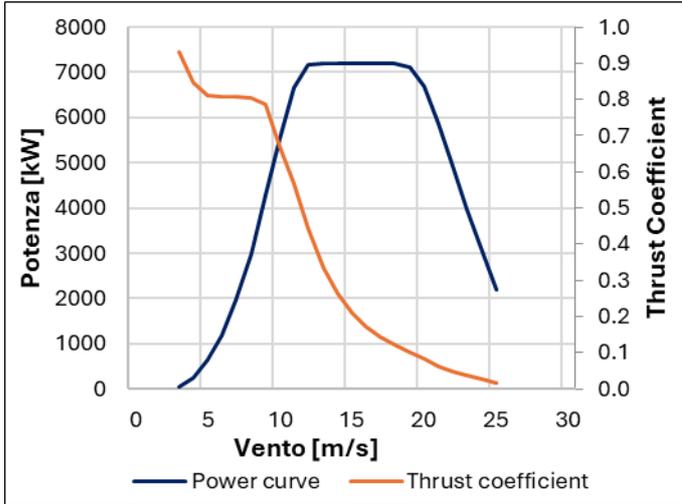
4.1 Aerogeneratore

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 |

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 | | | | |



— 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 | 12.0 | 99.6 | 4.73 | 133 | 5.3 | 1.76 |

La serie di dati, come evidenziato nella tabella precedente, ha una disponibilità vicina al 100% per il periodo di 12 mesi, in ottemperanza ai requisiti regionali. Nel seguito detta disponibilità viene rappresentata per ciascun mese del periodo di riferimento preso in esame.

| Sensore 15 m (sls) | |
|--------------------------------|--------------------|
| N° Dati | 52,560 |
| N° Dati validi di VELOCITÀ | 52,364 99.63% |
| N° Dati validi di DIREZIONE | 52,364 99.63% |
| VELOCITÀ media del VENTO (m/s) | 4.73 |

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

| Sensore | 2001 | | | | | | | | | | | |
|----------------|------|---|---|---|---|------|-------|-------|------|------|------|------|
| | G | F | M | A | M | G | L | A | S | O | N | D |
| Velocità 15 m | - | - | - | - | - | 100% | 96.8% | 99.8% | 100% | 100% | 100% | 100% |
| Direzione 15 m | - | - | - | - | - | 5.3 | 4.9 | 4.2 | 4.1 | 3.6 | 5.5 | 5.5 |

| Sensore | 2002 | | | | | | | | | | | |
|----------------|------|------|------|-------|-------|---|---|---|---|---|---|---|
| | G | F | M | A | M | G | L | A | S | O | N | D |
| Velocità 15 m | 100% | 100% | 100% | 99.7% | 99.3% | - | - | - | - | - | - | - |
| Direzione 15 m | 4.7 | 4.8 | 5.4 | 4.2 | 4.5 | - | - | - | - | - | - | - |

I dati non possono essere considerati 'storici' e di conseguenza è stata utilizzata per le elaborazioni l'intera serie di dati, la quale è stata sottoposta 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 circa 3 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 esser 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, si è provveduto ad integrare i dati misurati con una serie di dati contemporanei appartenente ad una stazione di Tecnogaia, considerata storica grazie alla disponibilità di oltre 20 anni, i cui dettagli sono visibili nella tabella sottostante:

| Fonte | Posizione | Periodo | Velocità media | Disponibilità |
|-------|----------------------------------|-------------------|----------------|---------------|
| STO1 | Lat. 40° 57' N – Long. 16° 21' E | 10/1992 – 07/2021 | 5.69 | 80.33% |

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

1. Confronto degli andamenti dei dati contemporanei di velocità media mensile delle due serie
2. Correlazione tra le coppie di dati contemporanei di velocità media mensile delle due serie
3. Valutazione della ventosità storica della stazione RIF1 sulla base dei parametri scaturiti dalla correlazione e dal valore di ventosità storica della serie di lungo periodo

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 un punto percentuale.

Pertanto, la velocità media annua stabile nel tempo di **"Riferimento 1" a 15 m dal suolo**, da utilizzare nelle successive elaborazioni, è pari a **4.48 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 | 12.0 | 15 | 4.48 | 113 | 5.1 | 1.94 |

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 8.4. 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 1500 km², precisamente un rettangolo di 45x33 km, con curve di livello con passo di quota di 10 metri, derivate dal database Tinality 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 utilizza 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 discrepanza molto contenuta tra i parametri di velocità, accompagnata da scostamento nullo sul parametro relativo all'energia.

| Codice stazione | H | - | Unit | Measured | Emergent | Discrepancy (%) |
|-----------------|------|--------------------|------------------|----------|----------|-----------------|
| RIF1_S | 15 m | Mean wind speed | m/s | 4.48 | 4.44 | -0.89 |
| | | Mean power density | W/m ² | 113 | 113 | - |

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 | 4.48 | 4.47 | -0.22 |
| | | Mean power density | W/m ² | 113 | 114 | +0.88 |

Alla luce di quanto emerso e in considerazione di quanto espresso sopra, si può ritenere la verifica pienamente 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 | 4.47 m/s | 6.82 m/s |
| | | | Alfa 15-119 m: 0.21 |

Il gradiente stimato dal modello di calcolo risulta in linea con quanto è lecito attendersi nel punto di installazione della torre sulla base della morfologia del territorio circostante. Tuttavia, in seguito a verifiche con altre serie di dati, sempre appartenenti all'area di interesse e la cui fruibilità è a disposizione di TecnoGaia per usi interni, si è deciso di estrapolare la ventosità all'altezza del mozzo di riferimento con un gradiente cautelativo pari a 0.17.

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 | 12.0 | 119 | 6.38 | 325 | 7.1 | 1.87 |

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 "C05" 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.

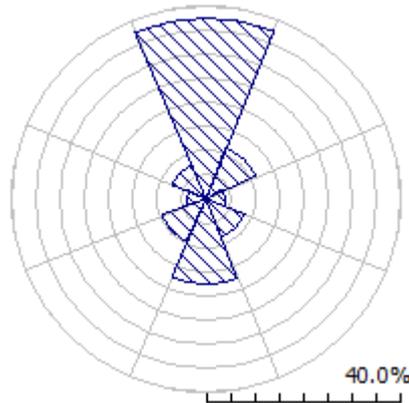
Nella prima parte della tabella sono riportati, per ciascuno degli 8 settori di direzione in cui è stato suddiviso l'angolo giro di 360° i seguenti parametri:

- 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: **C05** – Anemometer height: 119 m a.g.l.



| | 0 | 45 | 90 | 135 | 180 | 225 | 270 | 315 |
|---|------|------|------|------|------|------|------|------|
| A | 8.1 | 6.0 | 5.0 | 5.8 | 6.6 | 4.7 | 4.0 | 6.7 |
| K | 2.30 | 2.00 | 1.58 | 1.84 | 1.78 | 1.89 | 1.35 | 1.84 |
| U | 7.18 | 5.33 | 4.51 | 5.16 | 5.88 | 4.18 | 3.69 | 5.95 |
| P | 382 | 178 | 142 | 175 | 270 | 91 | 99 | 270 |
| f | 37.5 | 11.2 | 3.9 | 8.6 | 17.4 | 9.8 | 4.0 | 7.6 |

| U | 0 | 45 | 90 | 135 | 180 | 225 | 270 | 315 | All |
|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 1.0 | 8 | 28 | 77 | 39 | 34 | 52 | 144 | 30 | 32 |
| 2.0 | 31 | 78 | 134 | 93 | 78 | 128 | 182 | 73 | 73 |
| 3.0 | 58 | 116 | 150 | 126 | 105 | 168 | 167 | 101 | 100 |
| 4.0 | 82 | 137 | 144 | 139 | 119 | 173 | 139 | 117 | 116 |
| 5.0 | 102 | 141 | 127 | 136 | 120 | 153 | 108 | 121 | 120 |
| 6.0 | 113 | 131 | 104 | 122 | 113 | 120 | 81 | 116 | 115 |
| 7.0 | 116 | 111 | 81 | 102 | 101 | 85 | 58 | 104 | 104 |
| 8.0 | 111 | 87 | 60 | 79 | 85 | 55 | 41 | 88 | 89 |
| 9.0 | 99 | 64 | 43 | 58 | 68 | 32 | 28 | 71 | 72 |
| 10.0 | 82 | 43 | 29 | 40 | 53 | 17 | 19 | 55 | 56 |
| 11.0 | 65 | 28 | 20 | 27 | 40 | 9 | 12 | 41 | 42 |
| 12.0 | 48 | 17 | 13 | 17 | 28 | 4 | 8 | 29 | 30 |
| 13.0 | 33 | 9 | 8 | 10 | 20 | 2 | 5 | 20 | 20 |
| 14.0 | 22 | 5 | 5 | 6 | 13 | 1 | 3 | 13 | 13 |
| 15.0 | 13 | 2 | 3 | 3 | 9 | 0 | 2 | 8 | 8 |
| 16.0 | 8 | 1 | 2 | 2 | 5 | 0 | 1 | 5 | 5 |
| 17.0 | 4 | 1 | 1 | 1 | 3 | 0 | 1 | 3 | 3 |
| 18.0 | 2 | 0 | 1 | 0 | 2 | 0 | 0 | 2 | 1 |
| 19.0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 |
| 20.0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 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 |
| 25.0 | 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

| 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] |
| C01 | 664,187 | 4,494,407 | 71 | 119 | 5.73 | 15,603 | 3.91 | 14,993 | 2082 |
| C02 | 662,781 | 4,493,240 | 71 | 119 | 5.72 | 15,558 | 2.20 | 15,216 | 2113 |
| C03 | 663,818 | 4,493,286 | 71 | 119 | 5.70 | 15,439 | 6.52 | 14,433 | 2005 |
| C04 | 664,557 | 4,493,618 | 70 | 119 | 5.79 | 15,941 | 6.22 | 14,949 | 2076 |
| C05 | 664,573 | 4,492,530 | 70 | 119 | 5.82 | 16,148 | 8.06 | 14,846 | 2062 |
| C06 | 665,427 | 4,492,810 | 62 | 119 | 5.86 | 16,417 | 1.81 | 16,120 | 2239 |
| C07 | 663,934 | 4,491,470 | 66 | 119 | 5.80 | 16,025 | 6.58 | 14,970 | 2079 |
| C08 | 662,555 | 4,491,256 | 70 | 119 | 5.85 | 16,344 | 3.19 | 15,822 | 2198 |
| C09 | 667,947 | 4,492,732 | 46 | 119 | 5.74 | 15,727 | 0.47 | 15,653 | 2174 |
| C10 | 666,967 | 4,491,386 | 40 | 119 | 5.69 | 15,406 | 1.10 | 15,237 | 2116 |
| MEDIE | | | 64 | 119 | 5.77 | 15,861 | 4.01 | 15,224 | 2114 |
| TOTALI | | | | | | 158,608 | | 152,239 | |

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 | 152,239 | 2114 |

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 |
|--|--------------|
| Densità aria (alla densità di 1.20 Kg/m ³) | -1.1% |
| 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 | -9.0% |

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 | 138,604 | 1925 |

11 CONCLUSIONI

Il presente rapporto contiene i risultati dell’analisi di produzione attesa dall’impianto eolico in sviluppo in un sito ricadente nei Comuni di Castellaneta e Palagianello, facente parte della provincia di Taranto (TA), 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 storica, utilizzata 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 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:

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 | | | | |

Sezione C) – Coordinate Geografiche WGS84 F33 N 40° 39' E 17° 08'**Sezione D) – Immagine strumentazione tipo della stazione anemometrica**

Sistema acquisizione Vit 2000

stazione anemometrica installata da: **Terenghi**

Data: **20/12/2000**

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

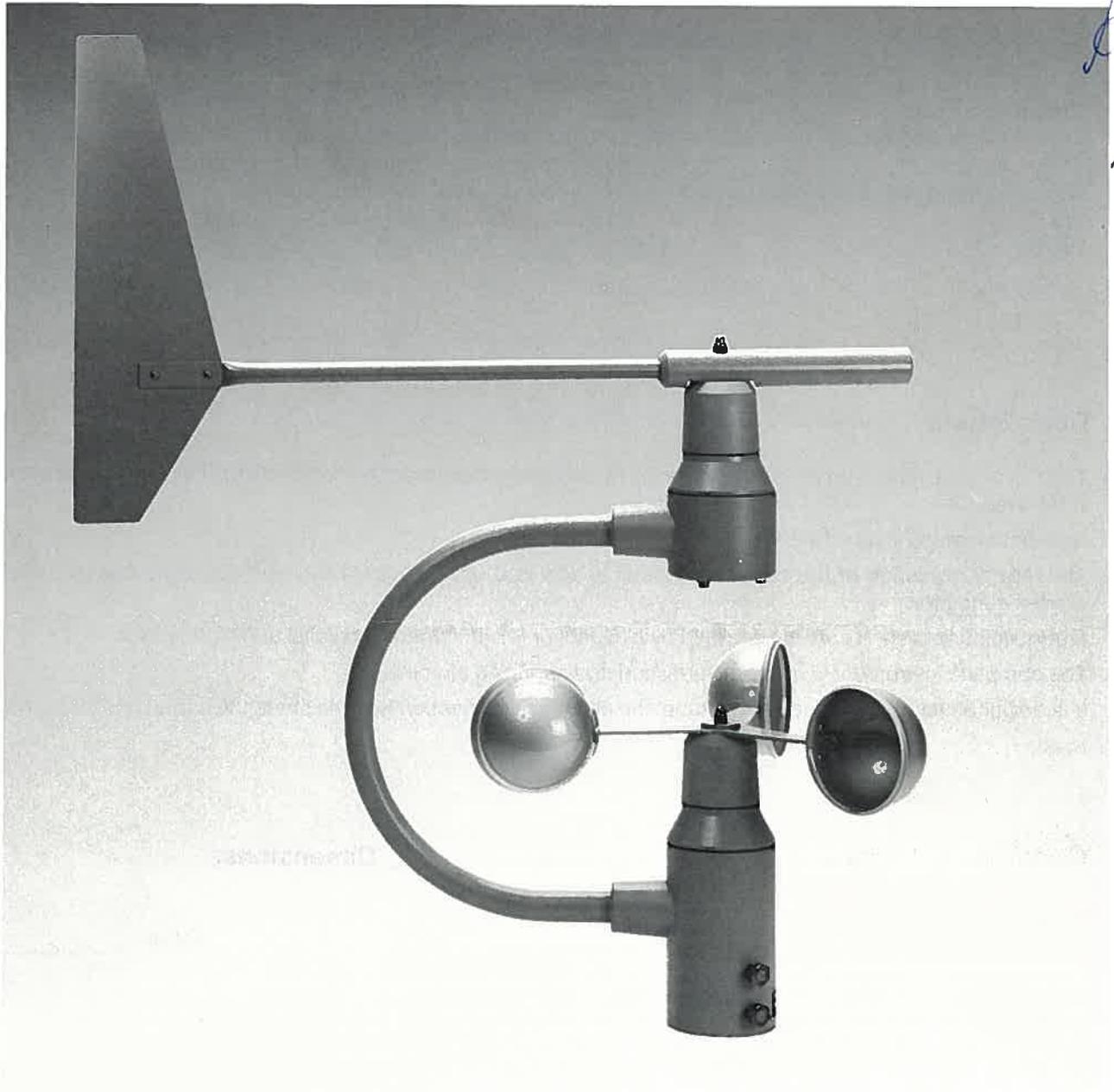
Telefax (05 51) 7 90 01-65

 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.

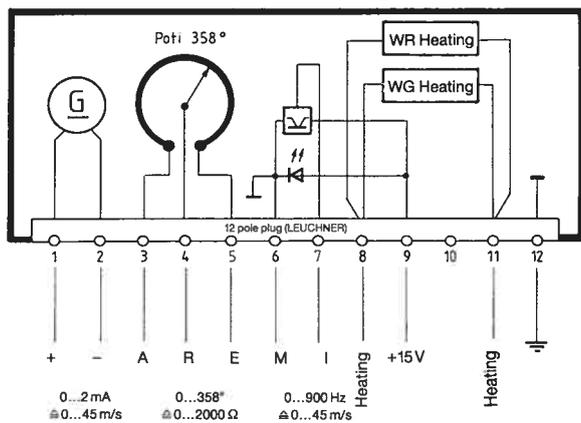
The rate of revolution of the cup anemometer is scanned opto-electronically and also detected by a direct current generator.

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

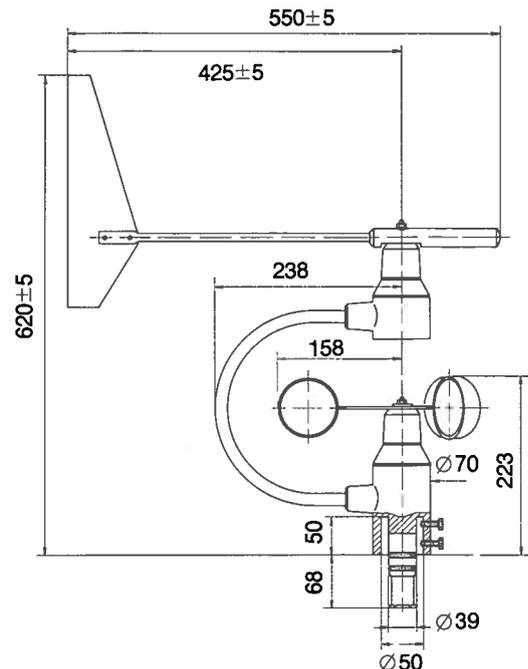
The complete instrument is made of varnished and anodized aluminium.

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:

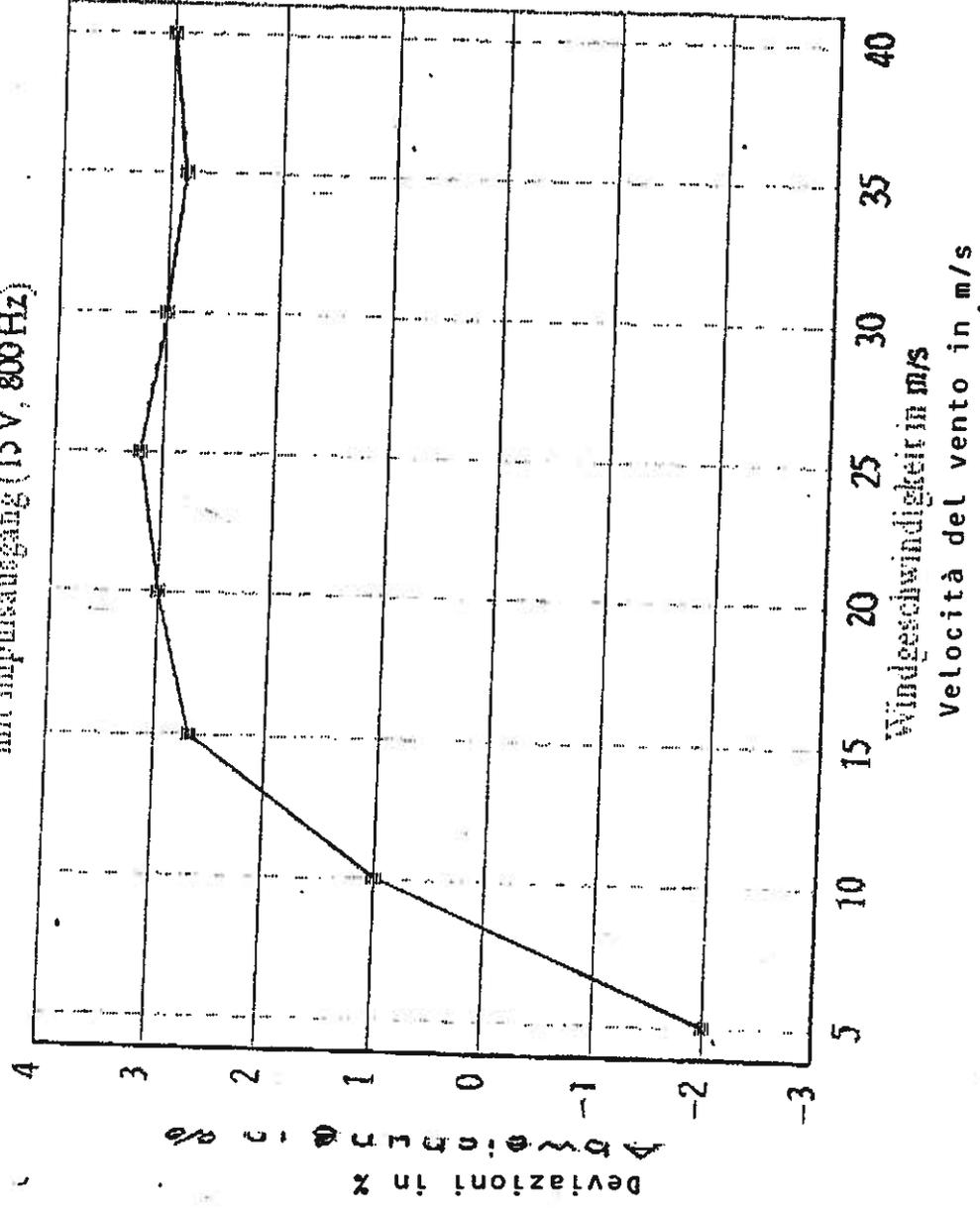


* Without heating: Order-no. 4.3323.10.251

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

Windgeschwindigkeitsgeber

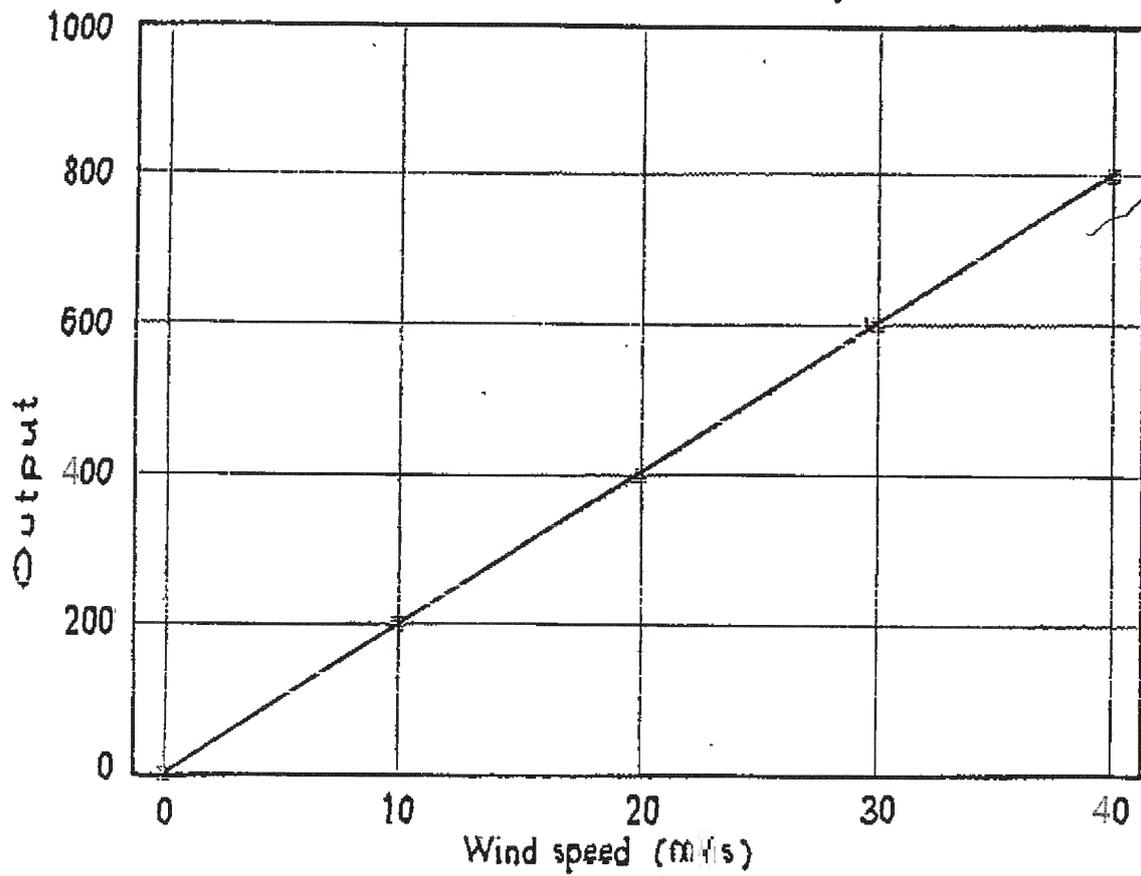
mit Impulsausgang (15V, 800 Hz)



Handwritten signature

Comb. Wind Transmitter 4.3323.21.2

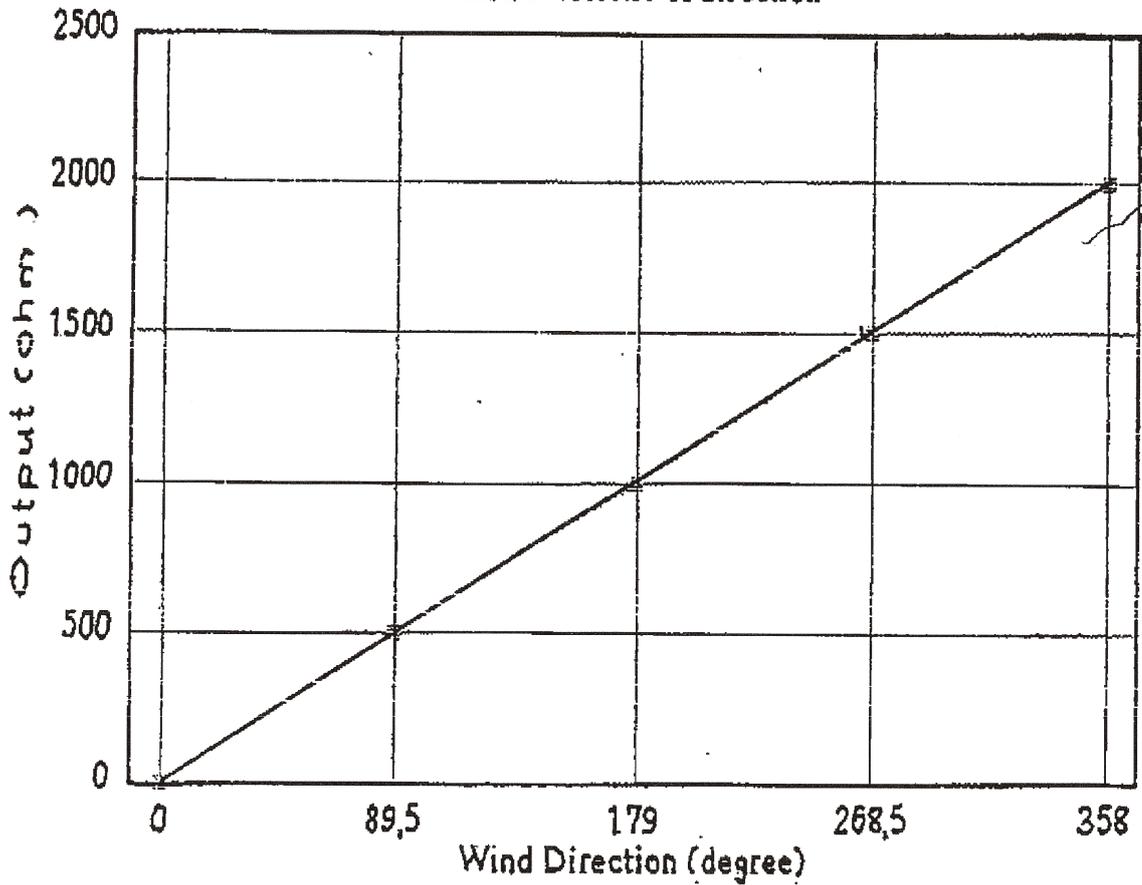
Characteristic of Wind speed



Handwritten signature

Comb. Wind Transmitter 4.3323.21.2

Characteristic of direction



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

**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.

GRAFICO 7 : Riporta gli andamenti della velocità massima, media e dello scarto quadratico medio della velocità nell'arco delle 24 ore del giorno; per ogni intervallo di 10 minuti della giornata è riportata la media dei valori registrati, nei diversi giorni dell'anno, nell'intervallo corrispondente.

GRAFICO 8 : Riporta l'istogramma della potenza specifica media della vena fluida in W/m² nell'arco delle 24 ore del giorno; per ogni intervallo di 10 minuti della giornata è riportata la media delle potenze rilevate, nei diversi giorni dell'anno, nell'intervallo corrispondente. Il grafico mette in evidenza la componente giornaliera della risorsa eolica.

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

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

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

- colonna 1 : settore di direzione o classe di velocità;
- colonna 2 : percentuale di occorrenze (nel settore o nella classe);
- colonna 3 : numero di occorrenze n (nel settore o nella classe);
- colonna 4 : turbolenza media T_{med} (nel settore o nella classe);
- colonna 5 : scarto quadratico medio della turbolenza $\text{sig}T$ (nel settore o nella classe);

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Periodo di elaborazione: 01/06/2001 - 31/05/2002 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 99.63 % (52364 dati su 52560)

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

| m/s | ore/anno | % | m/s | ore/anno | % |
|------|----------|-------|------|----------|-------|
| 0.0 | 8622.0 | 98.42 | 0.5 | 8533.2 | 97.41 |
| 1.0 | 8358.0 | 95.41 | 1.5 | 7995.1 | 91.27 |
| 2.0 | 7488.6 | 85.49 | 2.5 | 6890.7 | 78.66 |
| 3.0 | 6226.9 | 71.08 | 3.5 | 5701.6 | 65.09 |
| 4.0 | 4929.9 | 56.28 | 4.5 | 4210.0 | 48.06 |
| 5.0 | 3543.9 | 40.46 | 5.5 | 2921.1 | 33.35 |
| 6.0 | 2370.8 | 27.06 | 6.5 | 2033.1 | 23.21 |
| 7.0 | 1636.9 | 18.69 | 7.5 | 1300.3 | 14.84 |
| 8.0 | 1011.6 | 11.55 | 8.5 | 785.9 | 8.97 |
| 9.0 | 601.2 | 6.86 | 9.5 | 502.7 | 5.74 |
| 10.0 | 386.6 | 4.41 | 10.5 | 286.7 | 3.27 |
| 11.0 | 211.8 | 2.42 | 11.5 | 145.7 | 1.66 |
| 12.0 | 92.2 | 1.05 | 12.5 | 61.2 | 0.70 |
| 13.0 | 34.5 | 0.39 | 13.5 | 18.7 | 0.21 |
| 14.0 | 8.2 | 0.09 | 14.5 | 4.0 | 0.05 |
| 15.0 | 0.8 | 0.01 | 15.5 | 0.5 | 0.01 |
| 16.0 | 0.2 | 0.00 | 16.5 | 0.0 | 0.00 |
| 17.0 | 0.0 | 0.00 | 17.5 | 0.0 | 0.00 |
| 18.0 | 0.0 | 0.00 | 18.5 | 0.0 | 0.00 |
| 19.0 | 0.0 | 0.00 | 19.5 | 0.0 | 0.00 |
| 20.0 | 0.0 | 0.00 | 20.5 | 0.0 | 0.00 |
| 21.0 | 0.0 | 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 |

| | | |
|---|------------------|-----------------|
| Parametri della distribuzione di Weibull : | Vc = 5.27 | k = 1.76 |
|---|------------------|-----------------|

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

| | | |
|-----------------|-----------------|-----------------|
| Vmed = 4.69 m/s | sqmV = 2.75 m/s | Vcub = 6.10 m/s |
|-----------------|-----------------|-----------------|

| | |
|-------------------------------------|---------------------------|
| Potenza specifica della vena fluida | Pv = 139 W/m ² |
|-------------------------------------|---------------------------|

Tabella A

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

Periodo di elaborazione: 01/06/2001 - 31/05/2002 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 99.63 % (52364 dati su 52560)

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

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

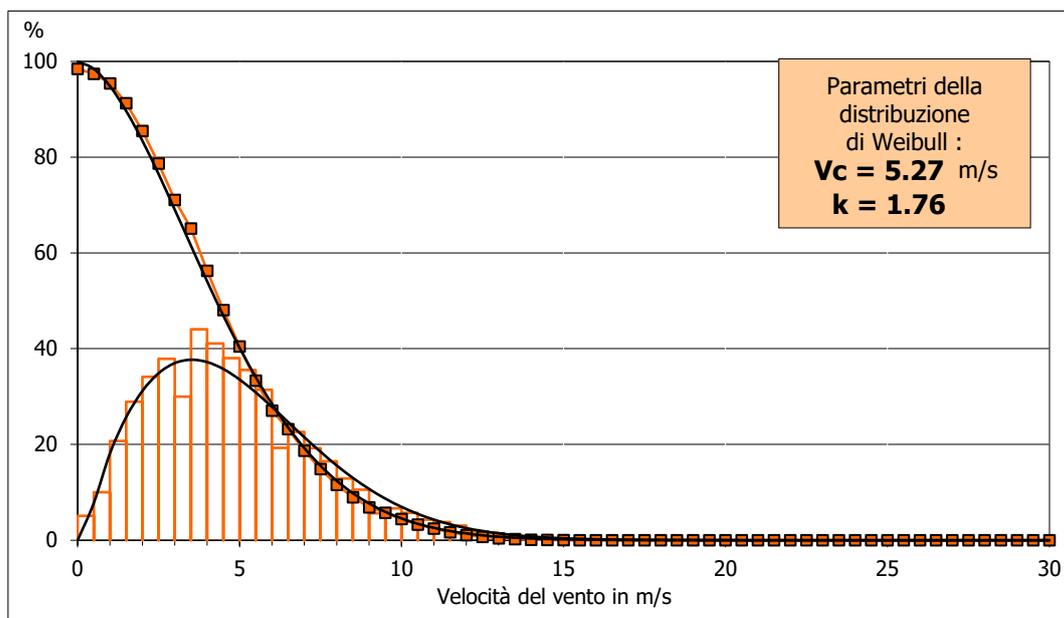
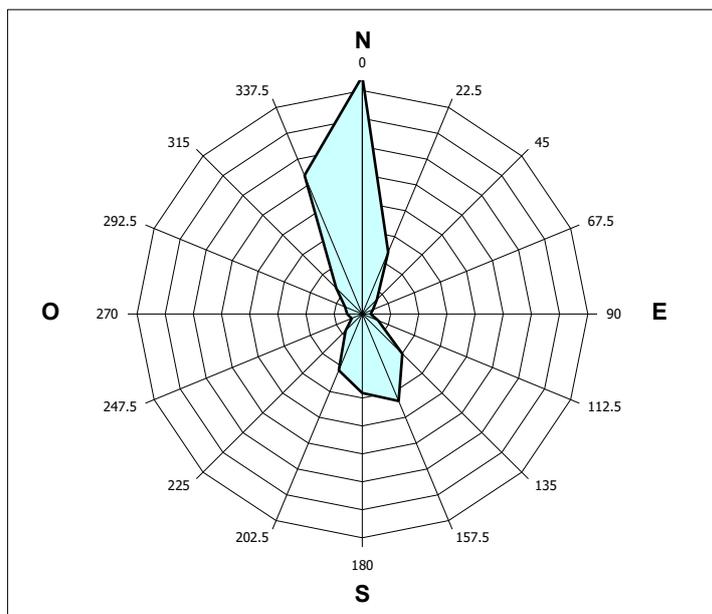


Grafico 2 : FREQUENZE DELLE DIREZIONI DEL VENTO (ROSA DEI VENTI)



Grafici 1 e 2

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

Periodo di elaborazione: 01/06/2001 - 31/05/2002 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 99.63 % (52364 dati su 52560)

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

| | Sett. | % | n | Vmed (m/s) | sigV (m/s) | Vcub (m/s) | Vmax (m/s) | Pv (W/m ²) |
|----|-----------------|------|--------------|--|---------------|---------------|---------------|---------------------------|
| 1° | Nord | 41.6 | 21801 | 6.03 | 2.55 | 7.03 | 16.3 | 213 |
| 3° | NE | 9.4 | 4927 | 4.01 | 1.95 | 4.94 | 15.0 | 74 |
| 8° | Est | 2.1 | 1094 | 2.86 | 1.64 | 3.71 | 8.4 | 31 |
| 5° | SE | 7.8 | 4109 | 4.15 | 1.86 | 4.92 | 12.6 | 73 |
| 2° | Sud | 18.6 | 9732 | 4.53 | 2.36 | 5.63 | 15.2 | 110 |
| 4° | SO | 9.1 | 4749 | 3.22 | 1.65 | 4.02 | 14.8 | 40 |
| 7° | Ovest | 2.8 | 1491 | 2.42 | 1.72 | 3.52 | 10.4 | 27 |
| 6° | NO | 5.9 | 3104 | 4.18 | 2.60 | 5.56 | 13.9 | 105 |
| | NoDir | 0.0 | 1 | 7.95 | 63.20 | 502.46 | 7.9 | 77698057 |
| | Calme | 2.6 | 1356 | (velocità del vento minore o uguale a 0.5 m/s) | | | | |
| | Totale = | | 52364 | 4.73 | 2.64 | 6.01 | 16.3 | 133 |

Tabella C : PARAMETRI DELLA VELOCITA' DEL VENTO NEI MESI DELL'ANNO

| Mese | Meq. | Vmed (m/s) | sigV (m/s) | Vcub (m/s) | Vmax (m/s) | Pv (W/m ²) | Ev (kWh/m ²) |
|------|------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------------------|-----------------------------|
| Dic | 1.00 | 5.53 | 2.74 | 6.74 | 15.0 | 186 | 139 |
| Gen | 1.00 | 4.71 | 2.62 | 5.95 | 16.3 | 129 | 96 |
| Feb | 1.00 | 4.76 | 2.55 | 5.93 | 13.4 | 127 | 86 |
| Mar | 1.00 | 5.41 | 2.98 | 6.82 | 15.4 | 193 | 144 |
| Apr | 1.00 | 4.20 | 2.19 | 5.21 | 12.6 | 86 | 62 |
| Mag | 0.99 | 4.46 | 2.07 | 5.30 | 11.1 | 91 | 68 |
| Giu | 1.00 | 5.35 | 2.81 | 6.63 | 14.8 | 178 | 128 |
| Lug | 0.97 | 4.87 | 2.73 | 6.19 | 14.1 | 145 | 108 |
| Ago | 1.00 | 4.25 | 2.41 | 5.46 | 15.0 | 99 | 74 |
| Set | 1.00 | 4.07 | 2.17 | 5.10 | 14.0 | 81 | 58 |
| Ott | 1.00 | 3.61 | 2.24 | 4.77 | 10.8 | 66 | 49 |
| Nov | 1.00 | 5.54 | 3.04 | 6.96 | 15.6 | 206 | 148 |

| Stagione | Vmed (m/s) | sigV (m/s) | Vcub (m/s) | Vmax (m/s) | Pv (W/m ²) | Ev (kWh/m ²) |
|-----------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------------------|-----------------------------|
| Inverno (Dic - Feb) | 5.01 | 2.66 | 6.24 | 16.3 | 148 | 320 |
| Primavera (Mar - Mag) | 4.69 | 2.50 | 5.88 | 15.4 | 124 | 274 |
| Estate (Giu - Ago) | 4.82 | 2.69 | 6.13 | 15.0 | 140 | 310 |
| Autunno (Set - Nov) | 4.40 | 2.65 | 5.77 | 15.6 | 117 | 256 |

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------|-------------|
| Anno | 4.73 | 2.64 | 6.01 | 16.3 | 132 | 1159 |
|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------|-------------|

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

Tabelle B e C

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

Periodo di elaborazione: 01/06/2001 - 31/05/2002 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 99.63 % (52364 dati su 52560)

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

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

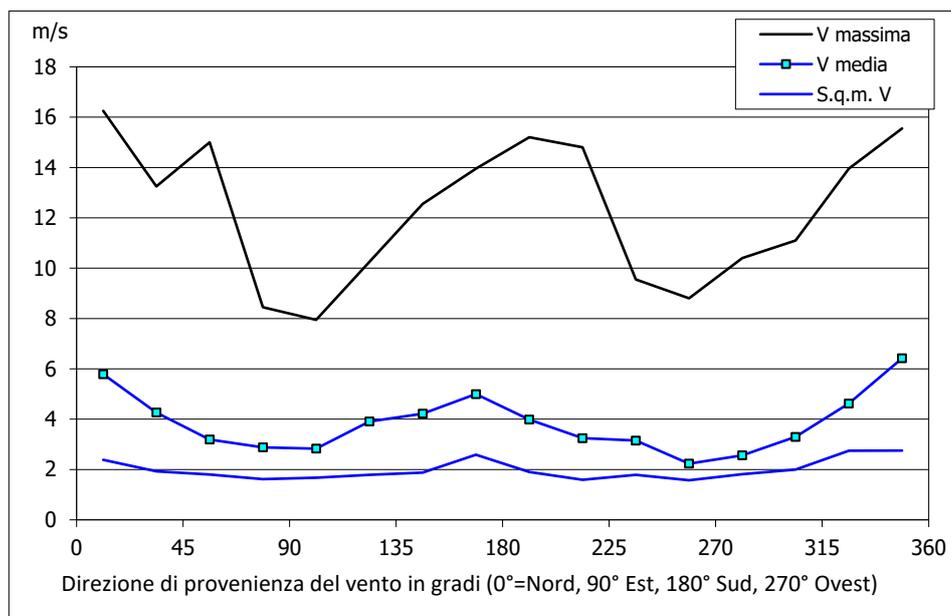
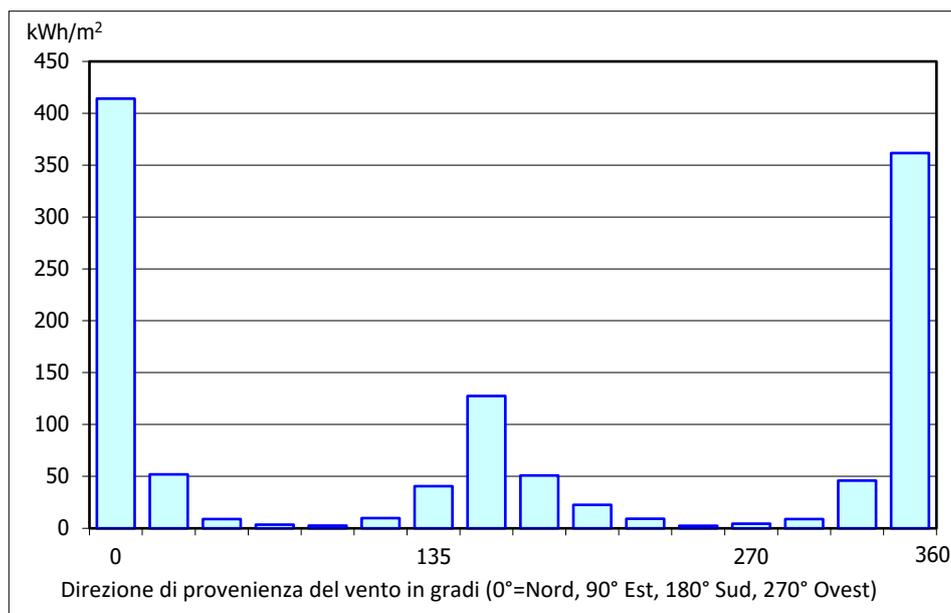


Grafico 4 : ENERGIA SPECIFICA DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m² PER SETTORE DI DIREZIONE



Grafici 3 e 4

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

Periodo di elaborazione: 01/06/2001 - 31/05/2002 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 99.63 % (52364 dati su 52560)

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

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

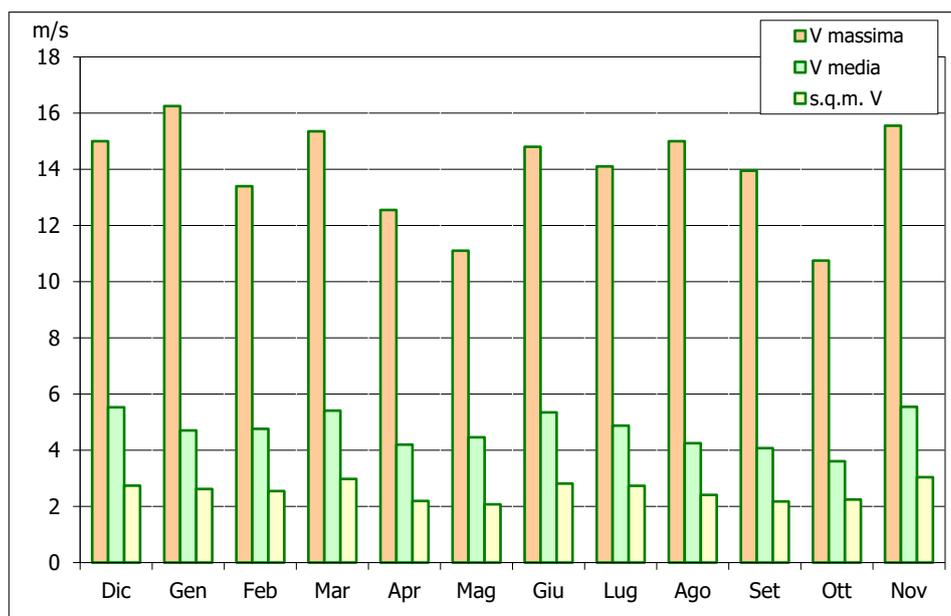
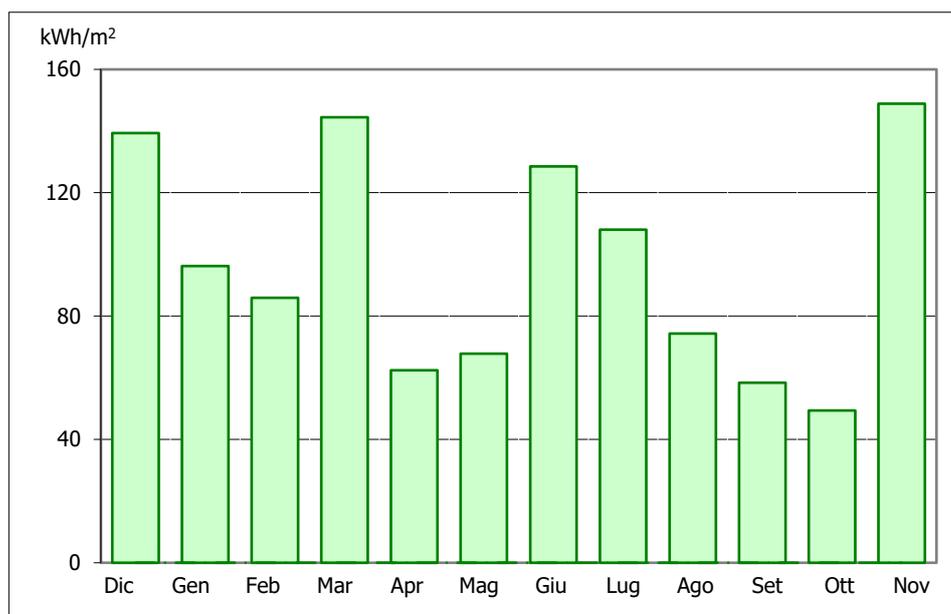


Grafico 6 : ENERGIA SPECIFICA MEDIA MENSILE DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m2



Grafici 5 e 6

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

Periodo di elaborazione: 01/06/2001 - 31/05/2002 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 99.63 % (52364 dati su 52560)

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

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

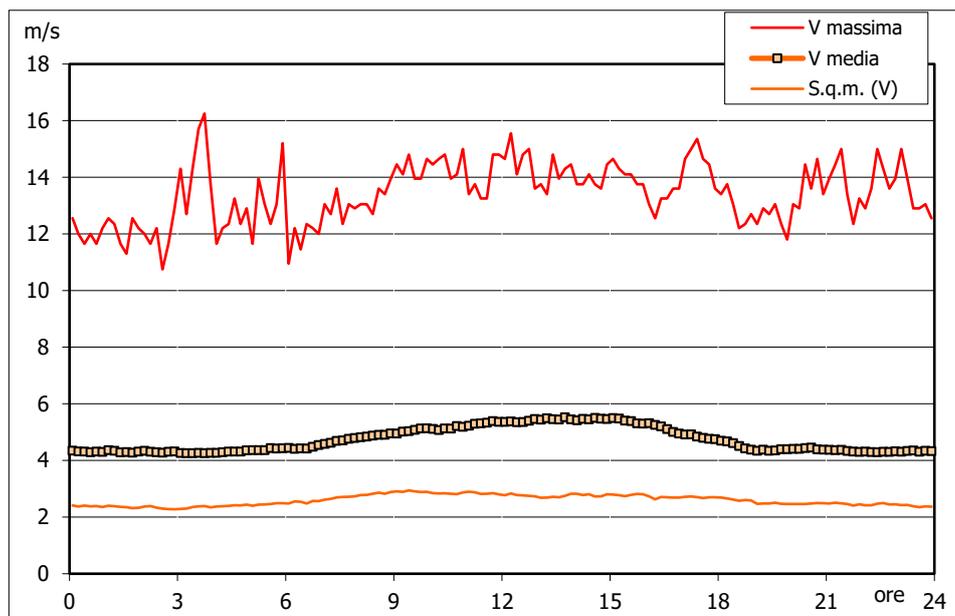
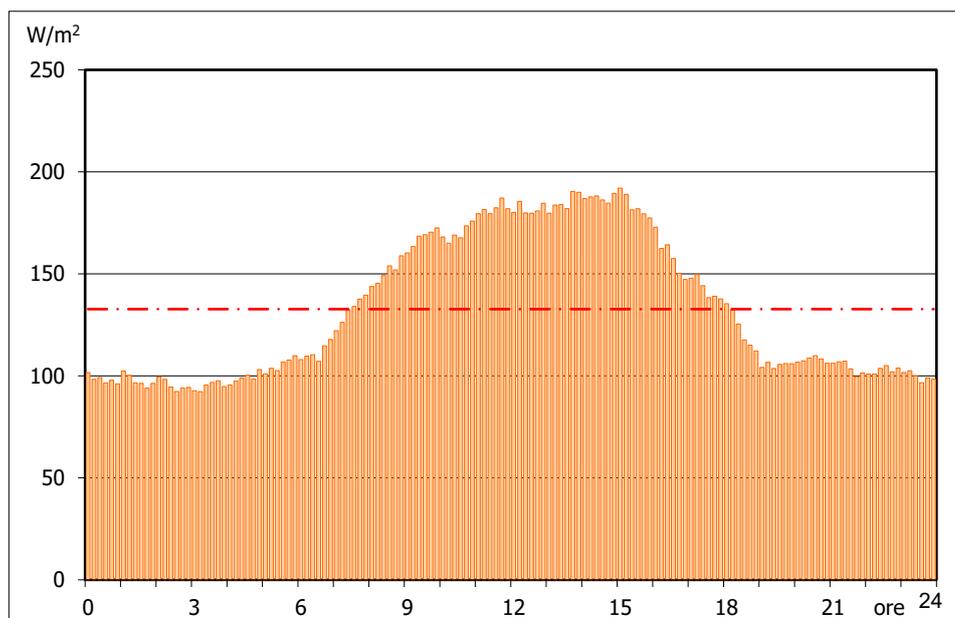


Grafico 8 : POTENZA SPECIFICA MEDIA DELLA VENA FLUIDA IN W/m² NELLE 24 ORE



Grafici 7 e 8

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

Periodo di elaborazione: 01/06/2001 - 31/05/2002 (numero giorni: 365)

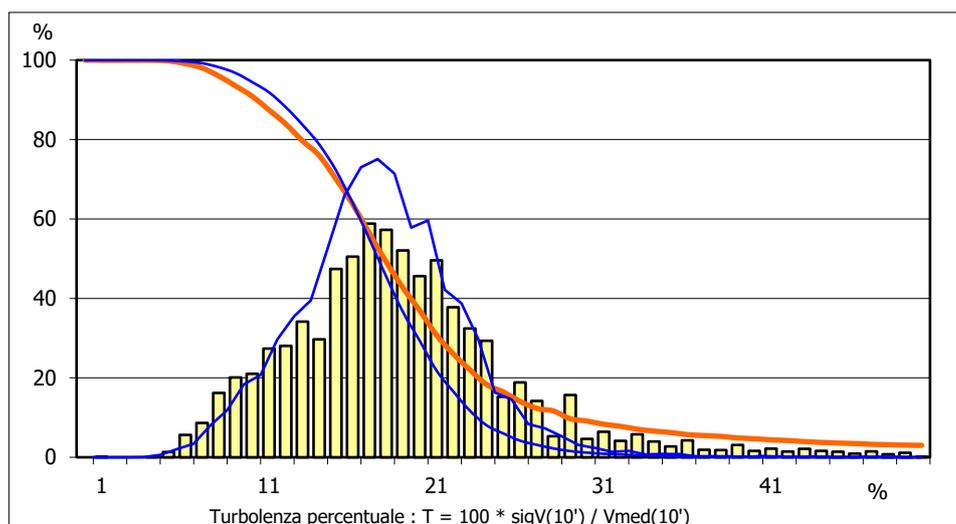
Percentuale dati disponibili = 99.63 % (52364 dati su 52560)

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

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

| Settore direzione | % | n | Tmed | sigT | T_5% | T_95% |
|-------------------|-------------|--------------|-------------|-------------|------------|-------------|
| Nord | 42.7 | 21801 | 16.9 | 8.2 | 8.3 | 27.2 |
| NordEst | 9.7 | 4927 | 19.9 | 12.4 | 6.9 | 37.5 |
| Est | 2.1 | 1094 | 24.9 | 19.1 | 9.7 | 71.1 |
| SudEst | 8.1 | 4109 | 19.4 | 10.6 | 8.4 | 32.4 |
| Sud | 19.1 | 9732 | 20.9 | 10.7 | 8.2 | 35.8 |
| SudOvest | 9.3 | 4749 | 26.5 | 13.9 | 12.1 | 54.3 |
| Ovest | 2.9 | 1491 | 31.6 | 20.9 | 11.0 | 80.1 |
| NordOvest | 6.1 | 3104 | 22.1 | 13.9 | 9.9 | 52.8 |
| Nessuna Direzione | 0.0 | 1 | 22.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Totale = | 97.4 | 51008 | 20.0 | 11.7 | 8.4 | 38.7 |

| Classe velocità m/s | % | n | Tmed | sigT | T_5% | T_95% |
|---------------------|-------------|--------------|-------------|------------|------------|-------------|
| V < 4 | 42.2 | 21539 | 23.2 | 16.6 | 7.4 | 57.7 |
| 4 < V < 8 | 45.9 | 23422 | 17.5 | 5.1 | 9.3 | 26.0 |
| 8 < V < 12 | 10.8 | 5496 | 18.3 | 3.3 | 13.3 | 23.9 |
| 12 < V < 16 | 1.1 | 550 | 18.1 | 2.4 | 14.3 | 22.4 |
| 16 < V < 20 | 0.0 | 1 | 15.7 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| V > 20 | 0.0 | 0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Totale* = | 56.3 | 29469 | 17.6 | 4.8 | 9.8 | 25.5 |

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

Tabella D e Grafico 9

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

Periodo di elaborazione: 01/06/2001 - 31/05/2002 (numero giorni: 365)

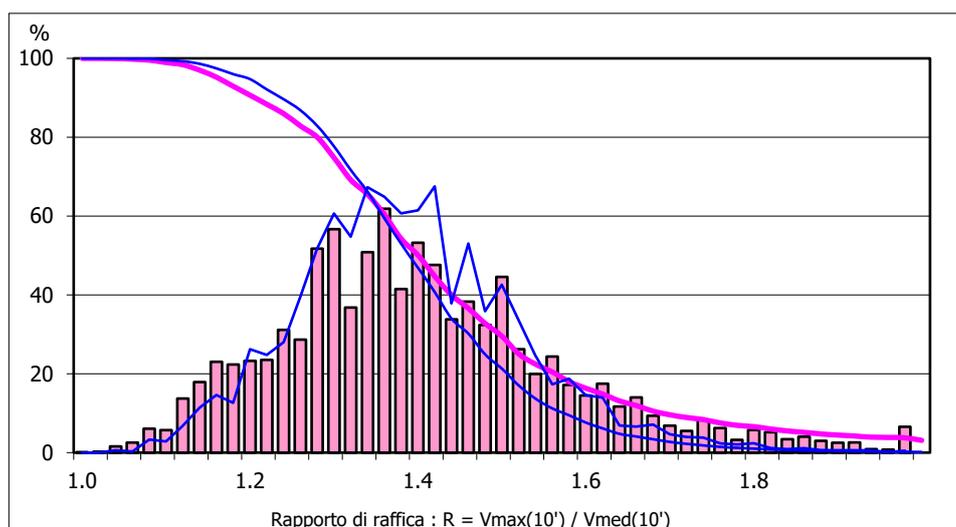
Percentuale dati disponibili = 99.63 % (52364 dati su 52560)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 m dal suolo
Tabella E : PARAMETRI DELLA DISTRIBUZIONE DEL RAPPORTO VELOCITA' VENTO MAX / MED

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

| Settore direzione | % | n | Rmed | sigR | R_5% | R_95% |
|-------------------|-------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Nord | 42.7 | 21801 | 1.40 | 0.20 | 1.16 | 1.66 |
| NordEst | 9.7 | 4927 | 1.45 | 0.29 | 1.13 | 1.87 |
| Est | 2.1 | 1094 | 1.56 | 0.41 | 1.17 | 2.36 |
| SudEst | 8.1 | 4109 | 1.46 | 0.24 | 1.16 | 1.79 |
| Sud | 19.1 | 9732 | 1.49 | 0.24 | 1.16 | 1.84 |
| SudOvest | 9.3 | 4749 | 1.62 | 0.31 | 1.25 | 2.15 |
| Ovest | 2.9 | 1491 | 1.69 | 0.43 | 1.19 | 2.52 |
| NordOvest | 6.1 | 3104 | 1.52 | 0.32 | 1.18 | 2.02 |
| Nessuna Direzione | 0.0 | 1 | 1.55 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Totale = | 97.4 | 51008 | 1.47 | 0.26 | 1.16 | 1.87 |

| Classe velocità m/s | % | n | Rmed | sigR | R_5% | R_95% |
|---------------------|-------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| V < 4 | 42.2 | 21539 | 1.53 | 0.36 | 1.14 | 2.17 |
| 4 < V < 8 | 45.9 | 23422 | 1.42 | 0.14 | 1.18 | 1.64 |
| 8 < V < 12 | 10.8 | 5496 | 1.44 | 0.11 | 1.27 | 1.62 |
| 12 < V < 16 | 1.1 | 550 | 1.43 | 0.08 | 1.29 | 1.56 |
| 16 < V < 20 | 0.0 | 1 | 1.38 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| V > 20 | 0.0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Totale* = | 56.3 | 29469 | 1.42 | 0.14 | 1.20 | 1.64 |

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

Tabella E e Grafico 10

ALLEGATO 3

SITO EOLICO

Comuni di Castellaneta e Palagianello (TA)

Ubicazione geografica del sito



Scala 1:200.000



 Sito eolico



Regione: PUGLIA

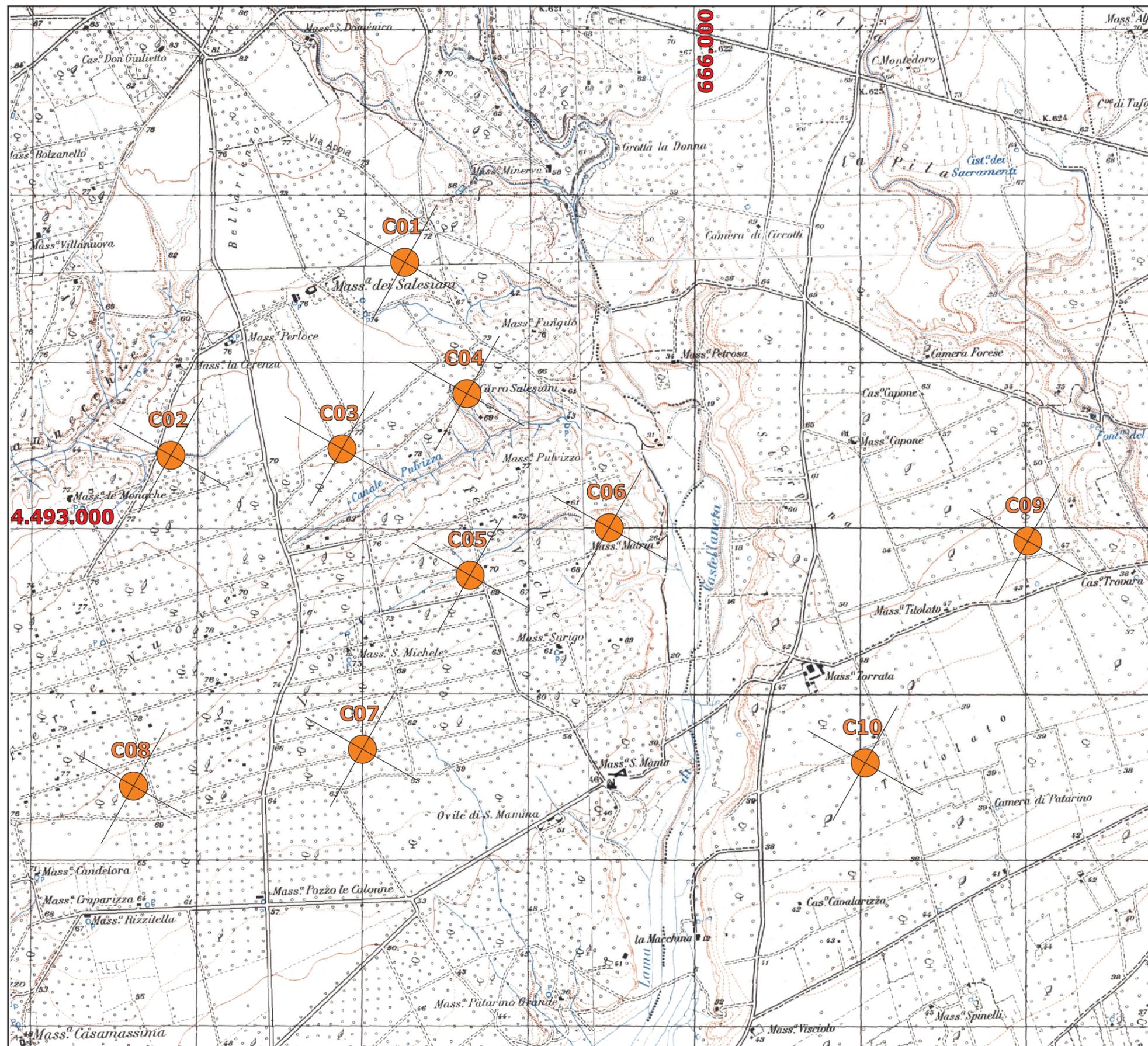
Cartina di base: Atlante stradale d'Italia, Volume SUD, 1:200.000, Ediz. TCI, Milano 2004.



IMPIANTO EOLICO

Comuni di Castellaneta e Palagianello (TA)

Ubicazione degli Aerogeneratori



LEGENDA

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

Cartina di base IGMI, serie 25V:
MASSERIA CASAMASSIMA 201 I SE
PALAGIANO 202 IV SO
CASTELLANETA 201 I NE

Scala 1:25.000



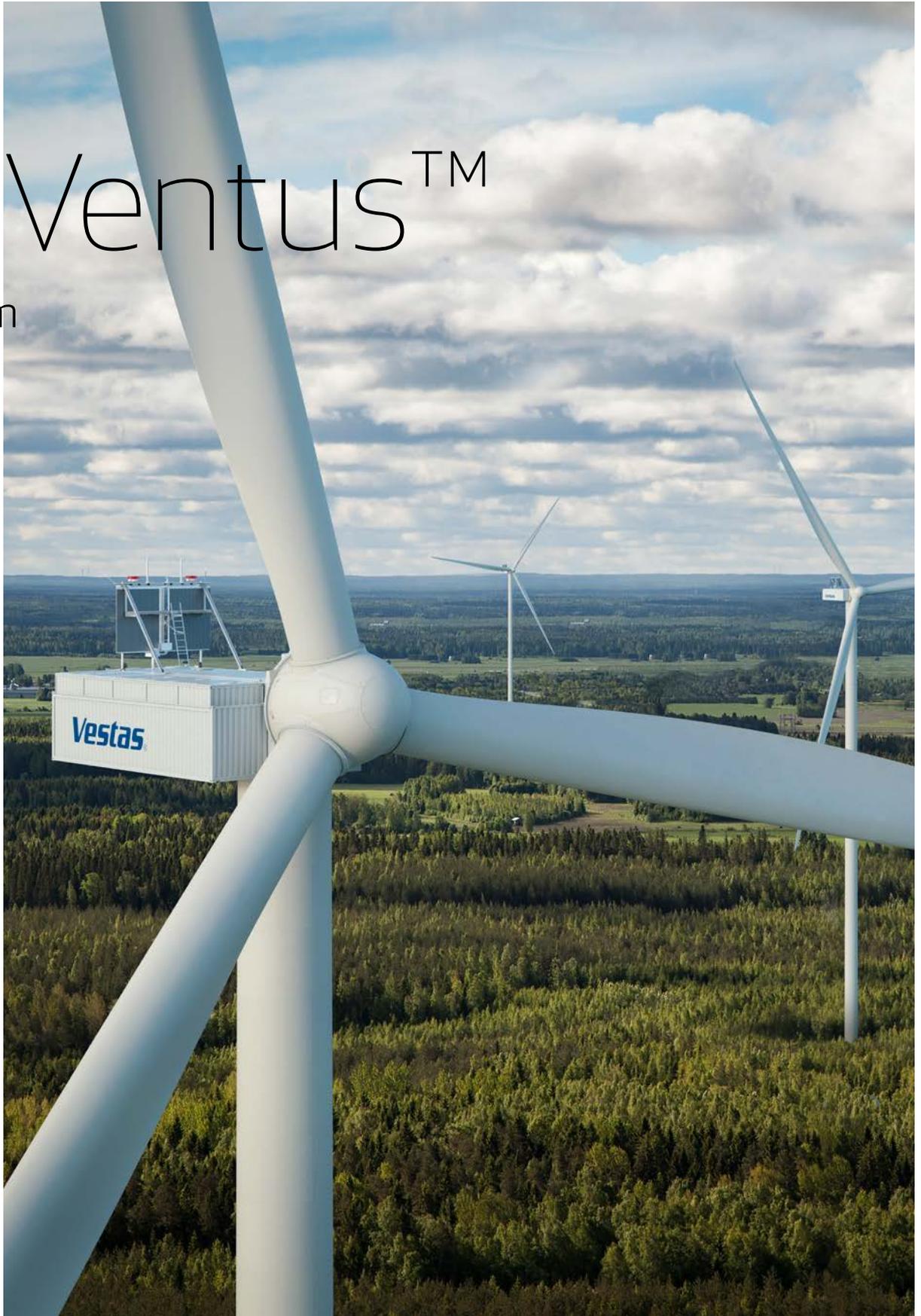
Regione: Puglia



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

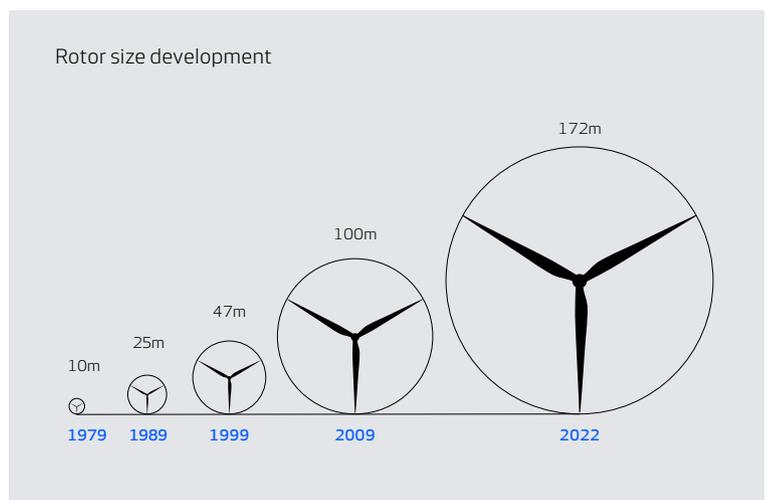
The Vestas EnVentus™ platform adds four new variants to the wide range of existing Vestas turbines, providing the ability to create an even more finely matched combination of turbines to harness available wind energy in any specific location.

Versatility at the core

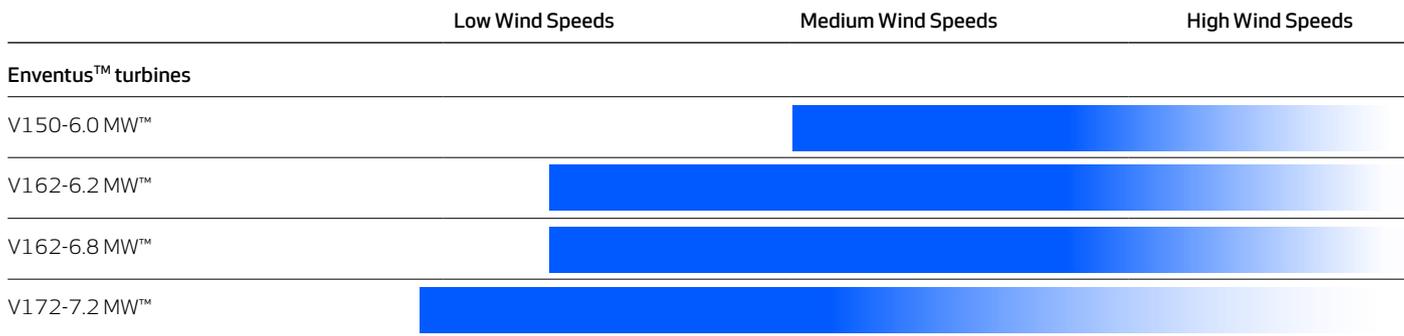
Through advanced modularity in design, EnVentus™ aims to meet customisation needs more efficiently combining reusable modules depending on unique market and project conditions. Designed with global applicability in mind, EnVentus™ based variants benefit from a full-scale converter enabling compliance 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 Supression
- Lightning detection
- Load Optimised Modes
- Low Temperature Operation to -30°C
- Oil Debris Monitoring System
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Service Personnel Lift
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™

V150-6.0 MW™

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

V162-6.2 MW™

With a swept area of over 20,000m², 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

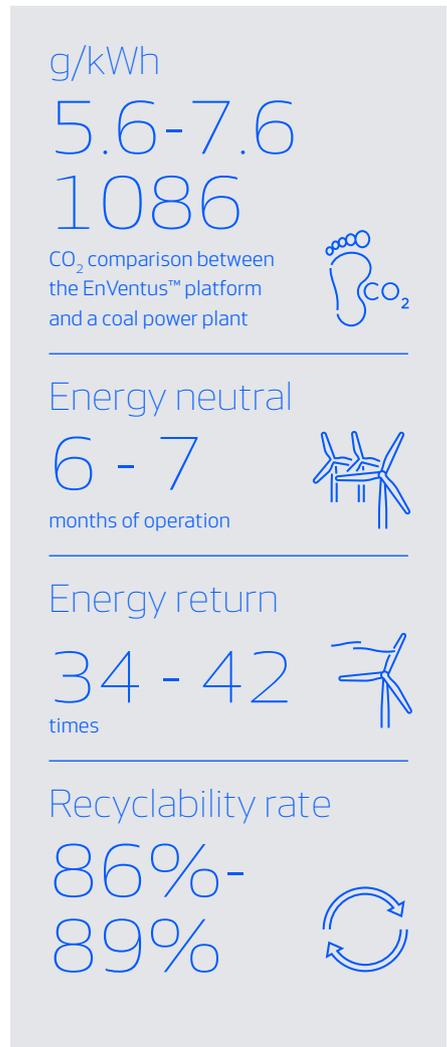
In 2020, we introduced our sustainability strategy, Sustainability in Everything We Do. At Vestas we are working to improve our own environmental performance, create value for local communities, promote a safe, diverse, and inclusive workplace, while leading the transition to a world powered by sustainable 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

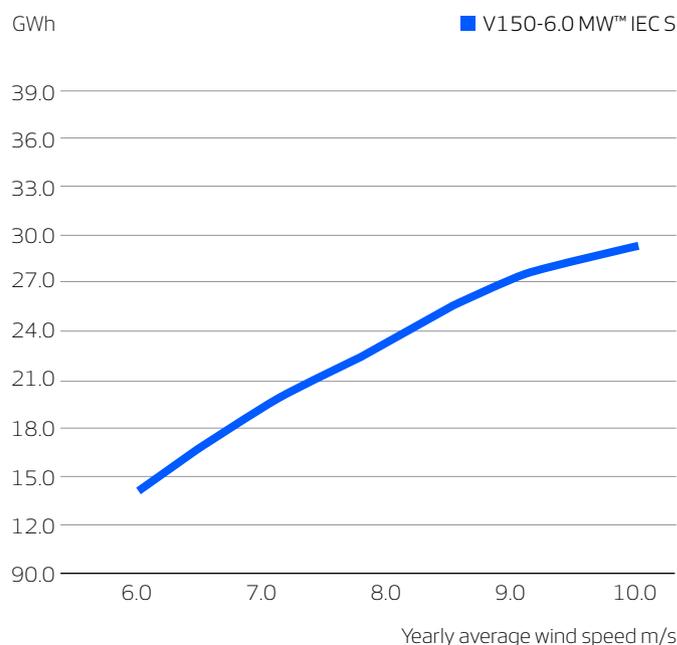
- Condition Monitoring System
- Oil Debris Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection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

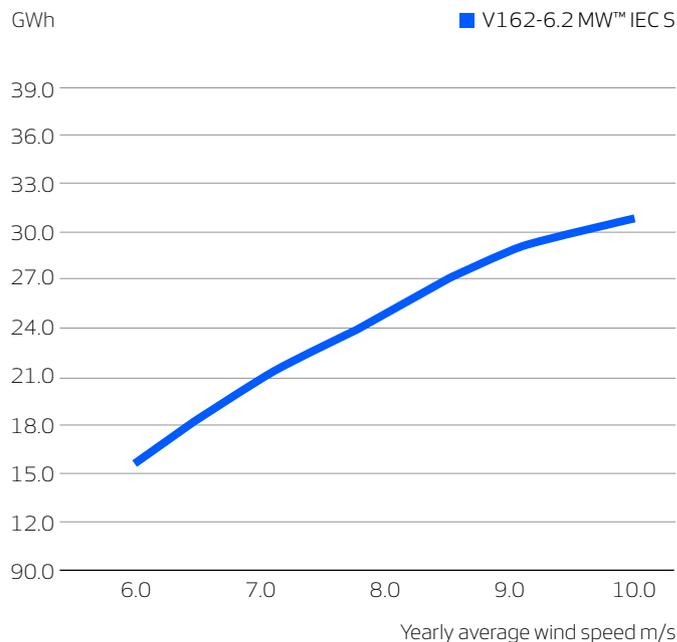
- 6.0 MW Operational Mode
- Condition Monitoring System
- Oil Debris Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System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

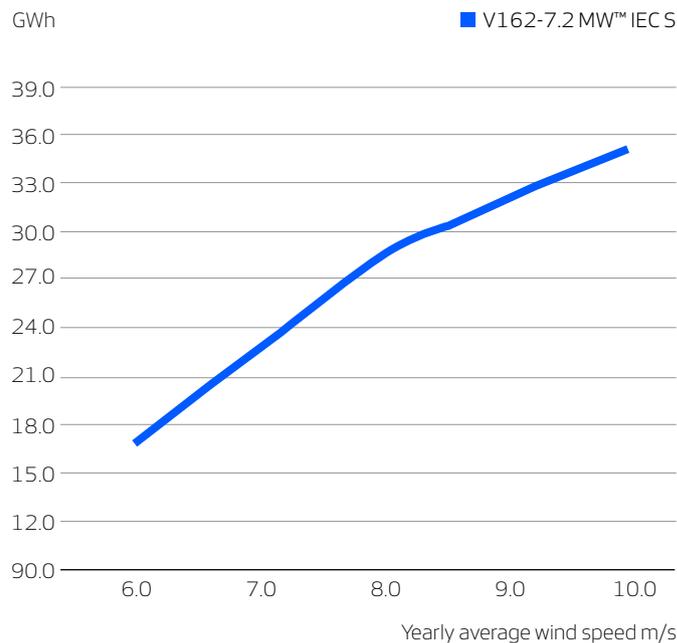
- 6.5 MW Operational Mode
- 6.8 MW Operational Mode
- Oil Debris Monitoring System
- High Temperature CoolerTop
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings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

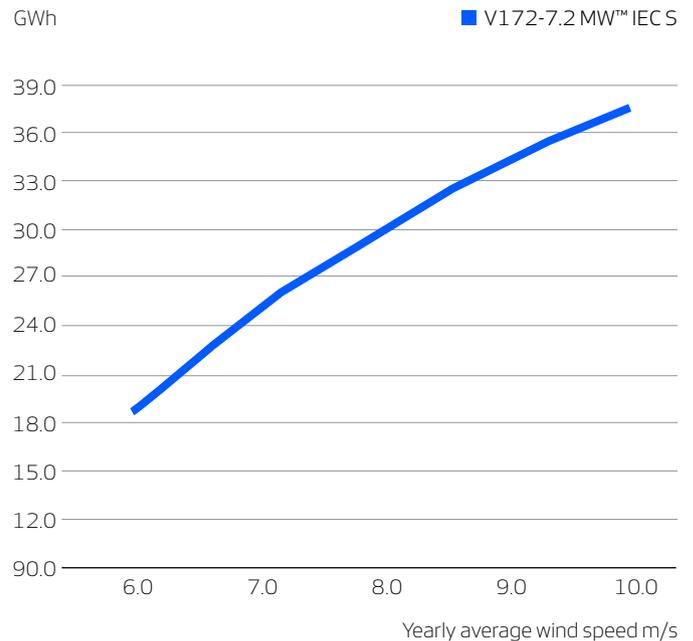
- 6.5 MW Operational Mode
- 6.8 MW Operational Mode
- Oil Debris Monitoring System
- High Temperature CoolerTop
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings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

