

IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE EOLICA
"SAN PANCRAZIO TORREVECCHIA" DI POTENZA PARI A 34,50 MW

REGIONE PUGLIA
PROVINCIA di BRINDISI
COMUNE di SAN PANCRAZIO SALENTINO
Località: Masserie Corte Finocchio, Torre Vecchia e Campone
OPERE DI CONNESSIONE NEI COMUNI DI: San Pancrazio S. (BR) Erchie (BR) ed Avetrana (TA)

PROGETTO DEFINITIVO
Id AU H4QPRN5

Tav.:

Titolo:

R31

ANALISI DI PRODUCIBILITA'
DELL'IMPIANTO (CON DATI DEL VENTO
ALMENO DI UN ANNO)

Scala:

Formato Stampa:

Codice Identificatore Elaborato

N.A.

A4

H4QPRN5_DocumentazioneSpecialistica_31

Committente:

STC S.r.l.



Via V. M. STAMPACCHIA, 48 - 73100 Lecce
Tel. +39 0832 1798355
studiocalcarella@gmail.com - fabio.calcarella@gmail.com

Direttore Tecnico: Dott. Ing. Fabio CALCARELLA



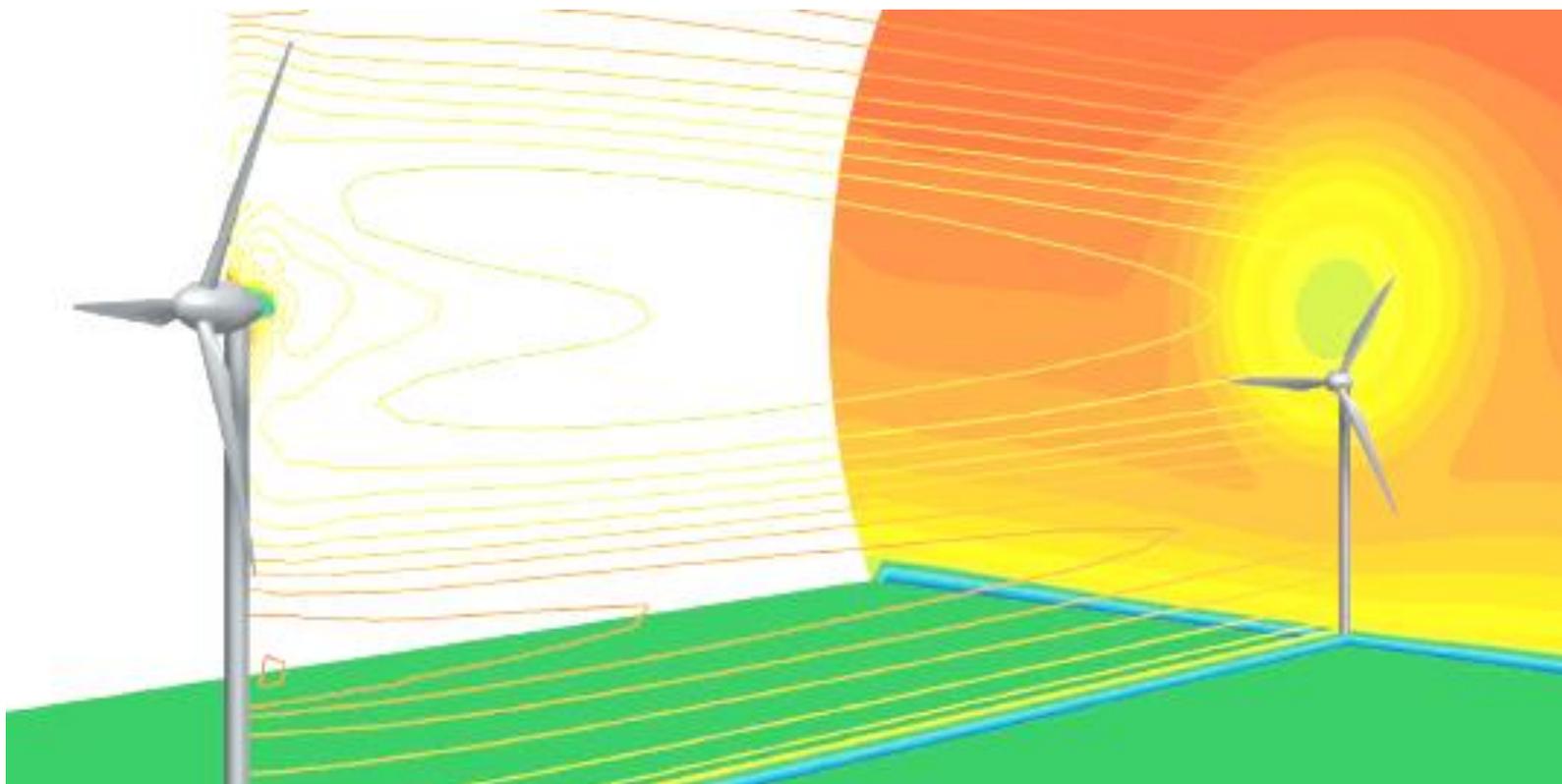
Fabio Calcarella

TOZZIgreen

Via Brigata Ebraica, 50 - 48123 Mezzano (RA)
Tel. +39 0544 525311 - Fax +39 0544 525319
pec: tozzi.re@legalmail.it - www.tozziholding.com

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
16 febbraio 2018	Prima emissione	STC	FC	TOZZI GREEN S.p.a.

Valutazione Risorsa Eolica e Analisi di Producibilità



Parco Eolico San Pancrazio Torre Vecchia

ELABORATO DA	APPROVATO DA	DATA	REVISIONE
Sara Gardini	Franco Salcone	28/02/2018	00

Indice

1. Generale	2
2. Descrizione del sito	3
3. Progetto Parco Eolico	4
3.1. Layout	4
3.2. Caratteristiche aerogeneratore	5
4. DATI DI VENTO	8
4.1. Strumenti utilizzati	8
4.2. Analisi Anemologica	9
4.3. Stazione 0118_GUAGNANO_50m - Risultati misure	11
5. Il modello	13
5.1. Definizione del modello di flusso	13
5.2. Modello di scia e calcolo dell'energia prodotta	15
5.3. Densità dell'aria	15
6. Stima della producibilità del Parco Eolico	16
7. Analisi incertezze	17
8. Conclusioni	18

1. GENERALE

Società: TOZZI GREEN S.p.A.

Luogo:

Sito: San Pancrazio Torre Vecchia
Provincia: Brindisi (BR)
Regione: Puglia
Coordinate di riferimento UTM WGS84 Fuso 33: Est min 735788 Nord min 4474550
Est max 738969 Nord max 4476468

Progetto Parco Eolico:

Numero aerogeneratori: 10
Costruttore aerogeneratori: Vestas
Tipo aerogeneratore: V-136 (3.45 MW)
Altezza mozzo: 132,0 m
Diametro rotore: 136,0 m
Potenza totale nominale Parco Eolico: 34,5 MW

2. DESCRIZIONE DEL SITO

L'area interessata alla realizzazione dell'impianto è sita nel comune di San Pancrazio Salentino in provincia di Brindisi (BR), in località Torre Vecchia. L'area di interesse è una zona quasi piana di altitudine media di 60m s.l.m. e risulta caratterizzata in parte da oliveti, in parte da vigneti ed in misura minore da aree a seminativo

Si possono, poi, evidenziare le seguenti caratteristiche per il sito analizzato:

- Il profilo del terreno è totalmente pianeggiante
- la vegetazione è rappresentata in gran parte da oliveti con alberi di altezza 5-7 m
- il sito risulta molto aperto dal punto di vista dell'esposizione, da tutti i versanti;

L'impianto si estende per circa 3,2 Km lineari con orientamento Sud/Ovest - Nord/Est.

L'altezza delle posizioni interessate all'installazione degli aerogeneratori varia fra 57 e 63 m s.l.m.

La mappa digitale necessaria alla modellazione del flusso del vento copre un'area di 10 Km² e comprende una dettagliata caratterizzazione della rugosità e dell'orografia del terreno.

L'analisi anemologica del sito è stata effettuata utilizzando i dati di una stazione anemometrica storica limitrofa all'area interessata alla realizzazione dell'impianto.

La suddetta stazione (denominata **0118_GUAGNANO**) è un tubolare di altezza 50m, dotata di sensori di velocità a 50m, 40m e 20m, con banderuole di direzione alle quote di 50m e 20m. La stazione anemometrica è anche corredata di sensore di temperatura, per una migliore stima dei parametri ambientali necessari alla valutazione della potenza dell'impianto eolico. In data 25-02-2012 è stata poi installata una seconda catena di misura ridondante a quella già presente (sensori di velocità a 50m, 40m e 20m e banderuole di direzione alle quote di 50m e 20m).

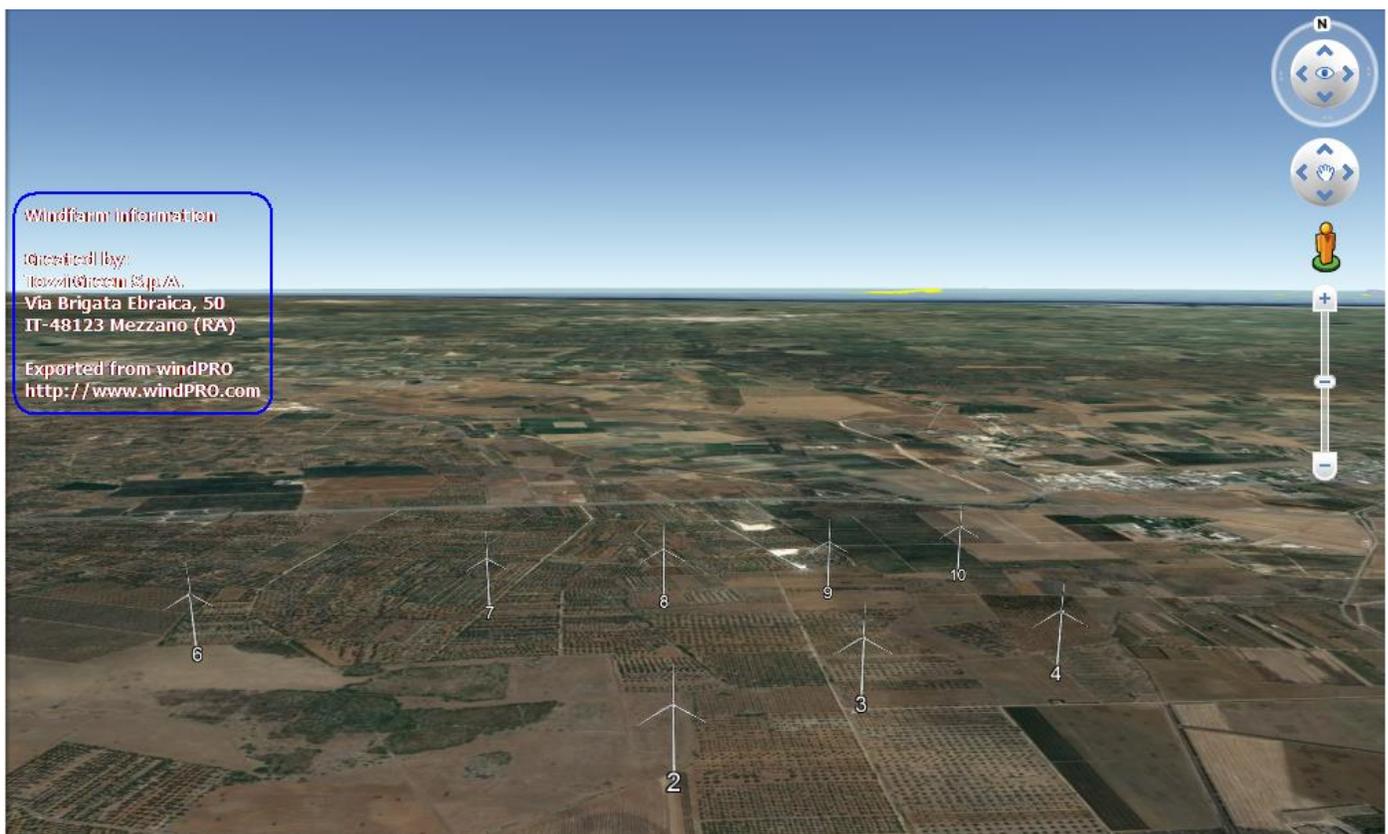
Il periodo di misura dei dati del vento utilizzati per il calcolo della resa energetica del parco eolico copre un arco di tempo pari a 78 mesi.

3. PROGETTO PARCO EOLICO

3.1. Layout

Il layout ipotizzato è costituito da 10 aerogeneratori caratterizzati da una potenza nominale di 3450 kW cadauno (per le stime è stata ipotizzata l'installazione di aerogeneratori VESTAS V-136), per una potenza nominale totale installata di 34,5 MW.

Il rendering seguente da una visualizzazione intuitiva del layout:



Le coordinate UTM WGS84 Fuso 33 e la quota altimetrica s.l.m. relative ad ognuno dei suddetti aerogeneratori sono:

Aerogeneratore	UTM Est [m]	UTM Nord [m]	Quota s.l.m.[m]
1	735788	4474550	62,71
2	737098	4475152	57,75
3	737458	4475502	56,80
4	737883	4475674	55,21
5	738969	4475502	58,55
6	736022	4475810	60,15
7	736670	4476120	61,80
8	737083	4476213	61,50
9	737495	4476285	61,93
10	737861	4476468	59,39

3.2. *Caratteristiche aerogeneratore*

Ai fini del calcolo della producibilità annua del parco eolico è necessario che la potenza in uscita ed il coefficiente di spinta dell'aerogeneratore siano funzione della velocità media del vento ogni 10 minuti.

Le specifiche tecniche dell'aerogeneratore V-136 sono riportate nella scheda sottostante:

V136-3.45 MW[®]

IEC IIB/IEC IIIA

Facts & figures



POWER REGULATION Pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

Rated power	3,450 kW
Cut-in wind speed	3 m/s
Cut-out wind speed	22.5 m/s
Re cut-in wind speed	20 m/s
Wind class	IEC IIB/IEC IIIA
Standard operating temperature range from -20°C* to +45°C with de-rating above 30°C	

*subject to different temperature options

SOUND POWER

Maximum	105.5 dB(A)*
---------	--------------

*Sound Optimised Modes dependent on site and country

ROTOR

Rotor diameter	136 m
Swept area	14,527 m ²
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency	50/60 Hz
Converter	full scale

GEARBOX

Type	two planetary stages and one helical stage
------	--

TOWER

Hub heights 82 m (IEC IIB/IEC IIIA), 105 m (IEC IIIA), 112 m (IEC IIB/IEC IIIA), 132 m (IEC IIB/IEC IIIA/ DIBt2), 142 m (IEC IIIA), 149 m (DIBtS), and 166 m (DIBtS)

NACELLE DIMENSIONS

Height for transport	3.4 m
Height installed (incl. CoolerTop*)	6.9 m
Length	12.8 m
Width	4.2 m

HUB DIMENSIONS

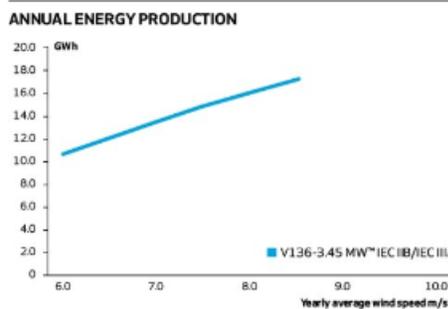
Max. transport height	3.8 m
Max. transport width	3.8 m
Max. transport length	5.5 m

BLADE DIMENSIONS

Length	66.7 m
Max. chord	4.1 m

Max. weight per unit for transportation 70 metric tonnes

- TURBINE OPTIONS**
- High Wind Operation
 - Power Optimised Mode up to 3.6 MW (site specific)
 - Load Optimised Modes down to 3.0 MW
 - Condition Monitoring System
 - Service Personnel Lift
 - Vestas Ice Detection
 - Vestas De-Icing
 - Low Temperature Operation to -30°C
 - Fire Suppression
 - Shadow detection
 - Increased Cut-In
 - Aviation Lights
 - Aviation Markings on the Blades
 - Vestas IntelliLight™



In particolare, nel nostro caso, le grandezze necessarie alla valutazione della producibilità sono:

Diametro rotore[m]	136
Altezza mozzo [m]	132

Velocità vento di cut-in [m/s]	3,0
Velocità vento nominale [m/s]	11,5
Velocità vento di cut-out[m/s]	22,5

I valori della potenza in uscita e del coefficiente di spinta garantiti dal costruttore in funzione della velocità media del vento all'altezza del mozzo e per una densità dell'aria pari a 1,225 Kg/m³ sono i seguenti:

Velocità del vento [m/s]	Potenza [kW]	Ct	Velocità del vento [m/s]	Potenza [kW]	Ct
3,5	127	0,842	15	3.450,00	0,148
4	224	0,832	15,5	3.450,00	0,134
4,5	339	0,843	16	3.450,00	0,122
5	480	0,837	16,5	3.450,00	0,112
5,5	651	0,832	17	3.450,00	0,102
6	857	0,826	17,5	3.450,00	0,094
6,5	1.099,00	0,819	18	3.450,00	0,087
7	1.382,00	0,811	18,5	3.450,00	0,081
7,5	1.705,00	0,803	19	3.450,00	0,075
8	2.067,00	0,794	19,5	3.450,00	0,069
8,5	2.460,00	0,775	20	3.450,00	0,065
9	2.849,00	0,727	20,5	3.450,00	0,061
9,5	3.174,00	0,653	21	3.450,00	0,057
10	3.369,00	0,565	21,5	3.450,00	0,054
10,5	3.434,00	0,476	22	3.450,00	0,051
11	3.449,00	0,402	22,5	3.450,00	0,048
11,5	3.450,00	0,343			
12	3.450,00	0,297			
12,5	3.450,00	0,26			
13	3.450,00	0,229			
13,5	3.450,00	0,205			
14	3.450,00	0,183			

Poiché la potenza estraibile da un flusso eolico è direttamente proporzionale alla densità dell'aria, nel caso in cui essa, nelle aree relative al sito in questione, si scosti dal suddetto valore standard è necessario correggere le curve di potenza e del coefficiente di spinta in riferimento alla densità realmente rilevata.

4. DATI DI VENTO

4.1. Strumenti utilizzati

I dati rilevati dalla strumentazione necessaria all'individuazione delle potenzialità anemologiche di un sito, possono ritenersi rappresentativi di tutta l'area interessata alla realizzazione dell'impianto, se tale strumentazione è a considerevole distanza da ostacoli o irregolarità territoriali che modificano il flusso indisturbato della vena fluida.

Relativamente al parco eolico in oggetto è stata condotta una campagna anemologica attraverso una torre anemometrica posizionata in area limitrofa all'area di layout (12km a Nord/Nord-Est). La ventosità rilevata nel punto di installazione della stazione di misura risulta, quindi, essere perfettamente rappresentativa dell'area di interesse, data la perfetta analogia in termini di orografia, rugosità ed esposizione ai venti predominanti.

Le coordinate metriche UTM WGS84 Fuso 33, la quota e il periodo di rilevazione della postazione anemometrica sono:

Coordinate UTM WGS84 Fuso 33					
ID anemometro	H torre s.l.s.	Est [m]	Nord [m]	Quota [m]	Periodo misura
0118_GUAGNANO	50m	749.992	4.480.126	40,0	07/01/2010-27/06/2016

La stazione è costituita da un sostegno tubolare di altezza 50m, ancorato al suolo mediante stralli ed è dotata di sensori per la misura delle velocità del vento posizionati su mensole poste a 50m, 40m e 20m dal suolo e di sensori per la misura della direzione a 50m e 20m. La stazione anemometrica è anche corredata di sensore di temperatura, per una migliore stima dei parametri ambientali necessari alla valutazione della potenza dell'impianto eolico.

I sensori di velocità e direzione sono calibrati e rispettivamente di tipo NRG #40C e NRG #200P. Il certificato di calibrazione è accluso alla documentazione che certifica l'installazione della stazione. Il sensore di temperatura è invece del tipo NRG 110P.

Il sistema di acquisizione dati utilizzato, alloggiato alla base torre, è costituito da data – logger NRG SYMPHONIE: esso campiona i valori di velocità e direzione ogni 2 secondi e registra su memoria statica i

valori medi di velocità e direzione ogni 10 minuti. Per tale intervallo registra anche il valore massimo ed il valore minimo di velocità e la deviazione standard di velocità e direzione.

In data 25-02-2012 è stata aggiunta una catena di misura completa ridondante a quella già presente ed opportunamente orientata rispetto al sostegno (sensori di velocità a 50m, 40m e 20m e banderuole di direzione alle quote di 50m e 20m).

I sensori di velocità e direzione installati dopo l'intervento sono rispettivamente di tipo SWI modello C3 (prodotto da SECONDWIND) e NRG #200P, mentre il sistema di acquisizione dei dati ora presente è un data - logger SECONDWIND NOMAD2, che campiona i valori di velocità e direzione ogni secondo e, come il precedente, registra su memoria statica i valori medi della velocità e direzione ogni 10 minuti. Per tale intervallo registra anch'esso il valore massimo e il valore minimo di velocità e la deviazione standard di velocità e direzione.

4.2. Analisi Anemologica

I dati grezzi così rilevati, ovvero intensità e direzione medie del vento ogni dieci minuti, sono file binari che sono stati successivamente transcodificati in formato testo leggibile.

La transcodificazione del "dato grezzo" proveniente dall'anemometro ed acquisito dal data - logger è stata effettuata adottando la seguente funzione di trasferimento, così come indicato nel relativo certificato di calibrazione di ogni sensore di velocità:

$$\text{Velocità del vento [m/s]} = a * f \text{ [Hz]} + b$$

dove:

f indica il segnale proveniente dall'anemometro espresso in Hz

a valore di "slope" espresso in (m/s)/Hz

b valore di "offset" espresso in m/s

Luogo Stazione Anemometrica	Cod. Stazione	Periodo di utilizzo	Cod. Sensore	Altezza	Slope [(m/s)/Hz]	Offset [m/s]
GUAGNANO	0118	dal 07/01/2010 (ancora in funzione)	124999	50m	0,758	0,36
		dal 25/02/2012 (ancora in funzione)	09-7570	49,8m	0,77369	0,297
		dal 07/01/2010 (ancora in funzione)	44010	40m	0,763	0,34
		dal 25/02/2012 (ancora in funzione)	09-7573	39,4m	0,77498	0,287
		dal 07/01/2010 (ancora in funzione)	113414	20m	0,758	0,33
		dal 25/02/2012 (ancora in funzione)	09-7576	20m	0,77300	0,288

Una volta transcodificati, i dati sono stati “validati”, cioè si è verificato che le misure acquisite non presentassero anomalie dovute a:

- Formazione di ghiaccio;
- Cattivo funzionamento delle apparecchiature;
- Altri eventi di tipo meteorologico.

Tutte le registrazioni anomale sono state esaminate e idoneamente contrassegnate per evitare la loro futura analisi.

In particolare, durante la fase di validazione dei dati sono stati effettuati gli interventi di eliminazione dati per quei periodi di guasti dei sensori. Altre eliminazioni sono state effettuate in corrispondenza di periodi di tempo invernali in cui i sensori rimanevano fermi per lunghi periodi tali da ipotizzare formazioni di ghiaccio e conseguente loro blocco. Tali interventi di eliminazione dati sono stati effettuati anche sulla base dell’analisi degli andamenti della temperatura acquisita dal data – logger che ha permesso di evidenziare una climatologia del sito di San Pancrazio.

Dopo un’attenta valutazione dei dati, si è riscontrata una disponibilità pressoché totale del dato rispetto al periodo di acquisizione.

4.3. Stazione 0118_GUAGNANO_50m - Risultati misure

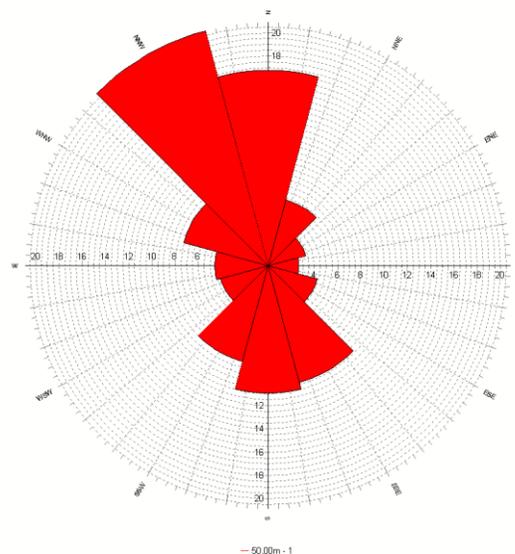
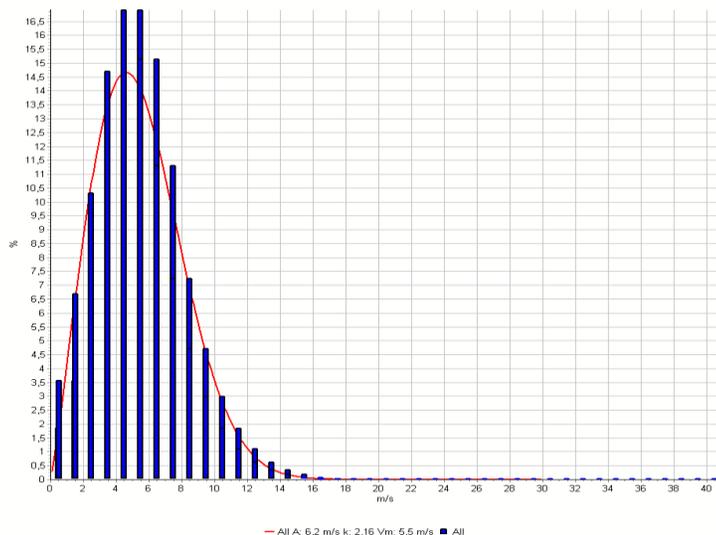
I dati anemometrici disponibili per la valutazione della produzione attesa per l'impianto eolico di San Pancrazio, sono quelli ottenuti dal processo di validazione dei dati rilevati a 50m dal suolo dalla stazione anemometrica 0118_GUAGNANO.

I risultati ottenuti dall'elaborazione dei dati sono sinteticamente riportati nella seguente tabella:

Stazione anemometrica	H anemometro [m]	Periodo di rilevazione [mesi]	Parametri della distribuzione di Weibull		
			Velocità media U [m/s]	A [m/s]	k
0118_GUAGNANO	50	78	6,080	6,866	2,1549

Per l'intensità della velocità del vento vengono riportati sia l'andamento dei valori dei coefficienti di scala e di forma della funzione di Weibull (funzione densità di probabilità) che approssima la distribuzione di frequenza misurata, sia una tabella del coefficiente di forma, della velocità media, del coefficiente di scala e la relativa frequenza per ognuno dei 12 settori di direzione considerati.

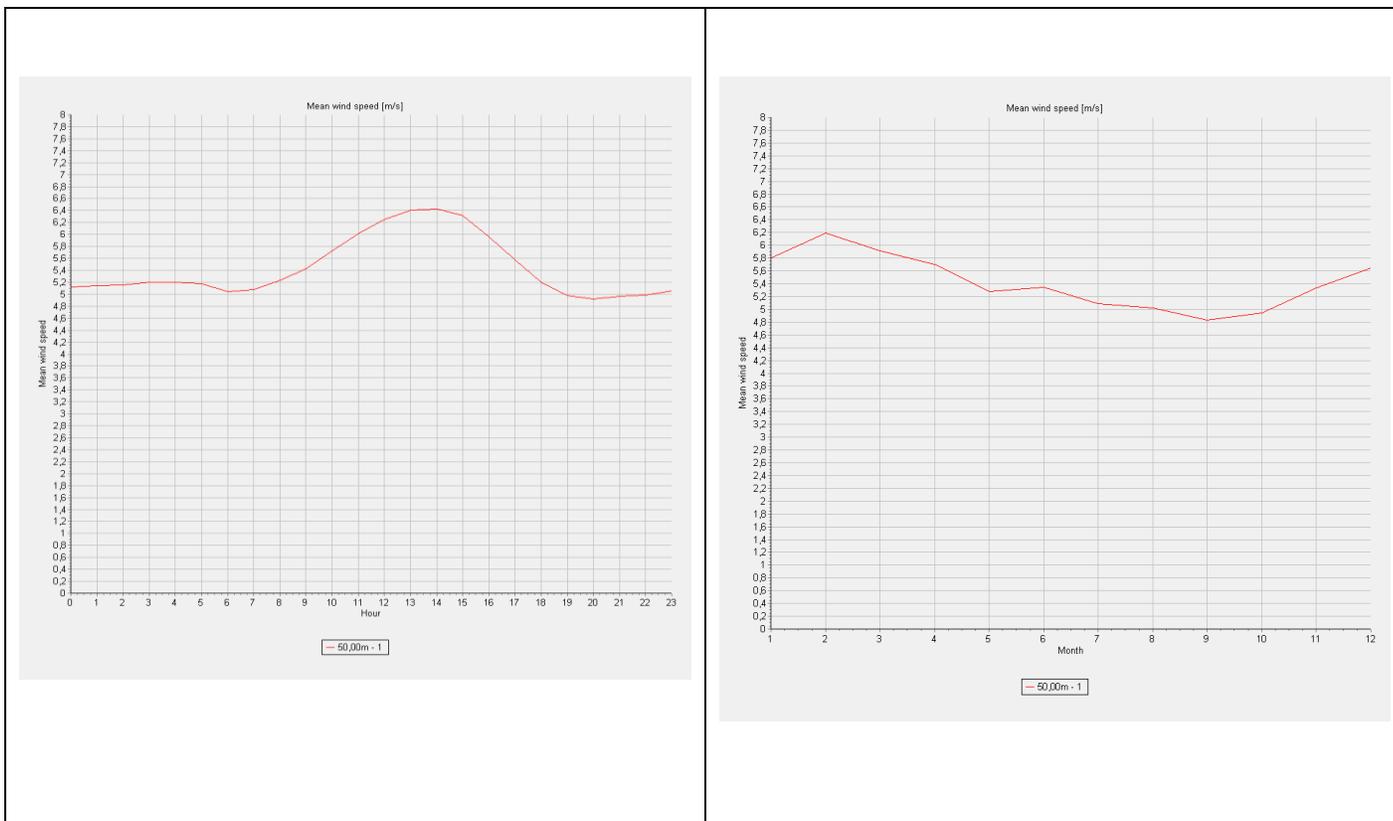
0118_GUAGNANO_50m



Sector	Mean	0-N	1-NNE	2-ENE	3-E	4-ESE	5-SSE	6-S	7-SSW	8-WSW	9-W	10-WNW	11-NNW
A parameter	6,162	6,587	5,103	4,24	4,068	5,405	6,626	6,449	5,871	5,319	5,286	5,565	7,114
k parameter	2,1572	2,4403	1,9213	2,1945	2,0343	2,1161	1,9485	2,0331	2,2108	1,9375	2,6479	2,8004	2,5636
frequency	100	16,762	5,842	3,344	2,639	4,38	10,361	10,941	8,492	4,226	4,589	7,544	20,88
Mean wind speed	5,457	5,841	4,526	3,755	3,604	4,787	5,876	5,714	5,2	4,717	4,697	4,956	6,316

Nella figura sottostanti vengono riportati rispettivamente gli andamenti giornalieri e mensili della velocità media del vento riferiti alla stazione in questione:

0118_GUAGNANO_50m



5. IL MODELLO

5.1. Definizione del modello di flusso

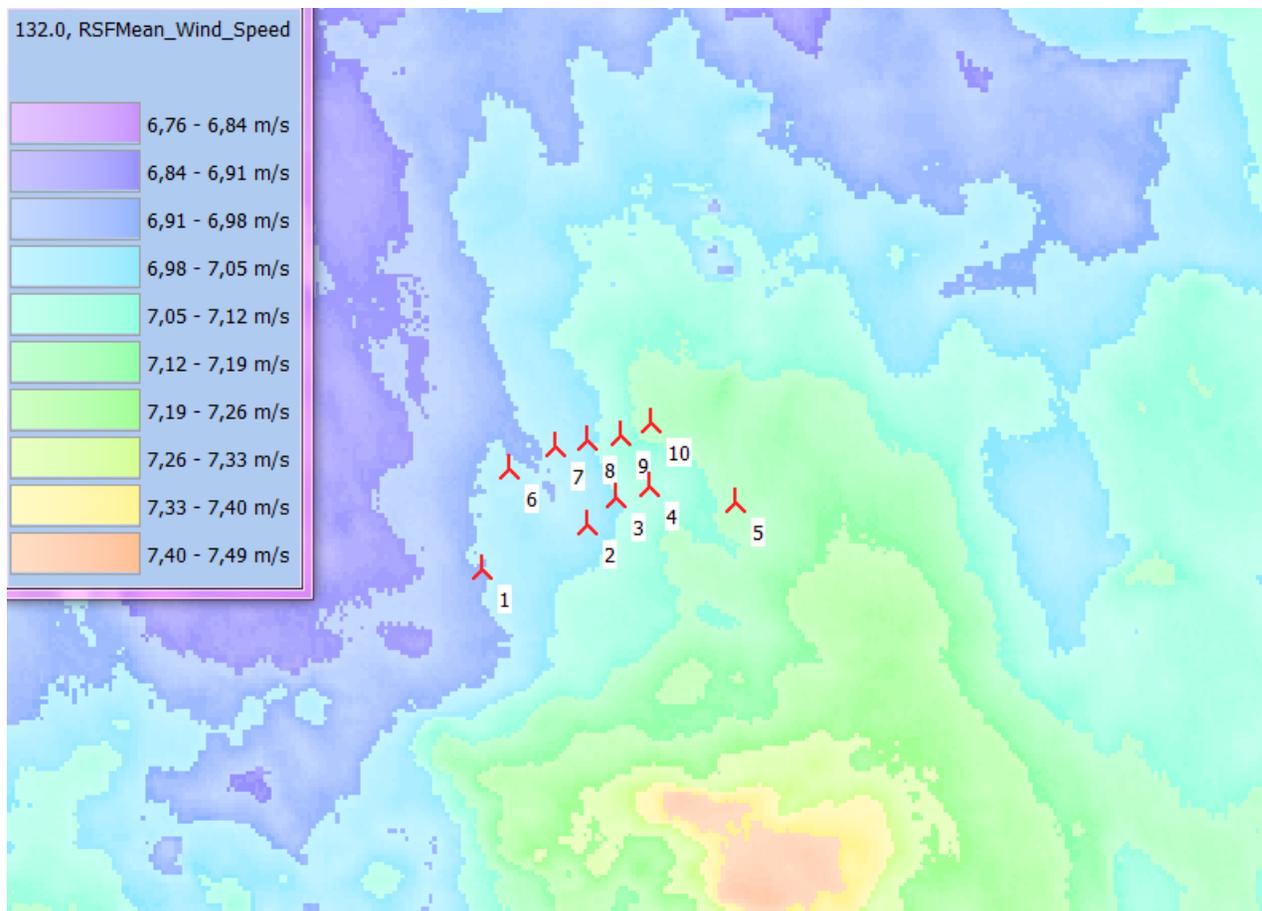
Per una corretta valutazione della producibilità del parco eolico in oggetto, i dati di vento misurati devono essere riportati all'altezza del mozzo e alle posizioni degli aerogeneratori previsti. Tale operazione viene effettuata tramite i programmi "WindPRO" di EMD International, versione 3.1 e "Wind Atlas and Applications Program"(Wasp) del Risø National laboratori, Roskilde, Danimarca, versione 10.2.

Il programma utilizza i dati anemologici misurati, le informazioni di rugosità superficiale e di orografia in ingresso nel punto di misura per determinare il vento geostrofico (vento indisturbato in quota, in assenza delle azioni di attrito esercitate dalla superficie terrestre sulla vena fluida) per una superficie di diversi kmq di estensione. Riportando tali dati di vento estrapolati in prossimità della superficie tridimensionale rappresentante il territorio d'interesse, il programma valuta i parametri statistici della distribuzione di frequenza della velocità e della direzione in punti arbitrari di tale superficie tenendo conto della sua natura

orografica, della rugosità del terreno e dell'eventuale presenza di ostacoli al flusso del vento. Il campo di velocità fornito è tridimensionale e ciò consente di disporre della velocità media del vento a varie altezze dal suolo, compresa l'altezza mozzo dell'aerogeneratore considerato, come precedentemente sottolineato. I dati in ingresso che devono essere forniti sono quindi:

- Descrizione dettagliata del terreno (rugosità ed orografia) sottoforma di mappa digitalizzata che copra un'area di almeno 10 Km² intorno al parco eolico;
- Dati del vento misurati: in particolare sono stati utilizzati **i dati a 50 m dal suolo della stazione anemometrica 0118_GUAGNANO.**

Nella figura sottostante vengono riportati i valori calcolati della velocità media all'altezza del mozzo sulla mappa digitalizzata rappresentante le aree d'interesse:



In tal modo è possibile ottenere la probabile distribuzione di frequenza della velocità e della direzione del vento all'altezza del mozzo per ciascuna posizione degli aerogeneratori previsti.

5.2. Modello di scia e calcolo dell'energia prodotta

Gli effetti di scia provocati dalla reciproca schermatura tra le singole turbine eoliche sono calcolati mediante il modello bidimensionale PARK (N.O. Jensen EMD 2005). Gli elementi su cui il modello si basa per determinare la diminuzione del valore della velocità della vena fluida a valle dell'aerogeneratore rispetto al flusso indisturbato a monte di essa sono:

- Distribuzione di frequenza della velocità e della direzione del vento all'altezza del mozzo nelle posizioni previste per ciascun aerogeneratore;
- Layout parco eolico;
- Diametro rotore;
- Curva del coefficiente di spinta per il tipo di aerogeneratore impiegato.

Tale modello è implementato all'interno del codice di calcolo Wind Pro che utilizziamo per il calcolo della producibilità. La costante di decadimento è impostata sul valore standard di 0.075 per tutti i settori di direzione.

Il risultato del modello di scia è la distribuzione di frequenza della velocità e della direzione del vento all'altezza del mozzo nelle posizioni previste per ciascun aerogeneratore comprensiva degli effetti di scia.

Conseguentemente utilizzando tale distribuzione e la curva di potenza dell'aerogeneratore, il codice è in grado di valutare la reale produzione energetica del parco eolico.

Dal rapporto fra l'energia prodotta considerando gli effetti di scia e l'energia prodotta trascurando tali effetti è possibile stimare il rendimento del parco eolico e quindi la validità del layout ipotizzato.

5.3. Densità dell'aria

WindPRO possiede in database le misure di temperatura, pressione e densità per alcune stazioni storiche vicine alle aree interessate alla realizzazione dell'impianto.

Partendo dai dati relativi alla stazione di Brindisi (distante 26 Km, a 10m s.l.s, $T_{media}=16,8$ °C e $Densità_{media}=1,216$ Kg/m³) il codice, in funzione della quota altimetrica, calcola il corretto valor medio

annuo della densità dell'aria ad altezza mozzo per ogni singola posizione degli aerogeneratori considerati. La densità dell'aria così calcolata varia fra 1,195 e 1,196 Kg/m³.

Per l'aerogeneratore VESTAS V-136 si disponeva della curva di potenza riferita ad un valore della densità dell'aria standard pari a 1,225 Kg/m³. Poiché la densità media dell'aria nel sito in questione si discosta dal suddetto valore, la curva di potenza è stata corretta in riferimento alla densità realmente rilevata, secondo la metodologia descritta dallo Standard IEC 61400-12.

6. STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ DEL PARCO EOLICO

Vengono qui di seguito riportati i risultati ottenuti utilizzando il codice di calcolo WindPRO per il parco eolico di San Pancrazio.

Nella tabella sottostante vengono indicate per ogni singolo aerogeneratore la producibilità annua al netto delle perdite di scia e le perdite per effetto scia.

Aerogeneratore	UTM Est [m]	UTM Nord [m]	Quota s.l.m.[m]	Net AEP [MWh]	Wake loss [%]
1	735788	4474550	60	13.119,52	1,718
2	737103	4475152	60	12.511,75	7,4204
3	737458	4475502	57,5	12.104,33	11,1233
4	737883	4475674	52,8	12.305,55	10,4122
5	738969	4475502	58,2	13.619,83	2,3314
6	736092	4475826	60	13.153,82	1,8967
7	736670	4476120	60	12.910,14	3,7389
8	737083	4476213	60	12.781,91	5,7999
9	737495	4476285	60	12.808,50	6,9264
10	737866	4476468	59	13.241,29	4,9951

Nella tabella sottostante è indicata la produzione energetica annua al netto delle perdite per effetto scia ed il conseguente rendimento dell'impianto.

	Totale
Produzione annua netta [MWh]	128.556,66
Perdite per effetto scia [%]	5,64
Rendimento parco eolico [%]	94,36

Va ricordato che nei calcoli effettuati non sono incluse le seguenti perdite sistematiche:

- perdite elettriche di rete e di trasformazione (3%)
- perdite dovute alla disponibilità degli aerogeneratori (3%)
- perdite dovute alla presenza di terra, ghiaccio sulle pale e degradazione superficie pale (2%)
- altre perdite (1%)

Prendendo in considerazione tali perdite la produzione annua attesa risulta:

	Totale
Perdite [%]	9,00
Produzione annua attesa [MWh]	116.987
Potenza nominale totale [MW]	34,5
Ore anno funzionamento V-136 [ore/anno]	3.391

7. ANALISI INCERTEZZE

La valutazione della producibilità annua dell'impianto, indipendentemente dalla precisione dei dati in input e dalla modellazione effettuata, contengono incertezze di carattere tecnico, metodologico e climatologico.

Tali incertezze sono legate:

1. alle misure anemometriche
2. all'eventuale valutazione dei dati del vento di lungo periodo tramite correlazione
3. alla variabilità della media annuale
4. alla variabilità della media annuale in relazione al periodo di misura
5. alla definizione della curva di potenza
6. alla definizione del modello di flusso soprattutto in riferimento all'estrapolazione verticale del vento

7. alla definizione delle perdite sistematiche sopraelencate.

Con il termine incertezza di un parametro s'intende lo scarto quadratico medio della distribuzione statistica del parametro considerato. Questo deve essere convertito in incertezza di produzione tramite il fattore di sensibilità. Sommando quadraticamente tutte le incertezze di produzione è possibile calcolare lo scarto quadratico medio della distribuzione statistica della produzione annua (incertezza totale).

Facendo riferimento al precedente elenco dei parametri d'incertezza e tenendo in considerazione una riduzione del grado di incertezza associata alla valutazione della velocità di lungo periodo effettuata, otteniamo:

	Par. 1	Par. 2	Par. 3	Par. 4	Par. 5	Par. 6
Incetezza parametro[%]	4,00	6,00	2,00	3,00	3,00	50,00
Incetezza produzione [%]	8,10	12,2	4,10	3,00	6,10	2,60
Incetezza totale [%]	≈ 16,3%					

8. CONCLUSIONI

La presente relazione riporta i risultati dell'analisi e validazione dei dati di vento per il sito di San Pancrazio.

Con i risultati ottenuti si è proceduto a valutare la produzione attesa annua sulla base del layout e del tipo di aerogeneratore ipotizzati.

Tale stima di produzione annua netta rappresenta la $P_{50\%}$, ossia il valor medio della distribuzione statistica della produzione annua. Lo scarto quadratico medio di tale distribuzione è dato dal valore dell'incertezza totale calcolato al precedente paragrafo.

Sulla base di semplici considerazioni di carattere statistico siamo in grado di valutare il valore di $P_{75\%}$, vale a dire la produzione attesa che presenta una probabilità del 75% di essere superata nel corso dell'anno.

Viene di seguito riportata la tabella riepilogativa indicante per ogni singolo aerogeneratore la producibilità al netto delle perdite per effetto scia e la $P_{75\%}$ al netto delle perdite sistematiche e dei parametri di incertezza sopraelencati:

San Pancrazio – Torre Vecchia				
ID	Perdite [%]	Producibilità netta [MWh/anno]	P _{75%}	
			[MWh/anno]	Ore/anno
1	1,718	13.119,52	10.615,47	3.076,95
2	7,4204	12.511,75	10.123,70	2.934,41
3	11,1233	12.104,33	9.794,05	2.838,85
4	10,4122	12.305,55	9.956,86	2.886,05
5	2,3314	13.619,83	11.020,29	3.194,29
6	1,8967	13.153,82	10.643,22	3.084,99
7	3,7389	12.910,14	10.446,06	3.027,84
8	5,7999	12.781,91	10.342,30	2.997,77
9	6,9264	12.808,50	10.363,81	3.004,00
10	4,9951	13.241,29	10.714,00	3.105,51
MEDIA PARCO EOLICO	5,64%			3.015
TOTALE		128.556,66	104.020	