

Regione PUGLIA
Provincia di FOGGIA
COMUNE di ASCOLI SATRIANO



IMPIANTO EOLICO
"San Potito"

(AUTORIZZAZIONE UNICA ai sensi del D.L. 29 dicembre 2003, n. 387)

PROGETTO DEFINITIVO

Cod. Elaborato	STUDIO ANEMOLOGICO
A.5	
SCALA = DATA: Ottobre 2018	

COMMITTENTE: **Winderg s.r.l.**
via Trento, 64
20871 - Vimercate (MB)
P.IVA 04702520968

WINDERG

WINDERG s.r.l.
Presidente e Amministratore Delegato
Dott. Michele Giambelli

PROGETTISTI:

Dott. Ing. Rocco SILEO

Dott. Ing. Salvatore MELILLO



Via Enrico Fermi n°38
85021 Avigliano (PZ)
Tel/fax 0971.700637
mail: adr_srls@virgilio.it
A.U : Ing. Rocco Sileo



Rev	Data	Descrizione	Elaborato	Controllato	Approvato
00	16/10/2018	I emissione	Salvatore M.	Rocco S.	Winderg S.r.l

Sommario

1	INTRODUZIONE	3
2	LAYOUT DI PROGETTO	3
3	SINTESI DEI RISULTATI DELPROCESSO DI STIMA DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIA ANNUA (AEP).....	4
4	MODELLO DI CALCOLO.....	5
4.1	<i>MODELLO DIGITALE DEL TERRENO.....</i>	8
4.2	<i>MAPPA DI RUGOSITA'.....</i>	8
4.3	<i>DENSITA' DELL'ARIA</i>	9
4.4	<i>CALIBRAZIONE DEL MODELLO DI SIMULAZIONE</i>	9
5	STAZIONE DI MISURA	12
6	ANALISI DATI ANEMOMETRICI.....	19
6.1	<i>DISPONIBILITÀ DEI DATI MISURATI</i>	19
6.2	<i>STATISTICA DEL VENTO</i>	22
6.3	<i>CORRELAZIONE DI LUNGO TERMINE.....</i>	23
6.4	<i>CALCOLO DEL FATTORE DI SCALA.....</i>	25
6.5	<i>STATISTICA DEL VENTO DEI DATI DI SITO STORICIZZATI.....</i>	27
7	CURVA DI POTENZA	28
8	PERDITE TECNICHE.....	30
9	CALCOLO DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ANNUA (AEP)	31
9.1	<i>PERDITE DI SCIA.....</i>	32
10	CONCLCUSIONI	32
11	Allegati	33
11.1	<i>ANALISI DATI VENTO – STAZIONE ANEMOMETRICA DELICETO-50m</i>	33
11.2	<i>WINDPRO PARK result con la turbina Vestas V136</i>	35

1 INTRODUZIONE

Di seguito è riportata la stima media annua di energia elettrica prodotta per un campo eolico costituito da 10 turbine in progetto nel territorio comunale di Ascoli Satriano nella provincia di Foggia in località San Potito. La turbina considerata nella simulazione è la Vestas V136 con 3,45MW di potenza nominale, diametro rotore da 136 m e altezza mozzo da 112m.

Per il calcolo della stima di produzione media annua ci si è avvalsi di una stazione anemometrica di sito denominata Deliceto-50m storicizzata con i dati di rianalisi REA5.

2 LAYOUT DI PROGETTO

La seguente tabella mostra le coordinate UTM WGS84 del parco eolico in progetto

Denominazione	Est [m]	Ovest [m]	h s.l.m [m]
A01	540910	4565679	229,3
A02	542098	4565573	270
A03	542626	4565573	260
A04	543186	4565542	251,5
A05	543730	4565362	240
A06	540573	4566615	213,9
A07	541154	4566379	200,2
A08	541995	4566305	200
A09	542596	4566304	202,9
A10	543149	4566280	194,7

Tabella 1: Coordinate UTM WGS84 delle turbine in progetto nel territorio comunale di Ascoli Satriano.

La seguente immagine estratta da Google Earth mostra il layout dell'impianto in progetto.



Figura 1: Layout di progetto

3 SINTESI DEI RISULTATI DELPROCESSO DI STIMA DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIA ANNUA (AEP)

I dati misurati dalla stazione anemometrica di sito Deliceto-50m evidenzia una buona risorsa eolica i cui valori misurati e quelli stimati ad altezza mozzo sono riportati nella seguente tabella.

Stazione di misura	Altezza di monitoraggio [m]	Velocità media misurata (Weibull) [m/s]	Velocità media storicizzata (Weibull) [m/s]	Velocità media storicizzata ad altezza mozzo di 112 m (Weibull) [m/s]
Deliceto-50m	50	5,97	6,07	7,09

Tabella 2: Velocità medie misurate e stimate nelle posizioni delle due stazioni di misura.

Come si evince dalla tabella la velocità media storicizzata su 17 anni e stimata ad altezza mozzo di 112 m è all'incirca di 7,09 m/s nel punto d'installazione della stazione di misura e raggiunge un valore medio a livello di wind farm pari a 6,6 m/s.

Nella simulazione sono state considerate le perdite di scia dovute alle mutua interferenza delle turbine, il deficit produttivo dovuto alla densità dell'aria leggermente inferiore a quella standard e le perdite tecniche stimate da valori di letteratura pari all'incirca a 8%.

TIPOLOGIA DI PERDITA	STIMA % DELLA PERDITA
Disponibilità windfarm	3 %
Rete e stazione di connessione	3 %
Disponibilità Rete Elettrica	1 %
Isteresi, ghiaccio e degradazione pala	1 %

Tabella 3: Dettaglio delle perdite tecniche sottratte alla stima di produzione energetica media annua.

La tabella seguente riporta la stima di producibilità media annua in termini di energia prodotta e di ore annue equivalenti.

WTG	Loc. Est [m]	Loc. Nord [m]	Turbina	Potenza [KW]	Altitudine s.l.m. [m]	Altezza mozzo s.l.t. [m]	Net AEP [GWh]	Perdite scia [%]	Net AEP - 8% [GWh]	Vel. media [m/s]	Ore equivalenti [MWh/MW]
1	540910	4565679	VESTAS V136	3450	229,3	112,0	10,828	3,67	9,962	6,38	2887
2	542098	4565573	VESTAS V136	3450	270,0	112,0	12,099	5,79	11,131	6,99	3226
3	542626	4565573	VESTAS V136	3450	260,0	112,0	11,522	8,91	10,600	6,93	3072
4	543186	4565542	VESTAS V136	3450	251,5	112,0	11,275	10,19	10,373	6,90	3007
5	543730	4565362	VESTAS V136	3450	240,0	112,0	11,083	10,58	10,196	6,84	2955
6	540573	4566615	VESTAS V136	3450	213,9	112,0	11,341	0,64	10,434	6,42	3024
7	541154	4566379	VESTAS V136	3450	200,2	112,0	10,251	7,08	9,431	6,31	2734
8	541995	4566305	VESTAS V136	3450	200,0	112,0	10,506	4,90	9,665	6,33	2801
9	542596	4566304	VESTAS V136	3450	202,9	112,0	10,766	5,97	9,905	6,45	2871
10	543149	4566280	VESTAS V136	3450	194,7	112,0	10,581	7,14	9,735	6,42	2822
Valori medi								6.49	10,143	6.6	2940
Totale				34500			110,253		101,432		

Tabella 4: Stima di producibilità media annua dell'impianto eolico di progetto con le turbine Vestas V136 da 3 MW di potenza e 112 m di mozzo s.l.t.

Il valore medio annuo delle ore equivalenti di funzionamento alla potenza nominale è pari a **2940** ore/anno con una produzione di energia totale annua pari a circa **101** GWh, in linea con i migliori siti eolici presenti nella provincia di Foggia, evidenziando una buona risorsa eolica la cui rosa dell'energia (figura seguente) mostra una direzione predominante mediamente a 45° nel quadrante di SW (Sud-Ovest) con una componente minore dal NNW (Nord-Nord-Ovest) tipiche di tutti i siti eolici migliori sviluppati nel nord della Puglia.

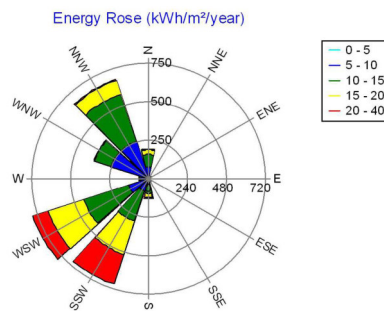


Figura 1: Rosa dell'energia o distribuzione della densità energetica per settori di provenienza

4 MODELLO DI CALCOLO

Il programma utilizzato per le stime e le simulazioni di seguito esposte, è WindPRO con implementazione di WASP che è uno dei principali e più completi strumenti di analisi del vento attualmente disponibili sul mercato. Il software è stato impiegato per la creazione dell'atlante europeo del vento che mira a stabilire la base meteorologica per la valutazione dei potenziali eolici.

Il funzionamento del software è sinteticamente tracciato nei seguenti punti:

- **I Dati di input** necessari alla determinazione delle mappe eoliche sono
 - L'orografia della zona interessata introdotta attraverso un modello digitale del terreno con curve iso-livello.
 - I dati sul vento (velocità, direzione e deviazione standard per la stima della turbolenza) di almeno un punto dell'area considerata, in periodi su base annuale completi per evitare effetti dovuti alla stagionalità della misura
 - Caratteristiche di "rugosità" del terreno, definita attraverso progetti che studiano la copertura del suolo e da cui si possono derivare le informazioni sulla rugosità come il progetto Corine Land Cover (CLC), nato a livello europeo specificamente per il rilevamento e il monitoraggio delle caratteristiche di copertura e uso del territorio, con particolare attenzione alle esigenze di tutela ambientale.
 - Eventuali ostacoli

- **L'output** è costituito dal cosiddetto WindAtlas o atlante del vento ovvero una climatologia del vento della zona considerata con cui è possibile elaborare una mappa eolica della zona in esame e calcolare la producibilità media annua di una singola macchina o di una intera wind farm portando in conto le eventuali interferenze tra le pale dovute all'effetto scia e l'eventuale presenza di ostacoli che possono alterare la distribuzione del vento.

Nel dettaglio il modello WASP è composto da un set di modelli numerici che hanno il compito di correggere le misure anemometriche al fine di ottenere una climatologia del vento della zona considerata.

Questi modelli sono:

- **Il modello per la stabilità:** si basa su alcune correzioni da apportare al profilo logaritmico del vento al mutare delle condizioni di stabilità atmosferica e richiede come input le medie climatologiche e gli scarti quadratici medi del flusso di calore superficiale. Il modello è derivato dalla legge di resistenza geostrofica ed il profilo del vento è derivato da una espansione del primo ordine dell'espressione del flusso di calore sensibile per condizioni di neutralità atmosferica
- **Il modello per il cambio di rugosità:** si basa su alcune correzioni da apportare al campo dei venti nel caso in cui il terreno non è omogeneo. In questo caso al terreno sono assegnate delle lunghezze di rugosità in modo tale che il flusso del vento, passando tra due superfici disomogenee, è calcolato da considerazioni sullo stato limite superficiale. Tale modello gioca un ruolo sostanziale nella stima di producibilità di una wind farm in quanto stabilisce quale debba essere il fattore di crescita della velocità del vento con l'altezza. Risulta fondamentale dunque riprodurre in maniera rigorosa le caratteristiche di rugosità della zona in esame introducendo una mappa di rugosità del territorio
- **Il modello per l'effetto-barriera:** entra in gioco considerando gli effetti di attrito causati dalla resistenza aerodinamica dovuta ad eventuali ostacoli con dimensioni variabili vicini all'anemometro o al sito eolico. Infatti è noto come in prossimità di un ostacolo, a distanze o quote comparabili con la sua altezza, il profilo del vento ne viene perturbato. Questo modello permette così di "pulire" il dato anemometrico eliminando questi effetti.

- **Il modello per l'orografia:** utilizzato per correggere i dati del vento da effetti dovuti alle disomogeneità del terreno circostante; in questo caso vengono calcolati gli effetti indotti dalle variazioni altimetriche del terreno intorno alla stazione di misura

Di seguito il diagramma di flusso sintetico ed esplicativo del processo di calcolo nella stima della climatologia del vento nella zona considerata.

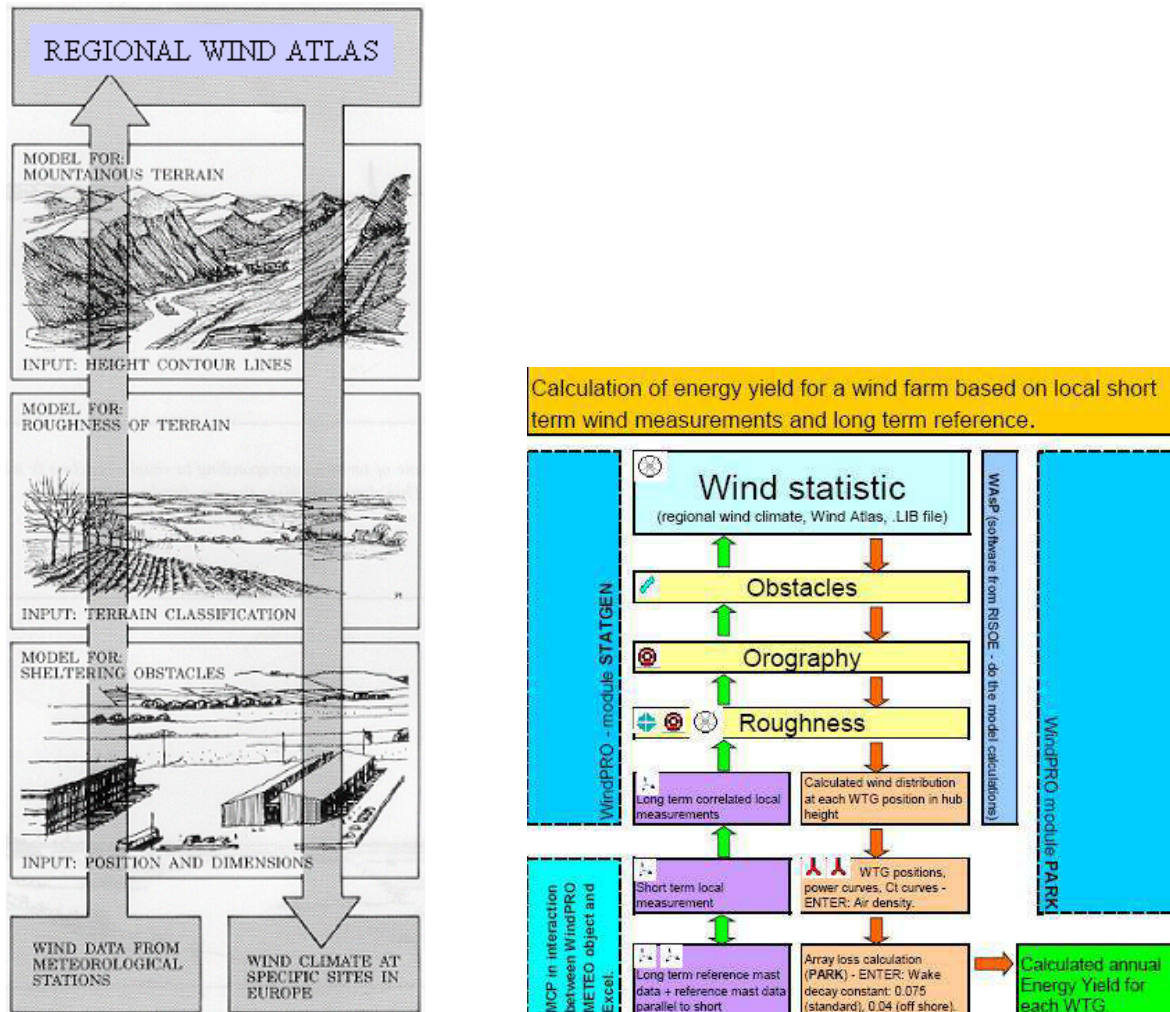


Figura 2: Diagramma di flusso del programma WASP/WindPRO

Il software WindPRO utilizza come piattaforma di calcolo WASP, arricchendolo di altre funzionalità di verifica e di correlazione tra i dati quali il modulo MCP (measure-correlate-predict), che consente di mettere in relazione tra loro i dati di diverse stazioni di misura e sfruttare serie storiche di lungo periodo per avere una climatologia con basse incertezze.

4.1 MODELLO DIGITALE DEL TERRENO

Come base del modello digitale del terreno sono state utilizzate le curve SRTM Dataset (Shuttle Radar Topography Mission) con passo in altezza di 10 m direttamente disponibili con il software WindPRO. L'estensione del modello digitale è di 40X40 km centrato sul baricentro del sito d'impianto.

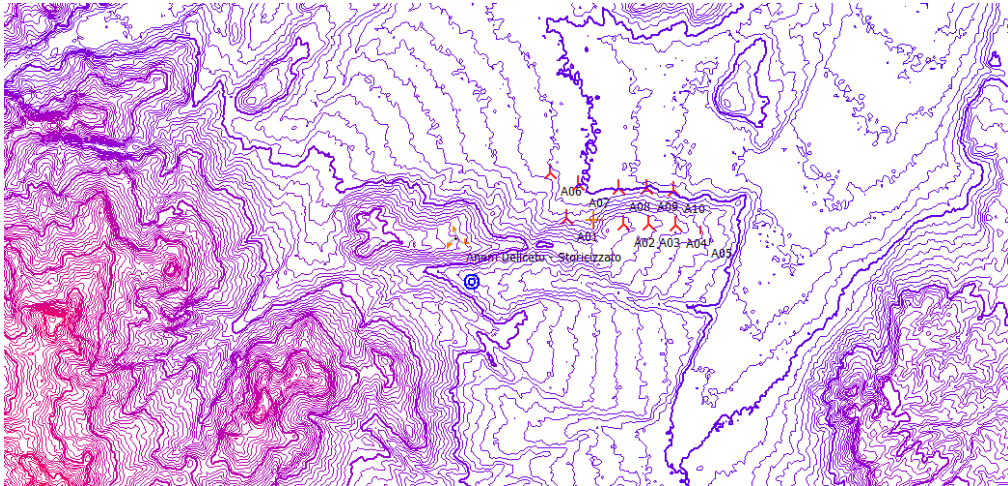


Figura 3: Modello digitale del terreno

4.2 MAPPA DI RUGOSITA'

La rugosità terrestre superficiale è determinata principalmente dall'altezza e dal tipo di vegetazione e dalla presenza o meno di edifici ed altre costruzioni. La rugosità ha un impatto importante nella determinazione della risorsa eolica ad altezza mozzo delle turbine. La mappa di rugosità ha un'estensione di 40X40 km ed è stata ricavata dai dati del progetto "Corine Land Cover 2000".

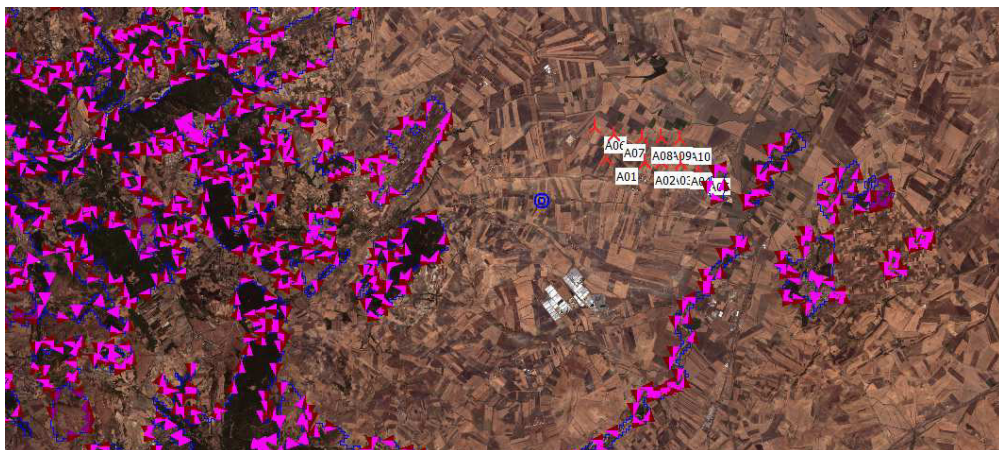


Figura 4: Modello digitale della rugosità derivata dal progetto Corine Land Cover 2000

4.3 DENSITA' DELL'ARIA

Per ogni posizione delle turbine del layout di progetto è stata stimata la densità dell'aria ad altezza mozzo in base alla quota e ai dati climatici disponibili in WINDPRO dalla stazione climatica di Candela che è localizzata a circa 13 km dal sito d'impianto in direzione sud. La stima di producibilità è stata calcolata tenendo in conto il deficit produttivo dovuto alla densità del sito leggermente inferiore a quella standard di $1,225 \text{ kg/m}^3$ con cui viene corretta la curva di potenza dell'aerogeneratore. La densità del sito è mediamente pari a $1,177 \text{ kg/m}^3$.

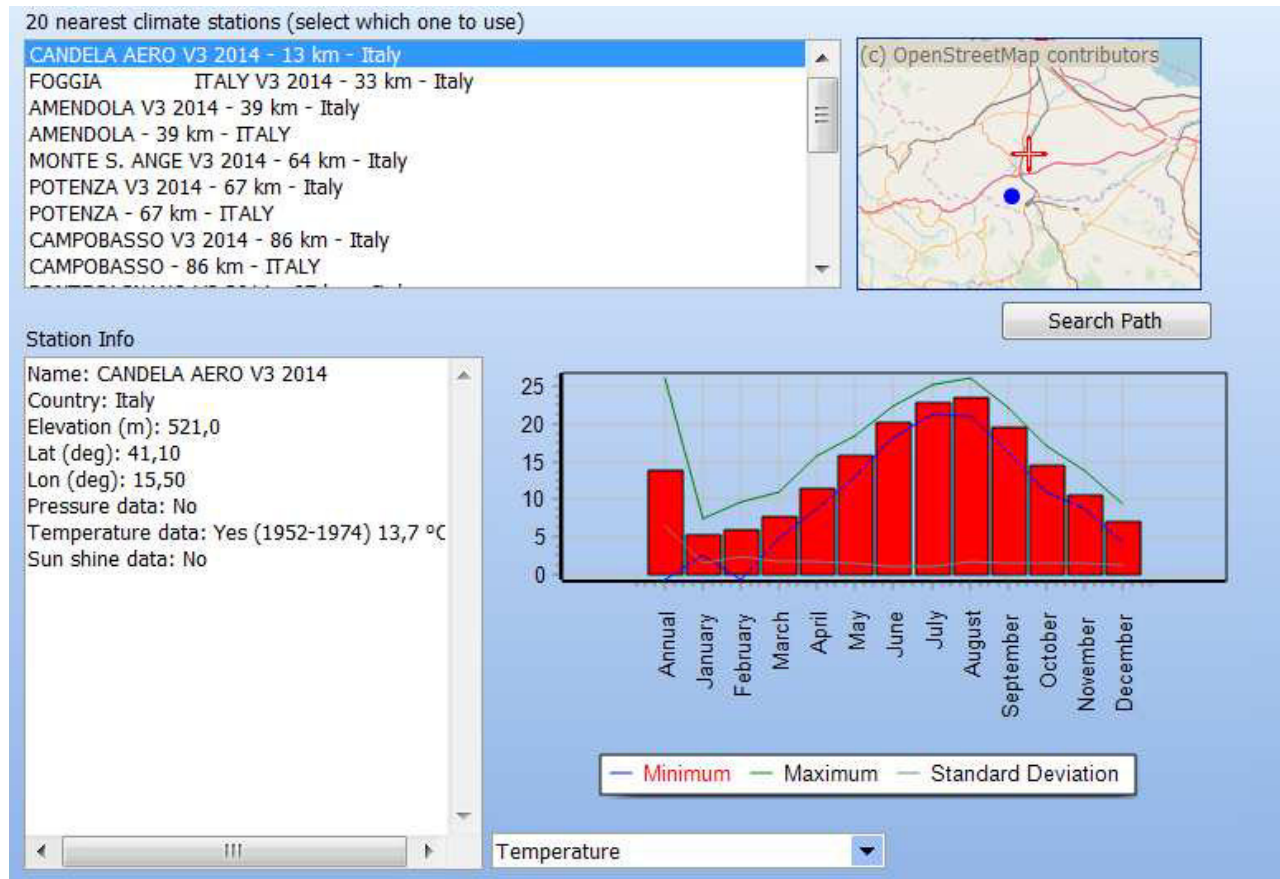


Figura 5: Data base climatico di Candela disponibile in Windpro

4.4 CALIBRAZIONE DEL MODELLO DI SIMULAZIONE

In generale il modello di calcolo Windpro/WASP viene calibrato controllando il profilo del vento verticale stimato da WASP in modo da accordarsi a quello misurato in sito dalle stazioni anemometriche presenti e verificando in un secondo momento il grado di approssimazione del modello stesso nel predire la risorsa eolica misurata in sito. In dettaglio il processo di calibrazione avviene settando alcuni parametri all'interno del software di calcolo WASP che agiscono direttamente sul profilo verticale del vento calcolato e variando le altezze di calcolo del Wind Atlas:

1. Modifica dei parametri che influiscono sul profilo verticale del vento

E' possibile settare due parametri che influiscono sulla stabilità e il grado di turbolenza del profilo del vento verticale nel modello di calcolo:

- **Offset Heatflux over land:** regola la stabilità del profilo in termini di valor medio del vento. Il valore di default è pari a -40
- **RMS heatfkux over land:** è un indice del grado di variabilità intorno al valore medio e quindi della turbolenza all'interno di un profilo. Il valore di default è pari a 100 che indica condizioni piuttosto variabili intorno al vento medio.

2. Modifica delle altezze di calcolo del Wind Atlas

Oltre alla modifica dei suddetti parametri può essere settato il range di quote alle quali stimare il "Wind Atlas" (la statistica del vento) inserendo le altezze dei mozzi delle turbine per le quali viene stimata la produzione media annua di energia. In questo modo si evitano errori di estrapolazione che il modello compie quando le altezze dei mozzi delle turbine non coincidono con quelle del Wind Atlas.

Come termine di confronto per la calibrazione del modello di calcolo il software mette a disposizione la possibilità di calcolare il profilo verticale del vento dai dati misurati dalle stazioni anemometriche di sito sia secondo la formula logaritmica che secondo il profilo della legge di potenza. Il profilo logaritmico è l'approssimazione migliore per lo strato limite terrestre e varia sia con la turbolenza meccanica originata dalla rugosità superficiale che da quella di origine termica. Il profilo del vento secondo la legge di potenza può essere stimato direttamente attraverso due misure di vento a due quote diverse. In questo caso i due profili sono stati stimati partendo dai dati anemometrici di sito misurati a 50m e 30m dalla stazione anemometrica Deliceto-2. Di seguito vengono riportati le modifiche dei parametri di WASP e il risultato in termini di confronto tra il profilo di WASP e i profili logaritmico e di potenza:

- Offset Heatflux over land= 100
- RMS heatfkux over land = 50
- Altezze per il Wind Atlas = 112m, pari alle altezze dei mozzi delle turbine previste per l'impianto eolico oggetto di studio.

La figura seguente mostra in giallo i parametri di WASP modificati come indicato sopra:

Parameter	Minimum	Maximum	Default	Value
WASP IBZ flow modelling (Non-default parameters: 0)				
WASP classic profile modelling (Non-default parameters: 2)				
Factor in height of boundary layer over land	0,1	20	1	1
Factor in height of boundary layer over water	0,1	20	1	1
Offset heat flux over land (classic)	-200	200	-40	100
Offset heat flux over water (classic)	-200	200	-8	-8
Power law in decay of the stability induced perturbatio	0,5	5	1,5	1,5
Rms heat flux over land	0	200	100	50
Rms heat flux over water	0	200	30	30
Wind atlas structure (Non-default parameters: 1)				
Number of standard heights	2	5	5	5
Number of standard roughness classes	2	5	5	5
Standard height #1 [m]	5	300	10	10
Standard height #2 [m]	5	300	25	25
Standard height #3 [m]	5	300	50	50
Standard height #4 [m]	5	300	100	112
Standard height #5 [m]	5	300	200	200
Standard roughness length #1 [m]	0	5	0	0
Standard roughness length #2 [m]	0	5	0,03	0,03
Standard roughness length #3 [m]	0	5	0,1	0,1
Standard roughness length #4 [m]	0	5	0,4	0,4
Standard roughness length #5 [m]	0	5	1,5	1,5

Figura 6: Parametri del software WASP

Il grafico seguente mostra la sovrapposizione del profilo verticale calcolato da WASP (in rosso) con i profili logaritmico e di potenza stimati dai dati della stazione di misura Deliceto-50m.

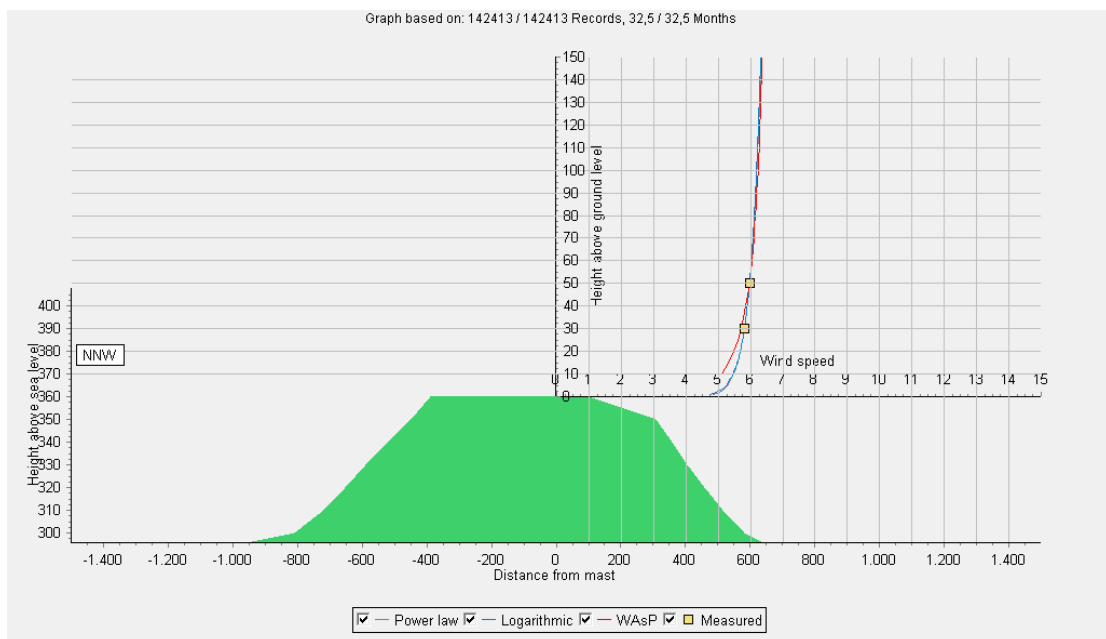


Figura 7: Confronto profilo di WASP con i profili logaritmico e di potenza

La verifica della calibrazione del modello è stata eseguita con il tool Cross Predict presente in WindPRO utilizzando come dati di input i dati vento misurati a 50 m dalla stazione anemometrica Deliceto-50m dopo essere stati filtrati e storicizzati. Attraverso i dati di input il modello di calcolo stima il vento medio proprio nella posizione e all'altezza della stazione anemometrica confrontando il valore ottenuto con quello reale misurato. La seguente immagine mostra il risultato di verifica del processo di calibrazione dove il valore di A[%] è la

variazione della stima del vento medio rispetto a quello misurato (6.07 m/s) ed è pari a -0,2% evidenziando un processo di stima affidabile con un errore percentuale del tutto trascurabile.

<input checked="" type="radio"/> Use Site data object		<input type="radio"/> Use WAsP CFD result file(s)				Predictor		
Predicted at	Description	Height ID	Height [m]	Displacement height [m]	Site data object	Measured wind speed [m/s]	A	A
A	Anem Deliceto	50,00m -	50,0	0,0	12 Sectors Site data N	6,07	<input checked="" type="checkbox"/>	-0,2

Figura 8: Risultato del processo di calibrazione del modello.

5 STAZIONE DI MISURA

La stima della risorsa eolica per il sito in esame è stata calcolata con i dati anemometrici misurati dalla stazione anemometrica di sito denominata Deliceto-50m con altezza massima di 50 m installata alle coordinate riportate nella seguente tabella.

Stazione di misura n°	Altezza torre [m]	Coordinate UTM WGS84		Quota s.l.m. [m]	Distanza dal sito [m]
		Est [m]	Nord [m]		
Deliceto	50	538594	4565234	360	2.200

Tabella 5: Stazione anemometria di sito

La stazione anemometrica è stata installata il 12 luglio 2006 e dispone di 3 altezze di misura a 50m, 30m e 10m ed è equipaggiata con 3 anemometri calibrati modello NRG#40C per la misura della velocità del vento e due sensori di direzione modello NRG#200P. La tabella seguente riporta la configurazione della torre anemometrica.

Item	Tipo Sensore	N. Serie	Altezza misura [m]	Orientamento braccio porta sensore (rispetto al Nord)
Anemometro	NRG#40C Calibrato	28617	50	180°
Anemometro	NRG#40C Calibrato	28618	30	180°
Anemometro	NRG#40C Calibrato	28619	10	180°
Banderuola	NRG#200P	/	50	0°
Banderuola	NRG#200P	/	10	0°
Data Logger	Nomad 2	1912	/	/

Tabella 6: Configurazione torre anemometrica di sito denominata Deliceto-50m



Figura 9: Posizione della torre anemometrica rispetto all'impianto eolico di progetto.

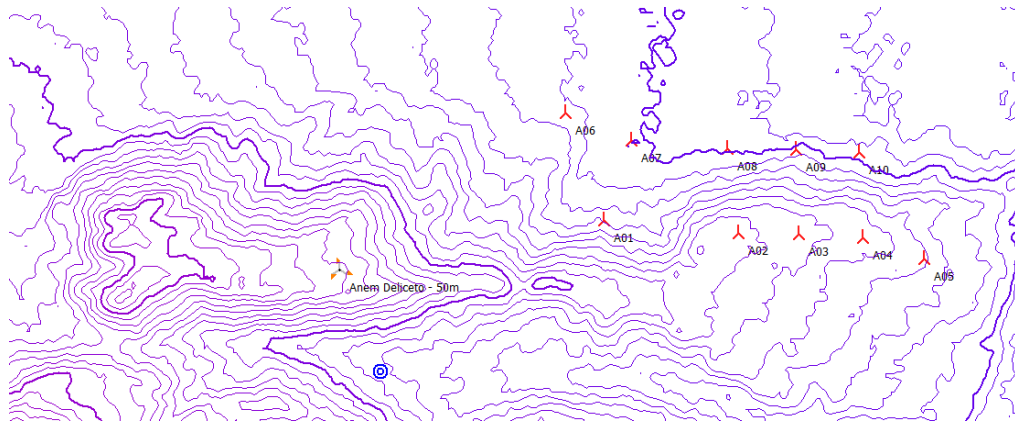


Figura 10: Posizione della torre anemometrica rispetto all'impianto eolico di progetto su DTM usato nel modello di calcolo



Figura 11: Sito d'installazione della stazione anemometrica da 50 denominata Deliceto-50m

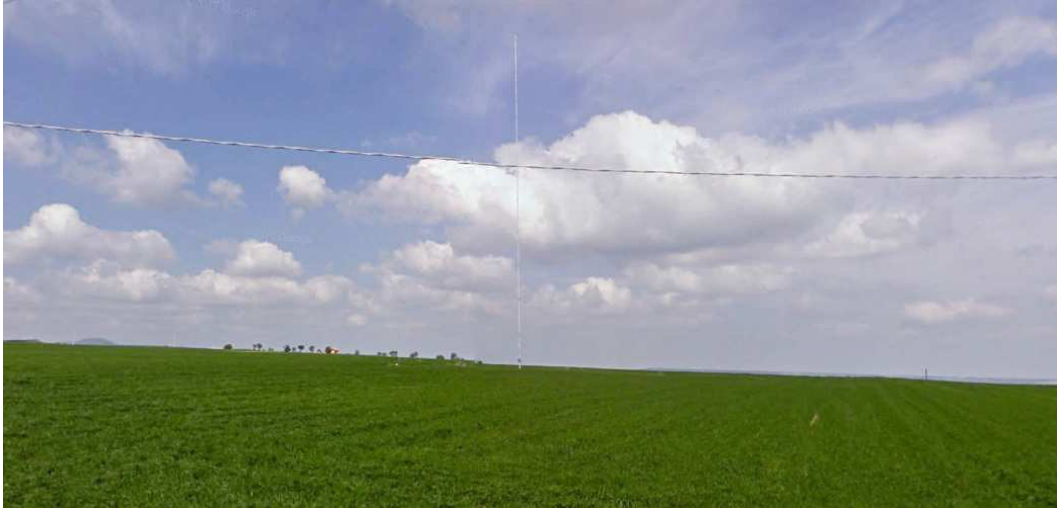




Figura 12: Foto stazione anemometrica da 50 m denominata Deliceto-50m

Di seguito vengono riportati il report installazione e i certificati di calibrazione dei 3 sensori anemometrici.

Figura 13: Report installazione della stazione anemometrica denominata Deliceto

			
	<table border="1"> <tr> <td>UNI-EN-ISO 9001/00</td> </tr> <tr> <td>Certificato n° 093/03</td> </tr> </table>	UNI-EN-ISO 9001/00	Certificato n° 093/03
UNI-EN-ISO 9001/00			
Certificato n° 093/03			
<p>P&L System snc di Palumbo e Lombardi Via Zona 167 71025 Castelluccio dei Sauri (FG) – Italy Tel. & Fax: +39 0881 962759 E – mail: info@plsystem.it Internet: http://www.plsystem.it Partita IVA N. 03128680711</p>			

CHEK LIST MONTAGGIO STAZIONE ANEMOMETRICA

Stazione anemometrica in località	DELICETO
Codice stazione anemometrica	50 MT.

1. Identificazione del sito

Rilevamento coordinate UTM ED50	
Coordinate	33T0538596 - 4565234
Altitudine	369

2. Montaggio stazione

N° sezioni tubolari	160 A 80 mm
Lunghezza sezioni	5 mt. x 5 mm
N° flange	10
Altezza complessiva torre	50 mt

3. Montaggio apparecchiature**Anemometri**

Tipo sensore	N° di serie	Altezza	Azimuth
M.R.L. 40 # C	28617	50 mt	SUD 180°
M.R.L. 40 # e	28618	30 mt	SUD 180°
M.R.L. 40 # C	28619	10 mt	SUD 180°

Direzionali

Tipo sensore	N° di serie	Altezza	Azimuth
M.R.L. 200 P	200 P	50 mt	
M.R.L. 200 P	200 P	10 mt	

Data logger

Modello data logger	NOMAD 2	Matricola	1912
---------------------	----------------	-----------	-------------

Si consegna il lavoro finito in data **12.07.06**Per la P&L System **Rolando**

Il Committente

Figura 14: Certificato di calibrazione anemometro a 50m

DELICETO 50 MT



OTECH ENGINEERING, Inc.
630 Peña Drive, Suite 200
Davis, CA 95616-7726

Phone/Fax: (530) 757-2264
Email: jobbermeier@otechwind.com

ANEMOMETER CALIBRATION REPORT

This document reports that a wind tunnel calibration was performed for the cup anemometer listed below and that this anemometer performs within ±1% of the manufacturing control specifications. Prior to calibration, the anemometer was also subjected to a minimum five minute 'run-in', as suggested from IEC 61400-12-1, to account for any bearing temperature variability due to mechanical friction.

Model No: NRG #40
Serial No: 28617
Test Date: 4/19/06 10:36 AM

IUT Range: 4 - 26 m/s
IUT Output: 0 - 10V (TTL Signal)
IUT Power Supply: 14 VDC

Wind Tunnel Test Facility

Type : Eiffel (open circuit, suction)
Test Section Size : 0.61 m x 0.61 m x 1.22 m
Manufacturer : Engineering Laboratory Design, Inc.

Measuring Equipment

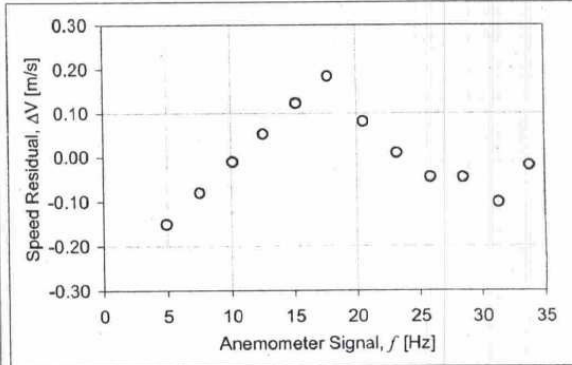
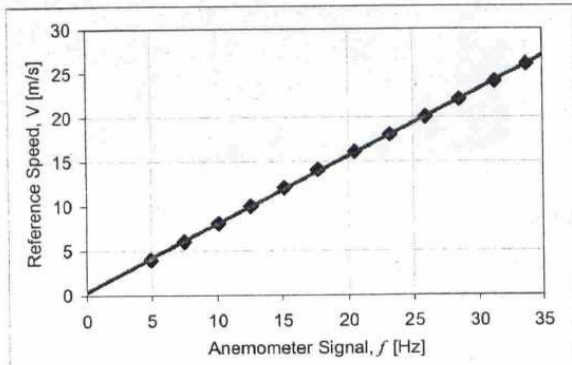
Reference Speed : United Sensor Type PA Pitot-Static Tube sensed by an MKS Baratron Type 220D Differential Pressure Transducer (NIST traceable)
Ambient Pressure : Setra Model 270 Barometer (NIST Traceable)
Ambient Temperature : OMEGA HX94 SS RH Probe
Relative Humidity : OMEGA HX94 SS RH Probe

Data Acquisition

Hardware : National Instruments PCI-MIO-16E-4 A/D Board with SC-2345
Software : National Instruments LabVIEW 8.0

Test Conditions

Diff Pressure Transducer Voltage Correction: $V_1 = 0.9915 V_2$
Blockage Correction = 1
Mean Ambient Pressure = 101308 Pa
Mean Ambient Temperature = 20.8 deg C
Mean Relative Humidity = 51.2% RH
Mean Density = 1.1955 kg/cubic meter



Calibration Transfer Function:

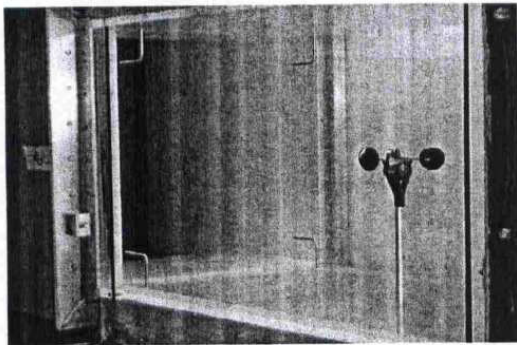
$V [m/s] = 0.762 f [Hz] + 0.3588$

std. err slope = 0.0032 r = 0.99991
std. err. intercept = 0.0686 std. err. estimate = 0.1014 m/s

Manufacturer's Certification

Slope+k value = 0.7624 m/s per Hz
Fixed intercept, k = 0.35 m/s
% deviation from consensus 'slope+k' value = -0.33%

Reference Speed [m/s]	Anemometer Output [Hz]	Residual [m/s]	Speed Uncertainty
3.978	4.947	-0.151	0.481%
6.001	7.510	-0.080	0.482%
8.040	10.094	-0.011	0.486%
9.978	12.553	0.053	0.515%
12.055	15.187	0.123	0.482%
14.049	17.723	0.184	0.499%
16.081	20.525	0.082	0.475%
18.064	23.222	0.010	0.479%
20.051	25.901	-0.045	0.491%
22.049	28.523	-0.045	0.481%
24.083	31.267	-0.102	0.467%
26.065	33.758	-0.018	0.481%



** references available upon request

Figura 15: Certificato di calibrazione anemometro a 30m

DELICETO 30 MT



OTECH ENGINEERING, Inc.
630 Peña Drive, Suite 200
Davis, CA 95616-7726

Phone/Fax: (530) 757-2264
Email: jobermeier@otechwind.com

ANEMOMETER CALIBRATION REPORT

This document reports that a wind tunnel calibration was performed for the cup anemometer listed below and that this anemometer performs within ±1% of the manufacturing control specifications. Prior to calibration, the anemometer was also subjected to a minimum five minute 'run-in', as suggested from IEC 61400-12-1, to account for any bearing temperature variability due to mechanical friction.

Model No: NRG #40
Serial No: 28618
Test Date: 4/20/06 4:16 PM

IUT Range: 4 - 26 m/s
IUT Output: 0 - 10V (TTL Signal)
IUT Power Supply: 14 VDC

Wind Tunnel Test Facility

Type: Eiffel (open circuit, suction)
Test Section Size: 0.61 m x 0.61 m x 1.22 m
Manufacturer: Engineering Laboratory Design, Inc.

Data Acquisition

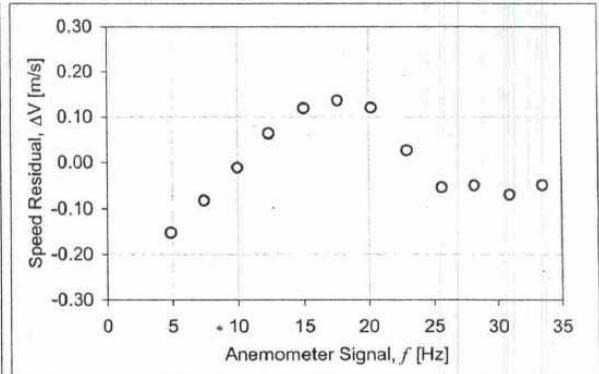
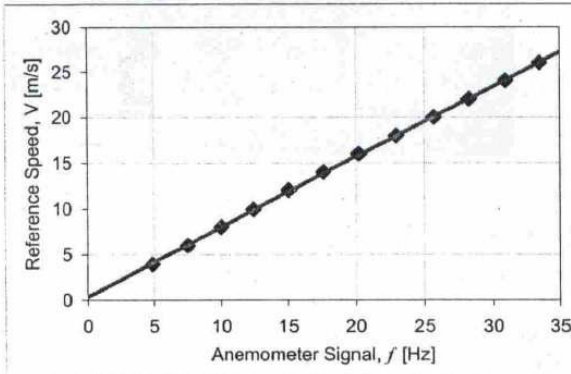
Hardware: National Instruments PCI-MIO-16E-4
A/D Board with SC-2345
Software: National Instruments LabVIEW 8.0

Measuring Equipment

Reference Speed: United Sensor Type PA Pitot-Static Tube sensed by an MKS Barotron Type 220D Differential Pressure Transducer (NIST traceable)
Ambient Pressure: Setra Model 270 Barometer (NIST Traceable)
Ambient Temperature: OMEGA HX94 SS RH Probe
Relative Humidity: OMEGA HX94 SS RH Probe

Test Conditions

Diff Pressure Transducer Voltage Correction: V1 = 0.9915 V2
Blockage Correction = 1
Mean Ambient Pressure = 100692 Pa
Mean Ambient Temperature = 25.1 deg C
Mean Relative Humidity = 63.7% RH
Mean Density = 1.1673 kg/cubic meter



Calibration Transfer Function:

$$V \text{ [m/s]} = 0.768 f \text{ [Hz]} + 0.3603$$

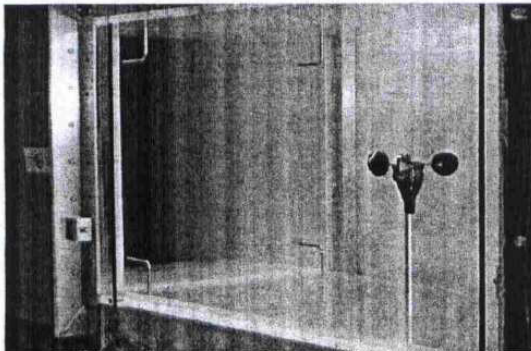
std. err slope = 0.0031 r = 0.99992
std. err. intercept = 0.0659 std. err. estimate = 0.0976 m/s

Manufacturer's Certification

Slope+k value = 0.7685 m/s per Hz
Fixed intercept, k = 0.35 m/s

% deviation from consensus 'slope+k' value = 0.47%

Reference Speed [m/s]	Anemometer Output [Hz]	Residual [m/s]	Speed Uncertainty
3.956	4.880	-0.152	0.497%
5.975	7.418	-0.082	0.514%
8.006	9.969	-0.011	0.511%
9.947	12.397	0.065	0.503%
12.028	15.036	0.119	0.492%
14.020	17.607	0.137	0.487%
16.003	20.211	0.120	0.500%
18.004	22.937	0.027	0.496%
20.007	25.651	-0.054	0.503%
22.006	28.248	-0.050	0.492%
24.041	30.924	-0.070	0.487%
26.013	33.465	-0.049	0.487%



** references available upon request

Figura 16: Certificato di calibrazione anemometro a 10m

DELICETO 10 MT



OTECH ENGINEERING, Inc.

630 Peña Drive, Suite 200
Davis, CA 95616-7726

Phone/Fax: (530) 757-2264
Email: jobbermeier@otechwind.com

ANEMOMETER CALIBRATION REPORT

This document reports that a wind tunnel calibration was performed for the cup anemometer listed below and that this anemometer performs within ±1% of the manufacturing control specifications. Prior to calibration, the anemometer was also subjected to a minimum five minute 'run-in', as suggested from IEC 61400-12-1, to account for any bearing temperature variability due to mechanical friction.

Model No: NRG #40
Serial No: 28619
Test Date: 4/19/06 10:55 AM

IUT Range: 4 - 26 m/s
IUT Output: 0 - 10V (TTL Signal)
IUT Power Supply: 14 VDC

Wind Tunnel Test Facility

Type: Eiffel (open circuit, suction)
Test Section Size: 0.61 m x 0.61 m x 1.22 m
Manufacturer: Engineering Laboratory Design, Inc.

Measuring Equipment

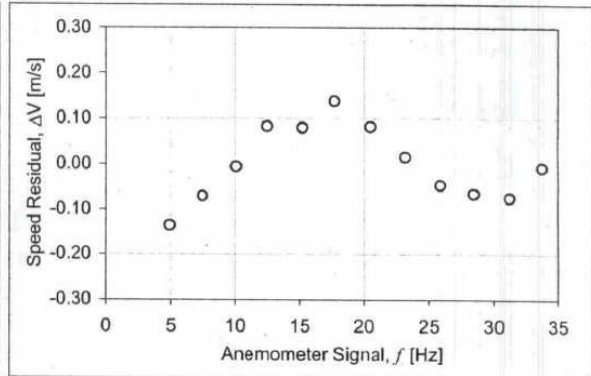
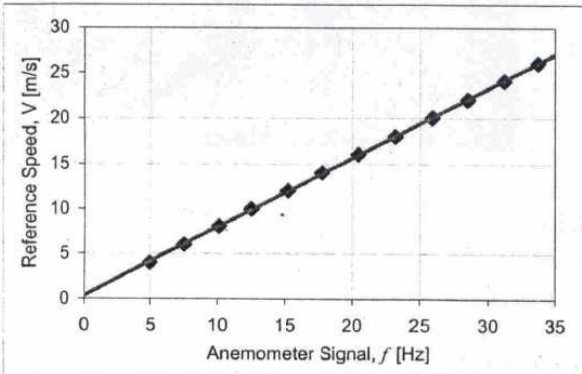
Reference Speed: United Sensor Type PA Pitot-Static Tube sensed by an MKS Barotron Type 220D Differential Pressure Transducer (NIST traceable)
Ambient Pressure: Setra Model 270 Barometer (NIST Traceable)
Ambient Temperature: OMEGA HX94 SS RH Probe
Relative Humidity: OMEGA HX94 SS RH Probe

Data Acquisition

Hardware: National Instruments PCI-MIO-16E-4 A/D Board with SC-2345
Software: National Instruments LabVIEW 8.0

Test Conditions

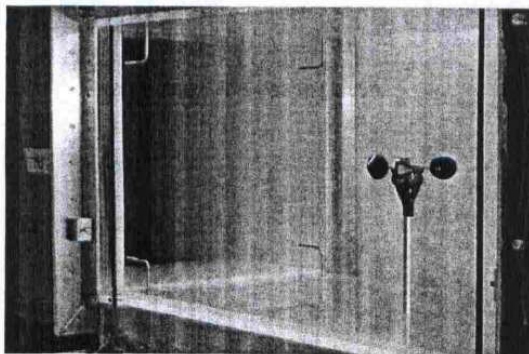
Diff Pressure Transducer Voltage Correction: V1 = 0.9915 V2
Blockage Correction = 1
Mean Ambient Pressure = 101289 Pa
Mean Ambient Temperature = 21 deg C
Mean Relative Humidity = 52% RH
Mean Density = 1.1944 kg/cubic meter



Calibration Transfer Function:

$$V \text{ [m/s]} = 0.7635 f \text{ [Hz]} + 0.3543$$

std. err slope = 0.0028 r = 0.99993
std. err. intercept = 0.0587 std. err. estimate = 0.0868 m/s



Manufacturer's Certification

Slope+k value = 0.7637 m/s per Hz
Fixed intercept, k = 0.35 m/s

% deviation from consensus 'slope+k' value = -0.15%

Reference Speed [m/s]	Anemometer Output [Hz]	Residual [m/s]	Speed Uncertainty
3.981	4.928	-0.136	0.477%
6.000	7.487	-0.071	0.475%
8.042	10.075	-0.005	0.481%
9.985	12.503	0.084	0.484%
12.059	15.223	0.081	0.477%
14.046	17.751	0.139	0.498%
16.077	20.483	0.083	0.472%
18.064	23.172	0.016	0.492%
20.060	25.869	-0.046	0.475%
22.052	28.503	-0.065	0.475%
24.107	31.206	-0.074	0.472%
26.080	33.703	-0.007	0.481%

** references available upon request

6 ANALISI DATI ANEMOMETRICI

Di seguito è riportata la sintesi statistica derivante dall'analisi dei dati della stazione anemometrica da 50m denominata Deliceto-50m.

6.1 DISPONIBILITÀ DEI DATI MISURATI

L'analisi della disponibilità del dato nel periodo di misura è di fondamentale importanza nella definizione degli intervalli di dati utilizzabili nella stima della risorsa eolica che ha un carattere stagionale con una densità di energia maggiore nei mesi primaverili e invernali rispetto ai mesi estivi ed autunnali. Per evitare di sovrastimare o sottostimare la risorsa eolica la base di dati di partenza deve avere un periodo di misura su base annuale, inteso come 12 mesi di misura consecutivi, in modo da eliminare l'effetto della stagionalità.

Il periodo di misura va dal 12/07/2006 al 31/08/2018 con una bassa disponibilità del dato del 50% circa, come mostra la seguente tabella.

Mast	Altezza di misura [m]	Sensore	Mesi	Disponibilità Dati nel periodo di misura		Velocità [m/s]		Parametri di Weibull		
				N° Dati	% Dati	Media	Max	Media [m/s]	A [m/s]	K
Deliceto	50	Anemometro [m/s]	74	283885	57,20%	5,73	33,39	5,88	6,56	1,5835
		Bandaruola [°]		224730	45,30%	296,3				
	30	Anemometro [m/s]		283885	57,20%	5,56	32,94	5,7	6,36	1,6326
		Bandaruola [°]		224730	45,30%	283				
	10	Anemometro [m/s]		283885	57,20%	4,62	26,23	4,75	5,3	1,6232
		Bandaruola [°]		224730	45,30%	283				

Tabella 7: Sintesi della disponibilità dei dati misurati dalla stazione di misura da 50 denominata Deliceto

La tabella seguente mostra la disponibilità giornaliera delle coppie di valori medi su 10 minuti, velocità del vento e direzione di provenienza, misurati a 50m nel periodo di misura. In verde sono evidenziati i giorni con disponibilità dei dati pari al 100% che, trattandosi di medie su un intervallo di 10 minuti, corrisponde ad un numero di dati giornaliero pari a 144. In giallo sono evidenziati i giorni con disponibilità di dati inferiori a 144 e in rosso i periodi con mancanza dati. Dalla tabella seguente con le disponibilità giornaliere si evince che ci sono dei periodi con disponibilità di dati all'incirca del 100% seguiti da periodi più o meno lunghi con assenza dati. Al fine di eliminare gli effetti della stagionalità sulle stime di produzione media annua i dati misurati sono stati filtrati in modo da ottenere un set di dati con periodi di 12 mesi consecutivi.

STUDIO ANEMOLOGICO

La seguente tabella mostra i valori medi mensili della velocità del vento nel periodo di misura. I valori evidenziati in grigio hanno una disponibilità di dati nel mese inferiore al 100%. In arancione sono evidenziati i mesi in cui si hanno solo dati di velocità vento senza dati di direzione del vento e quindi è un periodo non utilizzabile al fine di stimare la risorsa eolica ma che è stato comunque utile per le correlazioni di lungo termine. Le celle vuote mostrano i mesi con assenza dati.

Anem Deliceto - 50m [m/s]	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Gennaio		7,14	5,83		5,72	4,43		5,99		
Febbraio		7,2	5,61		6,41	6,86		6,57		
Marzo		7,47	6,98	7,83	5,24	6,6		5,96		
Aprile		3,81	7,75	4,88	5,54	5,93		5,2		
Maggio		5,87	4,98	4,73	6,19	6,06	6,86	4,08		
Giugno		5,28	5,15	5,48	5,7	5,81				
Luglio	6,22	5,91	6,12	5,55	5,74	5,45				
Agosto	6,72	6,84	5,23	5,13	5,62					4,84
Settembre	5	6,6	4,72		5,79	5,2				6,01
Ottobre	5,65	5,71				6,09				5,06
Novembre	5,43	6,5			5,46	4,39				4,52
Dicembre	5,21	6,27		5,49	7,74		7,37			3,91
Valori Medi	5,71	6,22	5,82	5,58	5,47	5,55	7,12	5,56		4,87

Tabella 9: Valori medi mensili della velocità media a 50 m nel periodo di misura

A valle di tutte le considerazioni fatte la tabella seguente mostra le medie mensili dei soli periodi di dati utilizzati nel modello di calcolo. Come basi di dati è stato selezionato un periodo di circa tre anni corrispondente ai seguenti periodi:

- Anno 2007 – Disponibilità dati del 99%
- Anno 2010 – Disponibilità dati del 90 % - manca il mese di ottobre
- Anno 2011 – Disponibilità dati del 82 % - mancano i mesi di agosto e dicembre

Anem Deliceto - 50m [m/s]	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Gennaio		7,14			5,72	4,43				
Febbraio		7,2			6,41	6,86				
Marzo		7,47			5,24	6,6				
Aprile		3,81			5,54	5,93				
Maggio		5,87			6,19	6,06				
Giugno		5,28			5,7	5,81				
Luglio		5,91			5,74	5,45				
Agosto		6,84			5,62					
Settembre		6,6			5,79	5,2				
Ottobre		5,71				6,09				
Novembre		6,5			5,46	4,39				
Dicembre		6,27			7,74					
Valori Medi		6,22			5,47	5,55				

Tabella 10: Valori medi mensili della velocità media a 50 m nei soli periodi selezionati per la stima della risorsa eolica

6.2 STATISTICA DEL VENTO

I 3 anni di dati utili misurati dalla stazione anemometrica Delicto-50 m sono stati analizzati ed elaborati e di seguito vengono sinteticamente riportate la distribuzione statistica della velocità media del vento e l'analisi delle direzioni di provenienza del vento per il sito oggetto di studio.

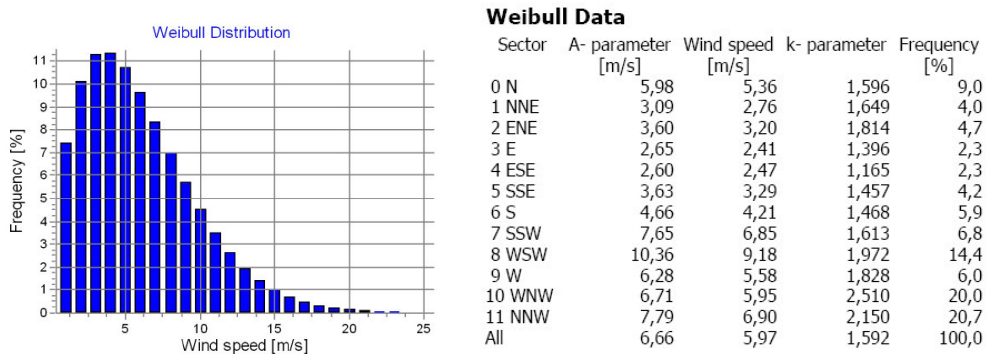


Figura 17: Distribuzione in frequenza della velocità del vento a 50 m per settore di direzione. La tabella accanto al grafico indica i parametri caratteristici stimati della distribuzione Weibull (A=parametro di scala k=parametro di forma). La terza colonna "Wind Speed" è la velocità media rilevata che coincide con la media della distribuzione.

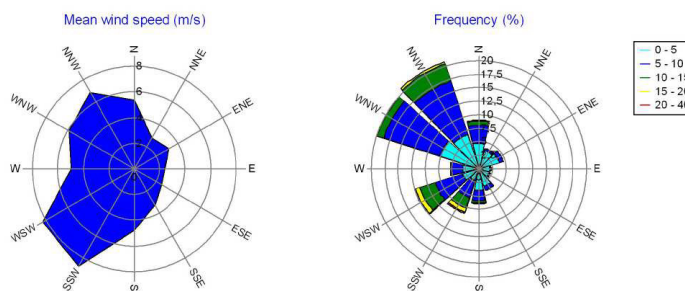


Figura 18: Velocità media e distribuzione in frequenza percentuale dei dati per settore di provenienza

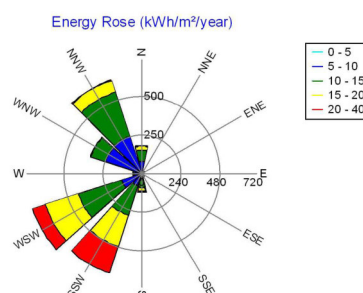


Figura 19: Rosa dell'energia o distribuzione della densità energetica per settori di provenienza

La risorsa eolica misurata dalla stazione di misura ha una direzione predominante corrispondente mediamente al SW (Sud-Ovest) con un'altra componente minore dalla direzione NNW (Nord-Nord-Ovest).

6.3 CORRELAZIONE DI LUNGO TERMINE

Al fine di ridurre l'incertezza sulla stima della risorsa eolica legata al periodo di misura relativamente breve, disponibile dalla stazione anemometrica di sito, è stata condotta una correlazione con dati i dati di rianalisi di lungo termine disponibili in prossimità del sito oggetto di studio. La metodologia consiste nel calcolare uno Scaling Factor dal confronto con la serie di lungo termine da applicare ai dati di sito di breve periodo.

I dati di due stazioni di misura sono correlabili tra loro solo se sono soggette alla stessa risorsa eolica e l'esistenza di tale correlazione può essere verificata confrontando il trend delle variazioni percentuali delle medie mensili delle due stazioni anemometriche in un periodo contemporaneo.

In prossimità del sito oggetto di studio sono disponibili i dati di rianalisi ERA5 di ultima generazione. I dati ERA5 sono la quinta release di rianalisi sul clima globale rese disponibili dal centro europeo ECMWF e offrono una risoluzione molto più elevata delle precedenti, consentendo studi di maggior dettaglio e affidabilità. Le rianalisi forniscono una descrizione numerica del clima recente integrando opportunamente dati da modello e osservazioni. Si tratta di un'analisi del clima globale del pianeta ad alta risoluzione spaziale (31km) e temporale (medie orarie - 24 dati al giorno), gratuita e di libera consultazione fornita da ECMWF attraverso il Copernicus Climate Change Service (C3S). La seguente mappa riporta la posizione del nodo ERA5 con i dati di rianalisi rispetto al sito oggetto di studio che risulta essere in posizione baricentrica.



Figura 20: Posizione del sito oggetto di studio rispetto al nodo con i dati di rianalisi ERA5 scelti come stazione di misura di lungo termine

Di seguito viene riportato il processo di correlazione e storicizzazione dei dati misurati in sito dalla stazione anemometrica Deliceto-50m e i dati di rianalisi ERA5.

La tabella e il grafico seguenti riportano i dati di rianalisi ERA5 con periodo di misura di 17 anni completi con medie orarie e disponibilità del dato del 100%.

La tabella riporta le medie mensili della velocità del vento (m/s) dei dati di rianalisi ERA5 e per ciascun anno di misura è calcolata la media annuale "AV" (m/s) e la sua variazione percentuale "%" rispetto alla media totale su 17 anni pari a 2.97 m/s.

Il grafico mostra il trend delle medie annuali dei dati di rianalisi come variazione percentuale rispetto alla media totale sui 17 anni.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
01	3	3,15	2,65	3,86	3,71	2,82	2,72	3,61	2,87	2,7	3,02	2,33	3,56	3,1	2,86	3,54	3,87	3,03
02	3,36	3,83	3,18	2,86	3,66	3,17	3,54	3,34	2,89	3,52	3,41	2,91	3,17	3,06	3,16	2,74	3,97	3,29
03	3,48	4,64	3,41	2,95	2,97	2,92	4,12	3,41	4,12	3,74	3,13	2,93	3,45	3,47	2,94	3,26	3,25	3,78
04	3,17	3,46	2,86	3,07	2,97	2,94	2,89	2,1	4	2,65	2,7	2,89	3,63	2,96	3,31	3,28	3,37	3,18
05	2,46	2,8	2,8	2,71	3,25	3,36	3,08	3,05	2,83	2,54	3,51	2,89	3,32	3,45	3,13	3,36	3,41	2,95
06	2,72	3,59	2,77	2,2	2,8	2,67	2,71	2,93	2,78	2,86	2,99	2,82	3,22	2,86	2,66	2,91	3,03	2,86
07	3,61	3,05	3	2,9	2,71	3,28	2,57	3,08	3,18	2,81	2,62	2,97	3,19	2,4	3,16	2,73	2,51	2,89
08	2,37	2,7	2,81	2,67	2,81	2,97	3,46	3,32	2,64	2,37	2,73	2,39	2,67	2,43	3,02	2,35	2,88	2,88
09	3,22	3,09	2,57	2,58	2,64	2,39	2,27	3,13	2,59	2,6	2,83	2,41	2,48	3,17	2,62	3,07	2,41	3,13
10	2,11	2,11	3,13	3,37	2,49	1,92	2,67	2,3	2,6	2,69	2,54	2,77	2,45	2,17	2,63	2,62	2,51	2,96
11	3,19	3,19	3,03	2,15	2,94	2,56	2,92	2,79	2,63	2,78	3,22	1,85	2,99	3,2	2,34	2,54	2,68	2,93
12	2,9	3,75	2,55	2,94	2,72	3,7	2,22	2,82	2,81	3,53	3,32	3,83	3,76	2,72	2,91	2,17	2,44	3,97
AV	2,96	3,27	2,9	2,86	2,97	2,89	2,93	2,99	3	2,9	3	2,75	3,16	2,91	2,89	2,88	3,02	3,15
%	-0,14	10,4	-2,45	-3,87	0,08	-2,64	-1,32	0,68	0,87	-2,37	1,06	-7,43	6,33	-1,82	-2,54	-3,00	1,93	6,19

Tabella 11: Medie mensili dei dati di rianalisi ERA5 del nodo N41.17_E15.48. Media sui 17 anni= 2.97 m/s

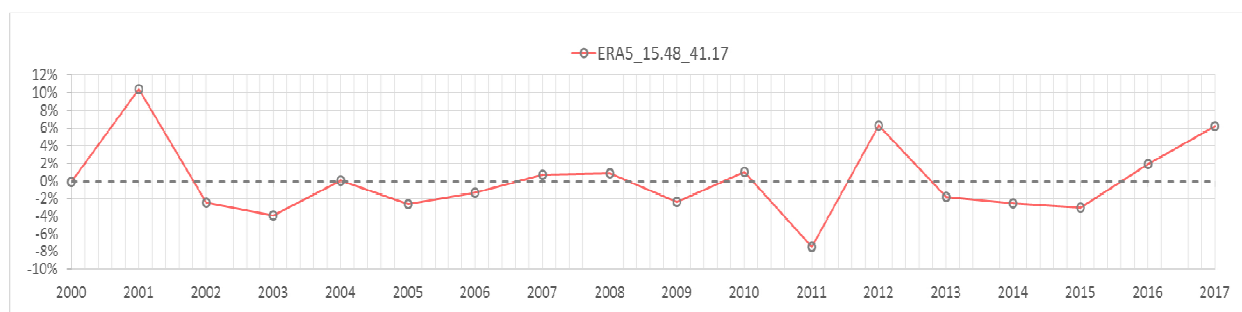


Figura 21: trend delle variazioni percentuali delle medie annuali rispetto alla media totale dei dati di rianalisi ERA5

Il grafico seguente mostra il confronto tra i trend delle variazioni percentuali delle medie mensili dei dati di rianalisi ERA5 e i dati vento misurati dalla stazione anemometrica di sito Deliceto-50m rispetto alla media nel periodo contemporaneo che va da agosto 2006 ad agosto 2008.

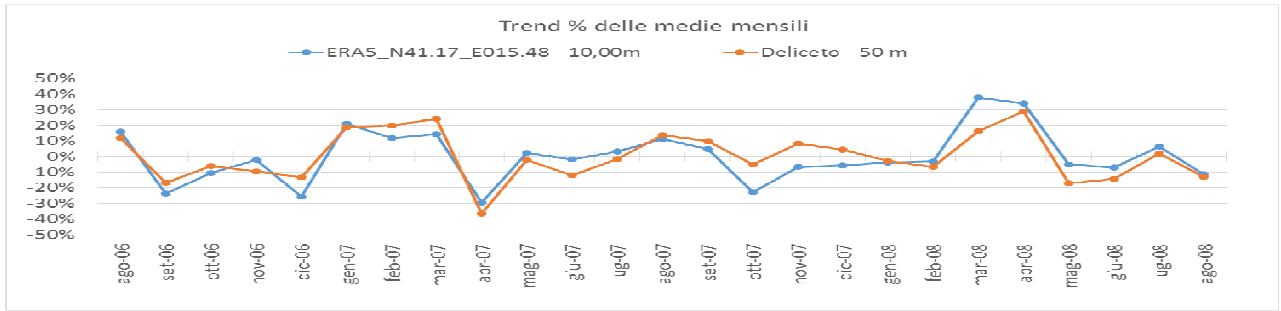


Figura 22: confronto dei trend delle medie mensili dei dati rianalisi con quelli di sito (Deliceto – 50 m)

Dal grafico sopra si evince che il trend delle medie mensili del nodo ERA5 N41.17_ E15.48 segue l’andamento del trend della risorsa eolica misurata dalla stazione anemometrica di sito evidenziando che la correlazione tra i due set di dati esiste e che entrambi sono soggetti alla stessa risorsa eolica. Inoltre la regressione lineare tra le medie mensili dei dati di rianalisi e quelli di sito mostrano una buona correlazione con un coefficiente di correlazione $R^2 = 0,7061$.

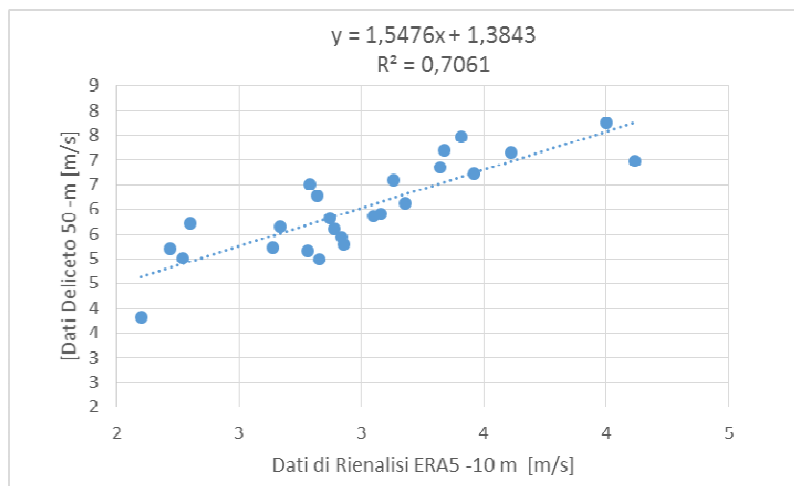


Figura 23: Regressione lineare tra le medie mensili dei dati di rianalisi e i dati anemometrici di sito nel periodo contemporaneo agosto 2006 – agosto 2008.

6.4 CALCOLO DEL FATTORE DI SCALA

Il fattore di scala da applicare ai dati di sito misurati dalla stazione anemometrica di sito Deliceto-50m nei 3 anni utili 2007, 2010 e 2011 viene calcolato analizzando il comportamento delle media annuali dei dati di rianalisi nei suddetti 3 anni rispetto alla media su 17 anni.

Il seguente grafico riporta:

- **In grigio** il trend delle variazioni percentuali delle medie mensili dei dati di rianalisi ERA5 del nodo ERA5 N41.17_ E15.48 rispetto alla media totale.
- **In rosso** sono evidenziati gli anni 2007-2010-2011, periodo contemporaneo a quello dei dati misurati in sito dalla stazione anemometrica Deliceto-50m. La retta continua in

rosso mostra la variazione percentuale della media nei 3 anni considerati rispetto a quella di lungo periodo pari a circa -1.85%.

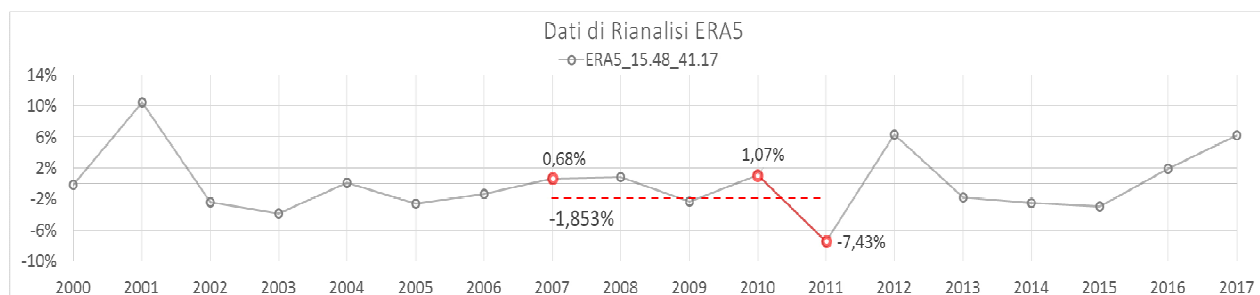


Figura 24: trend delle variazioni percentuali delle medie mensili dei dati di rianalisi ERA5.

Dal grafico sopra, con il trend delle medie mensili di rianalisi, si evince che il vento medio nel periodo contemporaneo a quello del set di dati utili selezionati dalla stazione Deliceto-50m, corrispondente agli anni 2007-2010-2011, è all'incirca pari a quella di lungo periodo in quanto la differenza in termini percentuali è molto piccola e pari a -1,85% da cui si ricava un fattore di scala tra la media di lungo termine e quella nei 3 anni pari a 1,0185. In dettaglio negli anni 2007 e 2010 la risorsa eolica è stata mediamente pari alla media sul lungo periodo mentre nel 2011 la risorsa eolica è di circa il 7% inferiore a quella totale su 17 anni. Da quanto precedentemente esposto si può assumere che questa differenza percentuale e quindi il fattore di scala di 1,0185 esista anche tra i dati misurati dalla stazione di sito Deliceto-50m e il proprio valore medio sul lungo periodo di 17 anni che non è noto. La tabella seguente mostra le medie mensili e totale dei dati misurati dalla stazione di misura di sito nei 3 anni considerati. Il valore medio totale è pari a 5,74 m/s e il valore medio su lungo periodo di 17 anni è pari ad un valore maggiore di +1,85% e quindi pari a $5,74 \cdot 1,0185 = 5,85$ m/s.

Valori medi mensili	2007 [m/s]	2010 [m/s]	2011 [m/s]	Media Totale [m/s]
1	7,14	5,72	4,18	
2	7,2	6,27	6,55	
3	7,47	4,85	6,19	
4	3,81	5,16	5,58	
5	5,87	5,72	5,68	
6	5,28	5,41	5,48	
7	5,91	5,55	5,13	
8	6,84	5,41		
9	6,6	5,5	5,05	
10	5,71		5,76	
11	6,5	5,07	4,13	
12	6,27	7,26		
Media annuale	6,22	5,61	5,36	5,74
Media Totale su lungo periodo (+1,85%)				5,85
Fattore di Scala da applicare Ai dati misurati per Storicizzarli sul lungo periodo				1,0185

Tabella 12: Medie mensili dei dati di sito Deliceto-50m e stima del fattore di scala

6.5 STATISTICA DEL VENTO DEI DATI DI SITO STORICIZZATI

I dati vento di sito misurati dalla stazione anemometrica Deliceto-50m sono stati filtrati in modo da ottenere 3 anni di dati, con una buona disponibilità, corrispondenti agli anni 2007-2010-2011. Alla serie di dati vento selezionata è stato applicato il fattore di scala di 1,0185 ricavato dalla storicizzazione dei dati vento di sito per confronto con i dati di rianalisi ERA5 del nodo ERA5 N41.17_ E15.48. I dati sito storicizzati sono stati analizzati ed elaborati e di seguito ne vengono sinteticamente riportate la distribuzione statistica della velocità media del vento e l'analisi delle sue direzioni di provenienza. La velocità media annua stimata ad altezza di 50m nel punto della stazione di misura Deliceto -50m è di circa **6,07** m/s

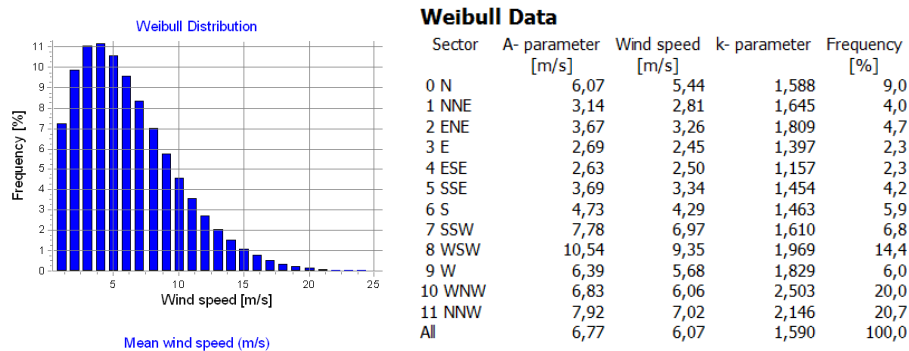


Figura 25: Distribuzione in frequenza della velocità del vento storicizzata e misurata a 50 m per settore di direzione. La tabella accanto al grafico indica i parametri caratteristici stimati della distribuzione Weibull (A=parametro di scala k=parametro di forma). La terza colonna "Wind Speed" è la velocità media rilevata che coincide con la media della distribuzione.

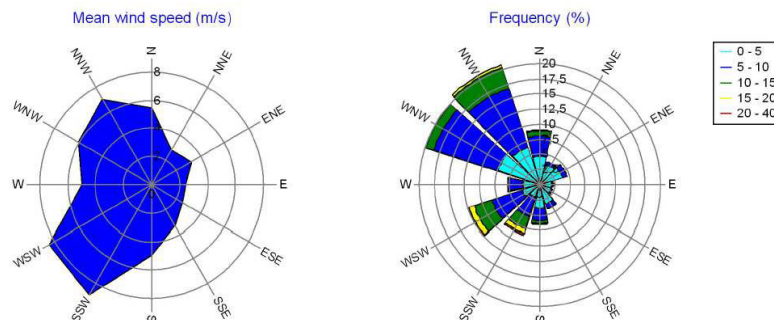


Figura 26: Velocità media e distribuzione in frequenza percentuale dei dati per settore di provenienza

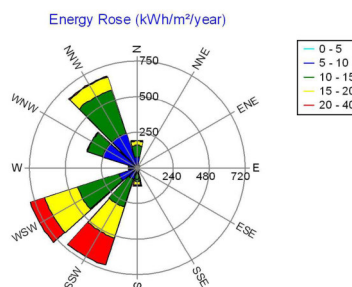


Figura 27: Rosa dell'energia o distribuzione della densità energetica per settori di provenienza

7 CURVA DI POTENZA

Per la stima della produzione energetica media annua è stata considerata la curva di potenza dell'aerogeneratore VESTAS V136 con diametro da 132m, altezza mozzo da 112m s.l.t. e potenza nominale da 3,45MW come previsto da progetto. Di seguito viene riportata la curva teorica di potenza dichiarata dal costruttore della turbina che viene calcolata secondo la specifica norma IEC in condizioni di funzionamento standard per un valore di densità dell'aria pari a $1,225\text{kg/m}^3$. L'attendibilità della curva di funzionamento è garantita dalla certificazione della stessa da parte di un ente terzo accreditato. Dalla curva si evince che il generatore inizia a produrre per una velocità di 3 m/s (velocità di cut-in) raggiungendo la potenza nominale di 3,45MW (rated power) a circa 10 m/s e continua a produrre fino alla velocità di 22 m/s (velocità di cut-off).

Power curve

Original data, Air density: $1,225\text{ kg/m}^3$

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Wind speed [m/s]	Ct curve
3,0	49,0	0,20	3,0	0,87
3,5	127,0	0,33	3,5	0,84
4,0	224,0	0,39	4,0	0,83
4,5	339,0	0,42	4,5	0,84
5,0	480,0	0,43	5,0	0,84
5,5	651,0	0,44	5,5	0,83
6,0	857,0	0,45	6,0	0,83
6,5	1.099,0	0,45	6,5	0,82
7,0	1.382,0	0,45	7,0	0,81
7,5	1.705,0	0,45	7,5	0,80
8,0	2.067,0	0,45	8,0	0,79
8,5	2.460,0	0,45	8,5	0,77
9,0	2.849,0	0,44	9,0	0,73
9,5	3.174,0	0,42	9,5	0,65
10,0	3.369,0	0,38	10,0	0,56
10,5	3.434,0	0,33	10,5	0,48
11,0	3.449,0	0,29	11,0	0,40
11,5	3.450,0	0,25	11,5	0,34
12,0	3.450,0	0,22	12,0	0,30
12,5	3.450,0	0,20	12,5	0,26
13,0	3.450,0	0,18	13,0	0,23
13,5	3.450,0	0,16	13,5	0,20
14,0	3.450,0	0,14	14,0	0,18
14,5	3.450,0	0,13	14,5	0,16
15,0	3.450,0	0,11	15,0	0,15
15,5	3.450,0	0,10	15,5	0,13
16,0	3.450,0	0,09	16,0	0,12
16,5	3.450,0	0,09	16,5	0,11
17,0	3.450,0	0,08	17,0	0,10
17,5	3.450,0	0,07	17,5	0,09
18,0	3.450,0	0,07	18,0	0,09
18,5	3.450,0	0,06	18,5	0,08
19,0	3.450,0	0,06	19,0	0,08
19,5	3.450,0	0,05	19,5	0,07
20,0	3.450,0	0,05	20,0	0,06
20,5	3.450,0	0,05	20,5	0,06
21,0	3.450,0	0,04	21,0	0,06
21,5	3.450,0	0,04	21,5	0,05
22,0	3.450,0	0,04	22,0	0,05
22,5	3.450,0	0,03	22,5	0,05
			23,0	0,00
			23,5	0,00
			24,0	0,00
			24,5	0,00
			25,0	0,00

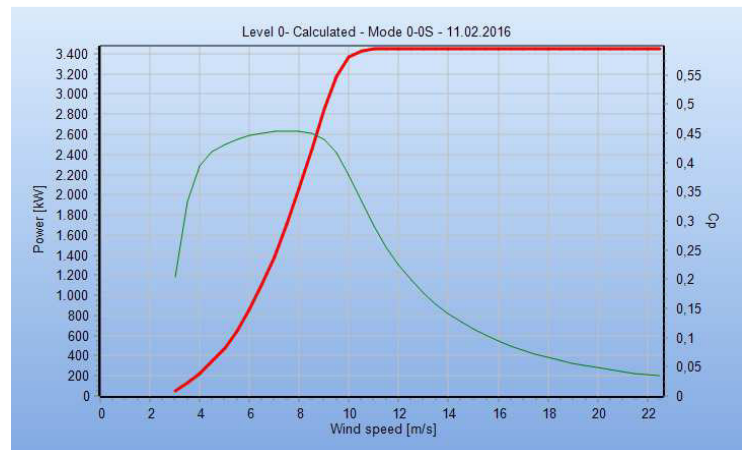


Figura 28: Curva di potenza della turbina Vestas V136-3,45MW con mozzo da 112m s.l.t.

Per evitare una sovrastima della produzione energetica annua il modello di calcolo permette la correzione della curva di potenza teorica con la densità dell'aria del sito oggetto di studio utilizzando i dati climatici disponibili nei pressi del sito stesso. Di seguito si riporta la curva di potenza corretta con un valore di densità dell'aria pari a $1,177 \text{ kg/m}^3$ stimata per il sito di progetto grazie al data base climatico di Candela (FG) (figura 30) da cui dista 13 km.

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: $1,177 \text{ kg/m}^3$ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50- 1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50- 2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	42,6	0,18	2,50- 3,50	51,9	51,9	0,5
4,0	213,4	0,39	3,50- 4,50	197,0	249,0	2,3
5,0	460,7	0,43	4,50- 5,50	417,9	666,8	6,2
6,0	823,2	0,45	5,50- 6,50	702,4	1.369,2	12,7
7,0	1.327,9	0,45	6,50- 7,50	1.024,2	2.393,4	22,1
8,0	1.987,2	0,45	7,50- 8,50	1.325,2	3.718,6	34,4
9,0	2.745,1	0,44	8,50- 9,50	1.503,8	5.222,4	48,3
10,0	3.302,3	0,39	9,50-10,50	1.440,2	6.662,6	61,6
11,0	3.442,3	0,30	10,50-11,50	1.173,4	7.836,1	72,5
12,0	3.450,0	0,23	11,50-12,50	874,7	8.710,7	80,6
13,0	3.450,0	0,18	12,50-13,50	631,1	9.341,8	86,4
14,0	3.450,0	0,15	13,50-14,50	448,0	9.789,8	90,6
15,0	3.450,0	0,12	14,50-15,50	315,9	10.105,7	93,5
16,0	3.450,0	0,10	15,50-16,50	222,7	10.328,4	95,5
17,0	3.450,0	0,08	16,50-17,50	157,5	10.485,9	97,0
18,0	3.450,0	0,07	17,50-18,50	111,7	10.597,6	98,0
19,0	3.450,0	0,06	18,50-19,50	79,2	10.676,8	98,8
20,0	3.450,0	0,05	19,50-20,50	55,9	10.732,8	99,3
21,0	3.450,0	0,04	20,50-21,50	39,2	10.772,0	99,6
22,0	3.450,0	0,04	21,50-22,50	27,2	10.799,1	99,9
23,0	0,0	0,00	22,50-23,50	11,1	10.810,2	100,0

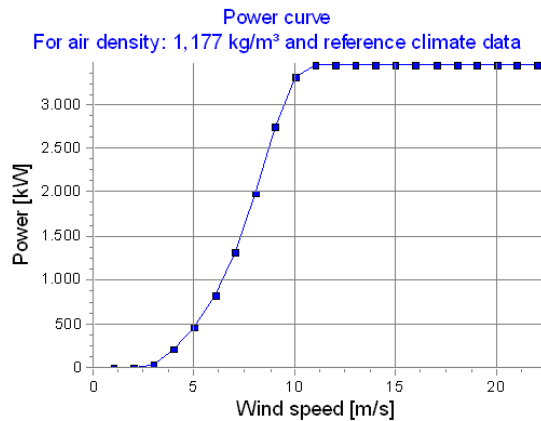


Figura 29: Curva di potenza della turbina Vestas V136-3,45MW con mozzo da 112m s.l.t. corretta con la densità dell'aria di sito stimata grazie al data base climatico di Candela e pari a $1,177 \text{ kg/m}^3$.

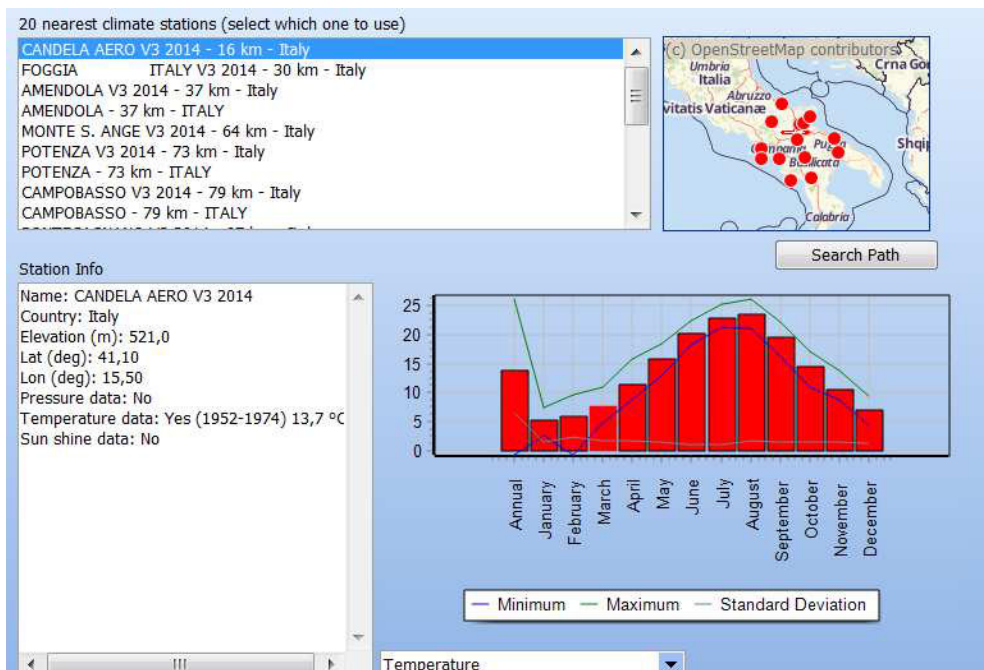


Figura 30: Data base climatico di Candela

Oltre alle condizioni atmosferiche la power curve reale può subire variazioni rispetto a quella teorica per effetto della turbolenza propria del sito o dovuta alla scia causata dalla mutua

interferenza tra gli aerogeneratori vicini, che non è presa in considerazione durante la sua definizione teorica.

8 PERDITE TECNICHE

Le perdite tecniche che afferiscono alla produzione di energia sono dovute principalmente al parametro di disponibilità tecnica degli aerogeneratori (technical availability) che varia in funzione dei tempi di fermo delle singole turbine per fault minori, riparazione e manutenzione o nei casi peggiori per rottura di un "main component" come nel caso di rottura di una gear box, di un generatore o di una pala che causa un fermo lungo e quindi una bassa disponibilità. Alle perdite per indisponibilità degli aerogeneratori ne vanno aggiunte altre:

- Perdite elettriche di rete, dovute al trasporto dell'energia dalla generazione al punto di consegna nelle stazioni elettriche AT che solitamente distano dalle turbine alcuni chilometri
- Perdite legate ad altri fenomeni di degrado delle prestazioni da addebitarsi a fenomeni ambientali, tipo formazione di ghiaccio, che causano un degrado del profilo alare.
- Perdite per indisponibilità della rete nazionale per fault, manutenzione o lavori di ampliamento

Nella seguente tabella sono riportati i valori tipici di perdite tecniche stimate in base a dati derivanti dall'esperienza e letteratura.

TIPOLOGIA DI PERDITA	STIMA % DELLA PERDITA
Disponibilità windfarm	3 %
Rete e stazione di connessione	3 %
Disponibilità Rete Elettrica	1 %
Isteresi, ghiaccio e degradazione pala	1 %

Tabella 13: Dettaglio delle perdite tecniche sottratte alla stima di produzione energetica media annua.

Il totale delle perdite elettriche è paria circa a 8%.

9 CALCOLO DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ANNUA (AEP)

Il parco eolico in progetto è costituito da 10 aerogeneratori VESTAS V136 con diametro da 132m, altezza mozzo da 112m s.l.t. e potenza nominale da 3,45MW e utilizzando il modello con i software di calcolo WindPRO/WASP ne è stata stimata la producibilità media annua. Nella simulazione sono state considerate le perdite di scia dovute alle mutua interferenza delle turbine e il deficit produttivo dovuto alla densità dell'aria leggermente inferiore a quella standard; vengono inoltre portate in conto le perdite tecniche pari all'incirca a 8%. La tabella seguente riporta la stima di producibilità media annua in termini di energia prodotta e di ore annue equivalenti.

WTG	Loc. Est [m]	Loc. Nord [m]	Turbina	Potenza [KW]	Altitudine s.l.m. [m]	Altezza mozzo s.l.t. [m]	Net AEP [GWh]	Perdite scia [%]	Net AEP - 8% [GWh]	Vel. media [m/s]	Ore equivalenti [MWh/MW]
1	540910	4565679	VESTAS V136	3450	229,3	112,0	10,828	3,67	9,962	6,38	2887
2	542098	4565573	VESTAS V136	3450	270,0	112,0	12,099	5,79	11,131	6,99	3226
3	542626	4565573	VESTAS V136	3450	260,0	112,0	11,522	8,91	10,600	6,93	3072
4	543186	4565542	VESTAS V136	3450	251,5	112,0	11,275	10,19	10,373	6,90	3007
5	543730	4565362	VESTAS V136	3450	240,0	112,0	11,083	10,58	10,196	6,84	2955
6	540573	4566615	VESTAS V136	3450	213,9	112,0	11,341	0,64	10,434	6,42	3024
7	541154	4566379	VESTAS V136	3450	200,2	112,0	10,251	7,08	9,431	6,31	2734
8	541995	4566305	VESTAS V136	3450	200,0	112,0	10,506	4,90	9,665	6,33	2801
9	542596	4566304	VESTAS V136	3450	202,9	112,0	10,766	5,97	9,905	6,45	2871
10	543149	4566280	VESTAS V136	3450	194,7	112,0	10,581	7,14	9,735	6,42	2822
Valori medi								6.49	10,143	6.6	2940
Totale							110,253		101,432		

Tabella 14: Stima di producibilità dell'impianto eolico con le turbine Vestas V136 da 3 MW di potenza e 112 m di mozzo s.l.t.

Il valor medio annuo delle ore equivalenti di funzionamento alla potenza nominale è pari a **2940** ore/anno con una produzione di energia totale annua pari a circa **101** GWh, in linea con i migliori siti eolici presenti nella provincia di Foggia, evidenziando una buona risorsa eolica la cui rosa dell'energia (figura seguente) mostra una direzione predominante mediamente da SW (Sud-Ovest) con una componente da NNW (Nord-Nord-Ovest) tipiche di tutti i siti eolici migliori sviluppati nel nord della Puglia.

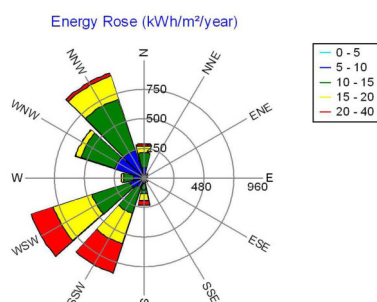


Figura 31: Rosa dell'energia o distribuzione della densità energetica per settori di provenienza

9.1 PERDITE DI SCIA

Le perdite di scia sono mediamente pari a **6,49%**, valore basso che mostra una buona disposizione delle turbine nel layout di progetto ottimizzato rispetto alla direzione predominante Sud-Ovest della risorsa eolica di sito.

10 CONCLUSIONI

Le stazioni anemometriche di sito Deliceto-50m evidenzia una buona risorsa eolica i cui valori misurati e quelli stimati ad altezza mozzo sono riportati nella seguente tabella.

Stazione di misura	Altezza di monitoraggio [m]	Velocità media misurata (Weibull) [m/s]	Velocità media storicizzata (Weibull) [m/s]	Velocità media storicizzata ad altezza mozzo di 112 m (Weibull) [m/s]
Deliceto-50m	50	5.97	6,07	7,09

Tabella 15: Velocità medie misurate e stimate nelle posizioni delle due stazioni di misura.

Come si evince dalla tabella la velocità media storicizzata su 17 anni e stimata ad altezza mozzo di 112m è all'incirca di 7,09 m/s nel punto d'installazione della stazione di misura e raggiunge un valore medio a livello di wind farm pari a 6,6 m/s.

Nella simulazione sono state considerate le perdite di scia dovute alle mutua interferenza delle turbine, il deficit produttivo dovuto alla densità dell'aria leggermente inferiore a quella standard e le perdite tecniche, stimate da valori di letteratura e in base all'esperienza nella gestione di parchi eolici esistenti, pari all'incirca a 8%. Le perdite di scia risultanti dal calcolo sono pari a circa **6,49 %**. Il valor medio annuo delle ore equivalenti di funzionamento alla potenza nominale è pari a **2940** ore/anno con una produzione di energia totale annua pari a circa **101** GWh, in linea con i migliori siti eolici presenti nella provincia di Foggia

11 Allegati

11.1 ANALISI DATI VENTO – STAZIONE ANEMOMETRICA DELICETO-50m

STATGEN - Overview

Calculation: MM50m - Filtrato File: IT Anem Deliceto - 50 - Filtrato - 50.00 m.wws

Name

Anem Deliceto - 50 - Filtrato - 50.00 m

Source

USER

Country

Italy

Site coordinates

UTM (north)-WGS84 Zone: 33 East: 538.592 North: 4.565.238

Site Data

Site data MM50m

Meteorological Data

Anem Deliceto - 50 - Filtrato

WAsP version

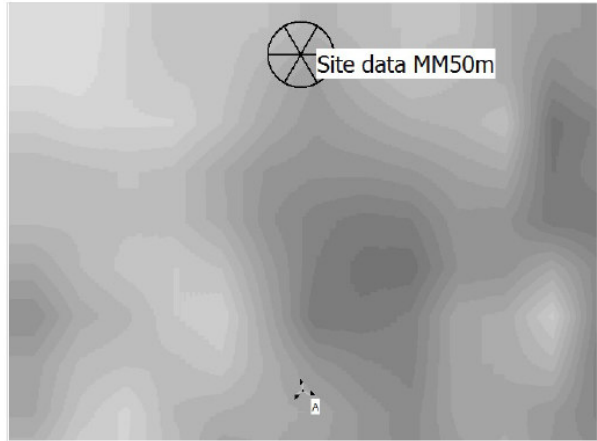
WAsP 12 Version 12.01.0038

Interval setup

Use all

Interval used

01/01/2007 - 30/11/2011



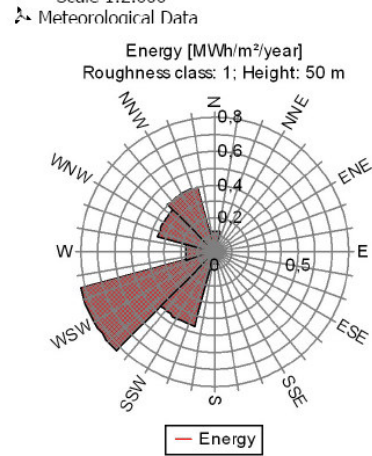
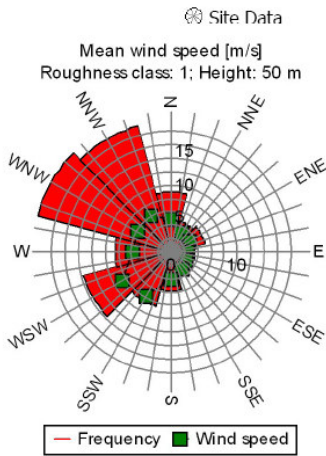
Scale 1:2.000

Mean wind speed [m/s]

Height [m]	Roughness class/Length				
	0	1	2	3	4
0,00 m	0,03 m	0,10 m	0,40 m	1,50 m	
10,0	5,7	4,1	3,6	2,9	1,9
25,0	6,2	4,9	4,4	3,8	2,9
50,0	6,7	5,7	5,2	4,5	3,7
100,0	7,2	6,6	6,1	5,4	4,6
200,0	7,9	8,0	7,4	6,6	5,7

Wind energy [kWh/m²/year]

Height [m]	Roughness class/Length				
	0	1	2	3	4
0,00 m	0,03 m	0,10 m	0,40 m	1,50 m	
10,0	2.749	1.182	771	368	106
25,0	3.495	1.836	1.328	780	346
50,0	4.125	2.482	1.905	1.244	669
100,0	5.090	3.553	2.811	1.981	1.231
200,0	6.746	6.240	4.945	3.604	2.409



WTG energy [kWh/m²/year]

Normal rated WTG (0.45 kW/m²)

Height [m]	Roughness class/Length				
	0	1	2	3	4
0,00 m	0,03 m	0,10 m	0,40 m	1,50 m	
10,0	665	223	125	22	-
25,0	830	438	308	147	23
50,0	977	656	514	327	138
100,0	1.149	959	795	586	354
200,0	1.356	1.385	1.193	950	680

High wind rated WTG (0.55 kW/m²)

Height [m]	Roughness class/Length				
	0	1	2	3	4
0,00 m	0,03 m	0,10 m	0,40 m	1,50 m	
10,0	688	217	118	17	-
25,0	871	447	308	140	18
50,0	1.040	679	528	328	131
100,0	1.246	1.020	830	605	357
200,0	1.507	1.543	1.302	1.009	704

Low wind rated WTG (0.35 kW/m²)

Height [m]	Roughness class/Length				
	0	1	2	3	4
0,00 m	0,03 m	0,10 m	0,40 m	1,50 m	
10,0	627	245	144	28	-
25,0	771	431	319	169	29
50,0	900	620	497	335	158
100,0	1.047	884	741	560	358
200,0	1.221	1.245	1.085	876	640

Key numbers

Wind energy is relative to 3300 kWh/m²/year for roughness class 1 and 50 m hub height

WTG energy is relative to 1025 kWh/m²/year for roughness class 1 and 50 m hub height

Name	Distance [km]	Wind energy [%]	WTG energy [%]
Current wind statistic		75,2	64,0
Anem Deliceto - Storicizzato - 50.00 m	0,0	79,4	66,8
Anem Deliceto - Storico - 50.00 m	0,0	78,5	65,9
MM50-Filtrato - 50.00 m	0,0	79,1	64,8
MM81 - C1 81.00 m	1,1	78,7	52,9
Capo Palinuro, 1960-69	136,7	10,4	1,2
Gioia del Colle, 1965-75	138,3	90,7	71,5
Ponza, 1965-74	213,7	35,8	18,9
Brindisi, 1965-75	219,3	119,5	90,6
Lecce Galatina, 1965-75	219,3	113,7	77,4

STATGEN - Wind Data Analysis

Calculation: MM50m - Filtrato **Wind data:** A - Anem Deliceto - 50 - Filtrato; Height: 50,0

Site coordinates

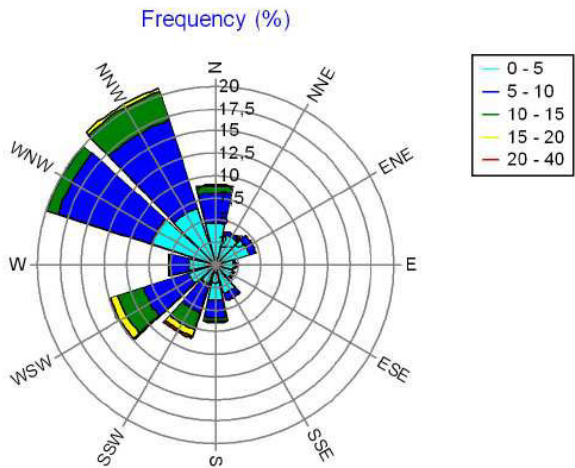
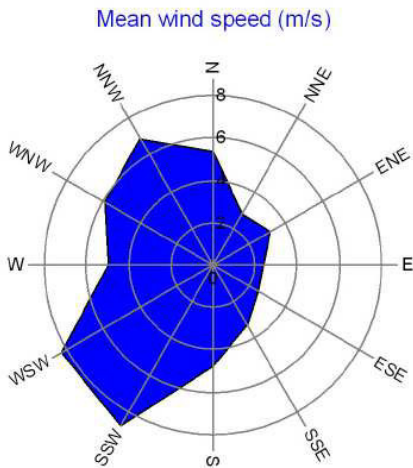
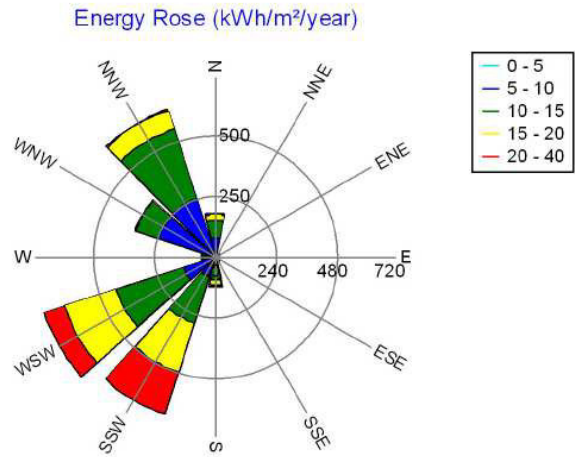
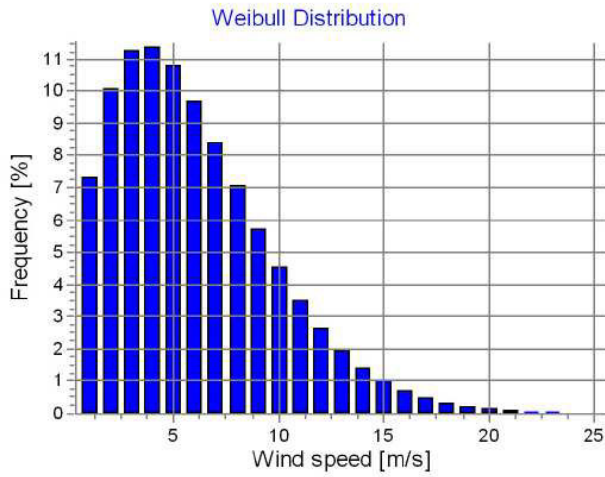
UTM (north)-WGS84 Zone: 33
East: 538.592 North: 4.565.238

Meteo data

Anem Deliceto - 50 - Filtrato

Weibull Data

Sector	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	5,98	5,36	1,596	9,0
1 NNE	3,08	2,76	1,650	4,0
2 ENE	3,59	3,19	1,811	4,7
3 E	2,64	2,41	1,394	2,3
4 ESE	2,61	2,47	1,166	2,3
5 SSE	3,62	3,28	1,455	4,2
6 S	5,24	4,81	1,348	6,5
7 SSW	9,83	8,76	1,749	8,7
8 WSW	9,39	8,33	1,975	12,5
9 W	5,57	4,93	2,218	5,4
10 WNW	6,70	5,95	2,511	19,9
11 NNW	7,78	6,89	2,148	20,8
All	6,67	5,98	1,602	100,0



11.2 WINDPRO PARK result con la turbina Vestas V136

PARK - Main Result

Calculation: Ascoli Satriano - Storicizzato

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation performed in UTM (north)-WGS84 Zone: 33
At the site centre the difference between grid north and true north is: 0,3°

Power curve correction method

New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Air density calculation method

Height dependent, temperature from climate station

Station: CANDELA AERO V3 2014

Base temperature: 13,7 °C at 521,0 m

Base pressure: 1013,3 hPa at 0,0 m

Air density for Site center in key hub height: 234,1 m + 112,0 m = 1,177 kg/m³ -> 96,0 % of Std

Relative humidity: 0,0 %

Wake Model Parameters

Terrain type Wake decay constant
HH:100m Offshore, high TI 0,038

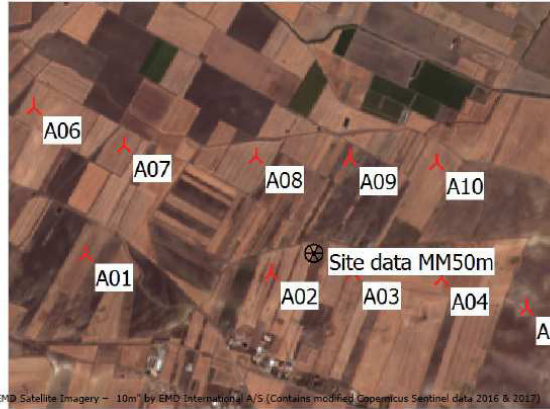
RIX correction used

Wake calculation settings

Angle [°]	Wind speed [m/s]				
start	end	step	start	end	step
0,5	360,0	1,0	0,5	30,5	1,0

Wind statistics IT Anem Deliceto - Storicizzato - 50.00 m.wws

WAsP version WAsP 12 Version 12.01.0038



Key results for height 112,0 m above ground level

Terrain	UTM (north)-WGS84 Zone: 33	Easting	Northing	Name of wind distribution	Wind energy [kWh/m²]	Mean wind speed [m/s]	Equivalent roughness
Site data MM50m	542.373	4.565.692	Site Data Park	WAsP (WAsP 12 Version 12.01.0038)	3.845	7,0	1,0

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	Result-8,0% [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Specific results*)			
					Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
Wind farm	110.252,6	101.432,4	118.021,2	93,4	33,5	10.143,2	2.940	6,6

*) Based on Result-8,0%

Calculated Annual Energy for each of 10 new WTGs with total 34,5 MW rated power

Links	WTG type		Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Power curve Creator	Name	Annual Energy		Park Efficiency [%]	Free mean wind speed [m/s]
	Valid	Manufact. Type-generator						Result	Result-8,0%		
A01 Site data MM50m	No	VESTAS V136-3.45 -3.450	3.450	136,0	112,0	EMD	Level 0- Calculated- Mode 0 - 11.02.2016	10.827,9	9.962	96,33	6,38
A02 Site data MM50m	No	VESTAS V136-3.45 -3.450	3.450	136,0	112,0	EMD	Level 0- Calculated- Mode 0 - 11.02.2016	12.099,1	11.131	94,21	6,99
A03 Site data MM50m	No	VESTAS V136-3.45 -3.450	3.450	136,0	112,0	EMD	Level 0- Calculated- Mode 0 - 11.02.2016	11.521,6	10.600	91,09	6,93
A04 Site data MM50m	No	VESTAS V136-3.45 -3.450	3.450	136,0	112,0	EMD	Level 0- Calculated- Mode 0 - 11.02.2016	11.275,5	10.373	89,81	6,90
A05 Site data MM50m	No	VESTAS V136-3.45 -3.450	3.450	136,0	112,0	EMD	Level 0- Calculated- Mode 0 - 11.02.2016	11.082,9	10.196	89,42	6,84
A06 Site data MM50m	No	VESTAS V136-3.45 -3.450	3.450	136,0	112,0	EMD	Level 0- Calculated- Mode 0 - 11.02.2016	11.341,1	10.434	99,36	6,42
A07 Site data MM50m	No	VESTAS V136-3.45 -3.450	3.450	136,0	112,0	EMD	Level 0- Calculated- Mode 0 - 11.02.2016	10.251,4	9.431	92,92	6,31
A08 Site data MM50m	No	VESTAS V136-3.45 -3.450	3.450	136,0	112,0	EMD	Level 0- Calculated- Mode 0 - 11.02.2016	10.505,5	9.665	95,10	6,33
A09 Site data MM50m	No	VESTAS V136-3.45 -3.450	3.450	136,0	112,0	EMD	Level 0- Calculated- Mode 0 - 11.02.2016	10.766,4	9.905	94,03	6,45
A10 Site data MM50m	No	VESTAS V136-3.45 -3.450	3.450	136,0	112,0	EMD	Level 0- Calculated- Mode 0 - 11.02.2016	10.581,2	9.735	92,86	6,42

WTG siting

UTM (north)-WGS84 Zone: 33

	Easting	Northing	Z [m]	Row data/Description
A01 New	540.910	4.565.679	229,3	A01
A02 New	542.098	4.565.573	270,0	A02
A03 New	542.626	4.565.573	260,0	A03
A04 New	543.186	4.565.542	251,5	A04
A05 New	543.730	4.565.362	240,0	A05
A06 New	540.573	4.566.615	213,9	A06
A07 New	541.154	4.566.379	200,2	A07
A08 New	541.995	4.566.305	200,0	A08
A09 New	542.596	4.566.304	202,9	A09
A10 New	543.149	4.566.280	194,7	A10

PARK - Wind Data Analysis

Calculation: Ascoli Satriano - Storicizzato **Wind data:** Site data MM50m - Site data MM50m; Hub height: 112,0

Site coordinates

UTM (north)-WGS84 Zone: 33

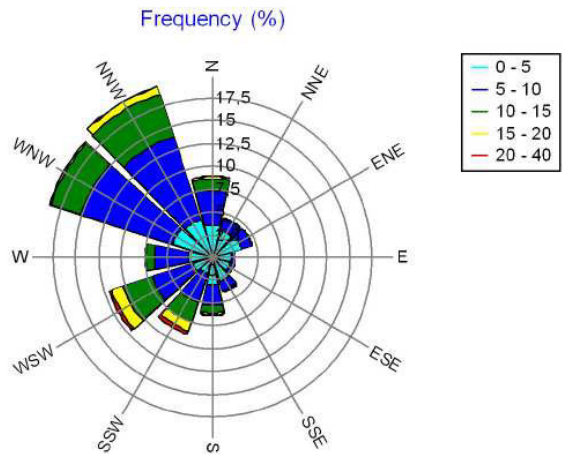
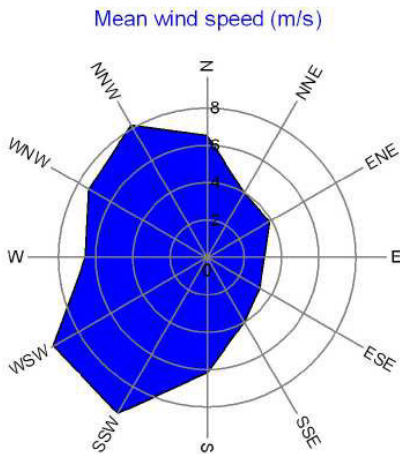
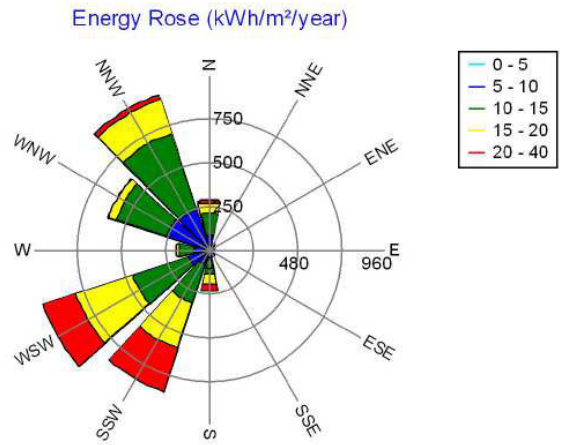
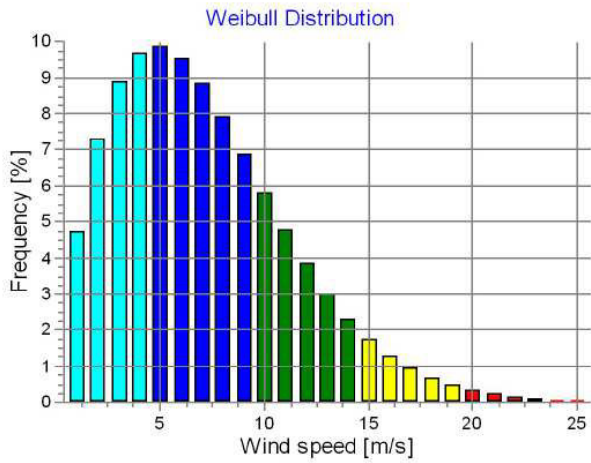
East: 538.592 North: 4.565.238

Wind statistics

IT Anem Deliceto - Storicizzato - 50.00 m.wws

Weibull Data

Current site				
Sector	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	7,31	6,51	1,729	8,9
1 NNE	4,40	3,99	1,436	4,5
2 ENE	4,35	3,86	1,889	4,5
3 E	3,44	3,10	1,514	2,5
4 ESE	3,51	3,23	1,326	2,5
5 SSE	4,45	4,03	1,471	4,0
6 S	6,83	6,21	1,424	6,4
7 SSW	10,83	9,62	1,865	8,8
8 WSW	10,72	9,50	2,064	11,9
9 W	7,39	6,54	2,193	7,4
10 WNW	8,23	7,30	2,529	18,8
11 NNW	9,17	8,12	2,299	19,7
All	7,95	7,09	1,721	100,0



PARK - Park power curve

Calculation: Ascoli Satriano - Storicizzato

Wind speed [m/s]	Power														
	Free WTGs [kW]	Park WTGs [kW]	N [kW]	NNE [kW]	ENE [kW]	E [kW]	ESE [kW]	SSE [kW]	S [kW]	SSW [kW]	WSW [kW]	W [kW]	WNW [kW]	NNW [kW]	
0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3,5	1.196	955	985	1.039	1.096	659	888	1.007	984	1.038	1.089	671	877	1.007	
4,5	3.250	2.777	2.837	2.946	3.071	2.077	2.648	2.904	2.835	2.944	3.057	2.117	2.635	2.903	
5,5	6.255	5.449	5.555	5.739	5.950	4.254	5.233	5.666	5.552	5.737	5.925	4.302	5.210	5.666	
6,5	10.564	9.267	9.439	9.736	10.071	7.356	8.920	9.615	9.434	9.732	10.031	7.427	8.880	9.614	
7,5	16.393	14.454	14.716	15.156	15.659	11.573	13.935	14.980	14.707	15.151	15.599	11.682	13.876	14.979	
8,5	23.661	21.032	21.404	21.997	22.684	17.015	20.334	21.764	21.392	21.989	22.607	17.168	20.252	21.763	
9,5	30.770	28.207	28.682	29.228	29.914	23.602	27.542	29.060	28.678	29.226	29.864	23.711	27.466	29.056	
10,5	34.088	32.902	33.312	33.518	33.834	29.571	32.673	33.519	33.329	33.530	33.836	29.566	32.647	33.507	
11,5	34.495	34.295	34.441	34.457	34.484	33.337	34.332	34.466	34.446	34.460	34.485	33.200	34.342	34.463	
12,5	34.500	34.491	34.500	34.500	34.500	34.462	34.498	34.500	34.500	34.500	34.500	34.419	34.498	34.500	
13,5	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	
14,5	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	
15,5	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	
16,5	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	
17,5	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	
18,5	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	
19,5	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	
20,5	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	
21,5	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	
22,5	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	34.500	
23,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
24,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
25,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
26,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
27,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
28,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
29,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Description:

The park power curve is similar to a WTG power curve, meaning that when a given wind speed appears in front of the park with same speed in the entire wind farm area (before influence from the park), the output from the park can be found in the park power curve. Another way to say this: The park power curve includes wake losses, but do NOT include terrain given variations in the wind speed over the park area.

Measuring a park power curve is not as simple as measuring a WTG power curve due to the fact that the park power curve depends on the wind direction and that the same wind speed normally will not appear for the entire park area at the same time (only in very flat non-complex terrain). The idea with this version of the park power curve is not to use it for validation based on measurements. This would require at least 2 measurement masts at two sides of the park, unless only a few direction sectors should be tested, AND non complex terrain (normally only useable off shore). Another park power curve version for complex terrain is available in windPRO.

The park power curve can be used for:

1. Forecast systems, based on more rough (approximated) wind data, the park power curve would be an efficient way to make the connection from wind speed (and direction) to power.
2. Construction of duration curves, telling how often a given power output will appear, the park power curve can be used together with the average wind distribution for the Wind farm area in hub height. The average wind distribution can eventually be obtained based on the Weibull parameters for each WTG position. These are found at print menu: >Result to file< in the >Park result< which can be saved to file or copied to clipboard and pasted in Excel.
3. Calculation of wind energy index based on the PARK production (see below).
4. Estimation of the expected PARK production for an existing wind farm based on wind measurements at minimum 2 measurement masts at two sides of wind farm. The masts must be used for obtaining the free wind speed. The free wind speed is used in the simulation of expected energy production with the PARK power curve. This procedure will only work suitable in non complex terrains. For complex terrain another park power curve calculation is available in windPRO (PPV-model).

Note:

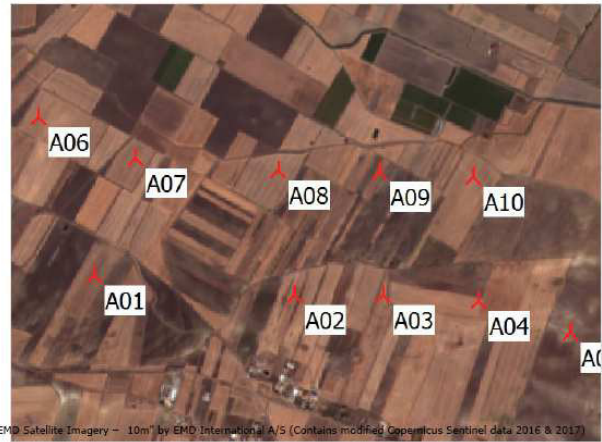
From the >Result to file< the >Wind Speeds Inside Wind farm< is also available. These can (e.g. via Excel) be used for extracting the wake induced reductions in measured wind speed.

PARK - WTG distances

Calculation: Ascoli Satriano - Storicizzato

WTG distances

	Z	Nearest WTG	Z	Horizontal distance	Distance in rotor diameters
	[m]		[m]	[m]	
A01	229,3	A07	200,2	741	5,5
A02	270,0	A03	260,0	528	3,9
A03	260,0	A02	270,0	528	3,9
A04	251,5	A03	260,0	561	4,1
A05	240,0	A04	251,5	573	4,2
A06	213,9	A07	200,2	627	4,6
A07	200,2	A06	213,9	627	4,6
A08	200,0	A09	202,9	601	4,4
A09	202,9	A10	194,7	554	4,1
A10	194,7	A09	202,9	554	4,1
Min	194,7		194,7	528	3,9
Max	270,0		270,0	741	5,5



EMD Satellite Imagery - 10m by EMD International A/S (Contains modified Copernicus Sentinel data 2016 & 2017)

New WTG

Scale 1:40,000

PARK - RIX calculation

Calculation: Ascoli Satriano - Storicizzato

Assumptions

Radius for calculation	3.500 m
Steepness threshold	30,0 % / 17 °
Directional weight	Equally distributed
RIX for wind statistic	Calculated on windstatistic position. If not available Site data position is used
Height contours used	Height Contours: CONTOURLINE_ONLINEDATA_0.wpo (1)
Alfa	1,0
No RIX correction for delta RIX in interval	-5,0 % - 5,0 %

Reference sites

Terrain	UTM (north)-WGS84 Zone: 33			Reference site RIX [%]
	Easting	Northing	Site Data/Wind statistics	
Site data MM50m	538.592	4.565.238	Anem Deliceto - Storicizzato - 50.00 m	0,1

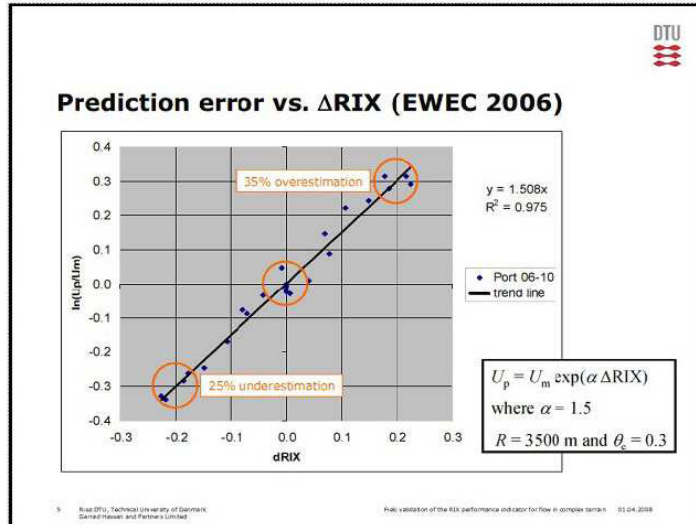
WTG sites

Links	UTM (north)-WGS84 Zone: 33			Reference site RIX [%]	Delta RIX (WTG site - Reference site) [%]	RIX correction [MWh/y]
	Easting	Northing	Z [m]			
A01 Site data MM50m	540.910	4.565.679	229,3	0,1	-0,1	0,00
A02 Site data MM50m	542.098	4.565.573	270,0	0,1	-0,1	0,00
A03 Site data MM50m	542.626	4.565.573	260,0	0,1	-0,1	0,00
A04 Site data MM50m	543.186	4.565.542	251,5	0,1	-0,1	0,00
A05 Site data MM50m	543.730	4.565.362	240,0	0,1	-0,1	0,00
A06 Site data MM50m	540.573	4.566.615	213,9	0,1	-0,1	0,00
A07 Site data MM50m	541.154	4.566.379	200,2	0,1	-0,1	0,00
A08 Site data MM50m	541.995	4.566.305	200,0	0,1	-0,1	0,00
A09 Site data MM50m	542.596	4.566.304	202,9	0,1	-0,1	0,00
A10 Site data MM50m	543.149	4.566.280	194,7	0,1	-0,1	0,00

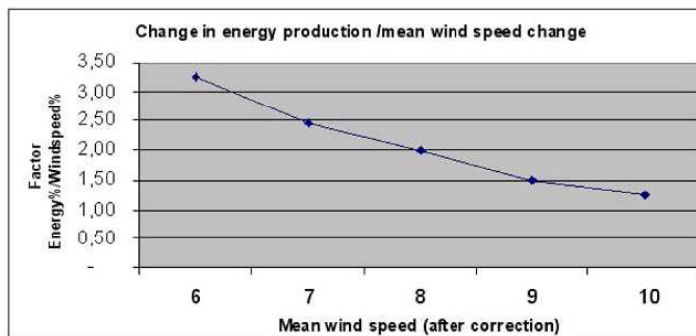
PARK - RIX calculation

Calculation: Ascoli Satriano - Storicizzato

Latest research /Risø/ show that the threshold in RIX calculation typically work best with 40% (new default), and that delta Rix within +/- 5% should not give corrections. Cross predictions based on more mast can fine tune the threshold, see Cross predictor tool in windPRO Meteo Analyzer. In windPRO LOSS&&UNCERTAINTY module, RIX correction can be calculated automatically as a bias based on most recent recommended correction formulas, which can be found in EWEC2006 && 08 papers on Rix from Risø, see extract below:



The main conclusion based on use of the RIX method is that if both reference site (measurement mast) and predicted site (WTG) are equally rugged ($\Delta RIX < 5\%$), very small calculation errors are expected. If reference site (measurement mast) is very rugged, e.g. $RIX = 0.2$ and predicted site (WTG) are less rugged (e.g. $RIX = 0$), ΔRIX will be -0.2 and according to the graph, 30% too low wind speed prediction at WTG site could be expected. This could lead to around 60%*) too low calculated energy production. If the reference site is less rugged, e.g. $RIX = 0$, and the predicted site (WTG) are very rugged (e.g. $RIX = 0.2$), ΔRIX will be $+0.2$, and according to the graph, 30% too high wind speed prediction at WTG site could be expected. This could lead to around 60%*) too high calculated energy production. *) Doubling of energy prediction error based on mean wind speed error is a rough conversion, which holds for wind speeds around 8 m/s. At 6-7 m/s tripling is more right, while only 1.5 factors should be used for 9 m/s, see graph below based on a typical WTG.



Source: EWEC06 paper:
IMPROVING WAsP PREDICTIONS IN (TOO) COMPLEX TERRAIN
 Niels G. Mortensen, Anthony J. Bowen and Ioannis Antoniou
 Wind Energy Department, Risø National Laboratory