




COMUNE di BRINDISI

Proponente	<b>EN. IT SRL</b> Verona (VR), Via Francia 21/C, 37135 C.F. /IVA 04642500237 Telefono 0972 237126 - E-mail: amministrazione@enitgroup.eu					
Progettazione	<b>Ing. Fabio Domenico Amico</b> Via Milazzo, 17 - 40121 Bologna E-Mail: f.amico@readvisor.eu 	Studio Ambientali e Paesaggistico	<b>ATECH srl</b> Via della Resistenza, 48 - 70125 Bari E-Mail: atechsrl@libero.it 			
Studio Incidenza Ambientale Flora fauna ed ecosistema	<b>ATECH srl</b> Via della Resistenza, 48 - 70125 Bari E-Mail: atechsrl@libero.it 	Studio Acustico	<b>ATECH srl</b> Via della Resistenza, 48 - 70125 Bari E-Mail: atechsrl@libero.it 			
Studio Archeologico	<b>CAST s.c.r.l</b> <b>Dott.ssa Lucia CECI</b> Via G. Suppa, 30 - 70122 Bari E-Mail: castarcheologia@gmail.com	Studio idraulico	<b>ATECH srl</b> Via della Resistenza, 48 - 70125 Bari E-Mail: atechsrl@libero.it 			
Studio Geologico	<b>dott. geol. Michele VALERIO</b> Residence "Palium" - C.da Auricarro 70027 Palo del Colle (BA) E-Mail: va.michele@libero.it 					
Opera	<b>Impianto Eolico composto da n.11 aerogeneratori aventi una potenza complessiva di 48 MW nel Comune di Brindisi (BR) alla Località "Maffei"</b>					
Oggetto	Folder: Nome Elaborato: <b>DocumentazioneSpecialistica_05</b> Descrizione Elaborato: <b>Relazione di studio anemologico</b>					
00	Novembre 2019	Emissione per progetto definitivo	S.C.	S.S.	F.D.	
Rev.	Data	Oggetto della revisione	Elaborazione	Verifica	Approvazione	
Scala:	Codice Pratica <b>36PVT59</b>					
Formato:						

# SOMMARIO

1	PREMESSA	2
2	ANEMOMETRIA	3
2.1	Stazione anemometrica - 2062	3
3	CENTRALE EOLICA	14
3.1	Configurazione d'impianto	14
3.2	Aerogeneratore di potenza unitaria 4.35 MW	15
4	ANALISI DI PRODUCIBILITÀ	17
4.1	Modello orografico digitale	17
4.2	Mappatura del campo di vento	18
4.3	Risultati dell'analisi anemologica (Resa energetica di breve periodo)	18
4.4	Producibilità netta di impianto	19

	Tipo:	Documentazione di Progetto	
	Titolo:	<b>Analisi Anemologica</b>	
	Rev. 0 – 20/11/2019		Pag. 2

## 1 PREMESSA

La presente analisi anemologica e di producibilità si pone come obiettivo la quantificazione delle potenzialità eoliche del sito e la stima di producibilità delle turbine previste per l'installazione sull'area di progetto.

Lo studio prevede inizialmente l'elaborazione dei dati acquisiti da diverse stazioni di misura della velocità e direzione vento posizionate in prossimità del sito, preceduta da eventuali operazioni di filtraggio per l'esclusione di valori non ammissibili.

Successivamente, l'insieme di dati di vento selezionato come maggiormente rappresentativo per un intero anno solare viene associato ad un modello digitale del territorio, opportunamente esteso intorno all'area d'interesse, per costituire l'input del codice di simulazione anemologica WASP<sup>(1)</sup>. Il modello territoriale, o DTM, fornisce al software tutte le informazioni legate all'andamento altimetrico del terreno, alla distribuzione di rugosità superficiale ed, eventualmente, alla presenza di ostacoli naturali o infrastrutturali che possono esercitare un sensibile effetto indotto sul regime anemologico locale.


Attraverso l'applicazione di un particolare algoritmo di estrapolazione dei dati sperimentali raccolti sulla singola posizione di una o più stazioni anemometriche, WASP è in grado di calcolare la distribuzione, e quindi la mappatura, a varie altezze rispetto al suolo, dei principali parametri anemologici caratterizzanti l'area circostante il punto di misura. I valori di tali parametri, calcolati su ciascuna delle posizioni previste per l'installazione delle macchine, ed associati alle curve di prestazioni del modello di aerogeneratore selezionato, permettono di operare una stima del valore di produzione di energia media annua attesa dall'impianto, al netto delle perdite per scia aerodinamica indotte dagli effetti d'interferenza reciproca tra le turbine.

I risultati ottenuti attraverso la simulazione sono infine oggetto di elaborazioni "post-processing" che, sulla base di valutazioni in merito a:

- livello di completezza e di attendibilità dei dati di input,
  - limiti del modello di calcolo utilizzato,
  - presenza di perdite imputabili ad ulteriori fattori esterni,
  - proiezione sul lungo periodo (nel caso in cui ci fosse la disponibilità di dati acquisiti in anni passati, per periodi significativi, da altre stazioni anemometriche installate in zona),
- permettono di definire il livello di incertezza sulle previsioni di resa energetica e quindi di fissare gli adeguati margini di sicurezza, più o meno conservativi in relazione al rischio che l'investitore è in grado di assumere.

---

(1) WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program), codice di simulazione anemologica sviluppato in Danimarca presso il RISØ National Laboratory, Centro di prova e certificazione per turbine eoliche.

	Tipo:	Documentazione di Progetto	
	Titolo:	<b>Analisi Anemologica</b>	
	Rev. 0 – 20/11/2019		Pag. 3

## 2 ANEMOMETRIA

Il sito è stato monitorato nel tempo da due stazioni anemometriche, i cui dati sono stati forniti dal cliente insieme alla documentazione di avvenuta installazione, nonché certificati di calibrazione e quanto ritenuto necessario alla corretta caratterizzazione del palo di misurazione.

### 2.1 Stazione anemometrica - 2062

La disponibilità dei dati della stazione anemometrica, denominata “San Pietro Vernotico2”, con codice 2062 è dal 4 agosto 2006, l'ultimo rilievo dati è del 13 novembre 2013. I dati registrati, nei periodi in cui l'anemometro ha funzionato, hanno una buona disponibilità, pari al 99% degli eventi complessivi registrabili sia per quanto riguarda la velocità che per la direzione.

Il sistema di monitoraggio, al top della configurazione, è costituito da tre sensori di velocità posti alle altezze di 20, 30, 50 m sls e due sensori di direzione a 20 e 50 m sls. I dati sono stati registrati con una frequenza di acquisizione pari a 10 minuti.

I dati provenienti da ogni sensore sono stati preventivamente esaminati per evidenziare eventuali anomalie o intervalli temporali di mancata acquisizione.

L'analisi dei dati evidenzia la presenza di una direzione principale di provenienza del vento. Le distribuzioni delle frequenze di occorrenza, relative alla coppia di sensori alla massima altezza, sono state riportate sui relativi diagrammi azimutali (**Rosa dei Venti**).

La disponibilità di acquisizioni a diverse altezze dal suolo ha consentito, inoltre, di stimare il *coefficiente di Wind Shear* locale. Tale parametro caratterizza il profilo di strato limite atmosferico della velocità vento rispetto al suolo, come definito dalla formula riportata di seguito:

$$V_{h0} = V_{h_{ref}} * (h_0/h_{ref})^\alpha$$

essendo:

$\alpha$  = *coefficiente di wind shear*;

$V_{h0}$  = *velocità vento ad altezza  $h=h_0$* ;

$V_{h_{ref}}$  = *velocità vento ad altezza di riferimento  $h=h_{ref}$* .

Il coefficiente di Wind Shear che meglio interpola le velocità vento medie di periodo in contemporaneità di acquisizione è riportato nella scheda di sintesi.

La caratterizzazione ed i risultati delle elaborazioni eseguite per ciascun sensore o coppia di sensori velocità/direzione, sono sintetizzati dalle tabelle e dai relativi diagrammi riportati di seguito ed è il meglio che si potesse ottenere con quanto a disposizione.

### Strumentazione stazione anemometrica

Periodo	Descrizione	Tipo	matricola
<b>04.08.2006</b> (installazione)	Sensore Velocità a m 50	NRG Maximum #40C	28663
	Sensore Velocità a m 30	NRG Maximum #40C	28636
	Sensore Velocità a m 20	NRG Maximum #40C	28631
	Sensore Direzione a m 50	NRG 200P	-
	Sensore Direzione a m 20	NRG 200P	-
	Logger	NOMAD2	2062



### **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  $\pm 1\%$  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: 28663**

**Test Date: 4/20/06 11:05 AM**

**IUT Range: 4 - 26 m/s**

**IUT Output: 0 - 10V (TTL Signal)**

**IUT Power Supply: 14 VDC**

#### **Calibration Transfer Function:**

$$V \text{ [m/s]} = 0.7633 f \text{ [Hz]} + 0.3865$$

std. err slope = 0.0026

r = 0.99994

std. err. intercept = 0.0549

std. err. estimate = 0.0814 m/s

### **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  $\pm 1\%$  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: 28636**

**Test Date: 4/19/06 2:03 PM**

**IUT Range: 4 - 26 m/s**

**IUT Output: 0 - 10V (TTL Signal)**

**IUT Power Supply: 14 VDC**

#### **Calibration Transfer Function:**

$$V \text{ [m/s]} = 0.7637 f \text{ [Hz]} + 0.3551$$

std. err slope = 0.0028

r = 0.99994

std. err. intercept = 0.0585

std. err. estimate = 0.0865 m/s

### **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  $\pm 1\%$  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: 28631**

**Test Date: 4/19/06 1:15 PM**

**IUT Range: 4 - 26 m/s**

**IUT Output: 0 - 10V (TTL Signal)**

**IUT Power Supply: 14 VDC**

**Calibration Transfer Function:**

$$V \text{ [m/s]} = 0.7663 f \text{ [Hz]} + 0.3978$$

std. err slope = 0.0036

r = 0.99989

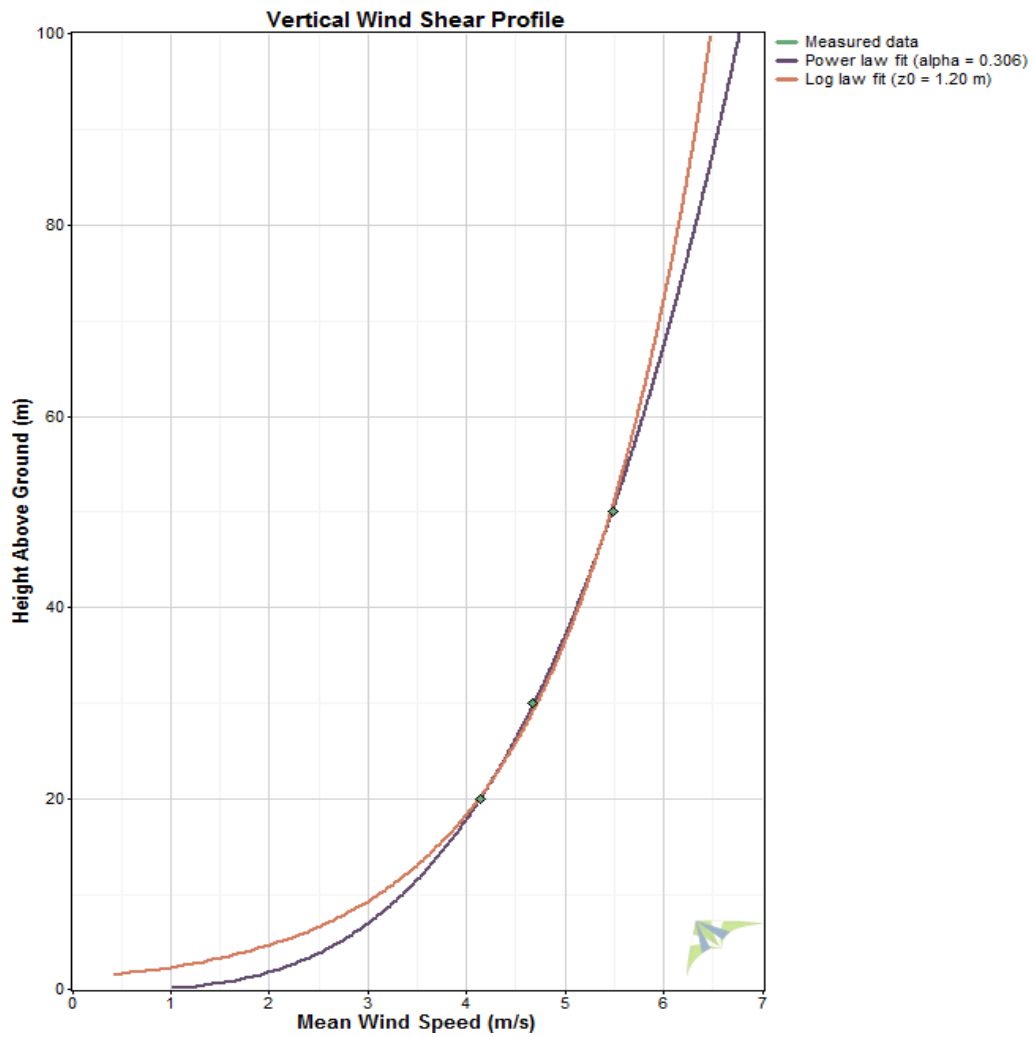
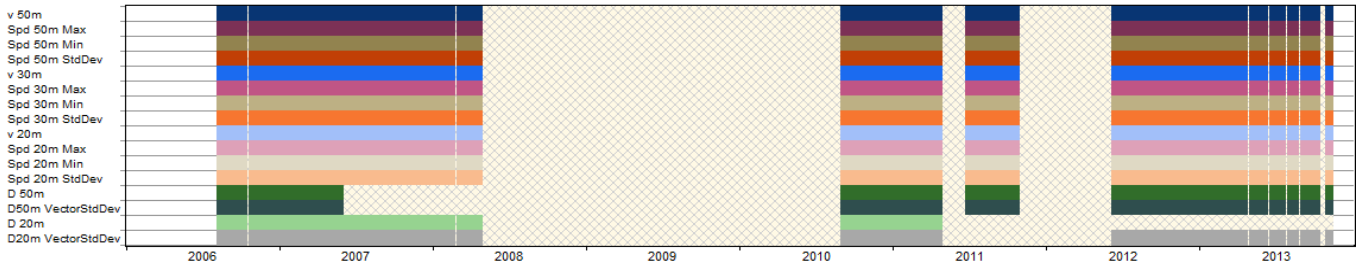
std. err. intercept = 0.077

std. err. estimate = 0.1143 m/s

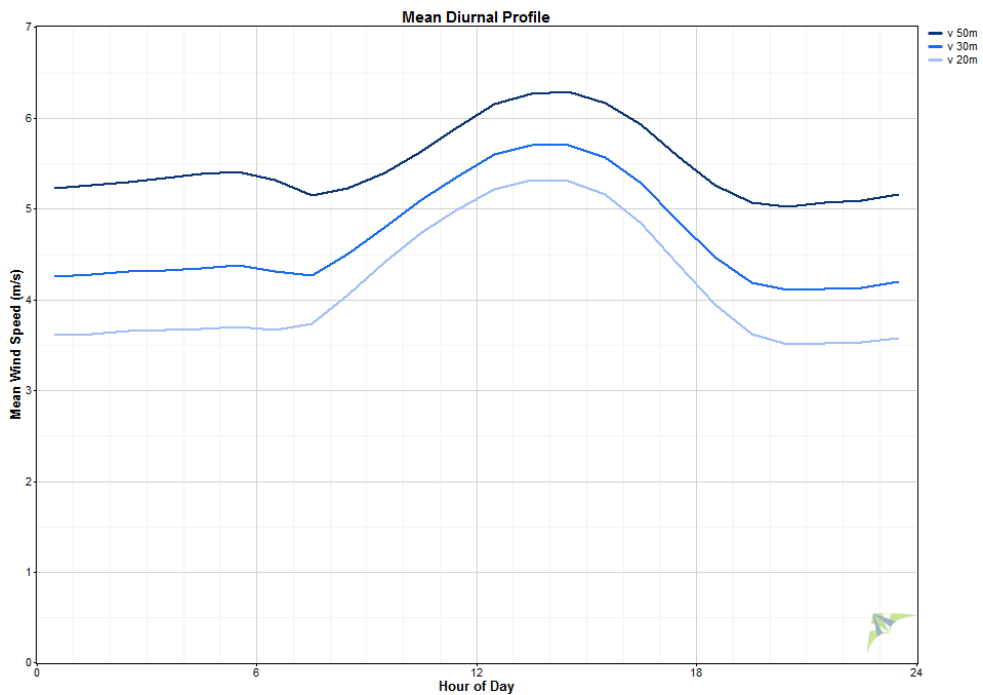
**Stazione anemometrica: caratterizzazione e sintesi elaborazioni**

IDENTIFICAZIONE STAZIONE			
Codice	2062		
n° sensori velocità	3 (h=20 m, h=30 m, h=50 m)		
n° sensori direzione	3 (h=20 m, h=50 m)		
COLLOCAZIONE GEOGRAFICA			
Regione, Comune (Provincia)	Puglia, Brindisi		
PUNTO D'INSTALLAZIONE			
Sistema di coordinate geografiche	UTM – WGS84		
Fuso	33		
Longitudine	751 363		
Latitudine	4 488 529		
Altitudine	52 m slm		
ACQUISIZIONE DATI			
Altezza dal suolo sensori velocità sls	h=20m	h=30m	h=50m
Frequenza di acquisizione	10 minuti		
Data primo rilievo dati	4 agosto 2006		
Ultimo rilievo dati	13 novembre 2013		
Eventi complessivi possibili	382724		
Eventi ammissibili	221090	221090	221090
Disponibilità di periodo	58%	58%	58%
ELABORAZIONI			
Altezza dal suolo sensori velocità	h=20m	h=30m	h=50m
Velocità vento media di periodo, <i>misurata</i>	4.15 m/s	4.68 m/s	5.49 m/s
Coefficiente di scala, A Weibull	4.67 m/s	5.26 m/s	6.16 m/s
Coefficiente di forma, k Weibull	2.03	2.13	2.22
Coefficiente di Wind Shear	0.3		





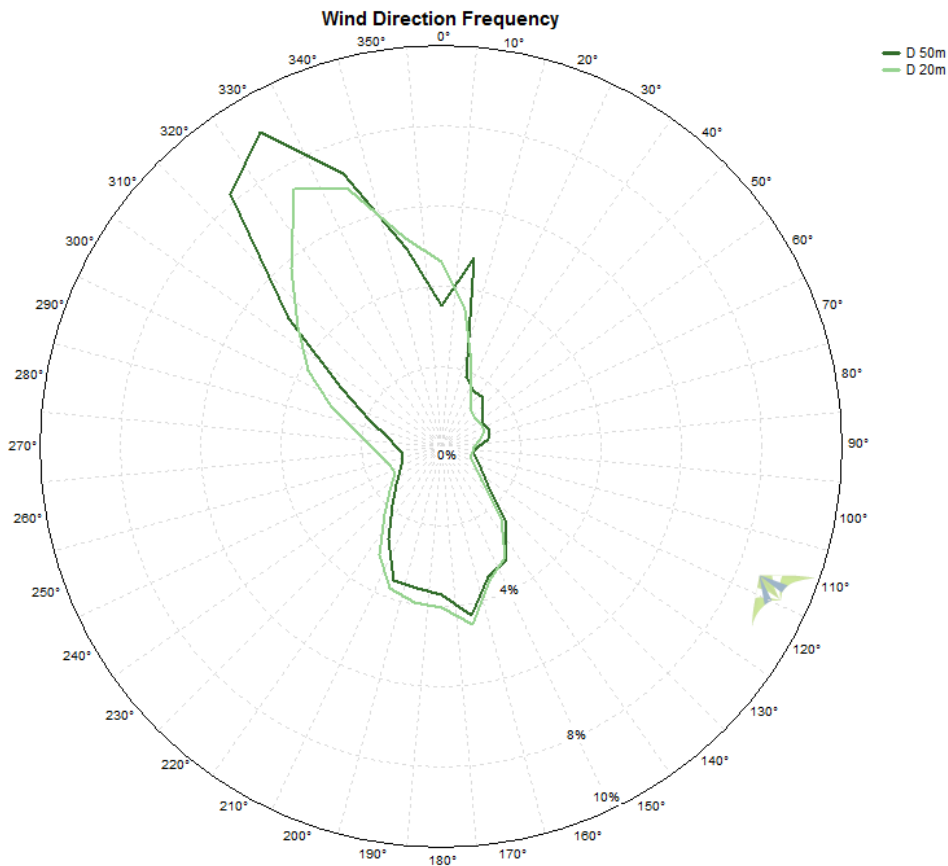




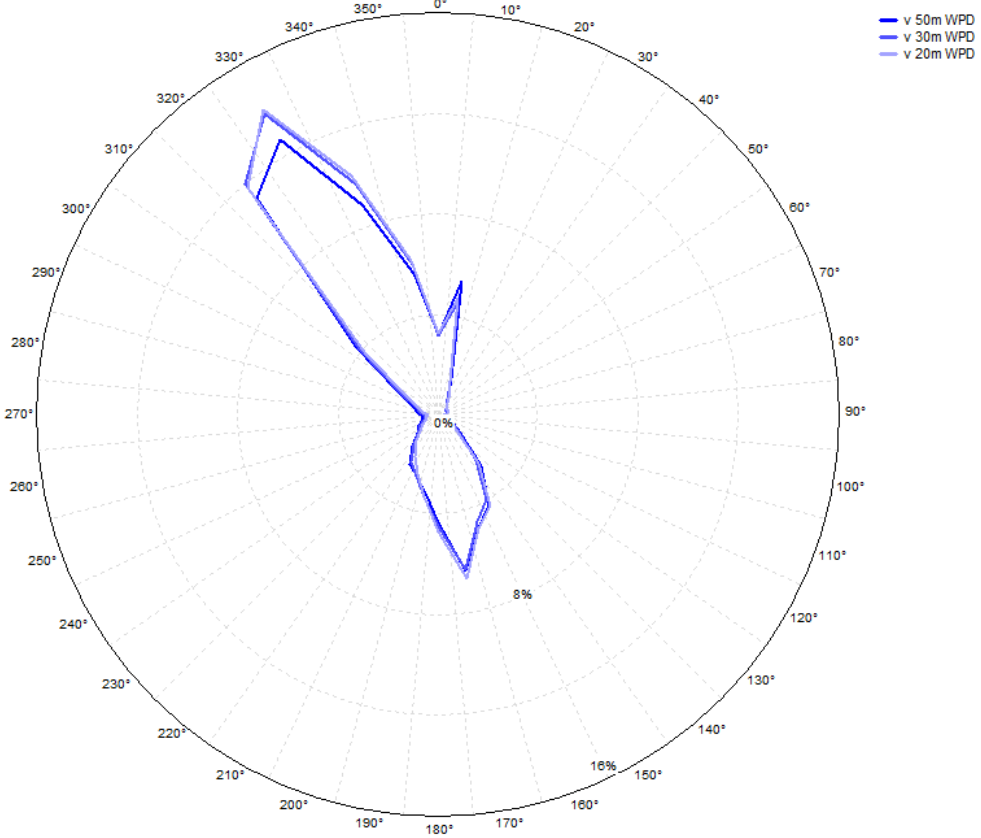
anno	mese	h = 20 m sls		D 20 m sls	h = 30 m sls		h = 50 m sls		D 50 m sls
		disponibilità (%)	velocità media (m/s)	disponibilità (%)	disponibilità (%)	velocità media (m/s)	disponibilità (%)	velocità media (m/s)	disponibilità (%)
2006	Aug	100%	4.02	100%	100%	4.44	100%	4.99	100%
2006	Sep	100%	4.40	100%	100%	4.90	100%	5.55	100%
2006	Oct	98%	4.39	98%	98%	4.91	98%	5.73	98%
2006	Nov	100%	4.17	100%	100%	4.65	100%	5.37	100%
2006	Dec	100%	3.76	100%	100%	4.30	100%	5.09	100%
2007	Jan	100%	4.50	100%	100%	5.08	100%	5.82	100%
2007	Feb	100%	4.91	100%	100%	5.57	100%	6.37	100%
2007	Mar	100%	4.76	100%	100%	5.35	100%	6.03	100%
2007	Apr	100%	3.62	100%	100%	4.05	100%	4.47	100%
2007	May	100%	4.25	100%	100%	4.74	100%	5.36	100%
2007	Jun	100%	3.54	100%	100%	3.88	100%	4.25	13%
2007	Jul	100%	4.28	100%	100%	4.85	100%	5.40	0%
2007	Aug	100%	4.82	100%	100%	5.41	100%	6.00	0%
2007	Sep	100%	5.16	100%	100%	5.74	100%	6.38	0%
2007	Oct	100%	3.96	100%	100%	4.45	100%	4.88	0%
2007	Nov	100%	4.70	100%	100%	5.33	100%	5.97	0%
2007	Dec	100%	4.09	100%	100%	4.72	100%	5.29	2%
2008	Jan	100%	4.39	100%	100%	4.98	100%	5.61	0%
2008	Feb	98%	4.65	98%	98%	5.28	98%	6.07	0%
2008	Mar	100%	4.86	100%	100%	5.36	100%	5.97	0%
2008	Apr	95%	4.58	95%	95%	5.07	95%	5.75	0%

2008	May	0%		0%	0%		0%		0%
2008	Jun	0%		0%	0%		0%		0%
2008	Jul	0%		0%	0%		0%		0%
2008	Aug	0%		0%	0%		0%		0%
2008	Sep	0%		0%	0%		0%		0%
2008	Oct	0%		0%	0%		0%		0%
2008	Nov	0%		0%	0%		0%		0%
2008	Dec	0%		0%	0%		0%		0%
2009	Jan	0%		0%	0%		0%		0%
2009	Feb	0%		0%	0%		0%		0%
2009	Mar	0%		0%	0%		0%		0%
2009	Apr	0%		0%	0%		0%		0%
2009	May	0%		0%	0%		0%		0%
2009	Jun	0%		0%	0%		0%		0%
2009	Jul	0%		0%	0%		0%		0%
2009	Aug	0%		0%	0%		0%		0%
2009	Sep	0%		0%	0%		0%		0%
2009	Oct	0%		0%	0%		0%		0%
2009	Nov	0%		0%	0%		0%		0%
2009	Dec	0%		0%	0%		0%		0%
2010	Jan	0%		0%	0%		0%		0%
2010	Feb	0%		0%	0%		0%		0%
2010	Mar	0%		0%	0%		0%		0%
2010	Apr	0%		0%	0%		0%		0%
2010	May	0%		0%	0%		0%		0%
2010	Jun	0%		0%	0%		0%		0%
2010	Jul	0%		0%	0%		0%		0%
2010	Aug	30%	3.98	30%	30%	4.62	30%	5.39	30%
2010	Sep	100%	3.73	100%	100%	4.20	100%	5.05	100%
2010	Oct	100%	3.45	100%	100%	4.00	100%	4.91	100%
2010	Nov	100%	4.09	100%	100%	4.67	100%	5.66	100%
2010	Dec	100%	4.52	100%	100%	5.11	100%	6.32	100%
2011	Jan	100%	3.46	100%	100%	4.01	100%	5.04	100%
2011	Feb	100%	4.61	100%	100%	5.16	100%	6.25	100%
2011	Mar	100%	4.97	100%	100%	5.46	100%	6.59	100%
2011	Apr	93%	4.42	93%	93%	4.80	93%	5.78	93%
2011	May	0%	0.00	0%	0%	0.00	0%	0.00	0%
2011	Jun	35%	5.02	0%	35%	5.47	35%	6.44	35%
2011	Jul	100%	3.18	0%	100%	3.34	100%	4.05	100%
2011	Aug	100%	3.93	0%	100%	4.23	100%	5.04	100%
2011	Sep	100%	3.46	0%	100%	3.80	100%	4.58	100%
2011	Oct	91%	4.14	0%	91%	4.77	91%	5.78	91%
2011	Nov	0%		0%	0%		0%		0%
2011	Dec	0%		0%	0%		0%		0%
2012	Jan	0%		0%	0%		0%		0%
2012	Feb	0%		0%	0%		0%		0%
2012	Mar	0%		0%	0%		0%		0%
2012	Apr	0%		0%	0%		0%		0%

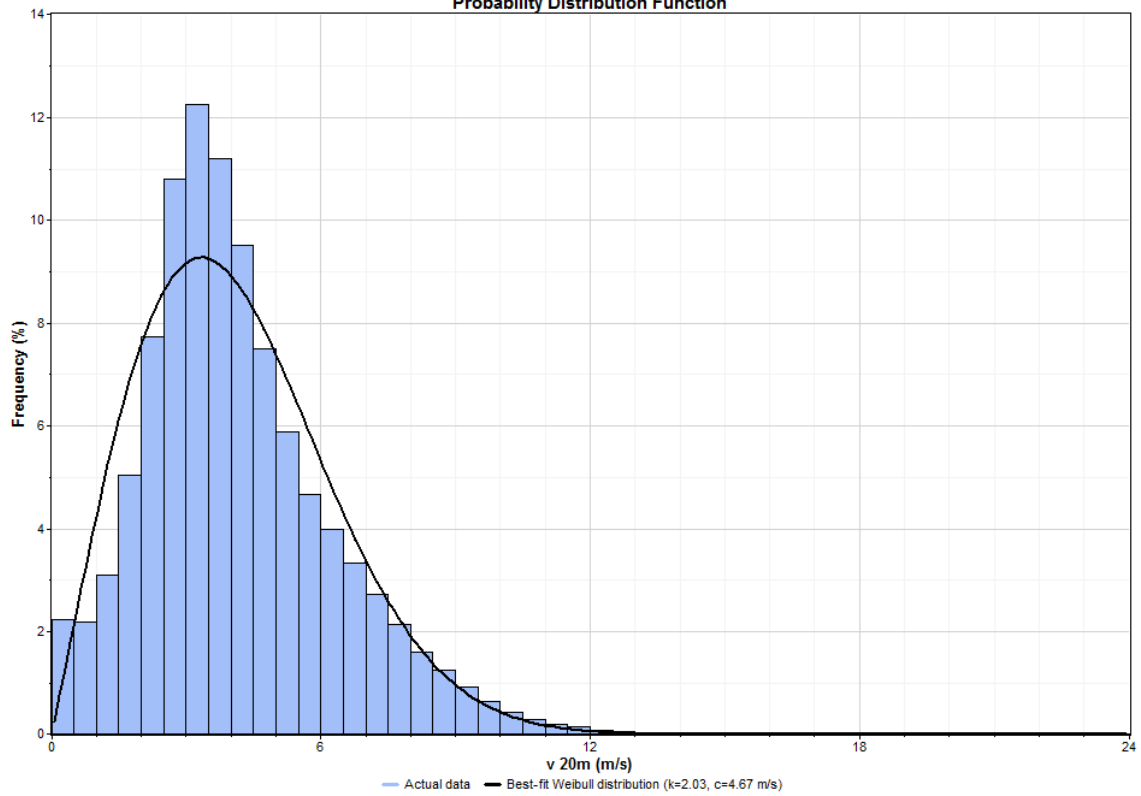
2012	May	2%	3.36	0%	2%	3.68	2%	4.14	2%
2012	Jun	100%	3.87	0%	100%	4.47	100%	5.16	100%
2012	Jul	100%	4.24	0%	100%	4.78	100%	5.49	100%
2012	Aug	100%	3.64	0%	100%	4.27	100%	4.91	100%
2012	Sep	100%	3.46	0%	100%	4.13	100%	4.85	100%
2012	Oct	100%	3.34	0%	100%	4.10	100%	4.95	100%
2012	Nov	100%	3.54	0%	100%	4.32	100%	5.40	100%
2012	Dec	100%	4.34	0%	100%	5.07	100%	6.33	100%
2013	Jan	100%	4.38	0%	100%	5.04	100%	6.30	100%
2013	Feb	100%	4.03	0%	100%	4.64	100%	5.76	100%
2013	Mar	100%	4.81	0%	100%	5.39	100%	6.52	100%
2013	Apr	100%	4.43	0%	100%	4.84	100%	5.90	100%
2013	May	100%	4.03	0%	100%	4.49	100%	5.38	100%
2013	Jun	100%	4.20	0%	100%	4.61	100%	5.41	100%
2013	Jul	100%	4.31	0%	100%	4.59	100%	5.43	100%
2013	Aug	100%	4.16	0%	100%	4.53	100%	5.36	100%
2013	Sep	100%	3.49	0%	100%	3.98	100%	4.75	100%
2013	Oct	73%	3.22	0%	73%	3.79	73%	4.65	73%
2013	Nov	100%	3.52	0%	100%	4.25	100%	5.38	100%
<b>tot</b>		<b>58%</b>	<b>4.15</b>	<b>33%</b>	<b>58%</b>	<b>4.68</b>	<b>58%</b>	<b>5.49</b>	<b>46%</b>

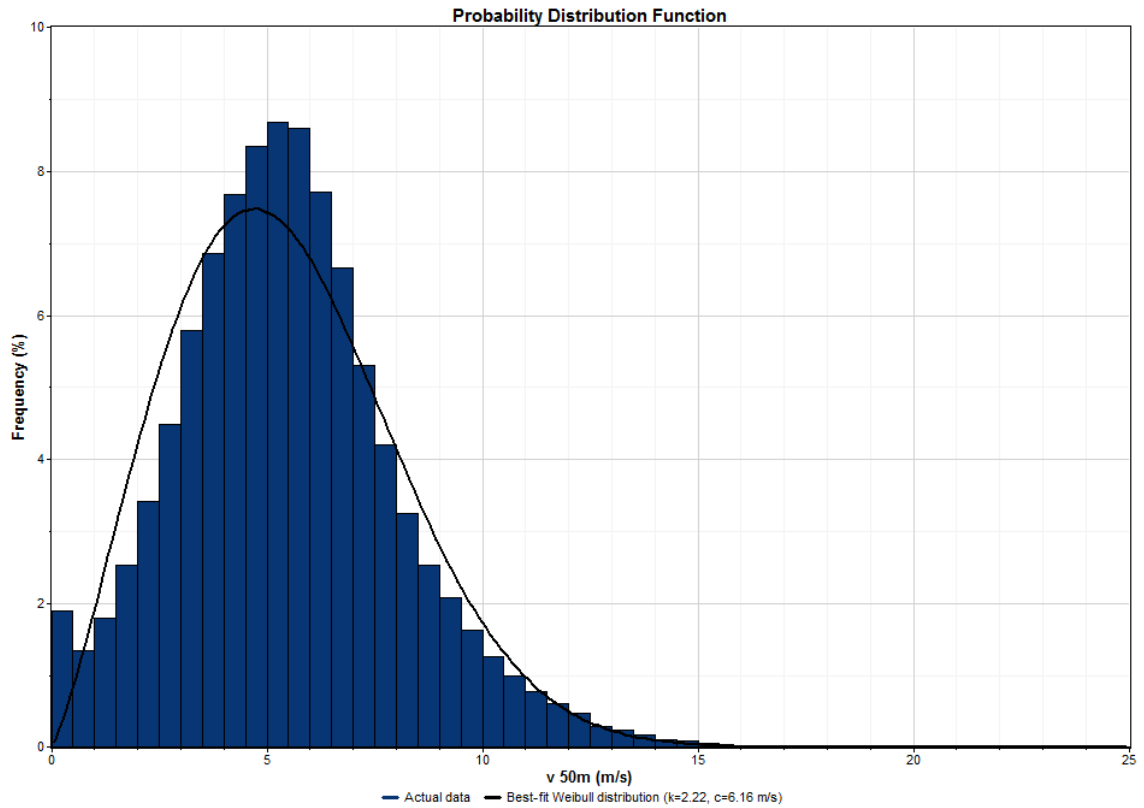
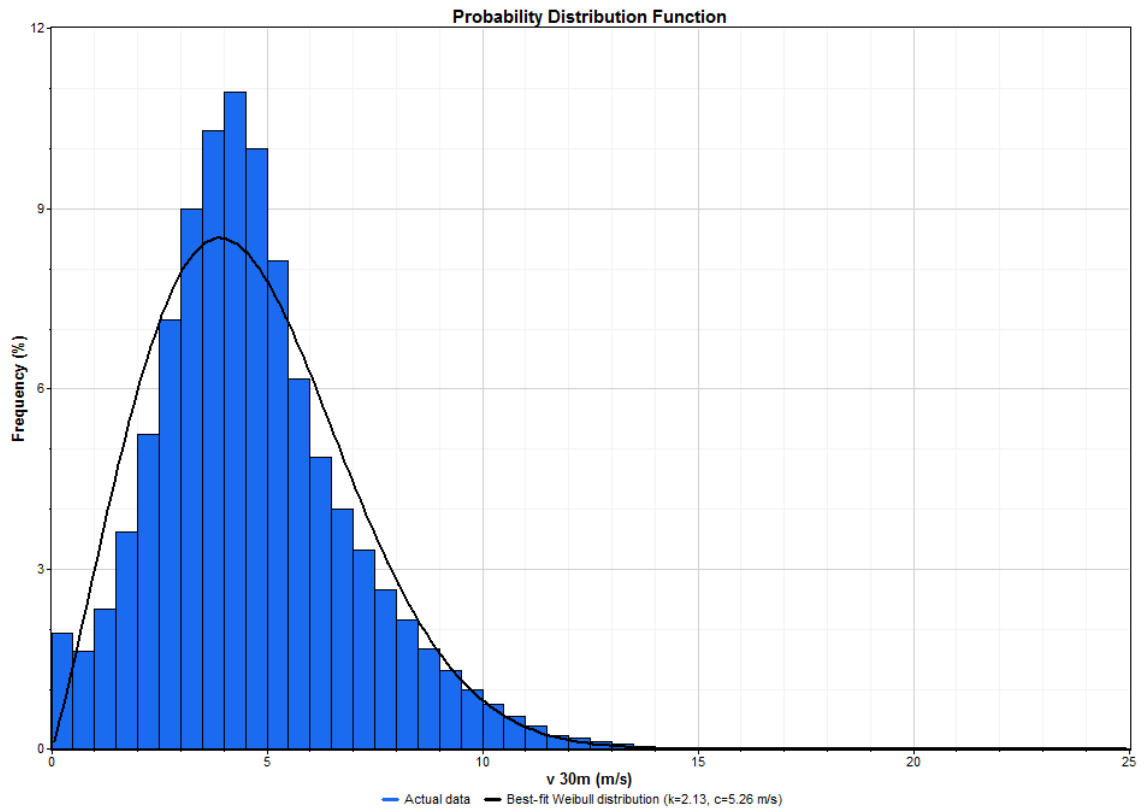


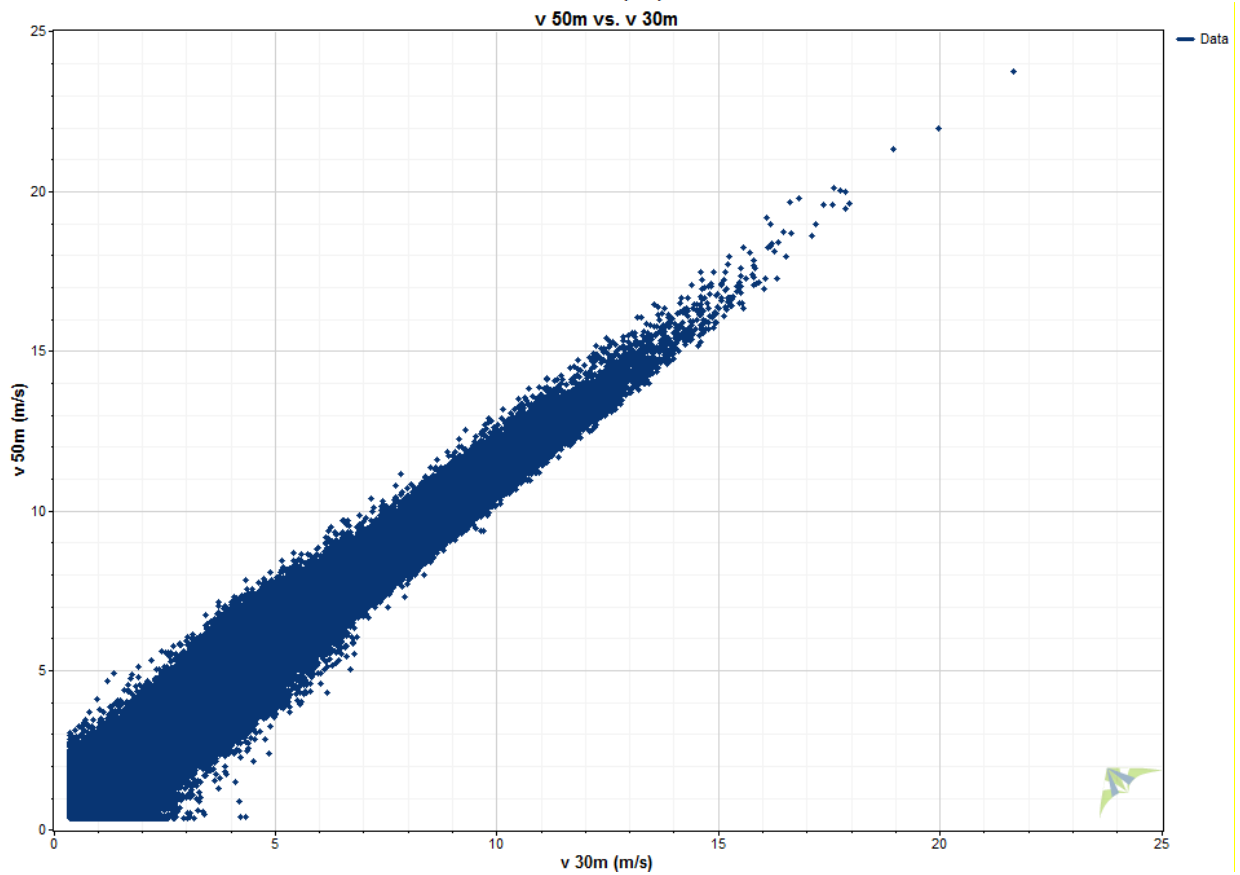
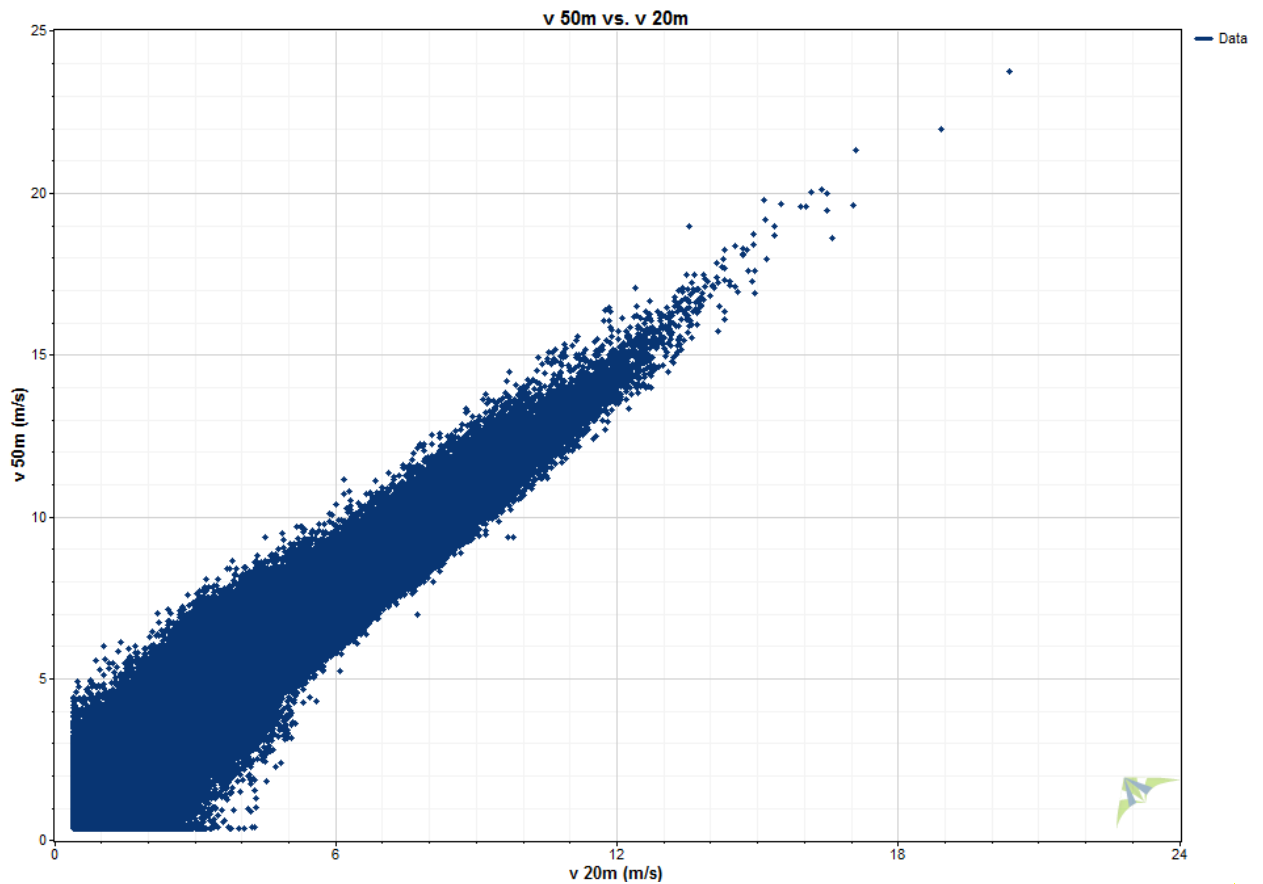
Proportion of Total Wind Energy vs. D 50m

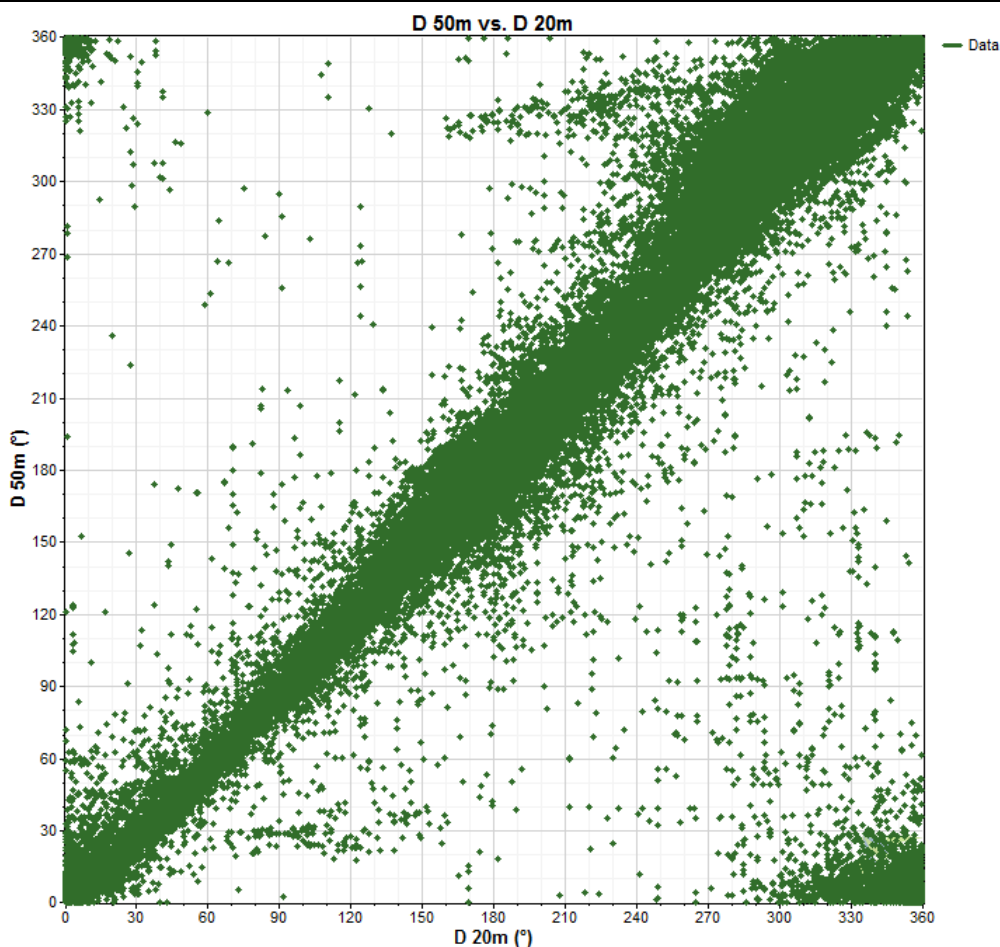


Probability Distribution Function









### 3 CENTRALE EOLICA


#### 3.1 Configurazione d'impianto

L'impianto insiste nel territorio del comune di Brindisi ad un'altitudine media pari a circa 40 m slm.

Nella tabella sottostante sono riportate le singole posizioni puntuali in coordinate geografiche *UTM*:

Turbina	UTM – WGS84		Altitudine [m]
	Long. E [m]	Lat. N [m]	
1A	745909	4495060	50
2A	746449	4495307	45
3A	747002	4495145	41
4A	745773	4493699	52
5A	746375	4493706	50
1B	747858	4495044	40
2B	749026	4495227	39
3B	750115	4495541	33
4B	750738	4495722	30
5B	748144	4494127	44
6B	750103	4494569	37



	Tipo:	Documentazione di Progetto	
	Titolo:	<b>Analisi Anemologica</b>	
	Rev. 0 – 20/11/2019		Pag. 15

### 3.2 Aerogeneratore di potenza unitaria 4.35 MW

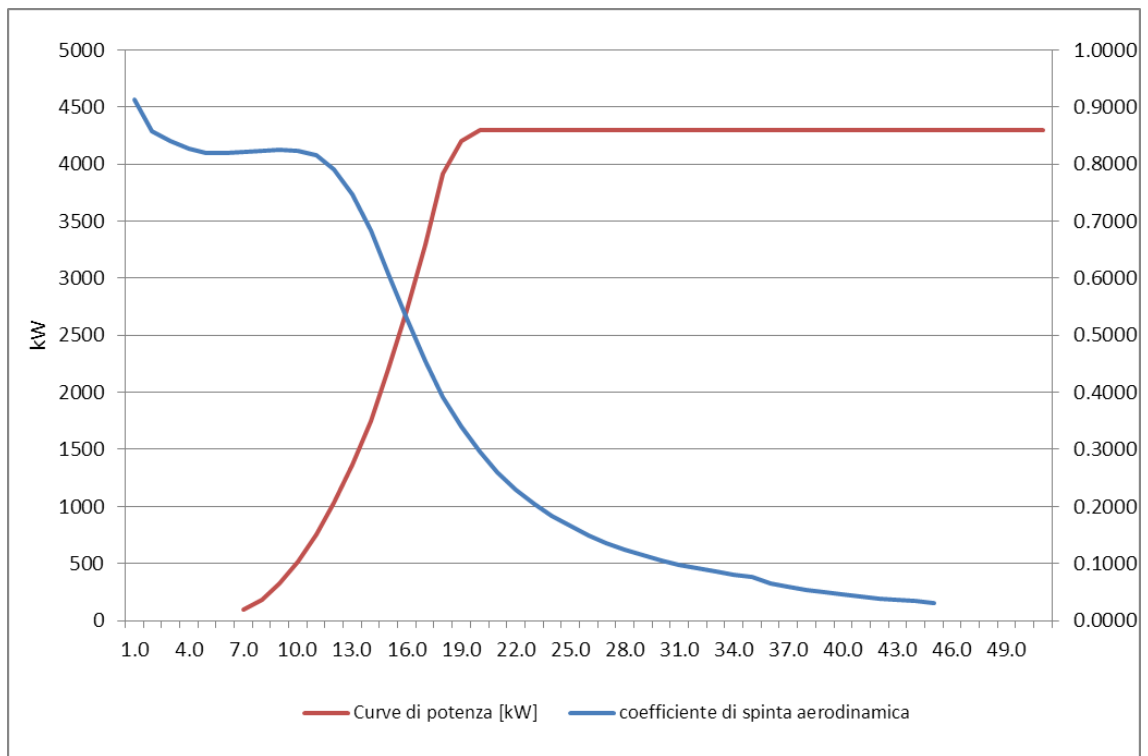
Le principali caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore, in condizioni standard al livello del mare, sono riassunte di seguito:

Potenza nominale	4350 kW
n° pale	3
Diametro rotore	170.0 m
Altezza mozzo rotore	115.0 m
Tipologia torre	tubolare
Velocità vento di avvio (cut-in)	3.0 m/s
Velocità vento di stacco (cut-out)	25 m/s

La curva di potenza utilizzata è relativa ad una densità dell'aria pari a 1.207 kg/m<sup>3</sup>. Per il calcolo delle perdite di energia da interferenza aerodinamica tra le macchine (effetto scia) è stata inoltre considerata la curva del coefficiente di spinta aerodinamica sul rotore in funzione della velocità vento relativa allo stesso valore di densità dell'aria.

Velocità vento [m/s]	WTG 4.35 MW	
	Potenza elettrica [kW]	Coefficiente di spinta aerodinamica
3.0	92.8	0.9130
3.5	180.5	0.8570
4.0	328.1	0.8400
4.5	518.6	0.8270
5.0	751.0	0.8188
5.5	1030.5	0.8190
6.0	1361.7	0.8210
6.5	1751.8	0.8240
7.0	2204.9	0.8250
7.5	2721.7	0.8240
8.0	3299.6	0.8150
8.5	3914.7	0.7910
9.0	4200.0	0.7474
9.5	4300.0	0.6835
10.0	4300.0	0.6067
10.5	4300.0	0.5291
11.0	4300.0	0.4549
11.5	4300.0	0.3919
12.0	4300.0	0.3399
12.5	4300.0	0.2957
13.0	4300.0	0.2595
13.5	4300.0	0.2295

14.0	4300.0	0.2044
14.5	4300.0	0.1834
15.0	4300.0	0.1654
15.5	4300.0	0.1494
16.0	4300.0	0.1364
16.5	4300.0	0.1242
17.0	4300.0	0.1142
17.5	4300.0	0.1052
18.0	4300.0	0.0982
18.5	4300.0	0.0912
19.0	4300.0	0.0852
19.5	4300.0	0.0802
20.0	4300.0	0.0762
20.5	4300.0	0.0642
21.0	4300.0	0.0592
21.5	4300.0	0.0542
22.0	4300.0	0.0502
22.5	4300.0	0.0462
23.0	4300.0	0.0420
23.5	4300.0	0.0390
24.0	4300.0	0.0360
24.5	4300.0	0.0342
25.0	4300.0	0.0310



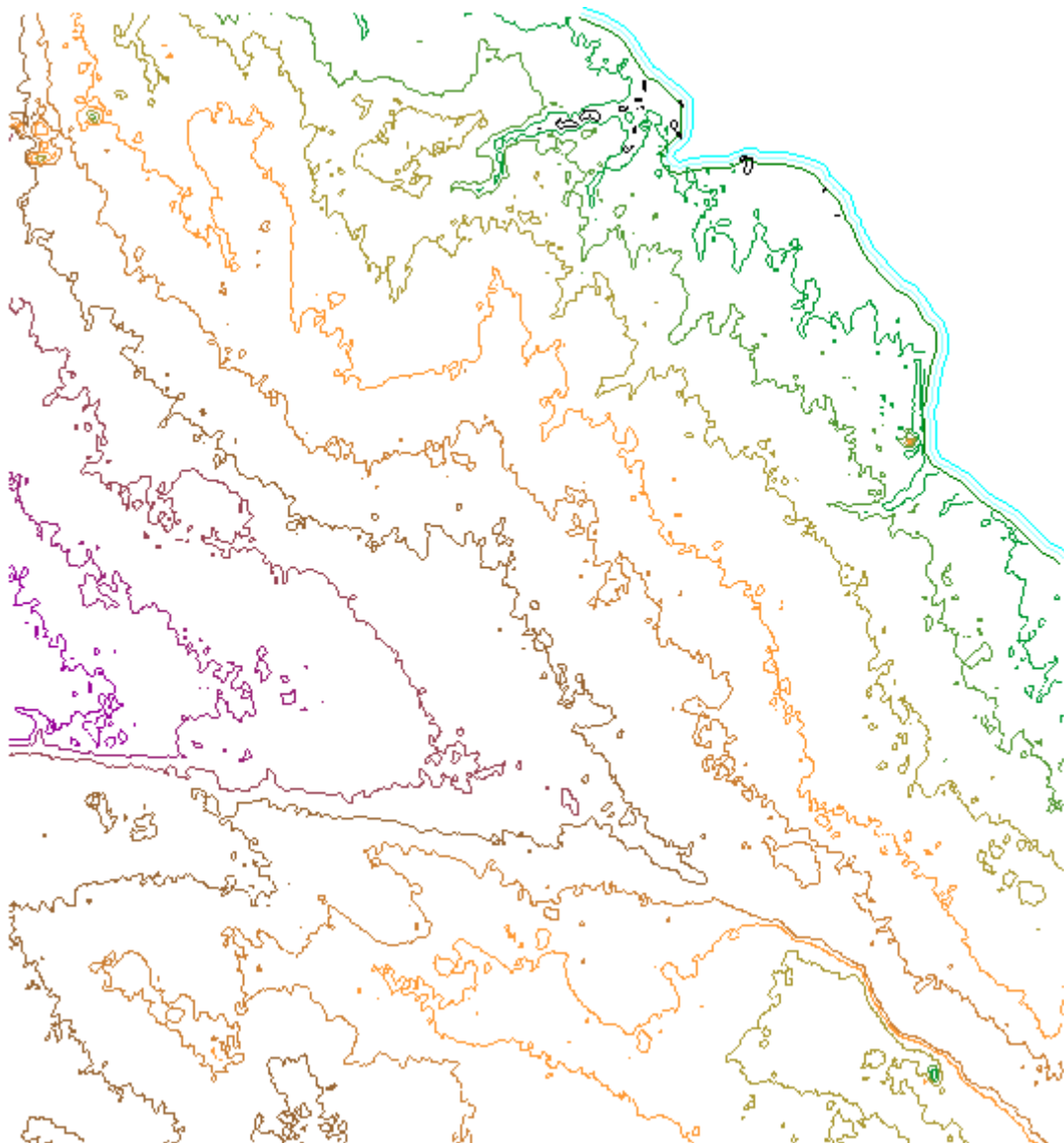
## 4 ANALISI DI PRODUCIBILITÀ

### 4.1 Modello orografico digitale


È stato realizzato un modello orografico digitale che descrive l'andamento altimetrico dell'area geografica interessata dalla simulazione del campo di vento.

Il modello digitale è stato utilizzato come input per la simulazione del campo di vento sul sito, eseguita con il codice di calcolo *WASP*.

Per la definizione del livello di rugosità superficiale del terreno è stato assunto un valore uniforme per  $z_0$  (lunghezza di rugosità) pari a 0.03, caratteristico di un'area geografica con orografia dolce, con pochi alberi e case sparse; il modello non è stato implementato da una alcuna mappa di rugosità.



Modello orografico digitale

	Tipo:	Documentazione di Progetto		
	Titolo:	<b>Analisi Anemologica</b>		
	Rev. 0 – 20/11/2019			Pag. 18

#### 4.2 Mappatura del campo di vento

L'atlante di vento geostrofico dell'area è stato calcolato, preventivamente all'avvio della simulazione, implementando il set di dati anemometrici più significativo per la descrizione del regime anemologico di breve periodo registrato durante la campagna di monitoraggio (è stato preso in considerazione un anno solare in cui si ha maggiore e contemporanea disponibilità dei sensori velocità/direzione).

E' stata selezionata la coppia di sensori velocità/direzione della stazione anemometrica elaborata. La scelta è stata dettata dall'individuazione dei maggiori livelli di attendibilità, di disponibilità di periodo, di altezza dal suolo.

La simulazione è stata altresì eseguita ad altezza pari alla quota alla quale si trovano i mozzi rotore delle turbine in progetto utilizzando un coefficiente di wind shear che si ritiene adeguato per l'area (0.18).

#### 4.3 Risultati dell'analisi anemologica (Resa energetica di breve periodo)


La stima della resa energetica d'impianto è stata eseguita calcolando la producibilità per ciascuna delle turbine costituenti l'impianto.

La velocità vento su ogni posizione è stata calcolata attraverso l'applicazione WASP dell'atlante di vento estrapolato dalle acquisizioni della stazione anemometrica.

Per il calcolo della resa energetica, al netto delle perdite per effetto scia da interferenza aerodinamica, è stata applicata, secondo un modello conservativo di scia, una costante k di decadimento (*wake decay constant*) pari a:

$$k = 0.5 / \ln(h_{\text{mozzo}} / z_0)$$

	Potenza aerogeneratore	h		Velocità vento al mozzo [m/s]	Resa energetica annua			
		A	k		Perdite per scie aerodinamica	lorda [GWh/anno]	netta [GWh/anno]	
1A	4.35 MW	7.31	2.23	115	6.47	3.16%	17.038	16.500
2A	4.35 MW	7.28	2.23	115	6.45	5.67%	16.963	16.001
3A	4.35 MW	7.29	2.23	115	6.46	4.79%	16.972	16.159
4A	4.35 MW	7.27	2.23	115	6.44	4.67%	16.899	16.110
5A	4.35 MW	7.28	2.23	115	6.45	6.83%	16.958	15.800
1B	4.35 MW	7.32	2.23	115	6.48	3.90%	17.075	16.409
2B	4.35 MW	7.38	2.21	115	6.54	3.39%	17.319	16.732
3B	4.35 MW	7.35	2.20	115	6.51	4.51%	17.175	16.400
4B	4.35 MW	7.38	2.19	115	6.54	4.12%	17.279	16.567
5B	4.35 MW	7.33	2.23	115	6.49	6.01%	17.137	16.107
6B	4.35 MW	7.37	2.21	115	6.53	6.22%	17.288	16.213
<b>Totale</b>							<b>188.103</b>	<b>178.998</b>
<b>Media</b>					<b>6.49</b>	<b>4.84%</b>	<b>17.100</b>	<b>16.273</b>

	Tipo:	Documentazione di Progetto		
	Titolo:	Analisi Anemologica		
	Rev. 0 – 20/11/2019			Pag. 19

#### 4.4 Producibilità netta di impianto

Ai fini del calcolo della producibilità netta di impianto, ovvero quella effettivamente messa in rete e dunque fatturata ai fini della vendita dell'energia, sono stati considerati i seguenti fattori di perdita:

Fattore	Perdita
Efficienza elettrica	3 %
Disponibilità	3 %
Isteresi per elevata velocità vento	0.2 %
Lavori di manutenzione sottostazione	0.2 %
Ghiaccio e depositi sulle pale	0.5 %
topografia	2 %

Fattori di perdita aggiuntivi

Pertanto, sulla base delle suddette considerazioni, si può stimare che la producibilità netta media annua della centrale eolica, sia la seguente:

Potenza turbina	producibilità netta media annua [GWh/anno]	
1A	4.35 MW	15.078
2A	4.35 MW	14.622
3A	4.35 MW	14.766
4A	4.35 MW	14.721
5A	4.35 MW	14.438
1B	4.35 MW	14.995
2B	4.35 MW	15.290
3B	4.35 MW	14.986
4B	4.35 MW	15.139
5B	4.35 MW	14.719
6B	4.35 MW	14.816
<b>Totali</b>		<b>163.6</b>
<b>Medie</b>		

*E' stata presa in considerazione la presenza, nello stesso Comune, di parchi eolici limitrofi che possono influenzare la producibilità del parco in oggetto.*

