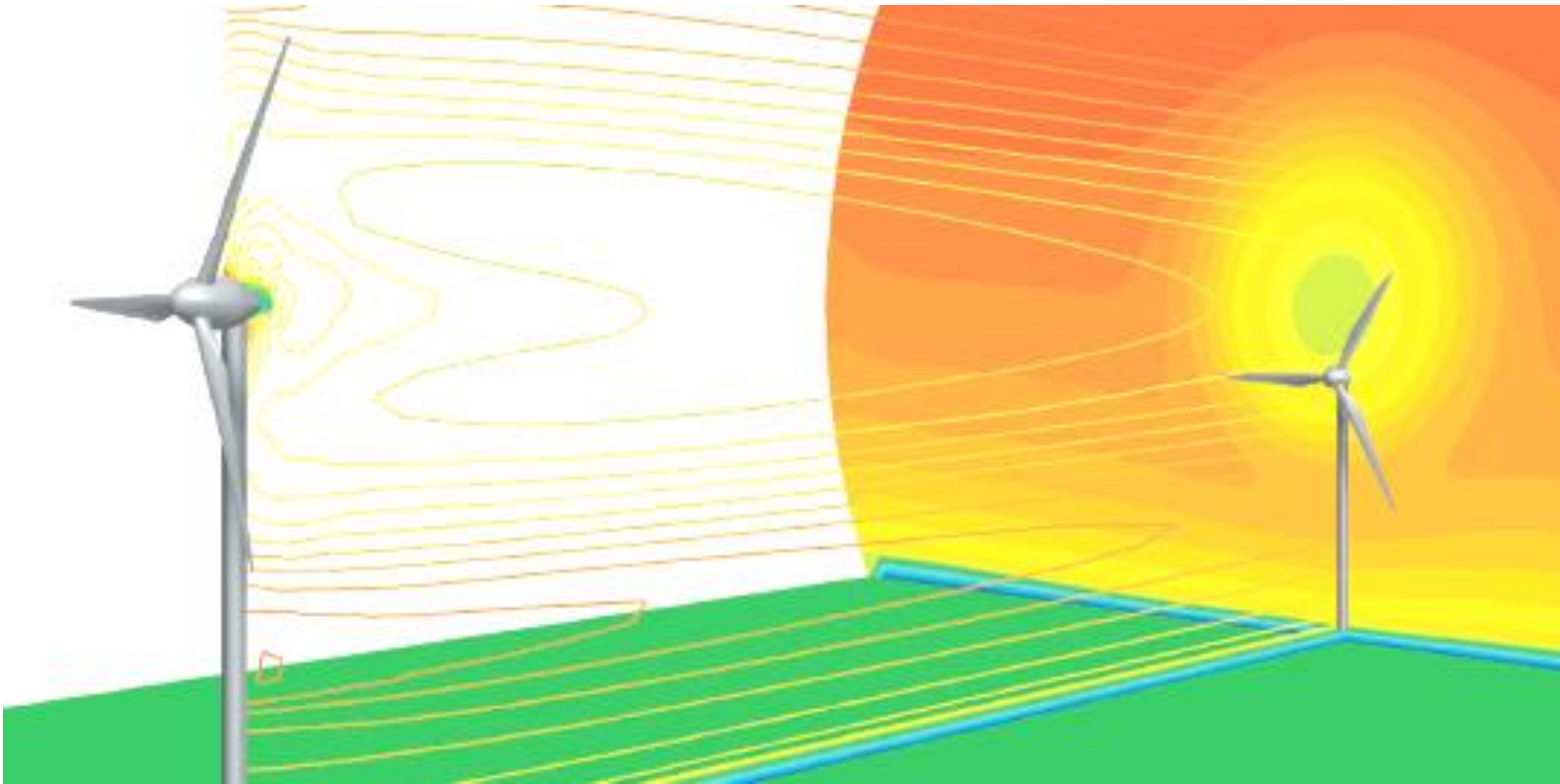


Valutazione Risorsa Eolica e Analisi di Producibilità



Parco Eolico Cerignola _ Borgo Libertà

ELABORATO DA	APPROVATO DA	DATA	REVISIONE
Sara Gardini	Franco Salcone	17/07/2017	00

Coordinamento Tecnico: ing. Massimo CANDEO

Indice

1. Generale	2
2. Descrizione del sito	3
3. Progetto Parco Eolico	6
3.1. Layout	6
3.2. Caratteristiche aerogeneratore	7
4. DATI DI VENTO	10
4.1. Strumenti utilizzati	10
4.2. Analisi Anemologica	11
4.3. Stazione Cerignola_50m - Risultati misure	12
5. Il modello	14
5.1. Definizione del modello di flusso	14
5.2. Modello di scia e calcolo dell'energia prodotta	16
5.3. Densità dell'aria	16
6. Stima della producibilità del Parco Eolico	17
7. Analisi incertezze	18
8. Conclusioni	19

1. GENERALE

Società: TOZZI GREEN S.P.A.

Luogo:

Sito: Cerignola
Provincia: Foggia (FG)
Regione: Puglia
Coordinate di riferimento UTM WGS84 Fuso 33: Est min 558473 Nord min 4556219
Est max 562762 Nord max 4558596

Progetto Parco Eolico:

Numero aerogeneratori: 12
Costruttore aerogeneratori: GE General Electric
Tipo aerogeneratore: GE-130 (3.40 MW)
Altezza mozzo: 130,0 m
Diametro rotore: 110,0 m
Potenza totale nominale Parco Eolico: 40,8 MW

2. DESCRIZIONE DEL SITO

L'area interessata alla realizzazione dell'impianto è sita nel comune di Cerignola (FG), in località Borgo Libertà.

L'area di interesse è una zona quasi piana di altitudine media di 250m s.l.m. e risulta caratterizzata in parte da vegetazione latifoglie a basso fusto ed in parte da coltivazioni di grano ed avena. Si possono evidenziare le seguenti caratteristiche per il sito analizzato:

- la vegetazione è relativamente scarsa, specie in prossimità dei terreni interessati all'installazione degli aerogeneratori;
- il profilo del terreno è dolce, essendo totalmente assente la componente rocciosa;

Di seguito alcune immagini dell'area.





L'impianto si estende per circa 4,5 Km lineari con orientamento Sud-Ovest / Nord-Est.

L'altezza delle posizioni interessate all'installazione degli aerogeneratori varia fra 220 e 280 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.

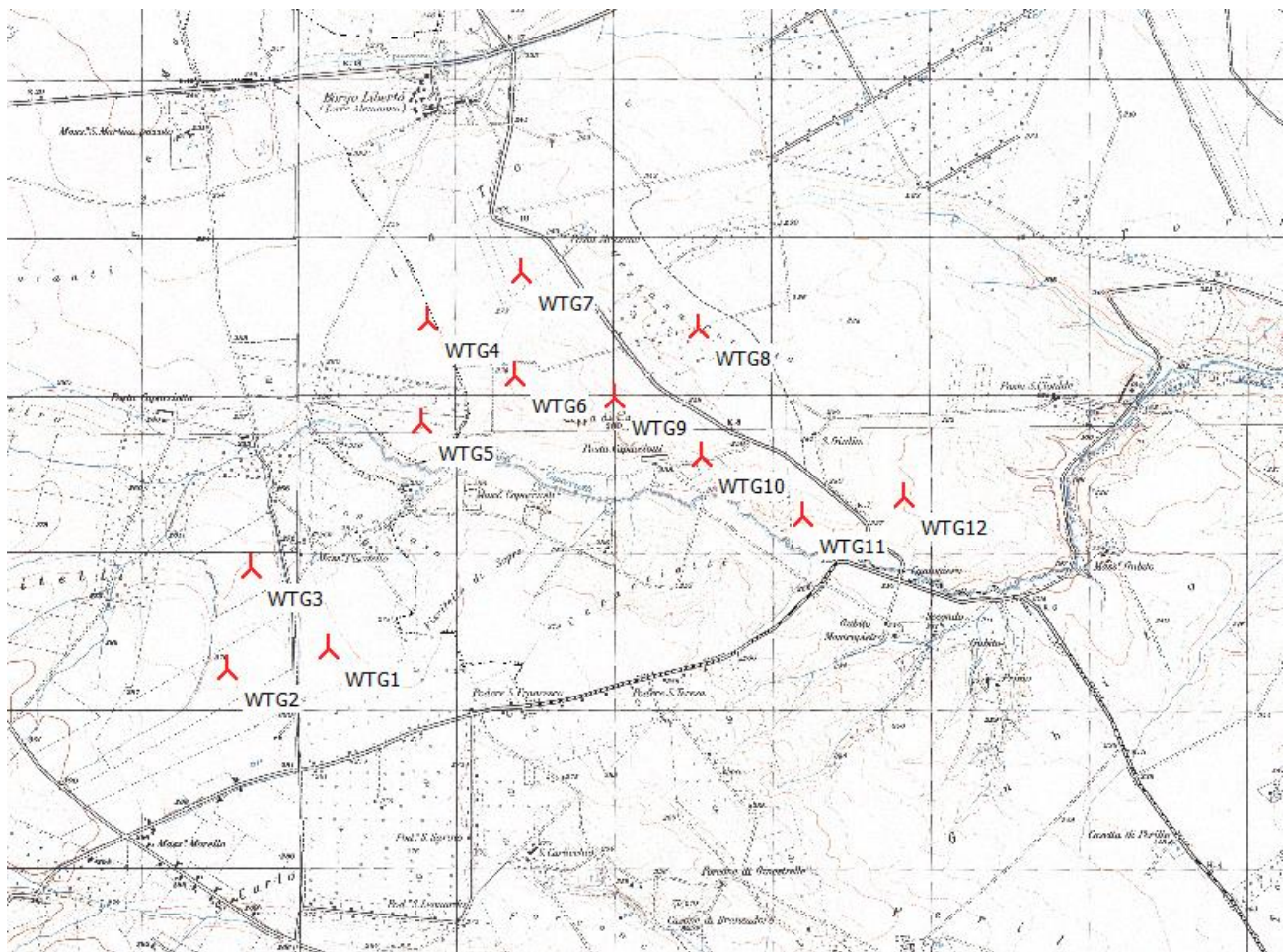
La suddetta stazione anemometrica (denominata 0131_CERIGNOLA) è un tubolare di altezza 50m, dotata di sensori di velocità a 50m, 40m e 20m, con banderuola di direzione alle quote di 50m e 20m. Il periodo di misura dei dati del vento utilizzati per il calcolo della resa energetica del parco eolico copre un arco di tempo pari a 83 mesi.

3. PROGETTO PARCO EOLICO

3.1. Layout

Il layout ipotizzato è costituito da 12 aerogeneratori caratterizzati da una potenza nominale di 3400 kW cadauno (per le stime è stata ipotizzata l'installazione di aerogeneratori GENERAL ELECTRIC GE-130), per una potenza nominale totale installata di 40,8 MW.

La figura 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]
----------------	-------------	--------------	-----------------

WTG1	559120	4556219	273,2
WTG2	558473	4556087	278
WTG3	558623	4556726	270
WTG4	559751	4558299	264,7
WTG5	559710	4557647	256,3
WTG6	560292	4557941	276,2
WTG7	560337	4558596	270
WTG8	561453	4558244	245,3
WTG9	560932	4557803	270
WTG10	561474	4557438	245,3
WTG11	562114	4557060	230,3
WTG12	562762	4557171	222,7

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 GE-130 sono riportate nella scheda sottostante:

3 Technical Data for the 3.2/3.4-130

Turbine	3.2/3.4-130
Rated output [MW]	3.23/3.43
Rotor diameter [m]	130
Number of blades	3
Swept area [m ²]	13273
Rotational direction (viewed from an upwind location)	Clockwise
Maximum speed of the blade tips [m/s]	82.4
Orientation	Upwind
Speed regulation	Pitch control
Aerodynamic brake	Full feathering
Color of outer components	RAL 7035 (light grey)
Reflection degree/Gloss degree Steel tower	30 - 60 units measured at 60 ° per ISO 2813
Reflection degree/Gloss degree Rotor blades, Nacelle, Hub	60 - 80 Gloss Units measured at 60 ° as per ISO 2813
Reflection degree/gloss degree Hybrid Tower	15-30 Gloss Units measured at 60 ° per ISO 2813

Table 1: Technical data 3.2/3.4-130 wind turbine

Turbine	3.2/3.4-130
Hub height	85 m tubular steel tower 110 m tubular steel tower 134 m hybrid tower ^{1, 2} 164.5 m hybrid tower ^{1, 2}
Wind turbine design standard	IEC 61400-1, Ed. 3 and DIBt 2012 WZ 2 * only DIBt 2012 WZ 2
Height above sea level	Maximum 1000 m with the maximum standard operational temperature of +40 °C. Above 1000 m, the maximum operational temperature is reduced per DIN IEC 60034 1 (e.g., maximum operational temperature reduced to +30 °C at 2000 m). For installations above 1000 m isolation distances of medium voltage terminals must also be re-evaluated.
Standard Weather Option (STW)	Full power operation from -15°C to +35°C, resp. 5°F to +95°F; de-rate to reach +40°C Survival temperature of -20°C to +50°C, resp. -4°F to +122°F without the grid. Survival means: turbine not in operation including the heat transfer system due to lack of energy supply by the grid.
Cold Weather Option (CW)	Full power operation from -30°C to +35°C resp. -22°F to +95°F. Survive extreme temperature of -40°C to +50°C, resp. -40°F to +122°F without the grid. Survive means: turbine not in operation including the heat transfer system due to lack of energy supply by the grid.
Wind conditions according to IEC 61400 1 (ed. 3) for the standard temperature range	IEC IIIa: 7.5 m/s (3.2-130) IEC IIb: 8.5 m/s (3.2/3.4-130) DIBt WZ 2: 7.8 m/s (134m HH) DIBt WZ 2: 8 m/s (164.5m HH)
Maximum extreme gust (10 min) according to IEC 61400 1 (ed. 3) for the standard temperature range	IEC IIIa: 37.5 m/s (3.2-130) IEC IIb: 42.5 m/s (3.2/3.4-130) DIBt WZ 2: 39.4 m/s (134m HH) DIBt WZ 2: 40.2 m/s (164.5m HH)
Wind class	IEC IIIa; IEC IIb; DIBt WZ 2

Table 3: Operational limits

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

Diametro rotore[m]	130
Altezza mozzo [m]	115
Velocità vento di cut-in [m/s]	3,0
Velocità vento nominale [m/s]	13,5
Velocità vento di cut-out[m/s]	25,0

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	56	1	14,5	3.430,00	0,19
3,5	128	0,9	15	3.430,00	0,17
4	215	0,87	15,5	3.430,00	0,15
4,5	321	0,85	16	3.430,00	0,14
5	449	0,84	16,5	3.430,00	0,13
5,5	606	0,83	17	3.430,00	0,12
6	791	0,83	17,5	3.430,00	0,11
6,5	1.010,00	0,83	18	3.430,00	0,1
7	1.263,00	0,83	18,5	3.430,00	0,09
7,5	1.547,00	0,82	19	3.430,00	0,09
8	1.863,00	0,79	19,5	3.430,00	0,08
8,5	2.201,00	0,75	20	3.430,00	0,08
9	2.531,00	0,7	20,5	3.430,00	0,07
9,5	2.827,00	0,65	21	3.430,00	0,07
10	3.058,00	0,58	21,5	3.430,00	0,06
10,5	3.218,00	0,52	22	3.430,00	0,06
11	3.335,00	0,45	22,5	3.430,00	0,06
11,5	3.387,00	0,39	23	3.430,00	0,05
12	3.414,00	0,34	23,5	3.430,00	0,05
12,5	3.425,00	0,3	24	3.430,00	0,05
13	3.429,00	0,26	24,5	3.430,00	0,05
13,5	3.430,00	0,23	25	3.430,00	0,04
14	3.430,00	0,21			

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 (5km a 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
0131_CERIGNOLA	50m	565.738	4.560.776	201,5	09/09/2009-26/07/2016

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 dal suolo.

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 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.

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	Cod. Sensore	Altezza	Slope [(m/s)/Hz]	Offset [m/s]
CERIGNOLA	0131	44003	50m	0,7570	0,390
		44005	40m	0,7610	0,350
		44007	20m	0,7620	0,350

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.

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

4.3. Stazione Cerignola_50m - Risultati misure

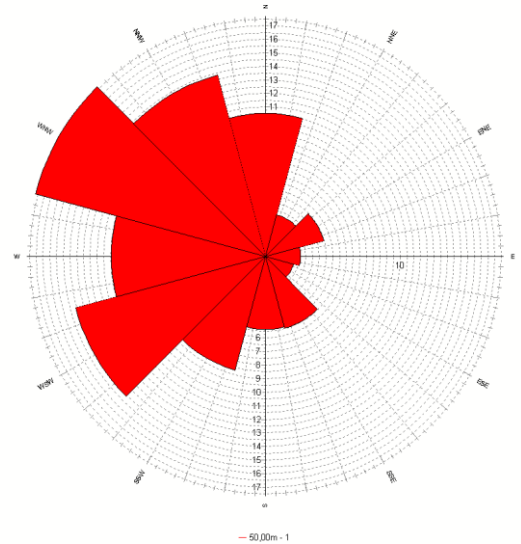
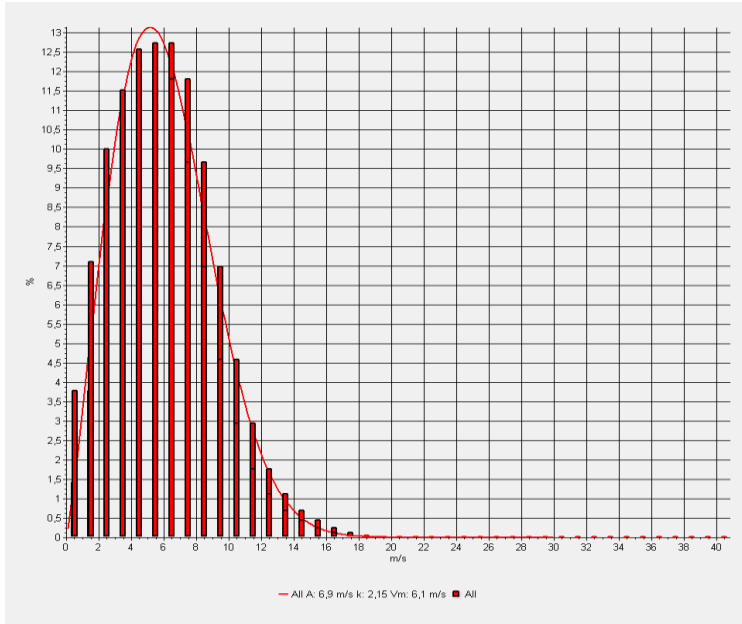
I dati anemometrici disponibili per la valutazione della produzione attesa per l'impianto eolico di Cerignola, sono quelli ottenuti dal processo di validazione dei dati rilevati a 50m dal suolo dalla stazione anemometrica 0131_CERIGNOLA.

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
0131_CERIGNOLA	50	83	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.

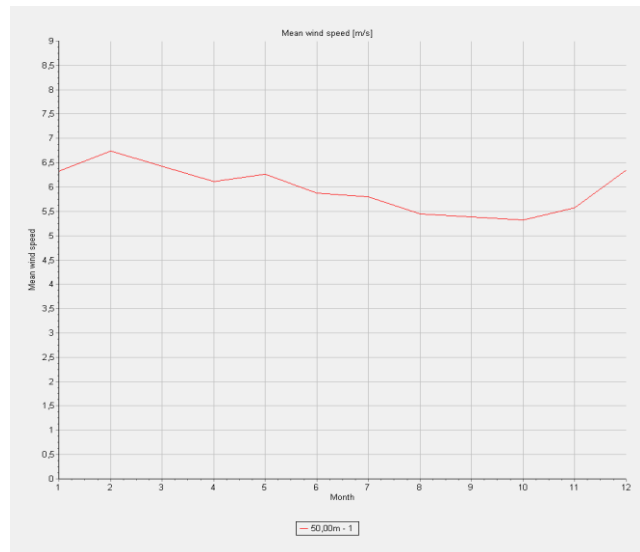
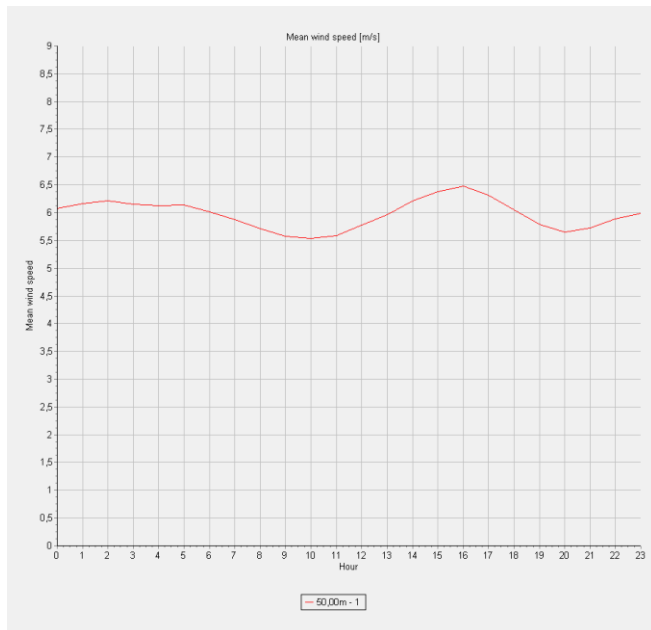
0131_CERIGNOLA_50m



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	6,866	6,221	4,262	5,161	4,562	4,875	7,435	5,857	6,744	8,149	6,788	7,281	7,571
k parameter	2,154	1,7873	1,8594	2,8277	2,4063	1,725	2,3638	2,097	2,0457	2,4038	2,2042	2,7025	2,4824
frequency	100	10,538	3,176	4,47	2,606	2,161	5,467	5,379	8,678	14,589	11,436	17,676	13,825
Mean wind speed	6,08	5,534	3,785	4,597	4,044	4,346	6,589	5,188	5,974	7,224	6,012	6,475	6,716

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

0131_CERIGNOLA



5. IL MODELLO

5.1. Definizione del modello di flusso

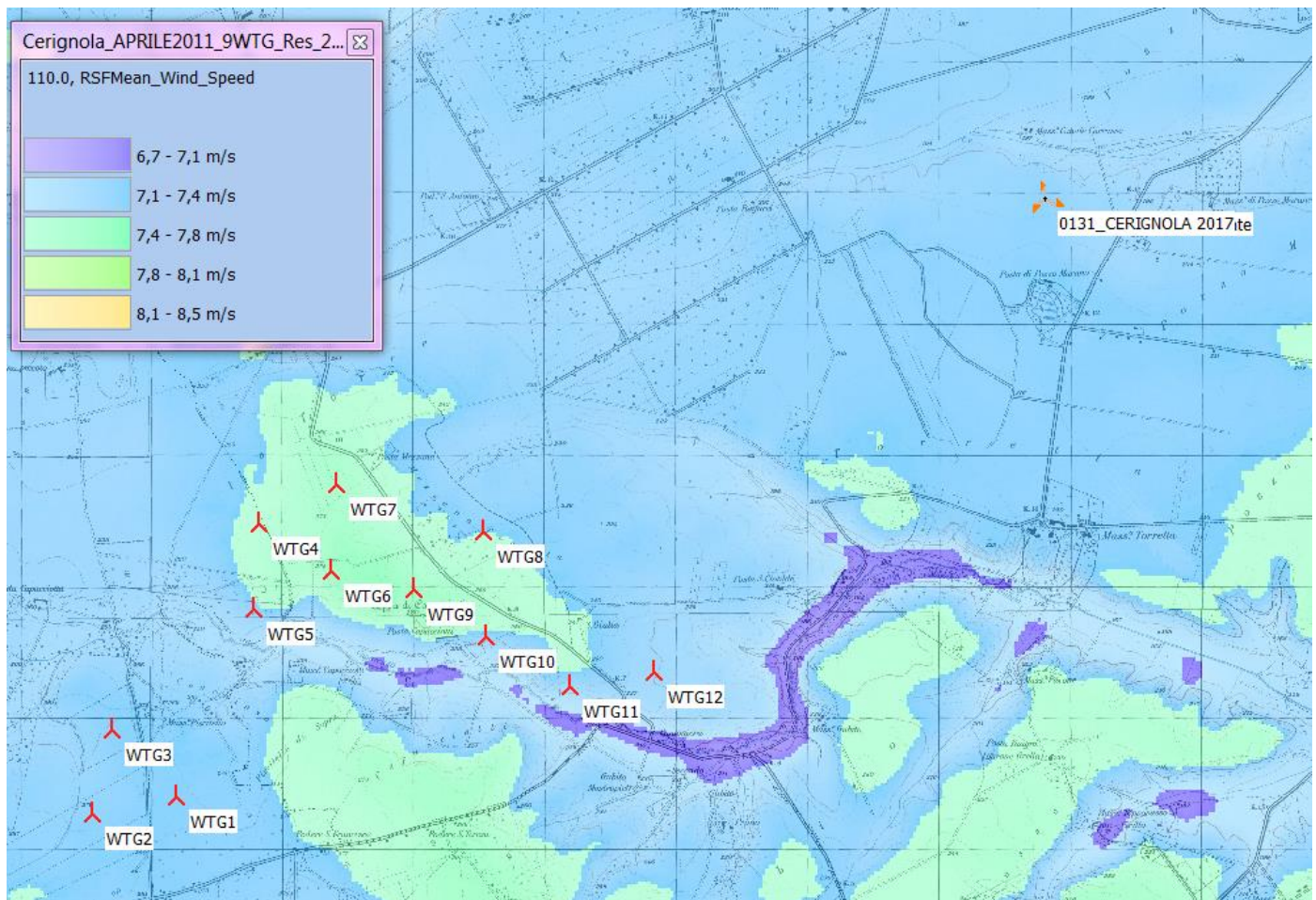
Per una corretta valutazione della producibilità del parco eolico in oggetto, i dati di vento misurati devono essere riportati all'altezza del mozzo e alle posizioni degli aerogeneratori previsti. Tale operazione viene effettuata tramite i programmi "WindPRO" di EMD International, versione 3.1 e "Wind 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 il parco eolico;
- Dati del vento misurati: in particolare sono stati utilizzati i **dati a 50 m dal suolo della stazione anemometrica 0131_CERIGNOLA**.

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 Candela (distante 26 Km, a 521m s.l.s, $T_{media}=15,7$ °C e $Densità_{media}=1,214$ 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 1,172 e 1,185 Kg/m³.

Per l'aerogeneratore GENERAL ELECTRIC GE-130 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 Cerignola.

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 [%]
WTG1	559120	4556219	273,2	12.256,24	4,9346
WTG2	558473	4556087	278	12.612,11	1,7453
WTG3	558623	4556726	270	12.603,70	2,1318
WTG4	559751	4558299	264,7	12.723,06	2,49
WTG5	559710	4557647	256,3	12.370,52	3,6919
WTG6	560292	4557941	276,2	12.456,21	7,612
WTG7	560337	4558596	270	12.843,71	4,5144
WTG8	561453	4558244	245,3	12.153,75	5,9653
WTG9	560932	4557803	270	12.650,06	6,2702
WTG10	561474	4557438	245,3	11.878,54	7,0016
WTG11	562114	4557060	230,3	11.818,87	6,1583
WTG12	562762	4557171	222,7	12.061,19	4,769

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]	148.427,96
Perdite per effetto scia [%]	4,7
Rendimento parco eolico [%]	95,3

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]	135.069,45
Potenza nominale totale [MW]	40,8
Ore anno funzionamento GE-130 [ore/anno]	3.311

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	Par. 7
Incetzza parametro[%]	4,00	2,00	6,00	2,00	3,00	3,00	50,00
Incetzza produzione [%]	9,00	4,50	13,6	4,50	3,00	6,80	2,90
Incetzza totale [%]	≈ 18,7%						

8. CONCLUSIONI

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

CERIGNOLA

ID	Perdite [%]	Producibilità netta [MWh/anno]	P _{75%}	
			[MWh/anno]	Ore/anno
WTG1	4,9346	12.256,24	9.734,94	2.838,17
WTG2	1,7453	12.612,11	10.017,61	2.920,58
WTG3	2,1318	12.603,70	10.010,92	2.918,64
WTG4	2,49	12.723,06	10.105,72	2.946,28
WTG5	3,6919	12.370,52	9.825,71	2.864,64
WTG6	7,612	12.456,21	9.893,77	2.884,48
WTG7	4,5144	12.843,71	10.201,56	2.974,22
WTG8	5,9653	12.153,75	9.653,53	2.814,44
WTG9	6,2702	12.650,06	10.047,75	2.929,37
WTG10	7,0016	11.878,54	9.434,94	2.750,71
WTG11	6,1583	11.818,87	9.387,54	2.736,89
WTG12	4,769	12.061,19	9.580,02	2.793,01
MEDIA PARCO EOLICO	4,77%			2.864
TOTALE		148.428	117.894	