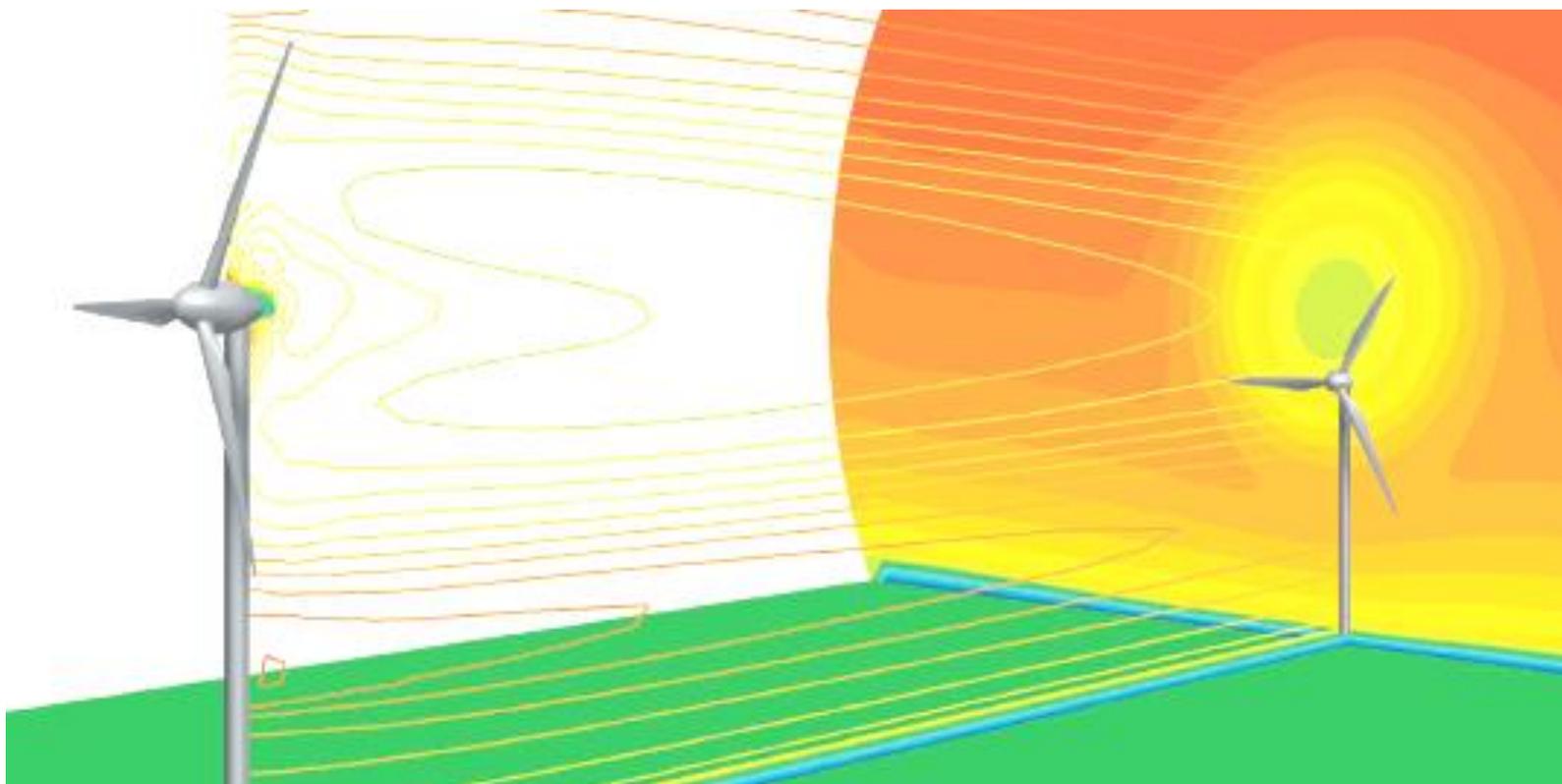


## Valutazione Risorsa Eolica e Analisi di Producibilità



### *Parco Eolico San Severo La Penna*

ELABORATO DA	APPROVATO DA	DATA	REVISIONE
Sara Gardini	Franco Salcone	13/12/2017	00
VISTO DA			
Massimo CANDEO			

  
Ing. Massimo CANDEO  
INGENERI PROV. DI BARI - ALBO  
N. 3755

## Indice

<b>1. Generale</b>	<b>2</b>
<b>2. Descrizione del sito</b>	<b>3</b>
<b>3. Progetto Parco Eolico</b>	<b>5</b>
<b>3.1. Layout</b>	<b>5</b>
<b>3.2. Caratteristiche aerogeneratore</b>	<b>6</b>
<b>4. DATI DI VENTO</b>	<b>8</b>
<b>4.1. Strumenti utilizzati</b>	<b>8</b>
<b>4.2. Analisi Anemologica</b>	<b>9</b>
<b>4.3. Stazione 0080_SAN SEVERO - Risultati misure</b>	<b>10</b>
<b>5. Il modello</b>	<b>12</b>
<b>5.1. Definizione del modello di flusso</b>	<b>12</b>
<b>5.2. Modello di scia e calcolo dell'energia prodotta</b>	<b>14</b>
<b>5.3. Densità dell'aria</b>	<b>14</b>
<b>6. Stima della producibilità del Parco Eolico</b>	<b>15</b>
<b>7. Analisi incertezze</b>	<b>16</b>
<b>8. Conclusioni</b>	<b>17</b>

**1. GENERALE**

---

**Società:** TOZZI GREEN S.P.A.

---

**Luogo:**

Sito: San Severo La Penna  
Provincia: Foggia (FG)  
Regione: Puglia  
Coordinate di riferimento UTM WGS84 Fuso 33: Est min 534344 Nord min 4601788  
Est max 537022 Nord max 4603974

---

**Progetto Parco Eolico:**

Numero aerogeneratori: 14  
Costruttore aerogeneratori: General Electric  
Tipo aerogeneratore: GE-130 (3.43 MW)  
Altezza mozzo: 110,0 m  
Diametro rotore: 130,0 m  
Potenza totale nominale Parco Eolico: 48,02 MW

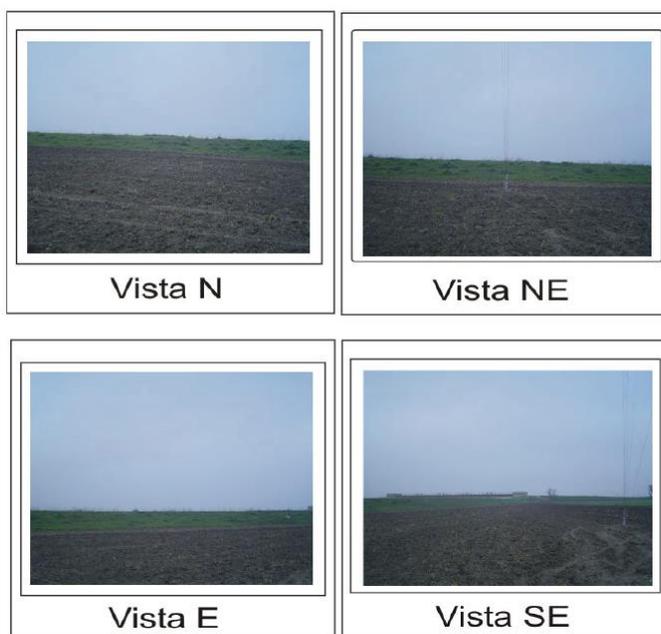
---

## 2. DESCRIZIONE DEL SITO

L'area interessata alla realizzazione dell'impianto è sita nel comune di San Severo (FG). Nel complesso, il terreno sul quale verrà realizzato il parco eolico ha una morfologia molto regolare: si tratta di una zona pianeggiante (l'altitudine media s.l.m. è di circa 40 m) coltivata prevalentemente a seminativo irriguo, con qualche limitata presenza di vigneti, oliveti e coltivazioni in serra, ed è servita da una fitta rete di strade non asfaltate. Elementi di naturalità permangono nell'area, residui nel prevalente uso agricolo, e sono legati alla presenza dei corsi d'acqua superficiale del torrente Triolo e dei suoi affluenti. La densità insediativa all'interno dell'area è modesta, caratterizzata da poche masserie ed edifici rurali. Il sito analizzato quindi presenta:

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

Di seguito alcune immagini dell'area.





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

L'altezza delle posizioni interessate all'installazione degli aerogeneratori varia fra 52 e 60 m s.l.m.

La mappa digitale necessaria alla modellazione del flusso del vento copre un'area di 10 Km<sup>2</sup> 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 **0080\_SAN SEVERO**) è un tubolare di altezza 50m, dotata di sensori di velocità a 50m, 40m e 20m e di direzione a 20m e 40m s.l.s. 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. 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 7 anni e 8 mesi.

### 3. PROGETTO PARCO EOLICO

#### 3.1. Layout

Il layout ipotizzato è costituito da 14 aerogeneratori caratterizzati da una potenza nominale di 3430 kW cadauno (per le stime è stata ipotizzata l'installazione di aerogeneratori General Electric GE-130), per una potenza nominale totale installata di 48,02 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]
1	537022	4601987	51,7
2	536666	4601788	54,3
3	536568	4602554	53,9
4	536233	4602335	55,9
5	535715	4602326	58,6
6	535362	4602119	60
7	535519	4602954	58
8	535180	4602748	59,1
9	534841	4602526	60
10	534344	4602908	60
11	534709	4603151	60
12	535071	4603370	60
13	534761	4603974	60
14	534407	4603768	60

### 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 principali caratteristiche dell'aerogeneratore GE-130 sono riportate di seguito:

<b>Diametro rotore[m]</b>	130
<b>Altezza mozzo [m]</b>	110
<b>Velocità vento di cut-in [m/s]</b>	3,0
<b>Velocità vento nominale [m/s]</b>	15,5
<b>Velocità vento di cut-out[m/s]</b>	25

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  $1,225 \text{ Kg/m}^3$  sono i seguenti:

Velocità del vento [m/s]	Potenza [kW]	Ct	Velocità del vento [m/s]	Potenza [kW]	Ct
3	83	1	14,5	3.424,00	0,19
3,5	158	0,9	15	3.427,00	0,17
4	249	0,87	15,5	3.430,00	0,15
4,5	358	0,85	16	3.430,00	0,14
5	493	0,84	16,5	3.430,00	0,13
5,5	657	0,83	17	3.430,00	0,12
6	851	0,83	17,5	3.430,00	0,11
6,5	1.074,00	0,83	18	3.430,00	0,1
7	1.334,00	0,83	18,5	3.430,00	0,09
7,5	1.609,00	0,82	19	3.430,00	0,09
8	1.915,00	0,79	19,5	3.430,00	0,08
8,5	2.225,00	0,75	20	3.430,00	0,08
9	2.504,00	0,7	20,5	3.430,00	0,07
9,5	2.756,00	0,65	21	3.430,00	0,07
10	2.950,00	0,58	21,5	3.430,00	0,06
10,5	3.101,00	0,52	22	3.430,00	0,06
11	3.239,00	0,45	22,5	3.430,00	0,06
11,5	3.312,00	0,39	23	3.430,00	0,05
12	3.359,00	0,34	23,5	3.430,00	0,05
12,5	3.391,00	0,3	24	3.430,00	0,05
13	3.407,00	0,26	24,5	3.430,00	0,05
13,5	3.414,00	0,23	25	3.430,00	0,04
14	3.420,00	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 (10 km 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
0080_SAN SEVERO	50m	543.487	4.609.969	30,0	21/01/2008-01/10/2015

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 torre è inoltre corredata di un sensore di temperatura posto a 5m 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 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.

#### **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

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 Severo.

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

#### 4.3. Stazione 0080\_SAN SEVERO - Risultati misure

I dati anemometrici disponibili per la valutazione della produzione attesa per l'impianto eolico di San Severo, sono quelli ottenuti dal processo di validazione dei dati rilevati a 50m dal suolo dalla stazione anemometrica 0080\_SAN SEVERO.

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

Stazione anemometrica	H anemometro [m]	Periodo di rilevazione [anni / mesi]	Parametri della distribuzione di Weibull		
			Velocità media U [m/s]	A [m/s]	k
SAN SEVERO	50	7 anni e 8 mesi	6,10	6,90	2,06

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.



Sector	A parameter	k parameter	frequency	Mean wind speed
<b>Mean</b>	<b>6,91</b>	<b>2,0587</b>	<b>100</b>	<b>6,121</b>
<b>0-N</b>	8,281	2,1792	8,344	7,334
<b>1-NNE</b>	2,689	0,9613	1,096	2,737
<b>2-ENE</b>	2,204	1,2576	0,825	2,05
<b>3-E</b>	7,512	2,0249	4,475	6,656
<b>4-ESE</b>	6,927	2,5736	20,176	6,15
<b>5-SSE</b>	4,52	2,088	6,79	4,004
<b>6-S</b>	3,734	1,5332	3,042	3,363
<b>7-SSW</b>	5,534	1,6742	3,086	4,943
<b>8-WSW</b>	7,488	2,0793	4,029	6,632
<b>9-W</b>	4,258	1,4511	2,948	3,861
<b>10-WNW</b>	6,467	1,9714	12,337	5,733
<b>11-NNW</b>	7,912	2,6077	32,852	7,028

## 5. IL MODELLO

### 5.1. Definizione del modello di flusso

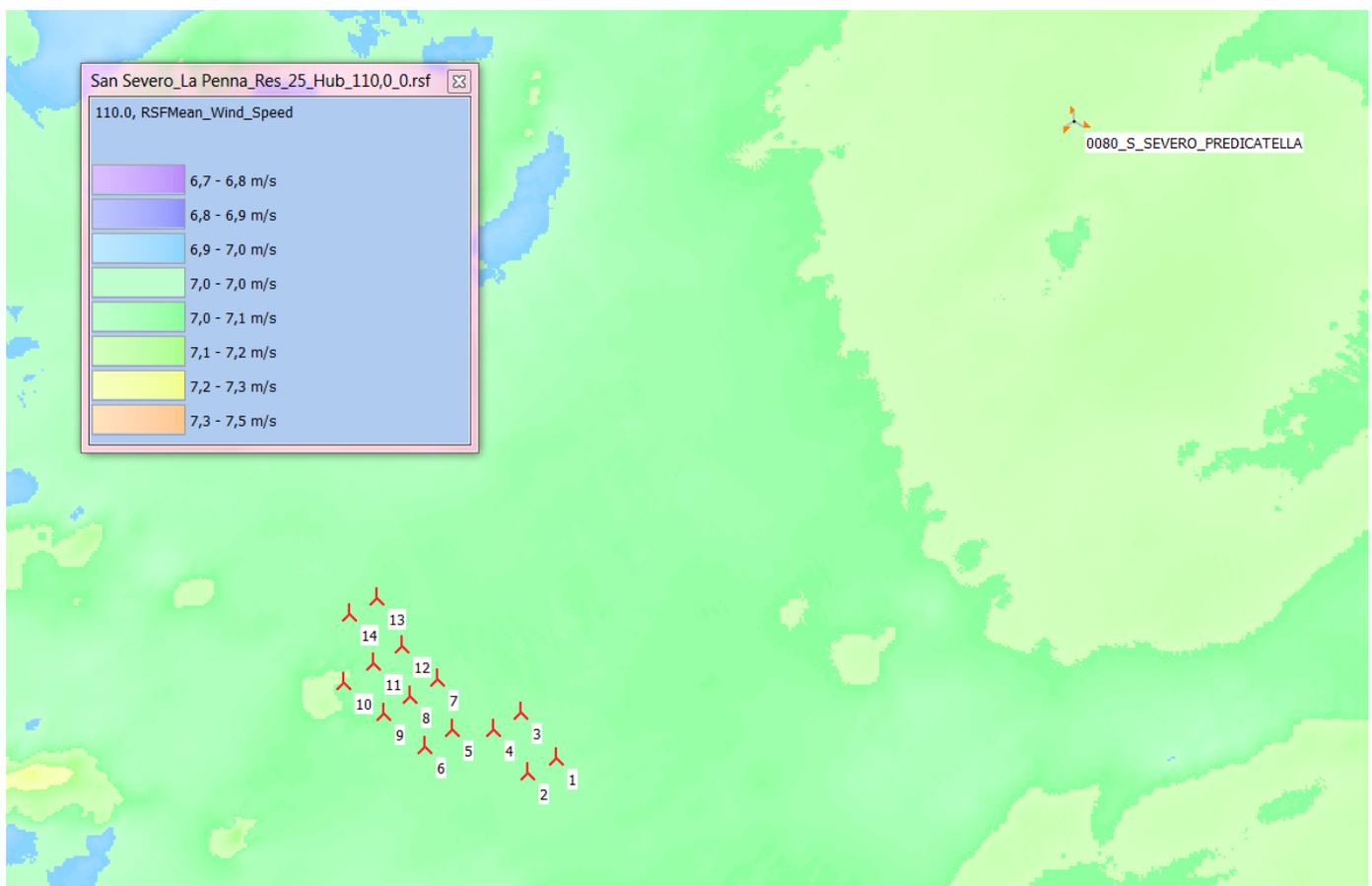
Per una corretta valutazione della producibilità del parco eolico in oggetto, i dati di vento misurati devono essere riportati all'altezza del mozzo e alle posizioni degli aerogeneratori previsti. Tale operazione viene effettuata tramite i programmi "WindPRO" di EMD International, versione 3.1 e "Wind 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 Km<sup>2</sup> intorno al parco eolico;
- Dati del vento misurati: in particolare sono stati utilizzati **i dati a 50 m dal suolo della stazione anemometrica 0080\_SAN SEVERO**

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 Foggia (distante 17 Km, a 101m s.l.s,  $T_{media}=15,5$  °C e  $Densità_{media}=1,208$  Kg/m<sup>3</sup>) 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 1,201 e 1,200 Kg/m<sup>3</sup>.

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/m<sup>3</sup>. 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 Severo La Penna.

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	537022	4601987	51,7	11.820,74	8,59
2	536666	4601788	54,3	11.643,96	9,92
3	536568	4602554	53,9	12.295,25	4,94
4	536233	4602335	55,9	11.796,68	8,79
5	535715	4602326	58,6	10.805,94	16,53
6	535362	4602119	60	11.158,65	13,82
7	535519	4602954	58	11.206,48	13,34
8	535180	4602748	59,1	10.691,58	17,31
9	534841	4602526	60	11.168,40	13,67
10	534344	4602908	60	11.913,78	8,48
11	534709	4603151	60	10.905,28	15,70
12	535071	4603370	60	11.064,75	14,50
13	534761	4603974	60	12.466,21	3,73
14	534407	4603768	60	12.173,13	5,91

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

	Totale
<b>Produzione annua netta [MWh]</b>	161.110,84
<b>Perdite per effetto scia [%]</b>	11,9
<b>Rendimento parco eolico [%]</b>	88,1

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
<b>Perdite [%]</b>	9,00
<b>Produzione annua attesa [MWh]</b>	146.611
<b>Potenza nominale totale [MW]</b>	48,02
<b>Ore anno funzionamento V-126 [ore/anno]</b>	3.053

## 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'extrapolazione 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 sensitività. 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 un'incertezza totale pari a 13%.

## 8. CONCLUSIONI

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

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:

<b>San Severo La Penna</b>				
ID	Perdite [%]	Producibilità netta [MWh/anno]	P <sub>75%</sub>	
			[MWh/anno]	Ore/anno
1	8,59	11.820,74	9.805,96	2.858,88
2	9,92	11.643,96	9.659,32	2.816,13
3	4,94	12.295,25	10.199,60	2.973,64
4	8,79	11.796,68	9.786,01	2.853,06
5	16,53	10.805,94	8.964,14	2.613,45
6	13,82	11.158,65	9.256,72	2.698,75
7	13,34	11.206,48	9.296,40	2.710,32
8	17,31	10.691,58	8.869,26	2.585,79
9	13,67	11.168,40	9.264,82	2.701,11
10	8,48	11.913,78	9.883,15	2.881,38
11	15,70	10.905,28	9.046,54	2.637,48
12	14,50	11.064,75	9.178,83	2.676,04
13	3,73	12.466,21	10.341,42	3.014,99
14	5,91	12.173,13	10.098,30	2.944,11
<b>MEDIA PARCO EOLICO</b>		<b>11,9%</b>		<b>2.783</b>
<b>TOTALE</b>		<b>161.111</b>	<b>133.650</b>	