

- biogas
- biometano
- eolico
- fotovoltaico
- efficienza energetica

# Studio Anemologico

Progetto Definitivo

Comune di Matera (MT)

Località Annunziata

**Elaborato**

Andreas Wolf Ciavarra

**Controllato**

S. Leggieri

**Approvato**

V. Pace

IT/EOL/E-MATE/PDF/A/SA/50-a  
23/09/2022

*Andreas Wolf*

Via Ivrea, 70 (To) Italia  
T +39 011.9579211  
F +39 011.9579241  
info@asja.energy

ASJA AMBIENTE ITALIA S.p.A.  
Via Ivrea, 70 - 10098 RIVOLI (TO)

**asja**

## Indice

1. Introduzione .....	3
2. Descrizione progetto .....	3
2.1 Inquadramento geografico .....	3
3. Anemometria .....	4
3.1.1 Stazione Anemometrica .....	4
3.1.2 Elaborazione dei dati anemometrici .....	5
3.1.3 Analisi Dati Vento .....	6
3.1.4 Creazione del file di input per WASP .....	8
3.2 Analisi Anemometrica .....	8
3.2.1 Wind Shear .....	8
3.2.2 Rosa dei Venti .....	9
4. Configurazione dell'impianto .....	11
4.1 Aerogeneratore .....	12
5. Calcolo della resa energetica .....	14
5.1 Simulazione con WASP 11 .....	14
5.1.1 La modellazione del terreno .....	15
5.1.2 Risultati della simulazione con WASP 11 .....	16
5.1.3 Stima della producibilità reale dell'impianto P50 .....	17
5.1.4 Livelli di eccedenza e calcolo P75 e P90 .....	18
5.2 Simulazione con WindSim 9 .....	19
5.2.1 Modellazione del terreno .....	19
5.2.2 Producibilità netta dell'impianto .....	20
5.2.3 Stima della producibilità reale dell'impianto P50 .....	21
5.2.4 Livelli di eccedenza e calcolo P75 e P90 .....	21
6. Confronto delle analisi e Conclusioni .....	22
Allegati .....	22
Allegato 1: Mappa dell'intensità del vento ad altezza mozzo .....	22
Allegato 2: Report di Installazione Anemometro e certificati di calibrazione .....	22

# 1. Introduzione

ASJA Ambiente Italia S.p.A. è una società attiva nello sviluppo, realizzazione e gestione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili. Nel settore eolico, la società ha maturato un'esperienza ventennale comprovata dallo sviluppo e realizzazione di circa 180 MW.

La presente relazione ha lo scopo di quantificare e valutare la risorsa eolica del progetto in sviluppo in agro di Matera. Il valore di produzione è stato stimato con l'utilizzo dei software WAsP e WindSim, combinando i dati vento con l'orografia e la rugosità del terreno e considerando tutti i possibili fattori di perdita, come l'effetto scia tra le turbine.

## 2. Descrizione progetto

### 2.1 Inquadramento geografico

L'impianto eolico proposto è localizzato sul versante orientale della regione Basilicata, a circa 6 km, in direzione Nord-Ovest, dal comune di Matera (Figura 1). Gli aerogeneratori in progetto si trovano su un'area piuttosto pianeggiante ad un'altitudine media di 418 m s.l.m.

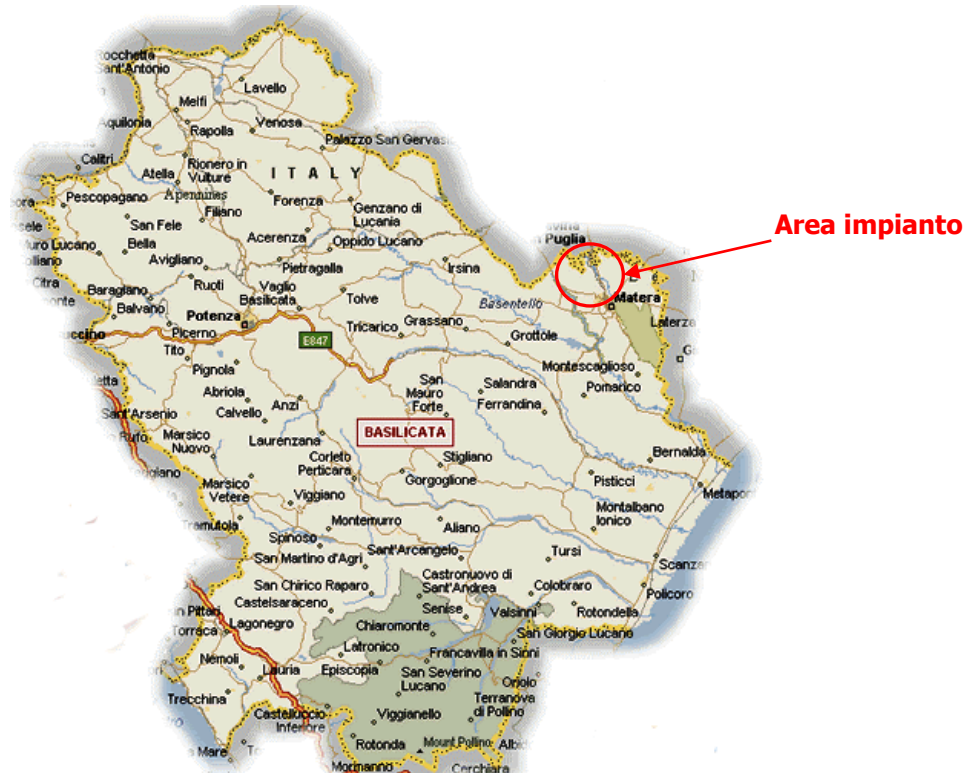


Figura 1. Individuazione dell'area di impianto

## 3. Anemometria

### 3.1.1 Stazione Anemometrica

La stazione anemometrica utilizzata per l'analisi del vento e le stime di producibilità è costituita da una torre anemometrica (TA), installata in data 14/11/2014, localizzata nella località di Ciccolocane (MT) a circa 5,5 km di distanza dall'impianto. La TA, individuata dal codice stazione 1004 e nominata "EAE Ciccolocane", è di tipo autoportante con altezza pari a 90 m, con sensori di velocità e direzione, regolarmente calibrati e certificati, posizionati accoppiati ad altezze di 33 m e 90 m (Figura 2).

Le caratteristiche dei bracci di sostegno dei sensori, nonché di tutta la componentistica ancillare (parafulmine, ecc.), rispettano le prescrizioni imposte dallo standard internazionale previsto dall'IEA (International Energy Agency).

Per una descrizione completa della stazione anemometrica, si rimanda all'allegato 2 "Report di Installazione Anemometro e certificati di calibrazione" emesso dalla ditta installatrice.

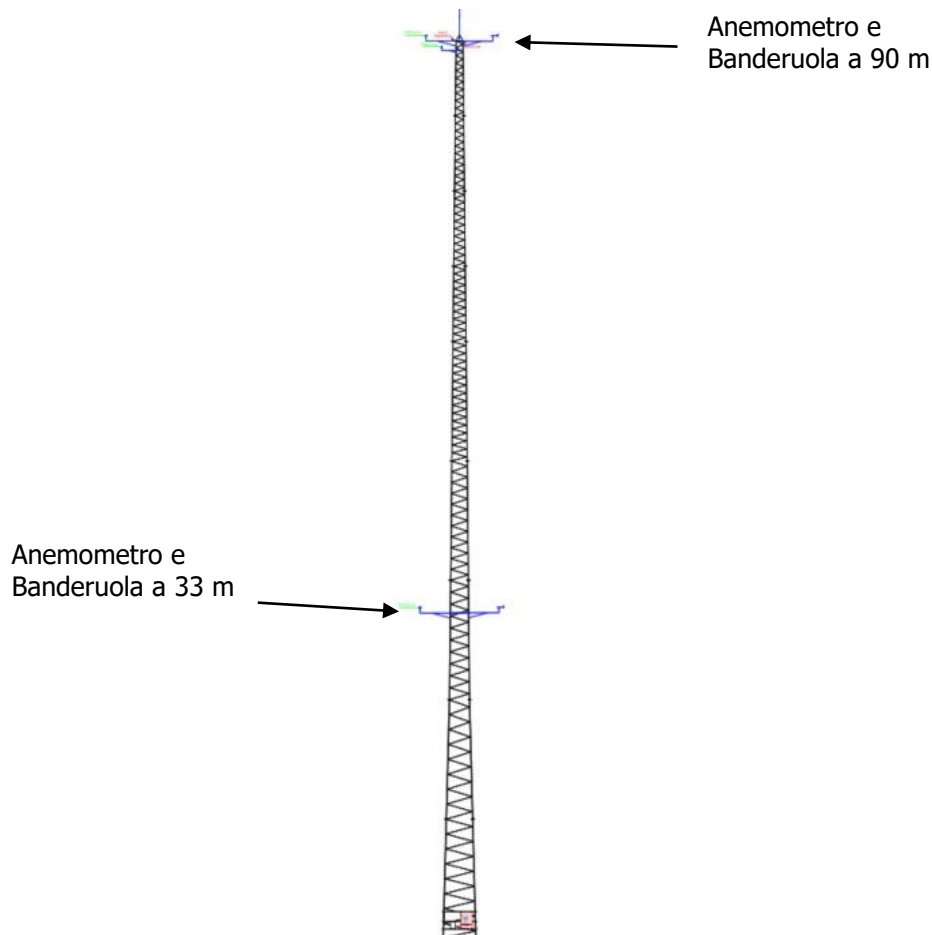


Figura 2. Profilo della TA installata con individuazione dei sensori a 90 e 33 m

La Tabella 1 riporta la descrizione della torre anemometrica e della sua componentistica, mentre la Tabella 2 riporta le coordinate del punto di installazione espresse nel sistema WGS84.

<b>Caratteristiche Tecniche TA 1004</b>	
<b>Descrizione</b>	<b>Tipo</b>
Anemometro 90 m	Vaisala
Anemometro 33 m	Vaisala
Banderuola 90 m	Vaisala
Banderuola 33 m	Vaisala
Data Logger	VMET - Vestas
Torre	Autoportante Carl-C 90 m
Cavo schermato tripolare	Cavi forniti da VESTAS
Cavo schermato bipolare	Cavi forniti da VESTAS
Calata in rame per scarico a terra	Cavo schermato grigio FG7R 50 mm <sup>2</sup>
Captatore di fulmini	Asta + captatore di rame
Dispersore di terra	Impianto rete di terra committente

Tabella 1. Elenco dei componenti della TA

Sistema di coordinate	<b>UTM-WGS84 33 Coordinate rettilinee</b>	<b>UTM-WGS84 33 Coordinate geografiche</b>
Est/Longitudine	<b>632726</b>	<b>16.572353°</b>
Nord/Latitudine	<b>4512875</b>	<b>40.756131°</b>
Altitudine [m]	<b>399</b>	<b>399</b>

Tabella 2. Posizionamento della TA

### 3.1.2 Elaborazione dei dati anemometrici

Come già anticipato nel precedente paragrafo, la torre anemometrica è stata installata a novembre del 2014. La stazione è a servizio di un impianto eolico in esercizio, di proprietà della stessa Asja Ambiente Italia SpA, localizzato in un'area distante circa 5,5 km in direzione est rispetto quella dell'impianto in progetto.

Negli anni 2015 e 2016 ci sono stati diversi periodi in cui l'anemometro non è riuscito a registrare dati. Per ovviare la problematica si potevano seguire due strade:

1. riempire gli intervalli temporali privi di misurazioni con correlazioni sulla base di dati rilevati da anemometri posti nelle vicinanze;
2. ridurre l'arco temporale su cui si basano le analisi eliminando gli anni in cui le registrazioni hanno rilevato una disponibilità bassa dell'anemometro.

In questo specifico caso, avendo a disposizione un arco temporale molto ampio, si è deciso di utilizzare la seconda soluzione e sono stati considerati soltanto i dati registrati da gennaio 2017 in poi. L'arco temporale utilizzato risulta più che sufficiente per ottenere un risultato affidabile.

In Figura 3 si può osservare la disponibilità dell'anemometro nell'arco temporale considerato. I dati sono stati ulteriormente migliorati eseguendo un'azione di filtraggio che viene esposta nel paragrafo che segue.

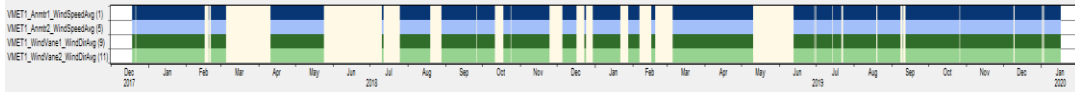


Figura 3. Disponibilità dati vento dell'anemometro di Ciccolocane da gennaio del 2017

### 3.1.3 Analisi Dati Vento

Il filtraggio dei dati vento è stato eseguito con il software Windographer, seguendo alcuni criteri (descritti in [1] e [2]) elencati in Tabella 3:

Parametro di filtraggio	Criterio
<b>Velocità orizzontale del vento</b>	
<i>Velocità media (avg_ws)</i>	$0 < \text{avg\_ws} < 30 \text{ m/s}$
<i>Deviazione Standard (Dev Std)</i>	$0 < \text{Dev Std} < 3 \text{ m/s}$
<i>Velocità massima (V_max)</i>	$0 < V\_max < 30 \text{ m/s}$
<b>Direzione del Vento</b>	
<i>Direzione media (avg_wd)</i>	$0^\circ < \text{avg\_wd} < 360^\circ$
<i>Variatione minima in 1 hr</i>	La direzione del vento deve variare di $1^\circ$ in un'ora

Tabella 3. Elenco dei criteri di filtraggio

Questo ha permesso di ottenere dati più affidabili e di ottenere una direzione predominante del vento che risulta essere in accordo tra i due sensori posti a 33 e 90 metri, come visibile in Figura 4.

Parametro	Disponibilità complessiva prima del filtraggio [%]	Disponibilità complessiva dopo il filtraggio e periodo temporale ridotto [%]
Velocità e Direzione a 90 m	65,99	72,16
Velocità e Direzione a 33 m	99,13	98,5

Tabella 4. Disponibilità dei dati vento

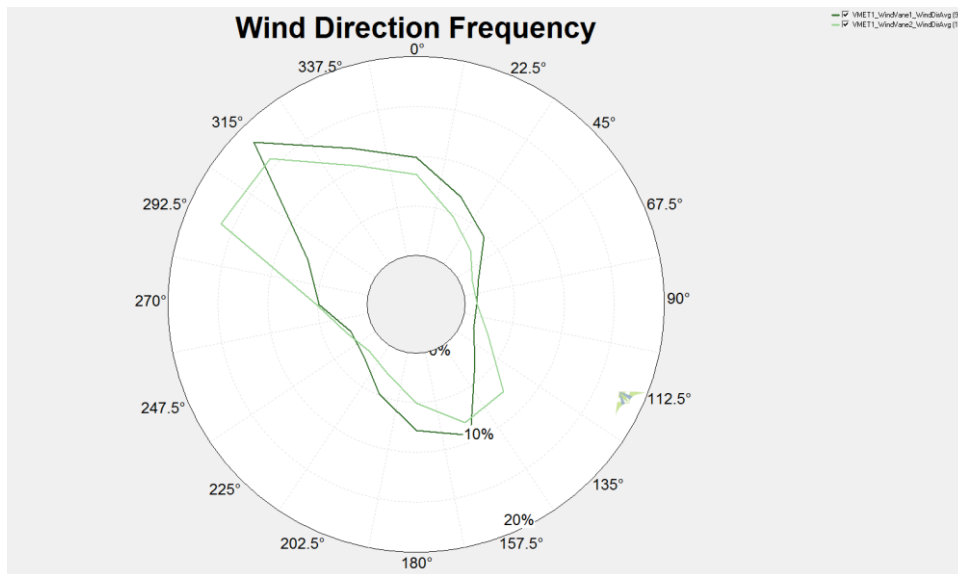


Figura 4. Rose dei venti ottenute per le altezze di 90 m (verde scuro) e 33 m (verde chiaro)

La distribuzione di Weibull, che rappresenta l'andamento delle frequenze delle velocità del vento su cui si basa il file di input sia per WASP che per WindSim, è caratterizzata due parametri,  $k$ , parametro di forma e  $A$ , il parametro di scala. Il primo caratterizza l'ampiezza della distribuzione di Weibull e assume un valore tra 1 e 3, mentre il secondo, espresso in m/s, è correlato con la velocità media del vento. In Tabella 5 sono riportati i valori misurati dai due sensori a 33 e 90 metri, suddivisi in 12 settori di direzione, mentre in Tabella 6 sono riportati gli stessi parametri di Weibull mediati per i 12 settori di direzione e le relative velocità medie del vento.

Altezza [m]	Weibull Parametro	345° - 15°	15° - 45°	45° - 75°	75° - 105°	105° - 135°	135° - 165°	165° - 195°	195° - 225°	225° - 255°	255° - 285°	285° - 315°	315° - 345°
H = 90	k	1,442	4,295	1,804	1,216	1,120	1,489	5,600	1,377	1,108	1,664	2,227	2,327
	A	6,012	6,622	5,089	3,528	4,797	5,957	6,811	3,241	3,827	6,640	7,402	8,323
H = 33	k	1,809	1,847	1,813	1,301	0,951	1,454	1,323	0,893	0,842	1,369	1,917	2,290
	A	6,571	4,585	4,095	2,866	3,680	5,872	3,881	2,637	2,595	4,742	5,581	6,711

Tabella 5 . Valori dei parametri di Weibull per tutte le direzioni per le due altezze di misura

	H = 33 m	H = 90 m
Weibull A	5,225	5,885
Weibull k	1,497	1,490
Velocità Media del vento [m/s]	4,774	5,307

Tabella 6. Parametri di Weibull e velocità media del vento alle altezze di 33 e 90 m

### 3.1.4 Creazione del file di input per WAsP

Per stimare la producibilità dell'impianto eolico con il software WAsP, è necessario convertire i dati analizzati e filtrati nell'apposito formato file ".tab". Questa conversione è resa possibile tramite un sottoprogramma di WAsP, ovvero il WACA (WAsP Climate Analyst), il quale interpola e collega in modo lineare gli intervalli senza dati, generati dal filtraggio. Di conseguenza è stato deciso di escludere queste interpolazioni lineari dei dati (evidenziati in giallo in Figura 5) e considerare solo gli intervalli effettivi.

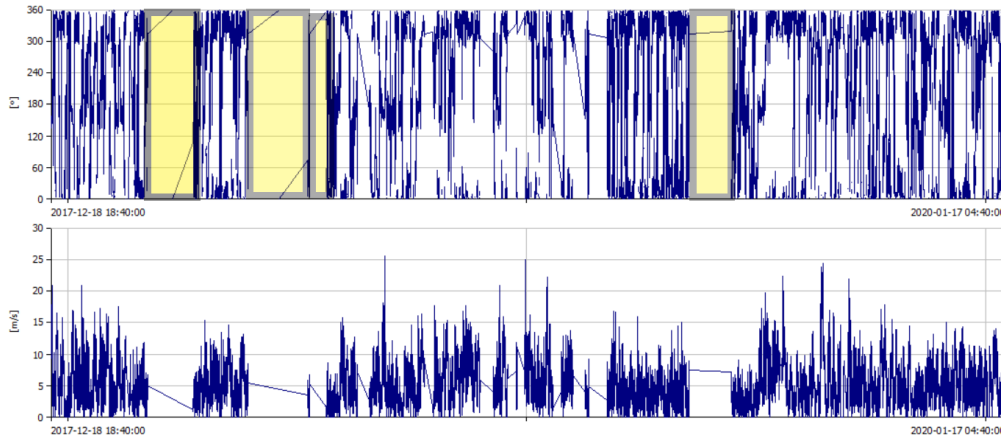


Figura 5. Dati vento filtrati con gli intervalli privi di dati interpolati in modo lineare

## 3.2 Analisi Anemometrica

### 3.2.1 Wind Shear

L'estrazione dei dati vento a diverse altezze permette di stimare l'evoluzione della velocità del vento tra il suolo e lo strato limite del "Surface layer", ovvero lo strato atmosferico dove il vento è influenzato dalla frizione generata dall'orografia e dalla rugosità del terreno oltre che dal gradiente di pressione e dalla forza di Coriolis.

Il fenomeno del Wind Shear può essere descritto mediante la seguente equazione

$$V_h = V_{ref} \cdot \left( \frac{h}{h_{ref}} \right)^\alpha$$

dove:

$\alpha$  = coefficiente di wind shear

$h$  = velocità vento ad altezza  $h$  sls

$h_{ref}$  = velocità vento ad altezza di riferimento  $h = h_{ref}$  sls



Il coefficiente di wind shear, che interpola nel miglior modo le velocità alle altezze di 90 m e 33 m è dato da un valore di  $\alpha$  pari a 0,129, con cui è stata determinata la velocità ad altezza del mozzo dell'aerogeneratore ( $h = 135$  m) come mostrato in Tabella 7 e rappresentato in Figura 6.

Altezza [m]	Velocità [m/s]
33	4,774
90	5,307
135	5,840

Tabella 7. Velocità media del vento alle diverse altezze analizzate.

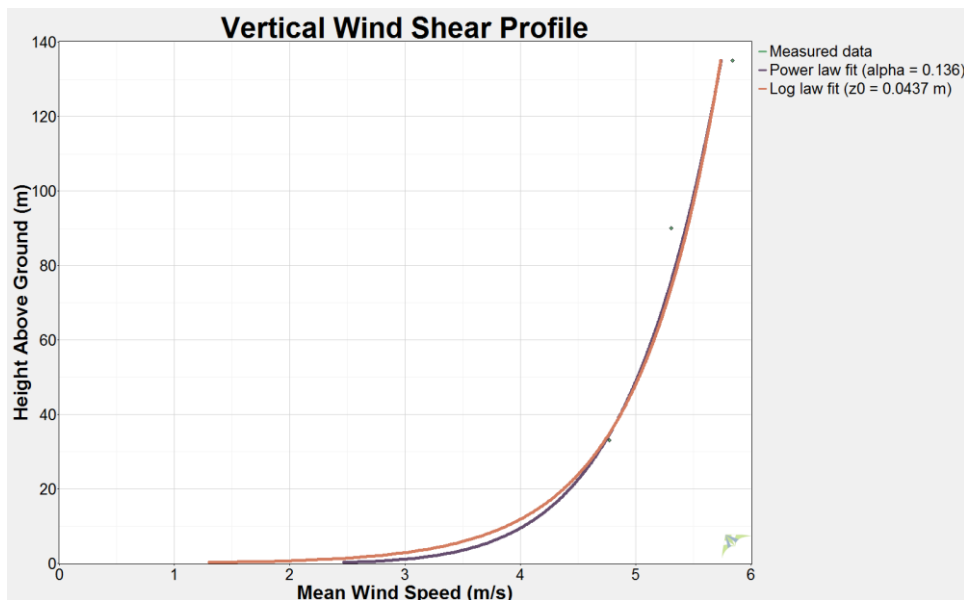


Figura 6. Schema dell'evoluzione della velocità verticale del vento (Wind Shear)

### 3.2.2 Rosa dei Venti

Come anticipato nei precedenti paragrafi, la rosa dei venti è stata prodotta suddividendo le direzioni del vento in 12 settori da 30° ognuno. Analizzando la Figura 8, che mostra la rosa dei venti nel sito in esame, si può notare che la direzione del vento predominante è Nord-Ovest, nello specifico il settore di 330°.

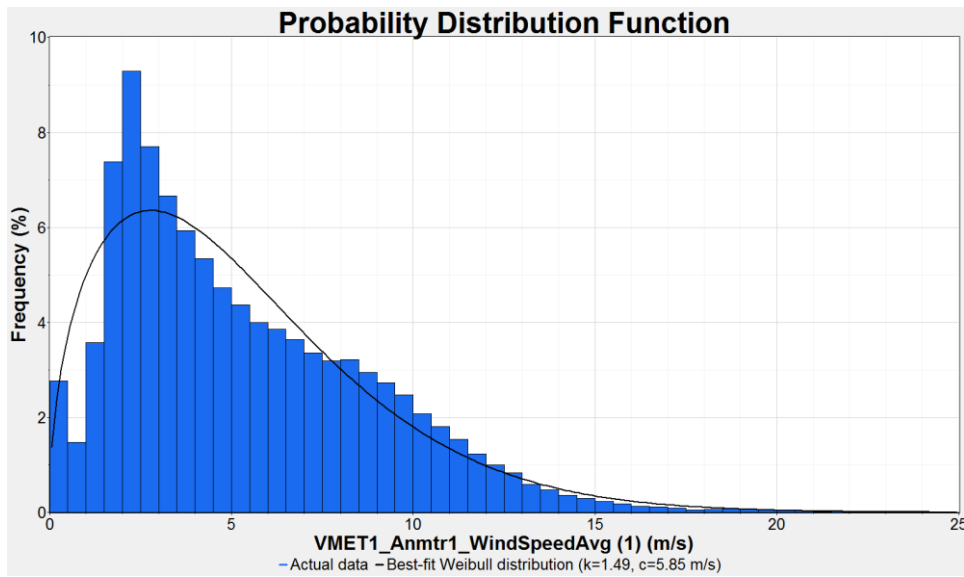


Figura 7. Distribuzione di Weibull per l'anemometro a 90 m "EAE Ciccolocane"

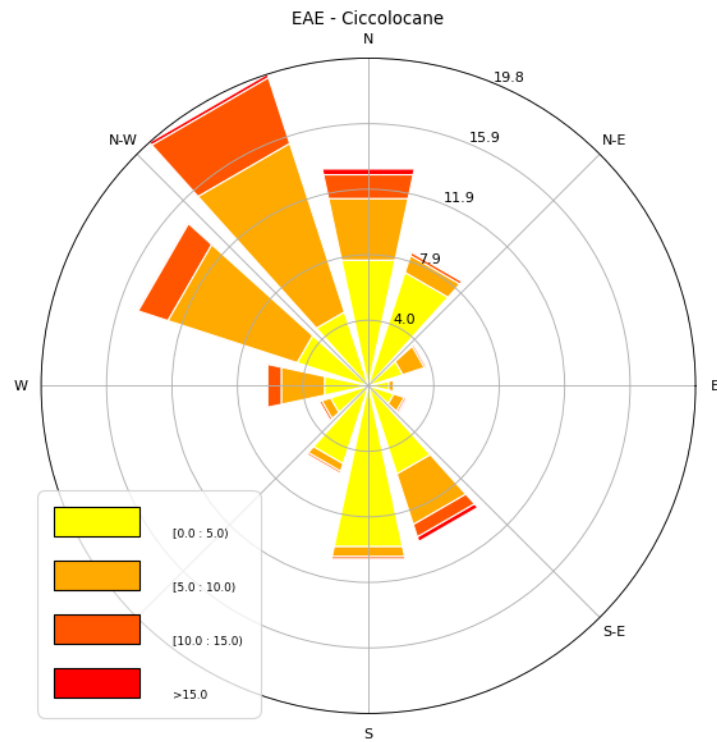


Figura 8. Rosa dei Venti per l'anemometro a 90 m "EAE Ciccolocane"

## 4. Configurazione dell'impianto

L'impianto è caratterizzato da 8 aerogeneratori modello SG 170 da 6,2 MW ognuno, posizionati in maniera tale da ridurre il più possibile gli effetti scia (layout rappresentato in Figura 9). La Tabella 8 riporta le coordinate nel sistema UTM WGS84 di ogni singolo aerogeneratore.

Site	x-UTM WGS84 (m)	y-UTM WGS84 (m)
MT01	626548	4510766
MT02	626756	4509805
MT03	627347	4509769
MT04	628086	4510048
MT05	628630	4510252
MT06	628048	4511148
MT07	626271	4511684
MT08	626683	4513259

Tabella 8. Coordinate aerogeneratori SG 170 – 6.2 MW nel layout



Figura 9. Layout di impianto

## 4.1 Aerogeneratore

In funzione all'attuale tecnologia disponibile si sono scelti aerogeneratori modello SG 170 da 6,2 MW di classe IIIA (Figura 10). I parametri dimensionali dell'aerogeneratore sono i seguenti:

- diametro rotore 170 m;
- altezza mozzo 135 m;
- altezza al tip della pala 220 m.

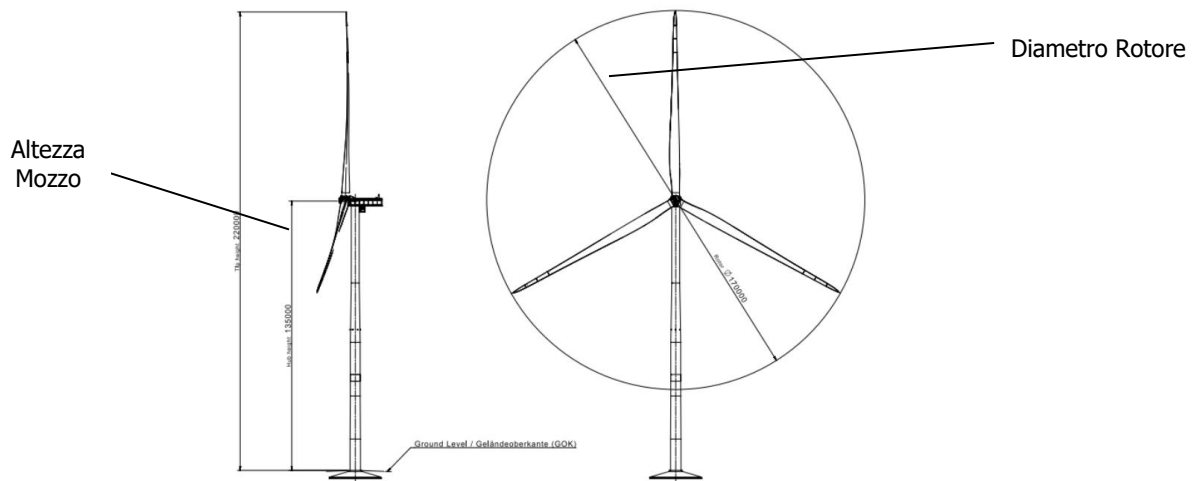


Figura 10. Aerogeneratore modello SG 170 – 6,2 MW, diametro rotore 170 m, altezza 135m

Di seguito sono elencate le principali caratteristiche dell'aerogeneratore.

### Rotore

Diametro: 170 m;  
 Area spazzata: 22698 m<sup>2</sup>;  
 Rivoluzioni: 8,83 rpm;  
 Numero di pale: 3;  
 Senso di rotazione: Orario;  
 Inclinazione del rotore (Rotor Tilt): 6°;

### Pale

Lunghezza: 83,5 m;  
 Materiale: fibra di vetro rinforzata in resina epossidica e carbone.

### Torre

Altezza Torre: 135 m;  
 Tipo: Torre conica tubolare;  
 Materiale: Acciaio;  
 Sezioni: 6

### Dati Operativi

Classe: IEC IIIa;  
 Potenza nominale: 6200 kW;  
 Velocità del vento in Cut-in: 3.0 m/s;  
 Velocità a potenza nominale: 15 m/s;  
 Velocità Cut-out: 25 m/s;  
 Emissioni max.: 105.5 dBA;

### Generatore

Poli: 4/6;  
 Tipo: Asincrono;  
 Potenza nominale: 6200 kW;  
 Frequenza: 50 Hz.

### Moltiplicatore di giri

Tipologia: 2 stadi epicicloidali e uno stadio parallelo;  
 Materiale: ghisa;  
 Sistema di lubrificazione: Olio in pressione;

### Pesi

Navicella: 80 t;  
 Torre: 468.031 t;  
 Mozzo: 58.625 t;  
 Singola pala: 32.677 t.

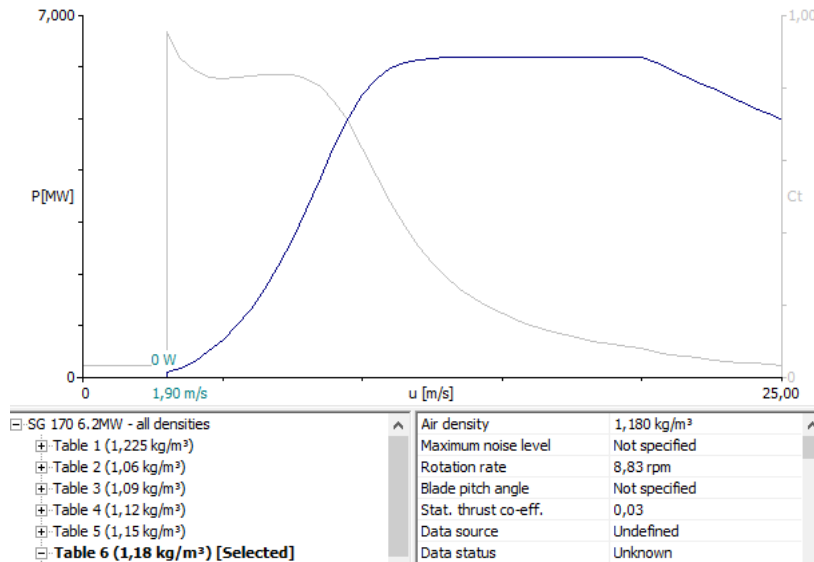


Figura 11. Curva di potenza e di thrust per l'aerogeneratore SG170 6,2 MW

## 5. Calcolo della resa energetica

La produzione lorda dell'impianto è stata stimata tramite l'utilizzo dei seguenti software:

- WAsP
- WindSim.

WAsP è un programma di calcolo lineare per stimare la producibilità degli impianti eolici, sviluppato da DTU Wind Energy and Energy Systems (Danimarca).

Il programma permette l'extrapolazione delle caratteristiche verticali ed orizzontali del vento e di calcolare la produzione di impianti eolici, combinando l'orografia e la rugosità del terreno con i dati vento.

WindSim è un programma basato sulla tecnica del CFD (Computational Fluid Dynamics). Per simulare la producibilità, l'intero sito viene suddiviso in una griglia in cui le equazioni di Navier-Stokes vengono applicate e risolte per ogni cella, combinando orografia, rugosità e dati vento, in modo da stimare il flusso di quest'ultimo e conseguentemente la produzione di energia dell'impianto.

I due software sono entrambi affidabili e tra i più utilizzati dagli operatori del mercato eolico a livello mondiale. WAsP utilizza metodi di calcolo più semplici e restituisce risultati in tempi più brevi e trova grande applicazione in siti pianeggianti ed orograficamente semplici. WindSim, invece, è caratterizzato dall'utilizzo di algoritmi complessi che convergono ad una soluzione dopo un numero di iterazioni molto numerose che comportano un calcolo più lento. Questo software trova grande applicazione in siti montuosi ad orografia accidentata e complessa.

### 5.1 Simulazione con WAsP 11

La stima della produzione lorda dell'impianto eolico, in questa prima simulazione, è stata effettuata con il software WAsP 11.

La resa energetica di ogni turbina è stata calcolata tenendo in considerazione la densità dell'aria di  $1,18 \text{ kg/m}^3$ , caratteristica del sito in esame, e le perdite di scia dovute all'interferenza reciproca tra i vari aerogeneratori, modellate in modo lineare secondo il metodo N.O. Jensen.

In Figura 12 è presentata la mappa dell'intensità del vento a 135 m (altezza mozzo), per un dettaglio maggiore si rimanda all'allegato 1 che riporta la stessa mappa a pieno formato.

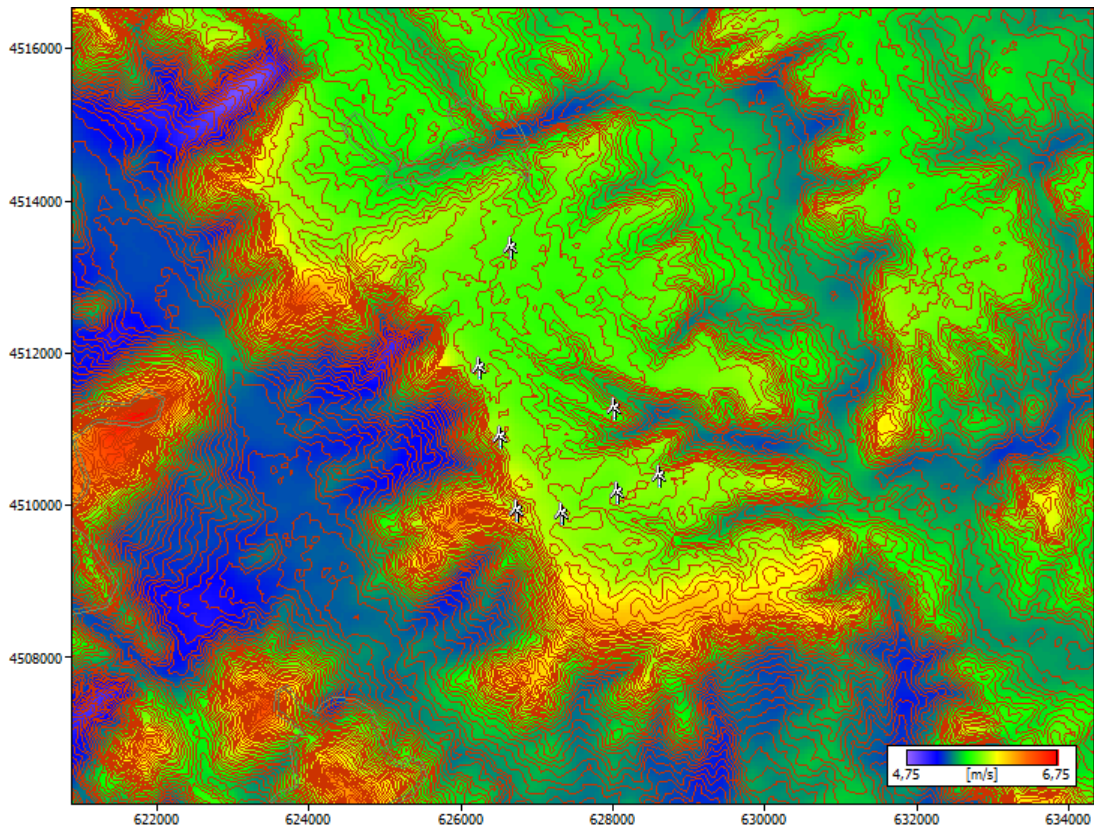


Figura 12. Mappa dell'intensità del vento ad altezza mozzo

### 5.1.1 La modellazione del terreno

L'area presa in esame per le simulazioni anemologiche del sito in oggetto si estende per una superficie di 65,5 km<sup>2</sup> su cui è stato creato un modello che potesse rappresentare fedelmente il terreno su cui ricade l'impianto eolico proposto. L'orografia della mappa è stata modellata con l'uso del software Global Mapper, tramite la metodologia SRTM (Shuttle Radar Topography Mission), utilizzando un passo per le curve di livello pari a 5 m. Per quanto riguarda la rugosità del terreno è stata considerata una rugosità di base pari a 0,1 m e rugosità maggiori in corrispondenza di città e boschi (Figura 13), in corrispondenza dei quali si possono verificare variazioni di velocità del vento che influiscono sulla producibilità dell'impianto. La modellazione della rugosità è stata eseguita sulla base dei valori riportati dall'European Wind Atlas, così come indicato in Tabella 9

Tipologia di Terreno	Rugosità [m]
Terreno di base	0,1
Macchia/Arbusti (verde scuro)	0,2
Foresta (verde chiaro)	0,8
Città (blu)	1

Tabella 9. Descrizione dei valori di rugosità utilizzati nella simulazione

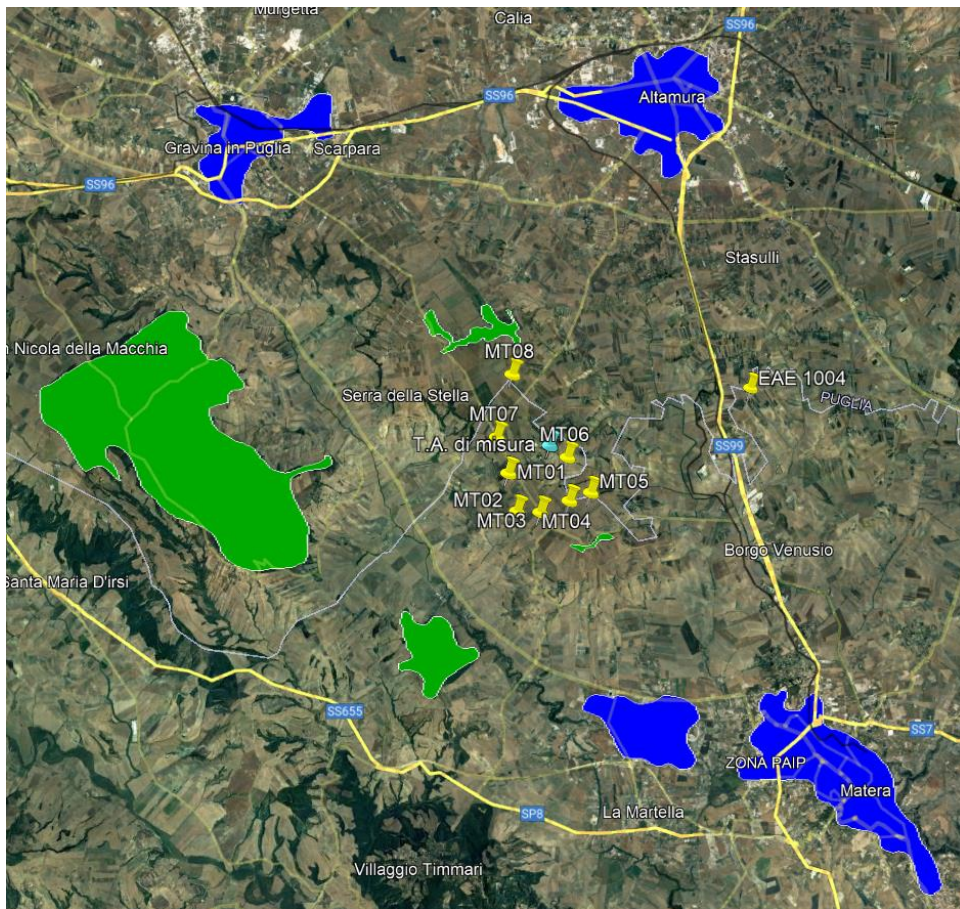


Figura 13. Individuazione delle aree rugosità su Google Earth

### 5.1.2 Risultati della simulazione con WASP 11

Una volta modellato il terreno, WASP combina il file di input dei dati vento con i dati del terreno per simulare il flusso del vento geostrofico e la producibilità del layout tenendo in conto i fattori orografia e rugosità.

Le producibilità attese delle singole turbine e dell'intero impianto, sia lorda che al netto delle perdite di scia, sono riportate nella Tabella 10.

Site	Altitudine [m]	Altezza mozzo [m]	Produzione Lorda [GWh]	Perdite di scia [%]	Produzione al netto delle perdite di scia [GWh]
MT01	417,1	135	17,384	4,75	16,558
MT02	419	135	18,283	3,63	17,620
MT03	419,3	135	17,565	7,24	16,294
MT04	418,1	135	17,432	5,96	16,394
MT05	416,1	135	17,456	6,18	16,377



MT06	408,9	135	16,892	4,0	16,216
MT07	424	135	17,277	2,0	16,882
MT08	423,5	135	16,997	1,01	16,825
<b>All</b>			<b>139,286</b>		<b>133,165</b>

Tabella 10. Produzioni e perdite di scia stimate con WASP dei singoli aerogeneratori

Nella Tabella 11 si riporta la producibilità dell'impianto al netto delle perdite di scia:

<b>Numero di turbine</b>	8
<b>Potenza Nominale Aerogeneratore [MW]</b>	6,2
<b>Potenza Nominale Installata [MW]</b>	49,6
<b>Produzione energetica annua stimata [GWh]</b>	133,165
<b>Numero di ore equivalenti annue</b>	2685

Tabella 11. Produzione Impianto al netto delle perdite di scia

### 5.1.3 Stima della producibilità reale dell'impianto P50

La producibilità calcolata nel precedente paragrafo è quella teorica, ipotizzando un impianto in cui non ci sono perdite. Ai fini del calcolo della producibilità reale di impianto, ovvero quella effettivamente messa in rete, sono stati considerati diversi fattori di perdita, come ad esempio l'efficienza elettrica dei cavi e del trasformatore e la disponibilità degli aerogeneratori, che solitamente raggiunge valori intorno al 97%.

La Tabella 12 elenca le perdite ipotizzate per l'impianto in progetto con il relativo valore assegnato. In definitiva, si stima una perdita totale pari al 10% e, quindi, un'efficienza globale dell'impianto pari al **90%**.

<b>Produzione energetica teorica</b>	133,165 GWh
Efficienza elettrica	3 %
Disponibilità aerogeneratori	3 %
Regolazione di potenza	1 %
Condizioni atmosferiche e degradazione pale	1 %
Manutenzione sottostazione	1 %
Fermo Utility	1 %
<b>Produzione energetica annua netta stimata</b>	<b>119,8485 GWh/anno</b>
Fattore di capacità stimato	27,58 %

Tabella 12. Fattori di perdita considerati per la stima della produzione P50

Sulla base delle suddette considerazioni, si può stimare che la producibilità reale media annua dell'impianto eolico sia pari a **119.848,5 MWh/anno**, corrispondente a **2.416** ore equivalenti **P50**, ovvero con una probabilità di superamento pari al 50%.

#### 5.1.4 Livelli di eccedenza e calcolo P75 e P90

Per una analisi finale sulla produzione dell'impianto, si è fatto un calcolo sui livelli di eccedenza di produzione, cioè sulla probabilità che ha un'unità di produzione d'eccedere il numero medio di ore equivalenti annue calcolato in precedenza. Per i progetti eolici hanno una particolare importanza le probabilità di eccedenza al 75% e 90%, che individuano rispettivamente le ore equivalenti P75 e P90.

Per determinare i livelli di eccedenza si deve fare una valutazione delle incertezze a cui è soggetto il modello virtuale, che per la sua natura di prevedere un comportamento futuro non può essere preso come una rappresentazione univoca delle condizioni reali di funzionamento dell'impianto. Per questo vengono applicati dei parametri di incertezza con una diversa sensibilità. Questo calcolo è stato effettuato attraverso l'ausilio del tool WAT (Wind Farm Assessment Tool) del software WASP, in cui sono stati introdotti i fattori di incertezza sul vento (riportati in Tabella 13) e sulla produzione (riportati in Tabella 14).

Incertezza della velocità del vento		
Misurazione del vento	10	%
Correzione del dato vento su lunga durata	2	%
Variazione annuale della ventosità	2	%
Estrapolazione verticale del modello di flusso	2	%
Estrapolazione orizzontale del modello di flusso	2	%

Tabella 13. Fattori di incertezza sulla velocità del vento considerati per la stima della produzione P75 e P90

Incertezza sulla stima dell'AEP		
Curva di potenza	7	%
Misurazione della potenza	1	%
Modellazione delle perdite di scia	4	%
Disponibilità delle turbine	4	%
Disponibilità dell'impianto	2	%
Disponibilità dei rete	3	%

Tabella 14. Fattori di incertezza sulla produzione di energia considerati per la stima della produzione P75 e P90

La Tabella 15 riassume le produzioni attese e le relative ore equivalenti P50, P75 e P90.

Livello di Eccedenza	Produzione [GWh]	Ore Equivalenti
<b>P50</b>	<b>119,8485</b>	<b>2.416</b>
<b>P75</b>	<b>104,62</b>	<b>2.109</b>
<b>P90</b>	<b>90,078</b>	<b>1.816</b>

Tabella 15. Produzione e ore equivalenti P50, P75 e P90

## 5.2 Simulazione con WindSim 9

In questo paragrafo si riporta lo studio per la stima di producibilità effettuato con il software WindSim 9, mantenendo le stesse proprietà dell'aria (densità dell'aria pari a 1,18 kg/m<sup>3</sup>) e lo stesso modello di scia (*N.O. Jensen*) usato per la simulazione con WASP.

### 5.2.1 Modellazione del terreno

L'orografia e la rugosità utilizzate coincidono con quelle usate in WASP 11 e riassunte nella Tabella 9, presentata precedentemente.

Per effettuare una simulazione con WindSim 9 è necessario suddividere l'intero dominio di studio in una griglia in cui il software risolve le equazioni di flusso (RANS – Reynolds Averaged Navier Stokes). Per ottimizzare la velocità di calcolo del software, mantenendo comunque una precisione elevata del risultato, è possibile creare una griglia non uniforme, caratterizzata da:

- un'area più fitta al centro, formata da un numero molto elevato di celle, in corrispondenza della zona dove verrà installato l'impianto; in quest'area il tempo di calcolo sarà più lungo e i risultati più precisi;
- un'area meno fitta nella restante parte del dominio, formata da un minor numero di celle, nella parte esterna all'impianto, meno interessante dal punto di vista della producibilità ma che si porta dietro variabili che condizionano il flusso del vento e, quindi, su larga scala anche la producibilità calcolata nell'area di impianto.

In Figura 14 è possibile individuare le regioni caratterizzate dalla griglia più e meno fitta.

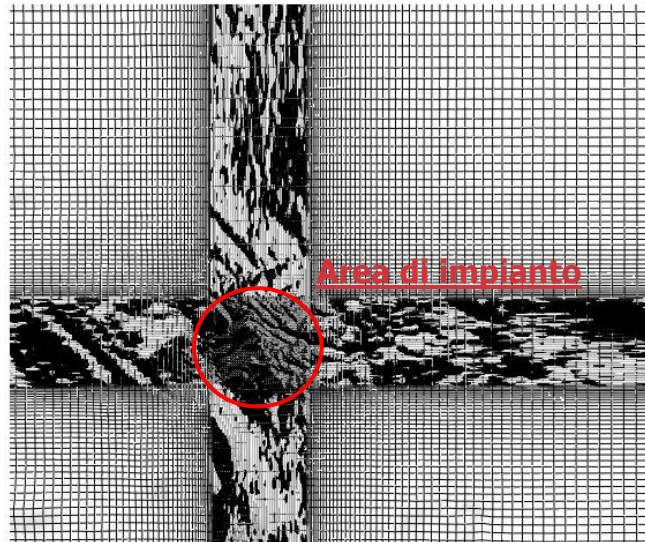


Figura 14. Griglia del terreno generata in WIndSim 9 per lo studio della produzione del sito

### 5.2.2 Producibilità netta dell'impianto

Dopo la fase di modellazione del terreno, il software simula il flusso di aria sui 12 settori (da 0 a 360°) considerando una velocità uniforme. Successivamente il risultato viene interpolato con i dati vento effettivi del sito oggetto di studio (come input sono stati inseriti gli stessi dati utilizzati per la simulazione con WAsP 11).

La Tabella 16 mostra la produzione delle singole turbine e dell'intero impianto.

Site	Altitudine [m]	Altezza mozzo [m]	Produzione Lorda [GWh]	Perdite di scia [%]	Produzione al netto delle perdite di scia [GWh]
MT01	417,1	135	17,1901	4,53	16,4115
MT02	419	135	18,0402	2,94	17,5093
MT03	419,3	135	17,3874	6,92	16,1836
MT04	418,1	135	17,1233	5,12	16,2461
MT05	416,1	135	17,1445	5,49	16,2035
MT06	408,9	135	16,4431	4,25	15,7435
MT07	424	135	16,7168	1,8	16,4153
MT08	423,5	135	15,8809	0,61	15,7842
All			135,9263		130,497

Tabella 16. Produzione teorica delle singole turbine e dell'intero impianto stimato tramite WindSim 9

Numero di turbine	8
Potenza Nominale Aerogeneratore [MW]	6,2
Potenza Nominale Installata [MW]	49,6
Produzione energetica annua stimata [GWh]	130,497
Numero di ore equivalenti annue	2630,988

Tabella 17. Produzione Impianto al netto delle perdite di scia

### 5.2.3 Stima della producibilità reale dell'impianto P50

Anche in questo caso si è calcolata la producibilità reale al netto delle perdite di impianto. Utilizzando gli stessi valori di perdita riportati nella precedente Tabella 12 si può stimare che la producibilità reale media annua dell'impianto eolico, calcolata con il software WindSim 9, sia pari a **117.447,3 MWh/anno**, corrispondente a **2.368** ore equivalenti P50.

Produzione energetica lorda	130,497 GWh
<b>Produzione energetica annua netta stimata</b>	<b>117,447 GWh/anno</b>
Fattore di capacità stimato	27,03 %

Tabella 18. Produzione lorda, netta e fattore di capacità stimato con i risultati ottenuti da WindSim 9

### 5.2.4 Livelli di eccedenza e calcolo P75 e P90

I livelli di eccedenza P75 e P90 considerando le stesse incertezze riportate in Tabella 13 e in Tabella 14. In questo caso il calcolo è stato effettuato direttamente su WindSim 9 anziché con un suo sottoprogramma. I risultati sono riportati in Tabella 19.

Livello di Eccedenza	Produzione [GWh]	Ore Equivalenti
<b>P50</b>	<b>117,447</b>	<b>2.368</b>
<b>P75</b>	<b>102,61</b>	<b>2.069</b>
<b>P90</b>	<b>88,81</b>	<b>1.790</b>

Tabella 19: P50, P75 e P90 con i risultati di WindSim

## 6. Confronto delle analisi e Conclusioni

Un confronto tra i due software analizzati mostra come le producibilità e le ore equivalenti calcolate con WASP risultino essere leggermente più alte rispetto a quelle calcolate con WindSim. In ogni caso i risultati ottenuti sono molto simili e dimostrano che le assunzioni di base possano ritenersi corrette.

In questo specifico caso, considerando che il modello di terreno su cui è stato progettato l'impianto risulta essere di media complessità, si ipotizza che le stime effettuate con WindSim possano ritenersi più affidabili. Alla luce di queste considerazioni si riporta la tabella con la stima di producibilità e le ore equivalenti del sito in esame.

Livello di Eccedenza	Produzione [GWh]	Ore Equivalenti
<b>P50</b>	<b>117,447</b>	<b>2.368</b>
<b>P75</b>	<b>102,61</b>	<b>2.069</b>
<b>P90</b>	<b>88,81</b>	<b>1.790</b>

## Allegati

Allegato 1: Mappa dell'intensità del vento ad altezza mozzo

Allegato 2: Report di Installazione Anemometro e certificati di calibrazione

# ALLEGATO 1

Mappa della velocità del vento ad altezza mozzo (135m)

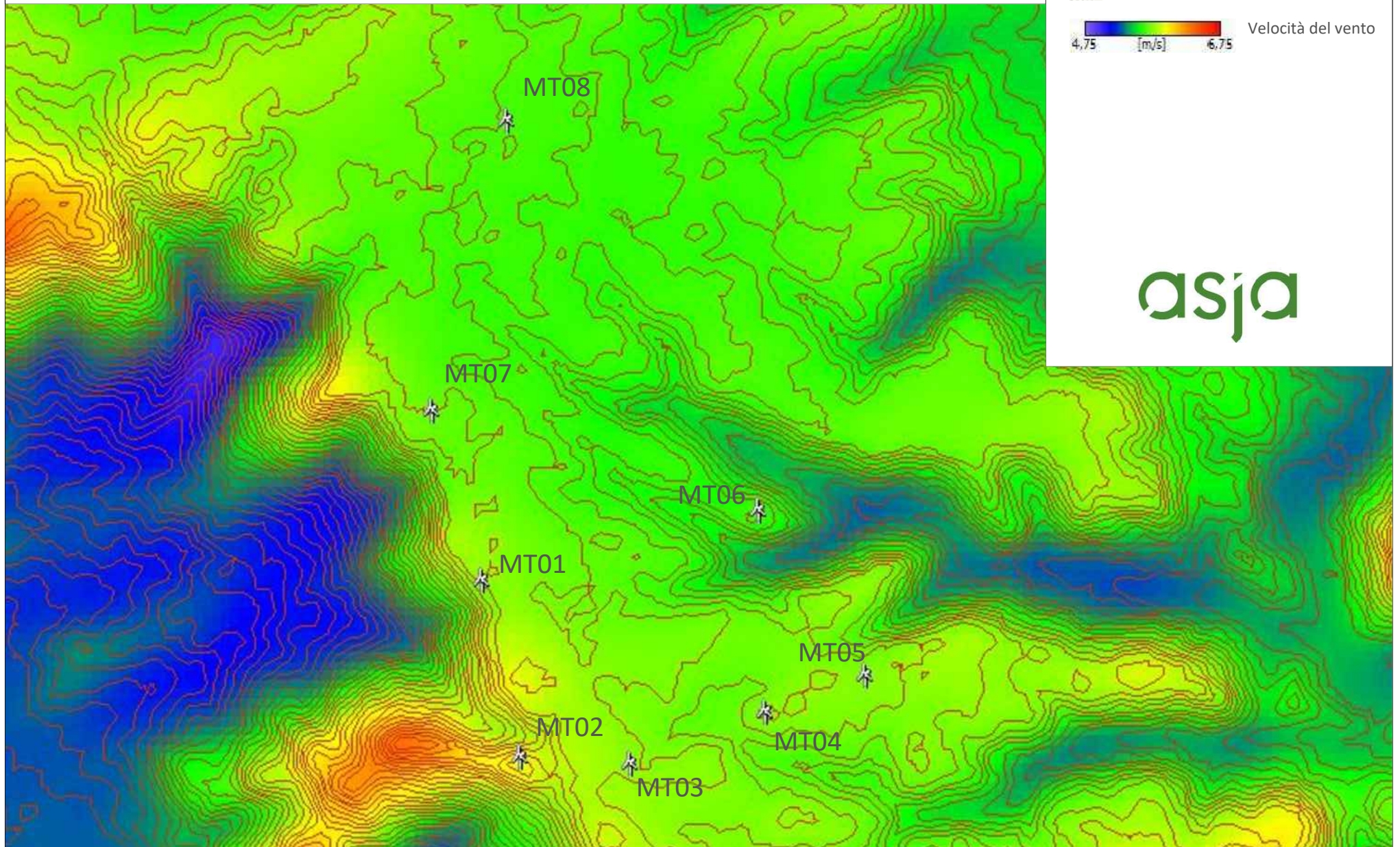
## LEGENDA



Aerogeneratore



Velocità del vento



asja



**GESTIONE STAZIONE  
ANEMOMETRICA**

Codice:  
Data Emissione:  
Revisione:  
Pagina:

DTP.08.MO  
03/12  
12  
1 di 17

**COMMITTENTE**

**AGO RENEWABLES S.p.A.**  
C.so Re Umberto, 1  
10121 Torino

---

**STAZIONE ANEMOMETRICA DI**  
**MATERA H 90**

---

**LOCALITÀ**  
**CICCOLOCANE**

---

**CODICE STAZIONE**  
**1004**

---

**Gestione stazione anemometrica**  
**Allegati alla pratica operativa**

Data: <b>14/11/2014</b>	Responsabile Area Tecnica: <b>Ing. Gianfranco Tolace</b>	
	Redattore: <b>Ing. Vincenzo Forgione</b>	





# GESTIONE STAZIONE ANEMOMETRICA

Codice:  
Data Emissione:  
Revisione:  
Pagina:

DTP.08.MO  
03/12  
12  
2 di 17

ALLEGATO A 1 alla pratica operativa

## Rapporto di prima installazione stazione

Stazione Anemometrica di

**MATERA H 90**

Codice Stazione

**1004**

S  
I  
T  
O

Reticolo <b>UTM</b>	Map datum: <b>European 1950</b>	Altitudine: <b>qt. s.l.m. 388</b>	Zone: <b>33 T</b>	Longitudine X: EST <b>0632795</b>	Latitudine Y: NORD <b>4513072</b>	
Reticolo <b>UTM</b>	Map datum: <b>WGS 84</b>	Altitudine: <b>qt. s.l.m. 388</b>	Zone: <b>33 T</b>	Longitudine X: EST <b>0632722</b>	Latitudine Y: NORD <b>4512883</b>	
Suolo	Prevalenza Terra		Misto Terra-Roccia		Prevalenza Roccia	
	<b>X</b>					
Terreno	Incolto	Seminativo	Frutteto	Abitativo	Industriale	Pascolo
		<b>X</b>				
Vegetazione	Assente		Brullo	Macchia	Foresta	Alberi Sparsi
	<b>X</b>					
Morfologia	Pianura	Collina	Fondovalle	Altopiano	Sommità	Crinale
	<b>X</b>					

S  
T  
R  
U  
M  
E  
N  
T  
I

Descrizione	Matricola	Tipo	Orientamento direzioni	Orientamento supporti sensori	Lunghezza supporti sensori
Sensore Velocità a m 90	<b>K26403</b>	<b>Vaisala</b>	----	<b>240°</b>	<b>3.00 m</b>
Sensore Velocità a m 33	<b>K27135</b>	<b>Vaisala</b>	----	<b>240°</b>	<b>3.00 m</b>
Sensore Velocità a m					
Sensore Velocità a m					
Sensore Velocità a m					
Sensore Direzione a m 90	<b>K19204</b>	<b>Vaisala</b>	<b>0°</b>	<b>60°</b>	<b>3.00 m</b>
Sensore Direzione a m 33	<b>K19207</b>	<b>Vaisala</b>	<b>0°</b>	<b>60°</b>	<b>3.00 m</b>
Sensore Direzione a m					
Sensore Direzione a m					
Sensore Pieggi a m 5	<b>K34301</b>	<b>Vaisala</b>			
Sensore Umidità a m 90	<b>K3310040</b>	<b>Vaisala</b>			
Sensore Temperatura m 90	<b>K3310040</b>	<b>Vaisala</b>			
Logger	----	<b>VMET - Vestas</b>			
Luce di Segnalazione	<input checked="" type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO				
Memory Card					
Torre tipo		<b>Autoportante Carl-C 90 m</b>			<b>Altezza: m 90</b>
Cavo schermato tripolare		<b>Cavi forniti da VESTAS</b>			<b>Metri: m</b>
Cavo schermato bipolare		<b>Cavi forniti da VESTAS</b>			<b>Metri: m</b>
Calata in rame per scarico a terra		<b>Cavo schermato grigio FG7R 50 mm<sup>2</sup></b>			<b>Metri: m 95</b>
Captatore di fulmini		<b>Asta + captatore di rame</b>			<b>Metri: m 3.00+0.60</b>
Dispensore di terra		<b>Impianto rete di terra committente</b>			<b>Metri: m</b>

M  
O  
N  
T  
A  
G  
G  
I  
O

Installatori	<b>IDNAMIC ITALIA S.r.l.</b>		
Installazione	Data: <b>14/11/2014</b>		
Avvio Logger	Data:	Ora:	
Verifica corretta installazione e registrazione (Allegato A 6)	<b>SI</b>	<b>NO</b>	

Data: <b>14/11/2014</b>	Responsabile Montaggio: <b>Claudio Domino</b>	
	Responsabile Area Tecnica: <b>Ing. Gianfranco Tolace</b>	
	Responsabile Gestione:	Firma:



# GESTIONE STAZIONE ANEMOMETRICA

Codice:  
Data Emissione:  
Revisione:  
Pagina:

DTP.08.MO  
03/12  
12  
3 di 17

ALLEGATO A 2 alla pratica operativa

## Rapporto di prima installazione stazione

Stazione Anemometrica di

**MATERA H 90**

Codice Stazione

**1004**

C  
O  
M  
P  
O  
N  
E  
N  
T  
I  
  
S  
T  
R  
U  
T  
T  
U  
R  
A  
L  
I

Descrizione	Fornitore	Note
Torre Autoportante 90 m	<b>Carl-C</b>	
n. 5 supporti sensori	<b>IDNAMIC</b>	
n. 1 calata in rame per scarico a terra	<b>IDNAMIC</b>	
n. 1 impianto rete di terra	<b>ASJA</b>	
n. 1 captatore di fulmini in rame	<b>IDNAMIC</b>	
Aviation light	<b>IDNAMIC</b>	
Junction box	<b>IDNAMIC</b>	
UPS	<b>IDNAMIC</b>	

Note:

**Si dichiara la conformità della torre alla norma IEC 61400**

**Sensoristica e datalogger forniti da VESTAS**

M  
O  
N  
T  
A  
G  
G  
I  
O

Installatori	<b>IDNAMIC ITALIA S.r.l.</b>		
Installazione	Data: <b>14/11/2014</b>		
Avvio Logger	Data:	Ora:	
Verifica corretta installazione e registrazione (Allegato A 6)	<b>SI</b>	<b>NO</b>	

Data:  
**14/11/2014**

Responsabile Montaggio:

**Claudio Domino**

Responsabile Area Tecnica:

**Ing. Gianfranco Tolace**

Responsabile Gestione:

Firma:

*Claudio Domino*  
*Gianfranco Tolace*



# GESTIONE STAZIONE ANEMOMETRICA

Codice:  
Data Emissione:  
Revisione:  
Pagina:

DTP.08.MO  
03/12  
12  
4 di 17

ALLEGATO A 3/1 alla pratica operativa

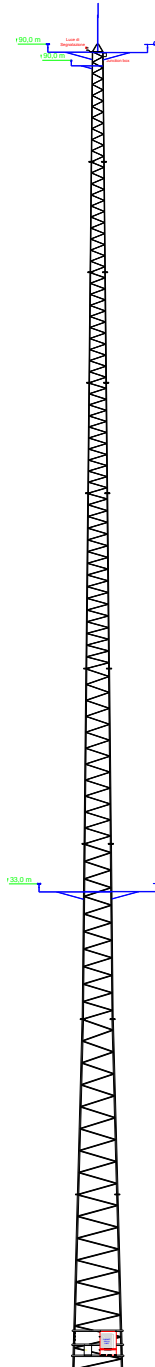
## Rapporto di prima installazione stazione

Stazione Anemometrica di

**MATERA H 90**

Codice Stazione

**1004**



Data: **14/11/2014**

Firma dell'operatore: **Claudio Domino**

*Claudio Domino*



# GESTIONE STAZIONE ANEMOMETRICA

Codice:  
Data Emissione:  
Revisione:  
Pagina:

DTP.08.MO  
03/12  
12  
5 di 17

ALLEGATO A 3/2 alla pratica operativa

## Rapporto di prima installazione stazione

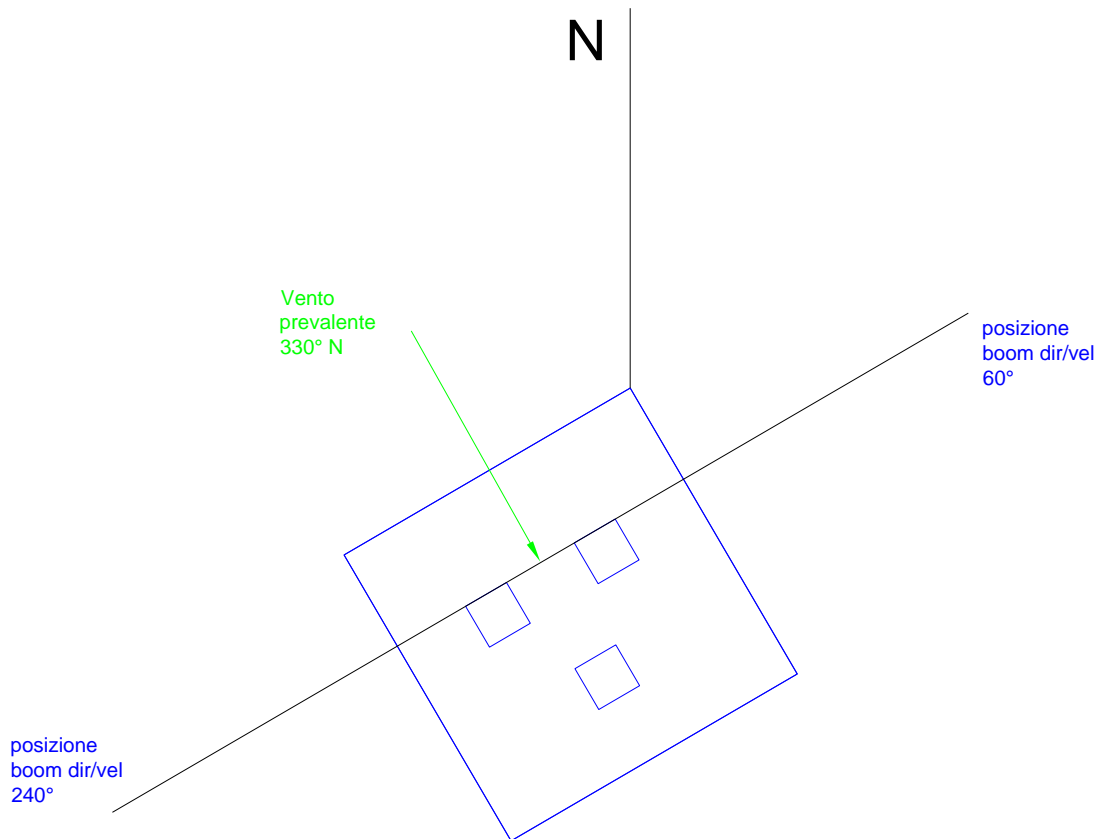
Stazione Anemometrica di

**MATERA H 90**

Codice Stazione

**1004**

### ORIENTAMENTO FONDAZIONE



Data: 14/11/2014

Firma dell'operatore: **Claudio Domino**

*Claudio Domino*



**GESTIONE STAZIONE  
ANEMOMETRICA**

Codice:  
Data Emissione:  
Revisione:  
Pagina:

DTP.08.MO  
03/12  
12  
6 di 17

ALLEGATO A 4 alla pratica operativa

**Rapporto di prima installazione stazione**

Stazione Anemometrica di

**MATERA H 90**

Codice Stazione

**1004**

**SCHEMA DATA LOGGER NON DISPONIBILE**  
*Centralina fornita dal Committente*

Data: **14/11/2014**

Firma dell'operatore: **Claudio Domino**

ALLEGATO A 5/1 alla pratica operativa

**Rapporto di prima installazione stazione**

Stazione Anemometrica di

**MATERA H 90**

Codice Stazione

**1004**

**Orientamento Supporti Sensori di Velocità**

VEL 90 m / 240°



VEL 33 m / 240°



Data: **14/11/2014**

Firma dell'operatore: **Claudio Domino**



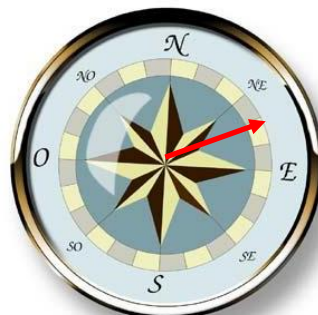
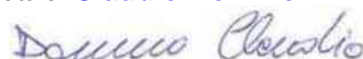
ALLEGATO A 5/2 alla pratica operativa

**Rapporto di prima installazione stazione**

Stazione Anemometrica di

**MATERA H 90**

Codice Stazione

**1004****Orientamento Supporti Sensori di Direzione****DIR 90 m / 60°****DIR 33 m / 60°**Data: **14/11/2014**Firma dell'operatore: **Claudio Domino**

ALLEGATO A 6/1 alla pratica operativa

**Rapporto di prima installazione stazione**

Stazione Anemometrica di

**MATERA H 90**

Codice Stazione

**1004**

**Immagine Satellitare del Sito**



Data: **14/11/2014**

Firma dell'operatore: **Claudio Domino**

*Claudio Domino*



ALLEGATO A 6/2 alla pratica operativa

**Rapporto di prima installazione stazione**

Stazione Anemometrica di

**MATERA H 90**

Codice Stazione

**1004****Foto del sito prima dell'intervento****Sopralluogo del 17/06/2014**Data: **14/11/2014**Firma dell'operatore: **Claudio Domino**

ALLEGATO A 6/3 alla pratica operativa

**Rapporto di prima installazione stazione**

Stazione Anemometrica di

**MATERA H 90**

Codice Stazione

**1004**

**Foto del sito dopo l'intervento**



Data: **14/11/2014**

Firma dell'operatore: **Claudio Domino**



ALLEGATO A 6/4 alla pratica operativa

**Rapporto di prima installazione stazione**

Stazione Anemometrica di

**MATERA H 90**

Codice Stazione

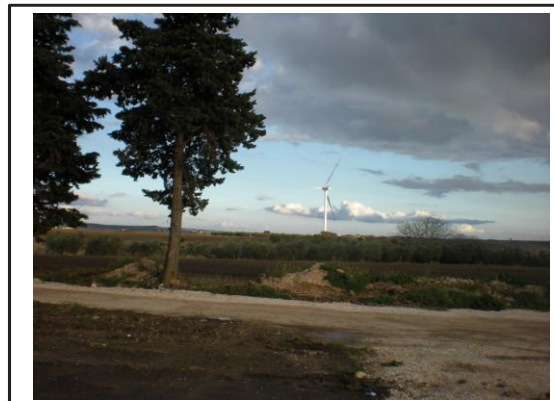
**1004**



Vista N



Vista NE



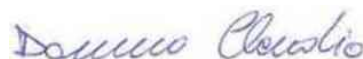
Vista E



Vista SE

Data: **14/11/2014**

Firma dell'operatore: **Claudio Domino**



ALLEGATO A 6/5 alla pratica operativa

**Rapporto di prima installazione stazione**

Stazione Anemometrica di

**MATERA H 90**

Codice Stazione

**1004**

Vista S



Vista SO



Vista O



Vista NO

Data: **14/11/2014**Firma dell'operatore: **Claudio Domino**



# GESTIONE STAZIONE ANEMOMETRICA

Codice:  
Data Emissione:  
Revisione:  
Pagina:

DTP.08.MO  
03/12  
12  
14 di 17

ALLEGATO A 7 alla pratica operativa

## Verifica prima installazione

Stazione Anemometrica di

**MATERA H 90**

Codice Stazione

**1004**

N° codice sensore di velocità a m 90	K26403	Verifica Struttura	C	NC
N° codice sensore di velocità a m 33	K27135	Verifica ancoraggi		
N° codice sensore di velocità a m		Tensione degli stralli		
N° codice sensore di velocità a m		Linearità della torre	X	
N° codice sensore di velocità a m		Perpendicolarità della torre	X	
N° codice sensore di direzione a m 90	K19204	Controllo parafulmine	X	
N° codice sensore di direzione a m 33	K19207	Controllo dei supporti	X	
N° codice sensore di direzione a m		Controllo angolo di direzione	X	
N° codice sensore di pioggia a m 5	K34301			
N° codice sensore di pressione a m		Verifica Trasmissione Dati		
N° codice sensore di umidità a m 90	K3310040	Test e-mail		
N° codice sensore di temperatura a m 90	K3310040	Prova collegamento		
N° codice logger		Copertura GSM		%

Verifica Strumentazione Elettrica	C	NC	Note
Controllo orario e data			
ora e data logger			ora attuale
Controllo voltaggio batterie			
Controllo presenza segnale canale _____			
Controllo presenza segnale canale _____			
Controllo presenza segnale canale _____			
Controllo presenza segnale canale _____			
Controllo presenza segnale canale _____			
Controllo presenza segnale canale _____			
Controllo luce di segnalazione			
Controllo allacciamento cavi elettrici			
Controllo sensore di velocità a m 90			m/s velocità all'inserimento della scheda
Controllo sensore di velocità a m 33			m/s velocità all'inserimento della scheda
Controllo sensore di velocità a m			m/s velocità all'inserimento della scheda
Controllo sensore di velocità a m			m/s velocità all'inserimento della scheda
Controllo sensore di velocità a m			m/s velocità all'inserimento della scheda
Controllo sensore di direzione a m 90			direzione all'inserimento della scheda
Controllo sensore di direzione a m 33			direzione all'inserimento della scheda
Controllo sensore di direzione a m			direzione all'inserimento della scheda
Controllo sensore di pioggia a m 5			direzione all'inserimento della scheda
Controllo sensore di pressione a m			mB pressione all'inserimento della scheda
Controllo sensore di umidità a m 90			% umidità all'inserimento della scheda
Controllo sensore di temperatura a m 90			°C temperatura all'inserimento della scheda
Controllo della Memory Card			___ file stored ___ days left

**LEGENDA: C = CONFORME ÷ NC = NON CONFORME**

Note aggiuntive:

**Il datalogger ed i sensori saranno collegati dal Committente**

Data: **14/11/2014**

Firma dell'operatore: **Claudio Domino**

*Claudio Domino*



## GESTIONE STAZIONE ANEMOMETRICA

Codice:  
Data Emissione:  
Revisione:  
Pagina:

DTP.08.MO  
03/12  
12  
15 di 17

ALLEGATO A 8 alla pratica operativa

### Rapporto di prima installazione stazione

Stazione Anemometrica di

**MATERA H 90**

Codice Stazione

**1004**

#### RACCOMANDAZIONI IMPORTANTI

Si raccomanda la revisione periodica della struttura nelle zone di alta concentrazione di salinità (zone costiere) e zone con ambienti corrosivi.

È importante che le installazioni e le manutenzioni delle torri vengano valutate ed eseguite solo da personale specializzato

Data: **14/11/2014**

Firma dell'operatore: **Claudio Domino**



## GESTIONE STAZIONE ANEMOMETRICA

Codice:  
Data Emissione:  
Revisione:  
Pagina:

DTP.08.MO  
03/12  
12  
16 di 17

ALLEGATO A 9/1 alla pratica operativa

### Rapporto di prima installazione stazione

Stazione Anemometrica di

**MATERA H 90**

Codice Stazione

**1004**

### CERTIFICATO UNI EN ISO 9001:2008



#### SISTEMA GESTIONE QUALITÀ

CERTIFICATO N° 453/A/2008

Si attesta che il Sistema di Gestione per la Qualità di:



**IDNAMIC ITALIA S.r.l.**

Area PIP Strada Statale 212 km 9,00 snc – 82020 Pietrelcina (BN)

Applicato nell'Unità Operativa sita in

Area PIP Strada Statale 212 km 9,00 snc – 82020 Pietrelcina (BN)

Sistema di Gestione per la Qualità conforme alla norma

#### UNI EN ISO 9001:2008

valutato secondo le prescrizioni del Regolamento Tecnico RT-05 (\*)

Relativamente a:

settore EA Campo di applicazione:

28 (\*) **Progettazione, fornitura, assemblaggio,  
installazione, manutenzione, rimozione di torri  
anemometriche e relativa strumentazione.**

Settore EA Campo di applicazione:

35 **Elaborazione ed analisi dei dati del vento.**

Data 1° emissione **2008-06-03**

Data di aggiornamento **2014-05-31**

Data di scadenza **2017-06-02**

La Direzione

Dott.ssa Antonella De Vitis

La presente certificazione si intende riferita agli aspetti gestionali dell'impresa nel suo complesso ed è utilizzabile ai fini della qualificazione delle imprese di costruzione ai sensi dell'articolo 40 della legge 163 del 12 aprile 2006 e successive modificazioni e del DPR. 5 ottobre 2010 n. 207.

La validità del presente certificato è subordinata a sorveglianza periodica e al riesame completo del sistema di gestione aziendale con periodicità triennale.

Riferirsi al Manuale della Qualità per i dettagli delle esclusioni dei requisiti della Norma ISO 9001:2008 e per i processi affidati in outsourcing.

Per informazioni puntuali ed aggiornate circa eventuali variazioni intervenute nello stato della certificazione di cui al presente certificato, si prega di contattare il n° telefonico 06 85352830 o l'indirizzo e-mail [info@plcert.com](mailto:info@plcert.com).

00198 Roma  
Via Ancona, 21  
Tel. 06.85.35.28.30  
Fax 06.85.30.09.69  
[www.plcert.com](http://www.plcert.com)  
E-mail: [info@plcert.com](mailto:info@plcert.com)  
Iscri. R.E.A. 10746839  
C.F. / P.IVA 08118891004



SGQ N°059 A - SGA N° 040 D

Membro di M.I.A.EA per gli schemi di accreditamento  
SGQ, SGA, PRD, PRR, ISP e LAB, di M.I.A.IAF  
per gli schemi di accreditamento SGA, SGA, SSI, FSM e PRD  
e di MIRA ILAC per lo schema di accreditamento LAB

Signatory of EA M.I.A. for the accreditation schemes  
QMS, EMS, PRD, PRR, INSP and TL  
of IAF M.I.A. for the accreditation schemes  
QMS, EMS, ISMS, FSMS and PRD  
and of ILAC MIRA for the accreditation scheme TL

Data: **14/11/2014**

Firma dell'operatore: **Claudio Domino**



# GESTIONE STAZIONE ANEMOMETRICA

Codice:  
Data Emissione:  
Revisione:  
Pagina:

DTP.08.MO  
03/12  
12  
17 di 17

ALLEGATO A 9/2 alla pratica operativa

## Rapporto di prima installazione stazione

Stazione Anemometrica di

**MATERA H 90**

Codice Stazione

**1004**

## CERTIFICATO BS OHSAS 18001:2007



**RINA**  
www.rina.org

**CERTIFICATO N. OHS-806**  
**CERTIFICATE No.**

Si certifica che il Sistema di Gestione della Sicurezza e della Salute sul luogo di lavoro di  
It is hereby certified that the Occupational Health and Safety Management System of

**IDNAMIC ITALIA S.R.L.**

S.S. 212 KM 9 AREA P.I.P. 82020 PIETRELCINA (BN) ITALIA

nelle seguenti unità operative / in the following operational units

S.S. 212 KM 9 AREA P.I.P. 82020 PIETRELCINA (BN) ITALIA  
E CANTIERI OPERATIVI

è conforme alla norma  
is in compliance with the standard

**BS OHSAS 18001:2007**

E AL DOCUMENTO SINCERT RT-12

per le seguenti attività / for the following activities:

EA.28.35  
PROGETTAZIONE, ASSEMBLAGGIO, INSTALLAZIONE, MANUTENZIONE E RIMOZIONE DI TORRI ANEMOMETRICHE E RELATIVA STRUMENTAZIONE. ELABORAZIONI ED ANALISI DEI DATI DEL VENTO.

DESIGN, ASSEMBLY, INSTALLATION, MAINTENANCE AND REMOVAL OF ANEMOMETRIC TOWERS AND RELATED INSTRUMENTATION. WIND DATA PROCESSING AND ANALYSIS.

L'uso e la validità del presente certificato è soggetto al rispetto del documento RINA: Regolamento per la Certificazione dei Sistemi di Gestione della Sicurezza e Salute sul luogo di lavoro  
The use and validity of this certificate are subject to compliance with the RINA document: Rules for the Certification of Occupational Health and Safety Management Systems

Prima emissione  
First Issue 26.01.2012  
Emissione corrente  
Current Issue 29.02.2012  
Data scadenza  
Expiry Date 26.01.2015

Dott. Roberto Cavanna  
(Managing Director)

**RINA Services S.p.A.**  
Via Corsica 12 - 16128 Genova Italy

CISQ è la Federazione Italiana di Organismi di Certificazione dei sistemi di gestione aziendale

CISQ is the Italian Federation of management system Certification Bodies



SGQ N° 002 B, 002 B/001 B  
SGS N° 002 B, 002 B/001 B  
PRD N° 002 B, PRD N° 002 C  
SGS N° 002 F, 002 F/002 G  
Membro degli Accordi di Mutuo Riconoscimento EA, INF e ILAC  
Signatory of EA, INF and ILAC Mutual Recognition Agreements

La validità del presente certificato è subordinata a sorveglianza periodica annuale / semestrale ed al riesame completo del sistema di gestione con periodicità triennale  
The validity of this certificate is dependent on an annual / six monthly audit and on a complete review, every three years, of the management system



www.cisq.com

Forma: 03/03/2011

Data: **14/11/2014**

Firma dell'operatore: **Claudio Domino**





## CERTIFICATE FOR CALIBRATION OF CUP ANEMOMETER



**Certificate number:** 14.02.04620

**Date of issue:** August 20, 2014

**Type:** Vaisala, WAA151

**Serial number:** K26403

**Manufacturer:** VAISALA Oyj, P1 26, FIN-00421 Helsinki, Finland

**Client:** Vestas Control Systems A/S, Frankrigsvej 15, 8450 Hammel

**Anemometer received:** August 15, 2014

**Anemometer calibrated:** August 19, 2014

**Calibrated by:** tb

**Procedure:** MEASNET, referring to IEC 61400-12-1

**Certificate prepared by:** ca

**Approved by:** Calibration engineer, mlp

**Calibration equation obtained:**  $v$  [m/s] =  $0.10090 \cdot f$  [Hz] +  $0.22632$

*Mari Louise Pedersen*

**Standard uncertainty, slope:** 0.00126

**Standard uncertainty, offset:** 0.05806

**Covariance:** -0.0000016 (m/s)<sup>2</sup>/Hz

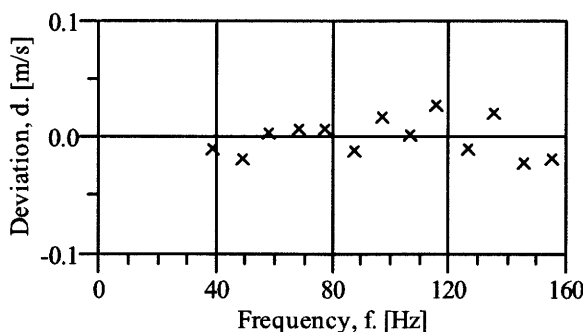
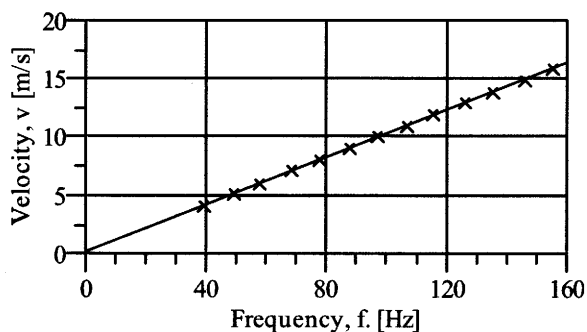
**Coefficient of correlation:**  $\rho = 0.999991$

**Absolute maximum deviation:** 0.027 m/s at 11.929 m/s

**Barometric pressure:** 1002.1 hPa

**Relative humidity:** 26.6%

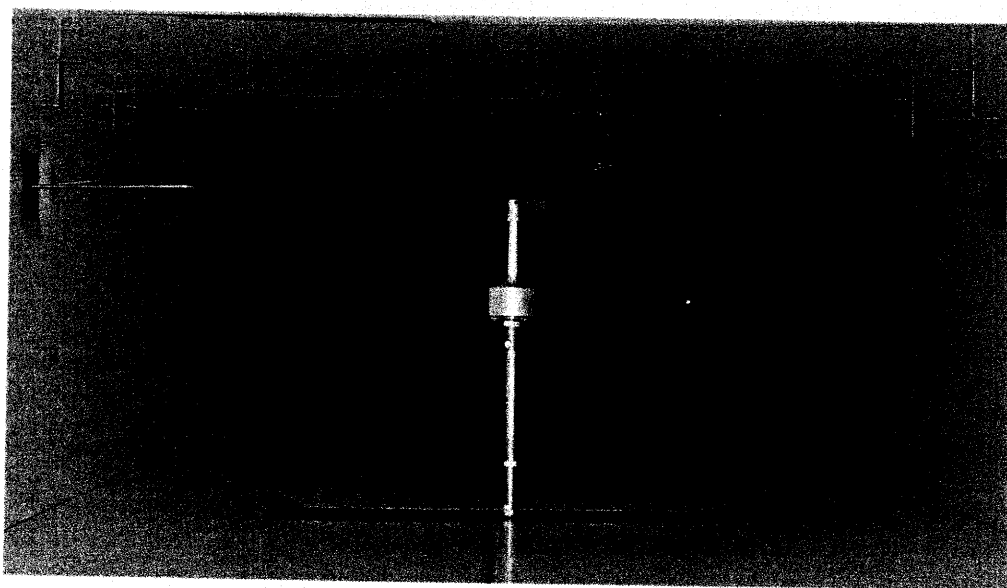
Succession	Velocity pressure, q, [Pa]	Temperature in wind tunnel [°C]	Temperature in control room [°C]	Wind velocity, v, [m/s]	Frequency, f, [Hz]	Deviation, d, [m/s]	Uncertainty $u_c$ (k=2) [m/s]
2	9.80	32.5	24.1	4.153	39.0134	-0.010	0.021
4	15.08	32.4	24.1	5.150	48.9745	-0.018	0.025
6	20.94	32.3	24.0	6.068	57.8430	0.005	0.029
8	28.68	32.2	24.0	7.101	68.0535	0.008	0.033
10	36.95	32.2	24.0	8.060	77.5568	0.008	0.037
12	46.90	32.1	24.0	9.079	87.8478	-0.012	0.042
13-last	57.42	32.1	24.0	10.045	97.1377	0.017	0.046
11	68.86	32.1	24.0	11.001	106.7642	0.002	0.051
9	80.95	32.2	24.0	11.929	115.7045	0.027	0.055
7	95.64	32.3	24.0	12.968	126.3602	-0.009	0.060
5	110.01	32.3	24.1	13.910	135.4008	0.021	0.064
3	126.52	32.4	24.1	14.919	145.8213	-0.021	0.069
1-first	143.11	32.5	24.1	15.870	155.2053	-0.017	0.073



## EQUIPMENT USED

Serial number	Description
-	Boundary layer wind tunnel.
1256	Control cup anemometer.
-	Mounting tube, D = 25 mm
t1	PT100 temperature sensor, wind tunnel.
t2	PT100 temperature sensor, control room.
9904031	PPC500 Furness pressure manometer
X4650038	HMW71U Humidity transmitter
X4350042	PTB100AVaisala analogue barometer.
PS1	Pitot tube
HB2835279	Computer Board. 16 bit A/D data acquisition board.
-	PC dedicated to data acquisition.

Traceable calibrations of the equipment are carried out by external accredited institutions: Furness (PPC500) and Exova Metech. A real-time analysis module within the data acquisition software detects pulse frequency.



*Photo of the wind tunnel setup (hxb = 0.85x1.75 m). The shown anemometer is of the same type as the calibrated one.*

## UNCERTAINTIES

The documented uncertainty is the total combined uncertainty at 95% confidence level ( $k=2$ ) in accordance with EA-4/02. The uncertainty at 10 m/s comply with the requirements in the MEASNET procedure that prescribes an absolute uncertainty less than 0.1 m/s at a mean wind velocity of 10 m/s, that is 1%. See Document 97.00.004 "MEASNET - Test report on the calibration campaign" for further details.

**Certificate number:** 14.02.04620

Related to Test Procedure PI210507 B

**WAA151 Final Test**Serial Number: **K26403**Status: **OK**

Subunit: PCB 1433WA / K263

Prod. Batch ID: K264

Test Program: WST 2.01/021210

Tested by: USER

Test Equipment: PUWSJI 950, PUWSJI 932, PUWSJI  
792, PUWSJI 830

Specfile Version: 2002-10-15 / PUT

Date of Testing: 2014-06-26

<b>Tests</b>	<b>Limits or Nom Value</b>	<b>Value</b>	<b>State</b>
1. Visual check	OK	OK	ok
2. Subunit	OK	OK	ok
3. Starting Threshold	OK	OK	ok
4. Current Consumption / Elect	0.005 ... 0.028 A	0.026	ok
5. Current Consumption / Heat	0.3 ... 0.4 A	0.34	ok
6. Speed Output	OK	OK	ok
7. Waveform	OK	OK	ok

## CALIBRATION CERTIFICATE

Instrument            PTB210 Class C digital barometer  
 Serial number        K1730005  
 Manufacturer        Vaisala Oyj, Finland  
 Calibration date     24<sup>th</sup> April 2014

This instrument has been calibrated against a Vaisala PTB220 factory working standard. The Vaisala PTB220 is traceable to the National Institute of Standards and Technology (NIST, USA) via Vaisala Measurement Standards Laboratory (MSL). Vaisala MSL has been accredited by FINAS according to ISO/IEC 17025 standard.

At the time of shipment, the instrument described above was within its operating specifications.

### Calibration results

Reference pressure hPa	Observed pressure hPa	Correction* hPa	Uncertainty** hPa
510.01	510.00	0.01	± 0.15
610.16	610.17	-0.01	± 0.15
700.01	700.00	0.01	± 0.15
810.09	810.08	0.01	± 0.15
910.11	910.12	-0.01	± 0.15
949.91	949.91	0.00	± 0.15
1000.06	1000.07	-0.01	± 0.15
1099.69	1099.70	-0.01	± 0.15

\*To obtain the true pressure, add the correction to the barometer reading. Interpolated corrections may be used at intermediate readings of the scale of the barometer.

\*\*The calibration uncertainty given at 95 % confidence level, k = 2

### Equipment used in the calibration

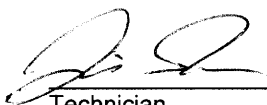
Type	Serial number	Calibration date	Certificate number
PTB220	T3450001	2014-03-18	K008-X00569
HP34970A	US37037027	2014-02-05	1250-307054403

### Ambient conditions

Humidity: 35 ± 5 %RH

Temperature: 23 ± 1 °C

Pressure: 1032 ± 1 hPa



\_\_\_\_\_  
Technician

*This report shall not be reproduced except in full, without the written approval of Vaisala.*

Doc210433-B

# CALIBRATION CERTIFICATE

③

**Instrument** Humidity and Temperature Probe HMP155  
**Order code** A2GB11A0A1A1A0A  
**Serial number** K3310040  
**Manufacturer** Vaisala Oyj, Finland  
**Calibration date** 12th August 2014

The analog outputs of the above instrument were measured by using working standards of the manufacturer. The outputs were forced by digital input signals to three output values. The observed values were determined by measuring the voltage over the output terminals. All results are traceable in terms of voltage to NIST.

## Analog output channel 1 calibration results

Output forced to V	Observed output V	Difference V	Permissible difference V
0.100	0.100	0.000	±0.001
0.500	0.500	0.000	±0.001
0.900	0.900	0.000	±0.001

## Analog output channel 2 calibration results

Output forced to V	Observed output V	Difference V	Permissible difference V
0.100	0.100	0.000	±0.001
0.500	0.500	0.000	±0.001
0.900	0.900	0.000	±0.001

## Equipment used in calibration

<b>Type</b>	<b>Serial number</b>	<b>Calibration date</b>	<b>Certificate number</b>
HP34970A	MY44064021	2014-03-11	1250-307055121

## Uncertainty ( 95 % confidence level, k=2)

Voltage ±0.00064V

**Ambient conditions** / Humidity 68.00± 5%RH, Temperature 23.30 ± 2 °C, Pressure 999.10 ± 20 hPa.



\_\_\_\_\_  
Technician

*This report shall not be reproduced except in full, without the written approval of Vaisala.*

doc211861b

## CALIBRATION CERTIFICATE

**Instrument** Humidity and Temperature Probe HMP155  
**Serial number** K3310040  
**Manufacturer** Vaisala Oyj, Finland  
**Calibration date** 13th August 2014

The above instrument was calibrated by comparing the readings of the instrument to working standards of the manufacturer. The reference humidity was calculated from dewpoint temperature and temperature readings with the exception of the driest condition that was measured as relative humidity. Dewpoint temperature was measured with a 373 LHX dewpoint meter. Temperature and relative humidity were measured with two factory working standards. At the time of shipment, the instrument described above met its operating specifications.

The 373 LHX dewpoint meter has been calibrated at Centre for metrology and accreditation (MIKES) by using a MIKES working standard traceable to National Institute of Standards and Technology (NIST). The temperature readings of the factory working standards have been calibrated at an ISO/IEC 17025 accredited calibration laboratory (FINAS), Vaisala Measurement Standards Laboratory (MSL) by using MSL working standards traceable to NIST. The relative humidity readings of the factory working standards have been calibrated at the Vaisala factory by using a 373 LHX dewpoint meter.

### Humidity calibration results

Reference humidity	Reference temperature	Observed humidity	Observed probe temperature	Additional probe temperature	Humidity difference	Permissible difference
%RH	°C	%RH	°C	°C	%RH	%RH
+ 0.2	+ 21.99	+ 0.2	+ 21.97	-	0.0	±1.0
+ 12.7	+ 21.97	+ 12.8	+ 21.96	-	+ 0.1	± 1.0
+ 33.4	+ 21.96	+ 33.4	+ 21.95	-	0.0	± 1.0
+ 54.4	+ 21.96	+ 54.5	+ 21.95	-	+ 0.1	± 1.0
+ 75.4	+ 21.95	+ 75.4	+ 21.94	-	0.0	± 1.0
+ 95.3	+ 21.95	+ 95.4	+ 21.94	-	+ 0.1	± 1.7

### Temperature calibration results

Reference temperature	Observed probe temperature	Temperature difference	Additional probe temperature	Temperature difference	Permissible difference
°C	°C	°C	°C	°C	°C
+ 21.95	+ 21.94	- 0.01	-	-	± 0.10

### Equipment used in calibration

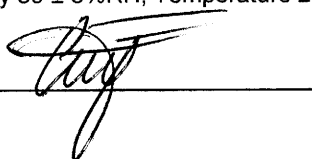
Type	Serial number	Calibration date	Certificate number
MBW 373 LHX	08-1204	2013-12-18	M-13H077
PTU303 / T	H0730006	2014-01-20	K008-X00109
HMT337 / T	D2350024	2014-01-20	K008-X00106
PTU303 / RH	H0730006	2014-08-06	H54-14321001
HMT337 / RH	D2350024	2014-08-06	H54-14321002

### Uncertainties ( 95 % confidence level, k=2)

Humidity ± 0.6%RH @ 0...40%RH, ± 1.0%RH @ 40...97%RH  
 Temperature ± 0.10 °C.

**Ambient conditions** / Humidity 39 ± 5%RH, Temperature 23 ± 1 °C, Pressure 1002 ± 1 hPa.

\_\_\_\_\_  
 Technician



*This report shall not be reproduced except in full, without the written approval of Vaisala.*

Doc216127-C



## CERTIFICATE FOR CALIBRATION OF CUP ANEMOMETER

Certificate number: 14.02.04619

Date of issue: August 20, 2014

Type: Vaisala, WAA151

Serial number: K27135

Manufacturer: VAISALA Oyj, Pl 26, FIN-00421 Helsinki, Finland

Client: Vestas Control Systems A/S, Frankrigsvej 15, 8450 Hammel

Anemometer received: August 15, 2014

Anemometer calibrated: August 19, 2014

Calibrated by: tb

Procedure: MEASNET, referring to IEC 61400-12-1

Certificate prepared by: ca

Approved by: Calibration engineer, mlp

*Mani Louise Pedersen*

Calibration equation obtained:  $v$  [m/s] =  $0.10064 \cdot f$  [Hz] +  $0.25068$

Standard uncertainty, slope: 0.00168

Standard uncertainty, offset: 0.07007

Covariance:  $-0.0000028$  (m/s)<sup>2</sup>/Hz

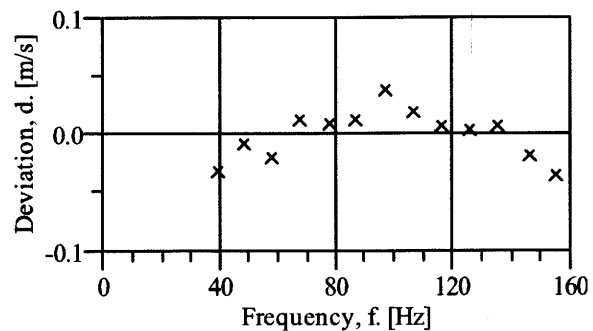
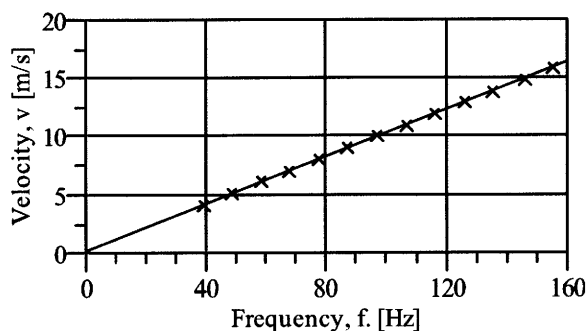
Coefficient of correlation:  $\rho = 0.999984$

Absolute maximum deviation: 0.038 m/s at 10.032 m/s

Barometric pressure: 1002.1 hPa

Relative humidity: 26.7%

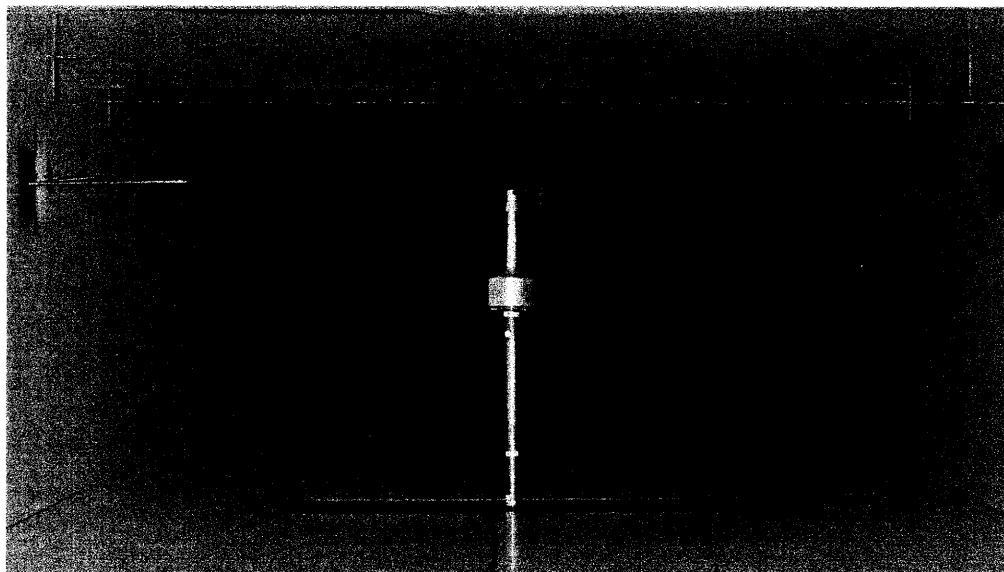
Succession	Velocity pressure, q, [Pa]	Temperature in wind tunnel [°C]	Temperature in control room [°C]	Wind velocity, v, [m/s]	Frequency, f, [Hz]	Deviation, d, [m/s]	Uncertainty $u_c$ (k=2) [m/s]
2	9.96	32.3	24.1	4.185	39.3955	-0.031	0.021
4	14.90	32.2	24.1	5.119	48.4411	-0.007	0.025
6	21.24	32.2	24.1	6.110	58.4173	-0.020	0.029
8	28.62	32.1	24.1	7.092	67.8466	0.013	0.033
10	37.21	32.0	24.0	8.085	77.7495	0.009	0.038
12	46.44	32.0	24.0	9.032	87.1290	0.012	0.042
13-last	57.30	31.9	24.0	10.032	96.8069	0.038	0.046
11	69.10	32.0	24.0	11.018	106.7927	0.019	0.051
9	81.73	32.0	24.1	11.983	116.4895	0.008	0.055
7	95.31	32.1	24.1	12.942	126.0605	0.004	0.060
5	110.20	32.2	24.1	13.918	135.7257	0.007	0.064
3	126.72	32.3	24.1	14.926	146.0028	-0.019	0.069
1-first	143.11	32.4	24.1	15.866	155.5021	-0.035	0.073



## EQUIPMENT USED

Serial number	Description
-	Boundary layer wind tunnel.
1256	Control cup anemometer.
-	Mounting tube, D = 25 mm
t1	PT100 temperature sensor, wind tunnel.
t2	PT100 temperature sensor, control room.
9904031	PPC500 Furness pressure manometer
X4650038	HMW71U Humidity transmitter
X4350042	PTB100AVaisala analogue barometer.
PS1	Pitot tube
HB2835279	Computer Board. 16 bit A/D data acquisition board.
-	PC dedicated to data acquisition.

Traceable calibrations of the equipment are carried out by external accredited institutions: Furness (PPC500) and Exova Metech. A real-time analysis module within the data acquisition software detects pulse frequency.



*Photo of the wind tunnel setup ( $h \times b = 0.85 \times 1.75$  m). The shown anemometer is of the same type as the calibrated one.*

## UNCERTAINTIES

The documented uncertainty is the total combined uncertainty at 95% confidence level ( $k=2$ ) in accordance with EA-4/02. The uncertainty at 10 m/s comply with the requirements in the MEASNET procedure that prescribes an absolute uncertainty less than 0.1 m/s at a mean wind velocity of 10 m/s, that is 1%. See Document 97.00.004 "MEASNET - Test report on the calibration campaign" for further details.

**Certificate number:** 14.02.04619



Related to Test Procedure PI210507 B

**WAA151 Final Test**Serial Number: **K27135**Status: **OK**

Subunit: PCB 1433WA / K263

Prod. Batch ID: K271

Test Program: WST 2.01/021210

Tested by: USER

Test Equipment: PUWSJI 950, PUWSJI 932, PUWSJI  
792, PUWSJI 830

Specfile Version: 2002-10-15 / PUT

Date of Testing: 2014-07-01

<b>Tests</b>	<b>Limits or Nom Value</b>	<b>Value</b>	<b>State</b>
1. Visual check	OK	OK	ok
2. Subunit	OK	OK	ok
3. Starting Threshold	OK	OK	ok
4. Current Consumption / Elect	0.005 ... 0.028 A	0.024	ok
5. Current Consumption / Heat	0.3 ... 0.4 A	0.34	ok
6. Speed Output	OK	OK	ok
7. Waveform	OK	OK	ok

Related to Test Procedure PI210508 A

**WAV151 Final Test**Serial Number: **K19204**Status: **OK**

Subunit: PCB 1434WA / K155

Prod. Batch ID: K192

Test Program: WST 2.01/021210

Tested by: USER

Specfile Version: 2002-10-15 / PUT

Date of Testing: 2014-05-06

Test Equipment: PUWSJI 950, PUWSJI 932, PUWSJI  
933, PUWSJI 830

Tests	Limits or Nom Value	Value	State
1. Visual check	OK	OK	ok
2. Subunit	OK	OK	ok
3. Starting Threshold	OK	OK	ok
4. Current Consumption / Elect	0.005 ... 0.028 A	0.024	ok
5. Current Consumption / Heat	0.3 ... 0.4 A	0.34	ok
6. Direction Output	OK	OK	ok



Related to Test Procedure PI210508 A

**WAV151 Final Test**Serial Number: **K19207**Status: **OK**

Subunit: PCB 1434WA / K155

Prod. Batch ID: K192

Test Program: WST 2.01/021210

Tested by: USER

Test Equipment: PUWSJI 950, PUWSJI 932, PUWSJI  
933, PUWSJI 830

Specfile Version: 2002-10-15 / PUT

Date of Testing: 2014-05-06

<b>Tests</b>	<b>Limits or Nom Value</b>	<b>Value</b>	<b>State</b>
1. Visual check	OK	OK	ok
2. Subunit	OK	OK	ok
3. Starting Threshold	OK	OK	ok
4. Current Consumption / Elect	0.005 ... 0.028 A	0.027	ok
5. Current Consumption / Heat	0.3 ... 0.4 A	0.32	ok
6. Direction Output	OK	OK	ok