

REGIONE PUGLIA  
PROVINCIA DI FOGGIA

Comune:  
Ascoli Satriano - Deliceto

Località "Pozzo Spagnuolo - Conca D'Oro - Tamariceto - Posticchio"

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO DI  
PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE EOLICA E RELATIVE  
OPERE DI CONNESSIONE - 12 AEROGENERATORI -

Sezione 9:

**RELAZIONI SPECIALISTICHE**

Titolo elaborato:

STIMA DI PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO

N. Elaborato: 9.3

Scala: -

Committente



Via Caravaggio, 125  
65125 Pescara (PE)  
PEC: windascolisrl@legpec.it

Amministratore Unico  
**Fabio MARESCA**

Progettazione



**sede legale e operativa**  
San Giorgio Del Sannio (BN) via de Gasperi 61  
**sede operativa**  
Lucera (FG) S.S.17 loc. Vaccarella snc c/o Villaggio Don Bosco  
P.IVA 01465940623  
**Azienda con sistema gestione qualità Certificato N. 50 100 11873**




Progettista  
**Dott. Ing. Nicola FORTE**



Rev.	Data	Elaborazione	Approvazione	Emissione	DESCRIZIONE
00	Maggio 2018	DF sigla	ML sigla	NF sigla	Emissione Progetto Definitivo
Nome File sorgente		GE.ASS02.PD.9.3.R00.doc	Nome file stampa	GE.ASS02.PD.9.3.R00.pdf	Formato di stampa A4

# INDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>4</b>
1.1	PREMESSA .....	4
1.2	ATTIVITÀ SVOLTE .....	4
1.3	INDAGINE DI SITO .....	5
<b>2</b>	<b>METODOLOGIA DI ANALISI .....</b>	<b>8</b>
<b>3</b>	<b>DATI DI INPUT.....</b>	<b>10</b>
3.1	MODELLO DIGITALE OROGRAFICO .....	10
3.2	MAPPA DI RUGOSITÀ.....	10
3.3	DENSITÀ DELL'ARIA .....	11
3.4	RISORSA EOLICA .....	12
3.4.1	RISORSA EOLICA DI RIFERIMENTO .....	12
3.4.2	VALUTAZIONE DEI DATI MISURATI .....	12
3.4.3	SHEAR.....	12
3.4.4	CARATTERISTICHE DI VENTOSITÀ PREVISTE AL SITO.....	14
3.4.5	CLASSIFICAZIONE DI SITO .....	15
3.4.6	VREF .....	16
3.4.7	TURBOLENZA.....	18
3.4.8	DATI TECNICI AEROGENERATORE.....	20
3.4.9	LOCALIZZAZIONE GEOGRAFICA AEROGENERATORI .....	22
<b>4</b>	<b>STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA.....</b>	<b>24</b>
4.1	ANALISI DELLE PERDITE TECNICHE.....	26
4.2	ANALISI DELLE INCERTEZZE .....	27
<b>5</b>	<b>CONCLUSIONI .....</b>	<b>28</b>

 <b>TENPROJECT</b>	<b>CARATTERISTICHE ANEMOLOGICHE E STIMA DI PRODUCIBILITÀ IMPIANTO EOLICO ASCOLI SATRIANO (FG)</b>	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	GE.ASS02.PD.SP 00 19/03/2018 02/05/2018 4 di 28
---	---	--	---

## 1 INTRODUZIONE

### 1.1 PREMESSA

La società Wind Energy Ascoli Srl di seguito indicata come “Committente”, ha incaricato la Ten Project Srl di eseguire uno studio sulle caratteristiche anemologiche e stima di producibilità per un impianto eolico denominato “Conca D’oro-Posticchio” da realizzarsi in agro del comune di Ascoli Satriano (FG), costituito da dodici aerogeneratori di 3.6 MW, per un totale di 43.2 MW, da installare in località Conca D’oro-Posticchio. Proponente dell’iniziativa è la società Wind Energy Ascoli Srl.

La finalità di questo report è quella di caratterizzare le condizioni anemologiche e determinare la stima del rendimento energetico dell’impianto su base annuale.

Tale valutazione viene eseguita tenendo in conto anche dell’esistenza di altre turbine già installate ed in esercizio in area limitrofa e degli aerogeneratori di potenziale futura installazione il cui iter autorizzativo è noto alla scrivente ad attualmente in fase di screening ai fini di una corretta valutazione delle potenziali mutue interferenze e/o delle perdite indotte per i potenziali effetti scia.

Tutte le caratteristiche degli aerogeneratori siano essi di progetto, in iter autorizzativo o già insistenti sul territorio saranno dettagliate a seguire nei paragrafi preposti.

### 1.2 ATTIVITÀ SVOLTE

Per le finalità di questo studio sono state eseguite le seguenti attività:

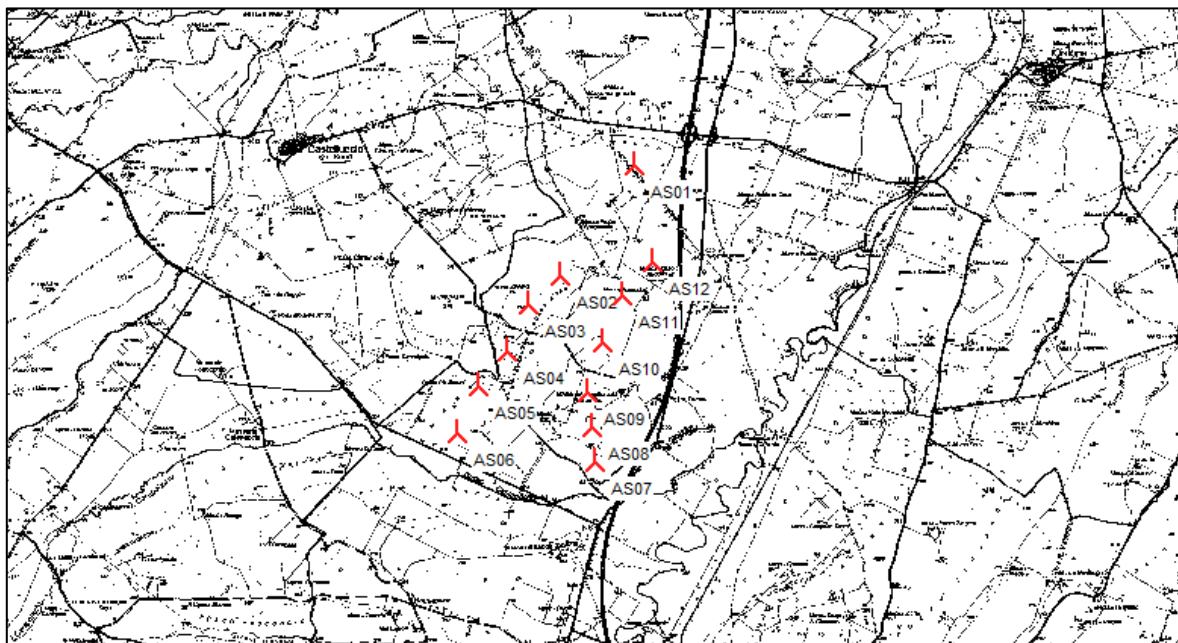
- Valutazione, correzione e correlazione della velocità del vento in sito sulla base di statistiche di vento elaborate sull’area derivanti da una modellazione basata su una griglia di punti di misura a 40, 50, e m s.l.t.
- Analisi e stima previsionale dell’energia annuale attesa dalla produzione della Turbina;
- Analisi e stima previsionale dell’energia annuale prodotta dall’aerogeneratore al netto di tutte le perdite rilevanti;
- Analisi dell’incertezza e calcolo dei livelli percentili della produzione energetica attesa dalla turbina;

### 1.3 INDAGINE DI SITO

Il sito di installazione è localizzato nel sud dell'Italia, in regione Puglia a circa 4,5 Km in direzione Sud-Est dal centro del comune di Castelluccio dei Sauri, a circa 12 Km in direzione Est Nord-Est dal Comune di Deliceto ed a circa 7 km ad in direzione Nord Ovest del comune di Ascoli Satriano (FG).

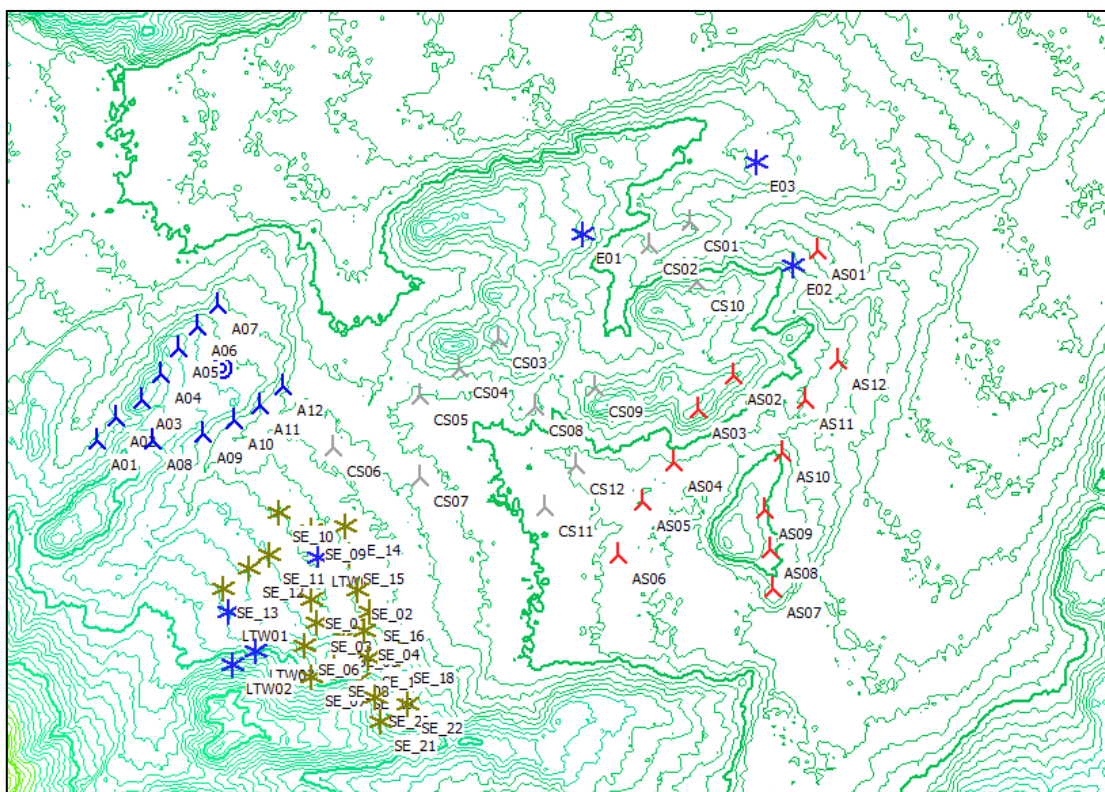
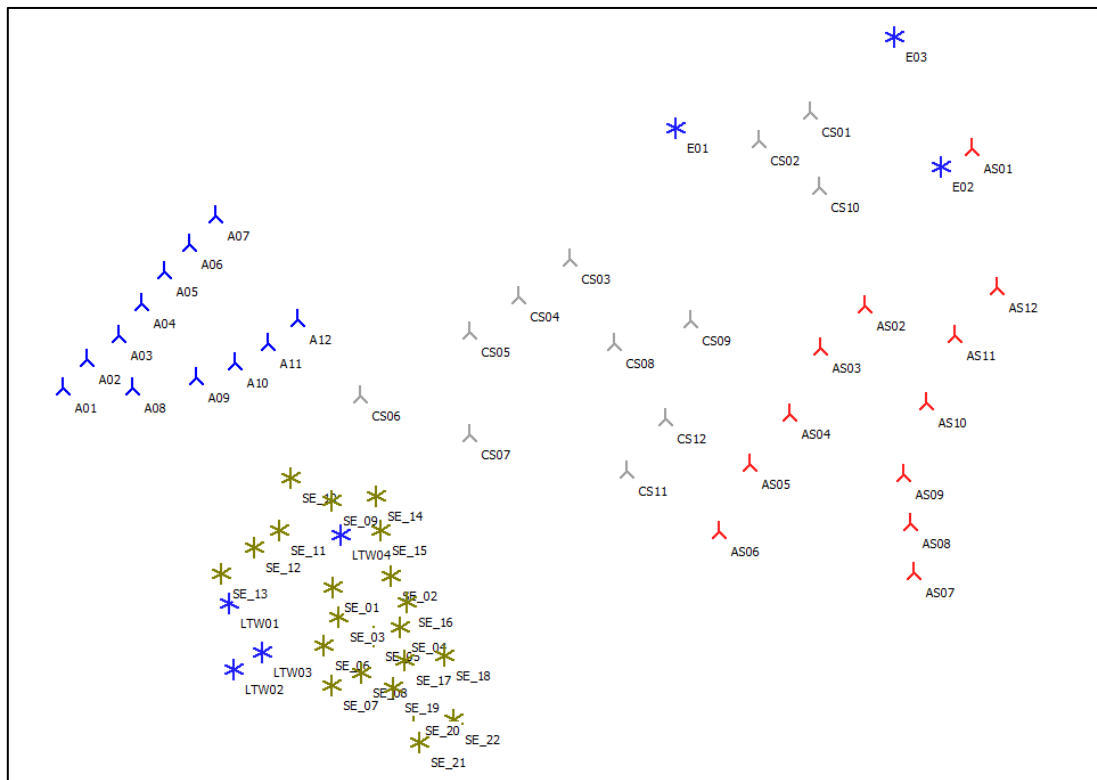
Nell'intorno del punto di installazione l'area si presenta a carattere collinare con il suolo che, anche per tutta l'area limitrofa, evidenzia una variabilità topografica ed altimetrica trascurabile tali da classificare il suolo come certamente non complesso e le cui altitudini medie si attestano nell'intorno dei 200 m s.l.m. È stata elaborata la stima di produzione energetica considerando lo stato attuale e quindi tenendo in conto la presenza delle turbine già installate (di grande e/o di piccola taglia) site in area limitrofa al fine di valutare eventuali interferenze. Nel modello di simulazione sono state altresì considerati gli aerogeneratori di potenziale futura installazione in area attigua a quella di progetto il cui iter autorizzativo è in fase di screening. Nel suo insieme l'area in esame risulta certamente essere ben esposta ai venti dominanti che provengono sostanzialmente dai settori Sud Ovest e Nord Ovest. Le immagini seguenti individuano le posizioni delle turbine di progetto e di tutti gli altri aerogeneratori esistenti, autorizzati e/o in iter autorizzativo inseriti o presenti nell'area di sviluppo. L'immagine viene proposta con e senza cartografia di base per una più semplice e chiara comprensione della dislocazione di tutte macchine considerate ed inserite nel modello di simulazione proposto.

A seguire vengono proposte anche le corrispondenti immagine su modello orografico 2D e 3D estratto da Google Earth.

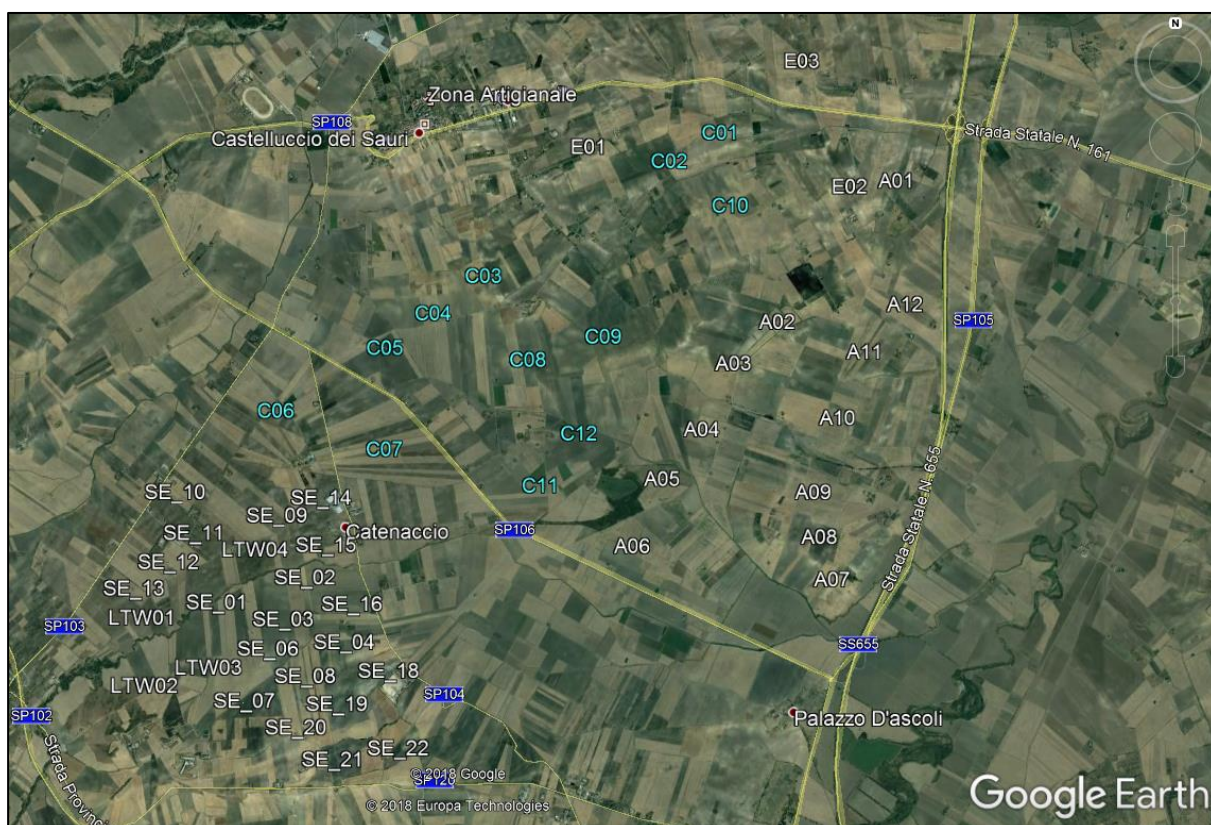


**Figura 1: Inquadramento IGM 1:50000. In rosso le turbine di progetto**

A seguire viene proposta la visione d'insieme delle turbine di progetto e di tutti gli aerogeneratori esistenti, autorizzati e/o in iter autorizzativo inserite nell'area di sviluppo. L'immagine viene proposta privata della cartografia di base per una più semplice e chiara comprensione della dislocazione di tutte macchine considerate ed inserite nel modello di simulazione proposto.



**Figura 2: Inquadramento dell'area di progetto su curve di livello con rappresentazione degli aerogeneratori di progetto [▲], di tutti gli aerogeneratori esistenti (asterischi), e degli aerogeneratori in iter autorizzativo considerati nel modello di simulazione [▲ di colore blu e grigio]**



**Figura 3: Inquadramento su ortofoto planimetrica e prospettico 3D estratto da Google Earth. Le etichette bianche (A01-A12) individuano le te turbine di progetto.**

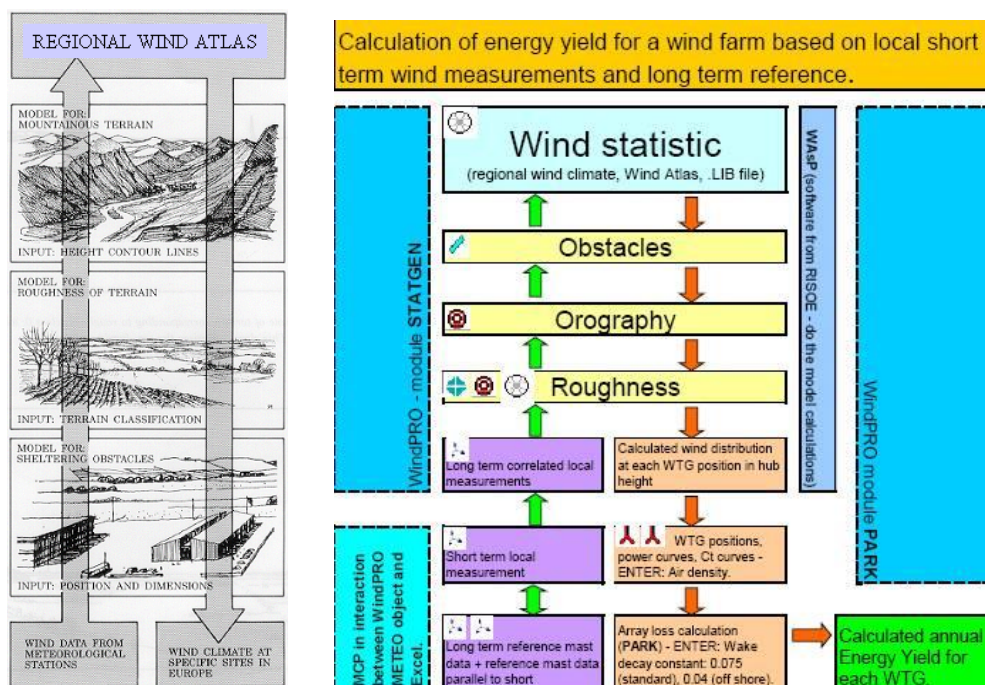
## 2 METODOLOGIA DI ANALISI

Per la stima di produzione attesa è stato approntato un modello di simulazione. Il programma utilizzato è WIND PRO con implementazione di WAsP che è uno dei principali e più completi strumenti di analisi del vento attualmente disponibile sul mercato. Il software è stato usato per la creazione dell'atlante europeo del vento che mira a stabilire la base meteorologica per la valutazione dei potenziali eolici.

Il funzionamento del software è piuttosto semplice:

- i dati di input necessari alla determinazione delle mappe eoliche sono
  - l'orografia della zona interessata,
  - i dati sul vento (velocità e direzione) di almeno un punto dell'area considerata,
  - caratteristiche di "rugosità" del terreno,
  - eventuali ostacoli
- L'output è costituito dal cosiddetto Wind Atlas o atlante del vento ovvero una climatologia del vento della zona considerata con cui è possibile elaborare una mappa eolica della zona in esame e, una volta scelto il sito dove installare l'impianto eolico, è inoltre capace di calcolare la producibilità annua di una singola macchina e di una intera Wind Farm portando in conto le eventuali interferenze tra le pale dovute all'effetto scia e l'eventuale presenza di ostacoli che possono alterare la distribuzione del vento.

L'algoritmo è rappresentabile attraverso un diagramma di flusso:



**Figura 4: Diagramma di flusso del programma WAsP/Windpro**

Il software WINDPRO utilizza come piattaforma di calcolo WAsP, arricchendolo di altre funzionalità di verifica e di correlazione tra i dati quali il modulo MCP (measure-correlate-predict), che consente di

mettere in relazione tra loro i dati di diverse stazioni di misura e sfruttare serie storiche di lungo periodo per avere una climatologia con basse incertezze. In generale il modulo mette in relazione set di dati di sensori differenti che possono appartenere anche allo stesso mast (palo-stazione di misura), con lo scopo di ricostruire dati mancanti ad una data altezza.

Con i dati elementari di velocità del vento a disposizione è stata costruita la curva di durata sperimentale, che esprime il tempo durante il quale un determinato valore della velocità del vento è superato. Tale curva è in generale ben rappresentata mediante una distribuzione di probabilità di Weibull, la cui cumulata è data dalla formula:

$$F(U) = 1 - \exp\left\{-\left(\frac{U}{A}\right)^k\right\}$$

dove U è il valore della velocità media relativo allo step-time stabilito per il rilevamento e F(U) è la probabilità del tempo complessivo in cui tale velocità non viene superata.

Di tale distribuzione, indicata talvolta come curva di durata teorica, vengono stimati i due parametri intrinseci, cioè la velocità caratteristica A e il fattore di forma k, mediante regressione sui dati sperimentali applicata dopo la linearizzazione della distribuzione stessa.


La legenda riportata accanto al grafico della distribuzione che approssima l'istogramma indica i parametri caratteristici stimati della distribuzione Weibull (A = parametro di scala, k = parametro di forma). U è la velocità media rilevata che coincide con la media della distribuzione. Il valore di P indica la potenza per unità di superficie contenuta nella vena fluida della massa d'aria; tale grandezza dipende dal cubo della velocità del vento e dà la vera misura del contenuto energetico della risorsa ventosa.

Per quanto riguarda l'aspetto più propriamente energetico è di particolare importanza la potenza specifica  $P_v$ , intesa come potenza che fluisce attraverso l'unità di superficie esposta perpendicolarmente al vento di velocità V; essa è data da:

$$P_v = \frac{1}{2} \rho V^3$$

Dove  $\rho$  è la densità dell'aria, che nelle elaborazioni si assume pari al valore stimato in sito in base all'altitudine e temperatura media annua.



 <b>TENPROJECT</b>	<b>CARATTERISTICHE ANEMOLOGICHE E STIMA DI PRODUCIBILITÀ IMPIANTO EOLICO ASCOLI SATRIANO (FG)</b>	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	GE.ASS02.PD.SP 00 19/03/2018 02/05/2018 10 di 28
---	---	--	--

### 3 DATI DI INPUT

#### 3.1 MODELLO DIGITALE OROGRAFICO

Il modello digitale del terreno DTM (Digital Terrain Model) è stato estrapolato dal grid disponibile in download dal satellite, georeferenziato, sovrapposto, confrontato e adeguato con le curve di livello presenti sulla cartografia ufficiale IGM 1:25000 con uno step di 10 m. Il modello digitale ottenuto copre un'area di 40x40 Km e trova un buon riscontro con l'andamento orografico verificato in sito.

#### 3.2 MAPPA DI RUGOSITÀ

La rugosità superficiale, determinata principalmente dall'altezza e tipologia di vegetazione che ricopre l'area di interesse, gioca un ruolo fondamentale per la variabilità della velocità del vento anche alle altezze del mozzo degli aerogeneratori. Informazioni di rugosità sono rese disponibili dal progetto "Corinne Land Cover 2006" che ricopre, attraverso l'ausilio di satelliti, gran parte della superficie terrestre. La mappa di rugosità ottenuta attraverso l'ausilio del progetto citato, è stata integrata con le informazioni aggiuntive e di dettaglio ottenute ed annotate durante l'ispezione di sito e attraverso l'integrazione e sovrapposizione di carte aerofotogrammetriche. Il risultato finale ottenuto è la mappa digitale di rugosità dell'area che ricopre una superficie di 60x60 Km dal centro della wind farm di progetto.

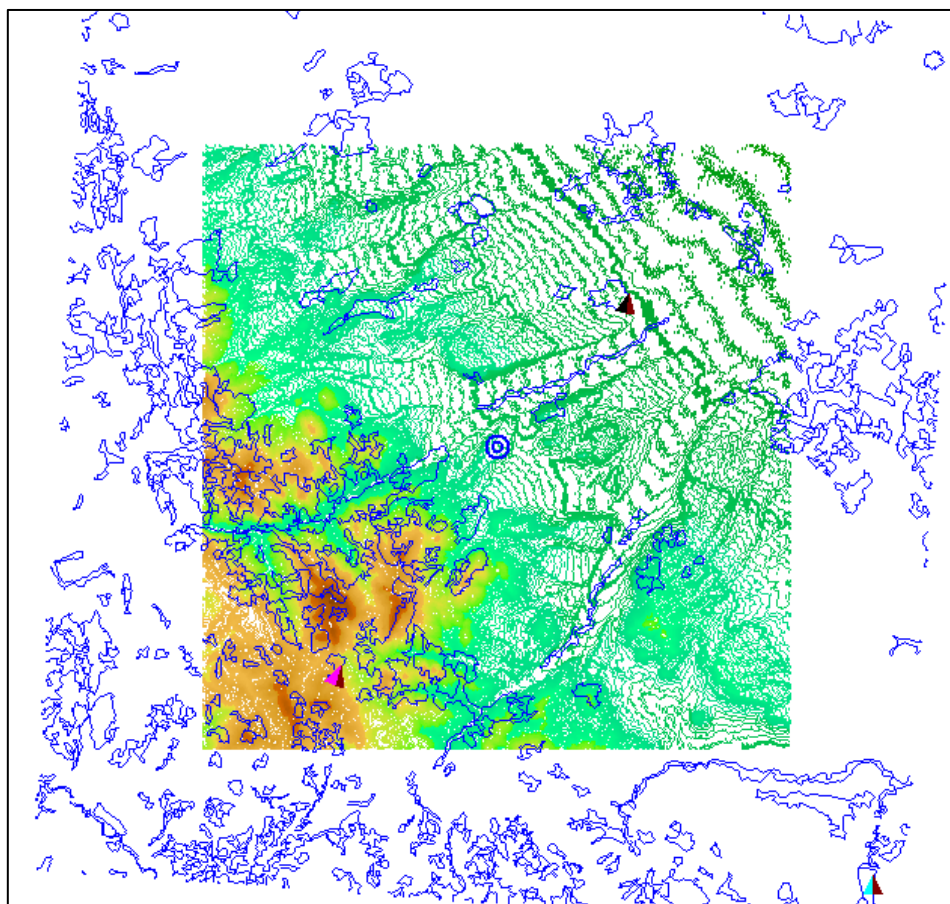


Figura 5: Immagine dei dati di input di DTM e rugosità

### 3.3 DENSITÀ DELL'ARIA

La densità dell'aria in sito è stata calcolata basandosi sui dati climatologici (disponibili nel database di WindPro) relativi alla stazione più vicina all'area di progetto e riportata di seguito. La densità dell'aria media valutata all'altezza del mozzo delle turbina è stata calcolata in virtù della sua posizione geografica ed è pari a  $1.177 \text{ kg/m}^3$ .

<b>Station Info</b> Name: CANDELA AERO V3 2014 Country: Italy Elevation (m): 521,0 Lat (deg): 41,10 Lon (deg): 15,50 Pressure data: No Temperature data: Yes (1952-1974) Humidity data: No Sun shine data: No	<input checked="" type="radio"/> Climate data from climate station database <b>Climate database</b> Station: CANDELA AERO V3 2014 <input type="radio"/> STANDARD air density (based on standard climate data) <input type="radio"/> Manual input of climate data <input type="checkbox"/> Input air density directly <hr/> Site elevation: 340,0 m    Site temperature: 14,9 °C    Site pressure: 952,6 hPa    Air density: 1,177 kg/m <sup>3</sup> <hr/> RESULT: 96,1 % of STANDARD <a href="#">Show/input via calculator</a>
--	--

Figura 6: Caratteristiche della stazione di riferimento per il calcolo della densità media dell'aria

Tale valore di densità viene quindi utilizzato per il calcolo del rendimento energetico della turbina prendendo in considerazione ed elaborandone il nuovo valore a seconda dell'orografia, dell'altitudine e dell'altezza del mozzo.

### 3.4 RISORSA EOLICA

#### 3.4.1 RISORSA EOLICA DI RIFERIMENTO

Lo studio è stato condotto utilizzando delle statistiche di vento elaborate sull'area derivanti da una modellazione basata su una griglia di punti misurati da stazioni di misura con sensori a 40, 50 e 60 m s.l.t. con disponibilità dei dati superiore ai 3 anni, correlati successivamente con stazioni storiche pubbliche e dati satellitari che hanno un grado di affidabilità specifico dipendente dalle fonti originali disponibili, dall'orografia, dalla rugosità e dal riscontro del modello. La presente stima sebbene eseguita perseguendo un principio di corretta stima del valore più probabile non ha carattere di asseverazione.

#### 3.4.2 VALUTAZIONE DEI DATI MISURATI

L'intensità di vento caratteristica prevista nei punti di installazione della turbina ad altezza mozzo, è stata stimata basandosi principalmente su una statistica di vento calcolata sulla base dei dati anemometrici di sito relativi ad una serie disponibile di dati di circa 4 anni, sono poi state utilizzate procedure di correlazione dati e stabilizzazione di lungo termine della statistica di vento con altra stazione di area con disponibilità di dati di circa 9 anni. È stata inoltre eseguita una correlazione di lungo termine su base trentennale con una stazione satellitare del database MERRA2. Le immagini seguenti sintetizzano le informazioni relative al dato di vento stabilizzato evidenziato nel punto ad altezza 50 m s.l.t.

**Tabella 1: Dettaglio sul periodo di misura della stazione anemometrica e della percentuale di validità dei dati misurati al lordo ed al netto delle perdite o delle parti filtrate per eventuali problematiche o anomalie**

	Signal	Unit	Count	Of period	Mean	Max	Weibull mean	Weibull A par	Weibull k par
50,00m - C1	Mean wind speed, enabled	m/s	110233	60,90%	6,09	31,22	6,23	6,99	1,7588
50,00m - C1	Wind direction, enabled	Degrees	137051	75,70%	267,3	360			
50,00m - C1	Turbulence intensity, enabled		73313	40,50%	0,1243	0,7687			
40,00m - C2	Mean wind speed, enabled	m/s	137028	75,70%	5,53	31,06	5,72	6,4	1,6465
40,00m - C2	Wind direction, enabled	Degrees	137028	75,70%	267,3	360			
40,00m - C2	Turbulence intensity, enabled		81311	44,90%	0,1277	0,8184			
30,00m - C3	Mean wind speed, enabled	m/s	137028	75,70%	5,36	29,99	5,62	6,28	1,6638
30,00m - C3	Wind direction, enabled	Degrees	137028	75,70%	269,4	360			
30,00m - C3	Turbulence intensity, enabled		79574	44,00%	0,1333	0,8035			

#### 3.4.3 SHEAR

Il wind shear, o legge di potenza  $\alpha$ , indica la variazione verticale della velocità del vento al variare dell'altezza dal suolo ed è calcolato sulla base di due altezze di monitoraggio utilizzando il profilo della legge di potenza espressa come:

$$\alpha = \frac{\ln(V_{Z_1})}{\ln(V_{Z_2})} / \frac{\ln(Z_1)}{\ln(Z_2)}$$

con:

$V_{Z_1}$  = velocità del vento misurata all'altezza 1 [m/s]

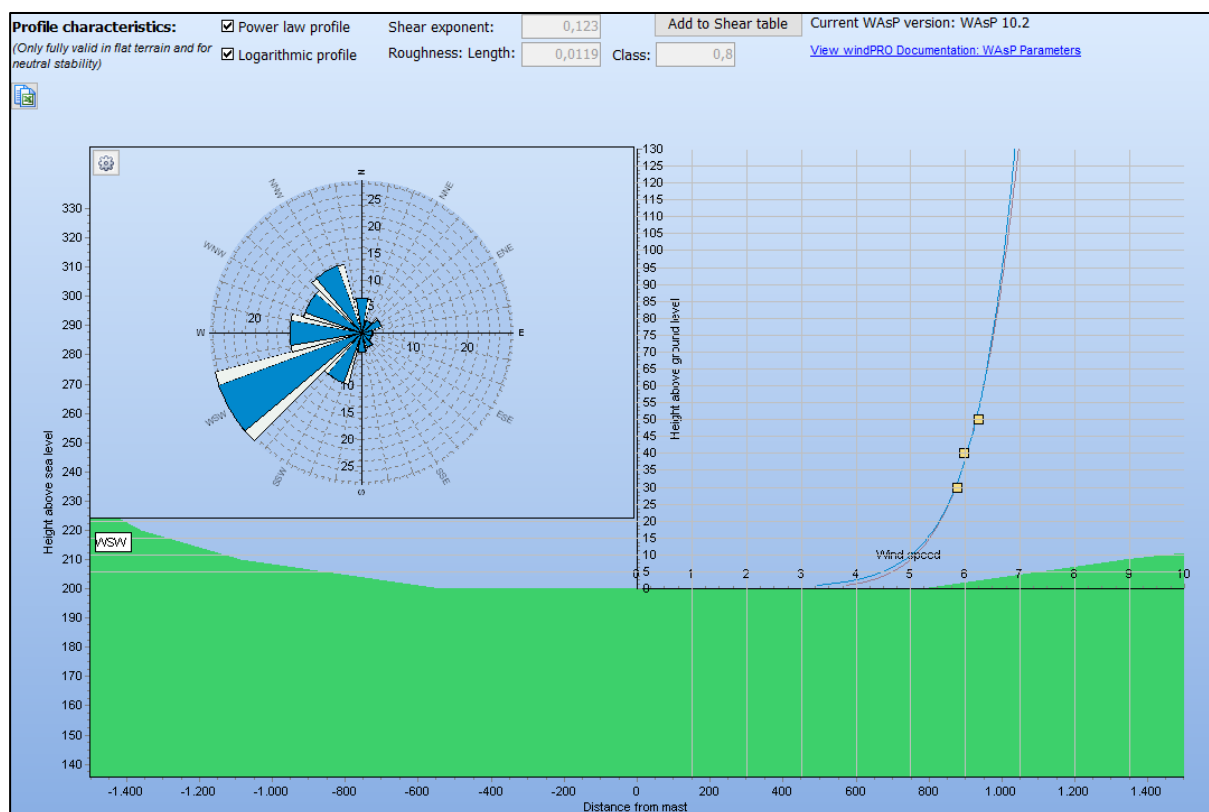
$V_{Z_2}$  = velocità del vento misurata all'altezza 2 [m/s]

$Z_1$  = altezza di misura 1 sul livello del suolo [m]

$Z_2$  = altezza di misura 2 sul livello del suolo [m]

Il Wind shear ( $\alpha$ ) è fortemente dipendente dalle altezze di riferimento, dal range di velocità, dalle direzioni e dalla stagionalità.

A seguire l'immagine che mostra l'andamento del profilo utilizzato per i calcoli e la rispondenza con il profilo reale descritto dalla stazione di misura in sito.



**Figura 7: Profilo verticale calcolato con i dati del vento disponibili alle altezze di 30, 40 e 50 m**

### 3.4.4 CARATTERISTICHE DI VENTOSITÀ PREVISTE AL SITO

Sulla base dei dati di input, ed in relazione alla orografia e rugosità del sito si riportano le caratteristiche anemologiche previste nel punto di installazione al mozzo della turbina AS10 che può considerarsi quella mediamente rappresentativa

Weibull Data				
Current site				
Sector	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	6,08	5,42	1,717	8,2
1 NNE	4,29	3,87	1,525	3,8
2 ENE	4,81	4,26	1,912	4,4
3 E	4,14	3,71	1,607	2,6
4 ESE	3,95	3,59	1,439	2,4
5 SSE	4,51	4,07	1,518	3,3
6 S	5,59	5,06	1,467	4,6
7 SSW	7,98	7,17	1,553	8,3
8 WSW	11,11	9,84	2,014	19,4
9 W	7,43	6,60	1,838	11,6
10 WNW	7,48	6,62	2,166	16,3
11 NNW	7,91	7,00	2,201	15,2
All	7,52	6,74	1,619	100,0

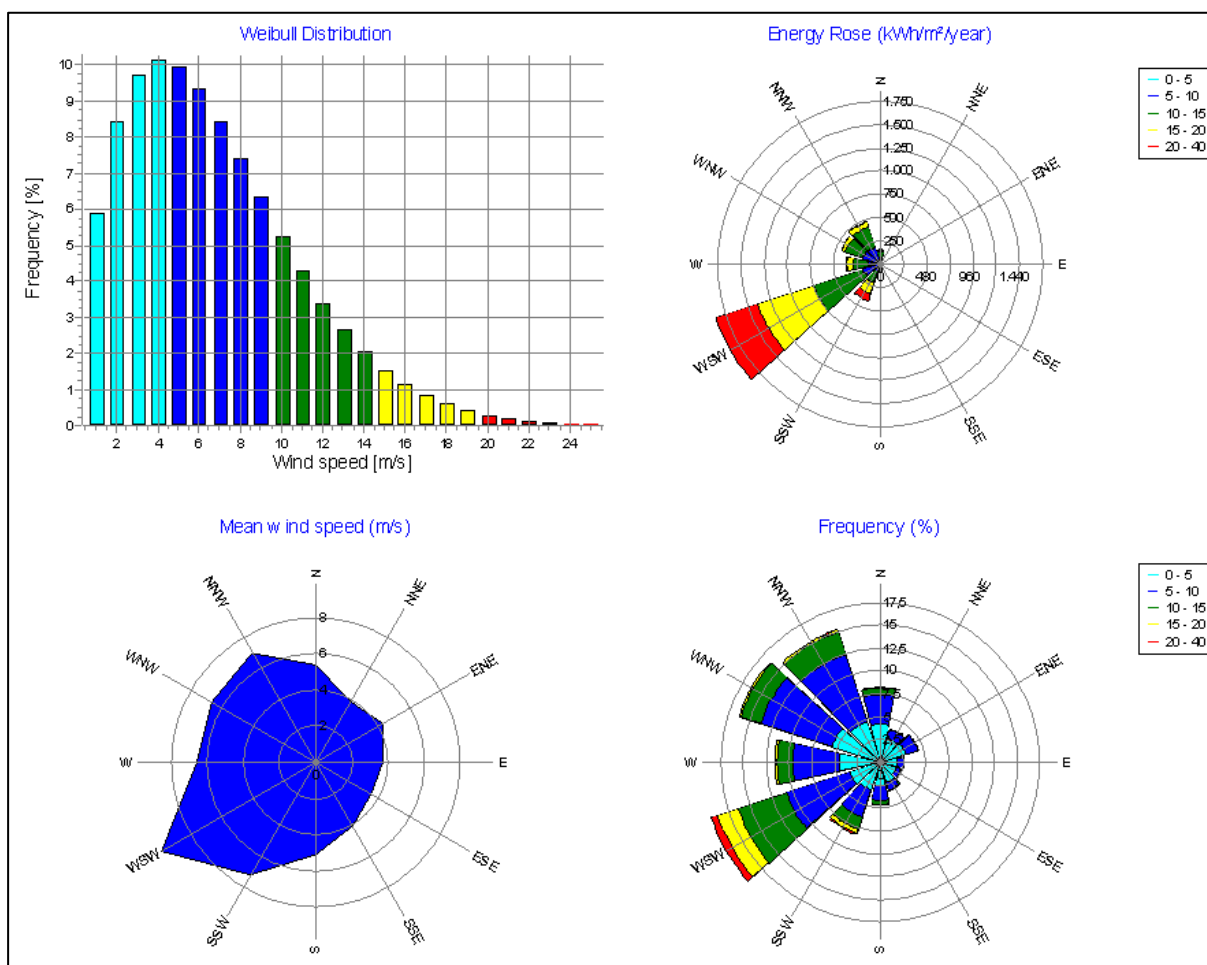



Figura 8: Caratteristiche anemologiche previste nel punto di installazione della turbina AS10 ad altezza mozzo di 110 m s.l.t.

 <b>TENPROJECT</b>	<b>CARATTERISTICHE ANEMOLOGICHE E STIMA DI PRODUCIBILITÀ IMPIANTO EOLICO ASCOLI SATRIANO (FG)</b>	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	GE.ASS02.PD.SP 00 19/03/2018 02/05/2018 15 di 28
---	---	--	--

### 3.4.5 CLASSIFICAZIONE DI SITO

La Commissione Elettrotecnica Internazionale (IEC) stabilisce i requisiti standard di progettazione. La Norma IEC 61400-1 Ed.3 specifica le classi di progettazione con associate le relative velocità del vento estreme ed intensità di turbolenza. Modelli di turbolenza ed altre condizioni ambientali, quali la complessità topografica, sono altresì specificati come illustrato nella tabella che segue:


Classe di aerogeneratori		I	II	III	S
$V_{ref}$	(m/s)	50	42,5	37,5	Valori specificati dal progettista
A	$I_{ref}$ (-)	0,16			
B	$I_{ref}$ (-)	0,14			
C	$I_{ref}$ (-)	0,12			

**Tabella 2: Parametri di base per la classe della turbina (tutti i parametri sono riferiti all'altezza mozzo)**

dove:

1. **Vref** è la velocità del vento di riferimento media su 10 minuti con un periodo di ricorrenza di 50 anni e rappresenta il parametro estremo di base utilizzato per definire le classi delle turbine eoliche (per una turbina progettata in classe S con una velocità di riferimento Vref, si intende che essa è progettata per resistere climi per cui la media estrema della velocità del vento media 10min con un periodo di ricorrenza di 50 anni è inferiore o uguale a Vref)
2. **A** indica la categoria con caratteristiche di turbolenza superiori;
3. **B** indica la categoria con caratteristiche di turbolenza medie;
4. **C** indica la categoria con caratteristiche di turbolenza inferiori;
5. **Iref** è il valore atteso dell'intensità della turbolenza a 15 m/s.;

In questo studio sono stati considerati i parametri di progettazione relativi ai dati tecnici ed alla classe eolica degli aerogeneratori pubblicati dai rispettivi produttori ed evidenziati nei paragrafi a seguire.

 <b>TENPROJECT</b>	<b>CARATTERISTICHE ANEMOLOGICHE E STIMA DI PRODUCIBILITÀ IMPIANTO EOLICO ASCOLI SATRIANO (FG)</b>	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	GE.ASS02.PD.SP 00 19/03/2018 02/05/2018 16 di 28
---	---	--	--

### 3.4.6 VREF

La Reference Wind Speed -  $V_{ref}$ , o velocità estrema del vento con un periodo di ritorno di 50 anni, è un importante parametro per l'analisi della classe eolica di appartenenza di un sito che determina quindi la scelta della turbina più adatta poiché ad essa è direttamente associato il carico nominale di progetto dell'aerogeneratore. Una buona indagine di tale parametro necessita di un'analisi sugli eventi estremi basata sulla distribuzione GEV/Gumbel.

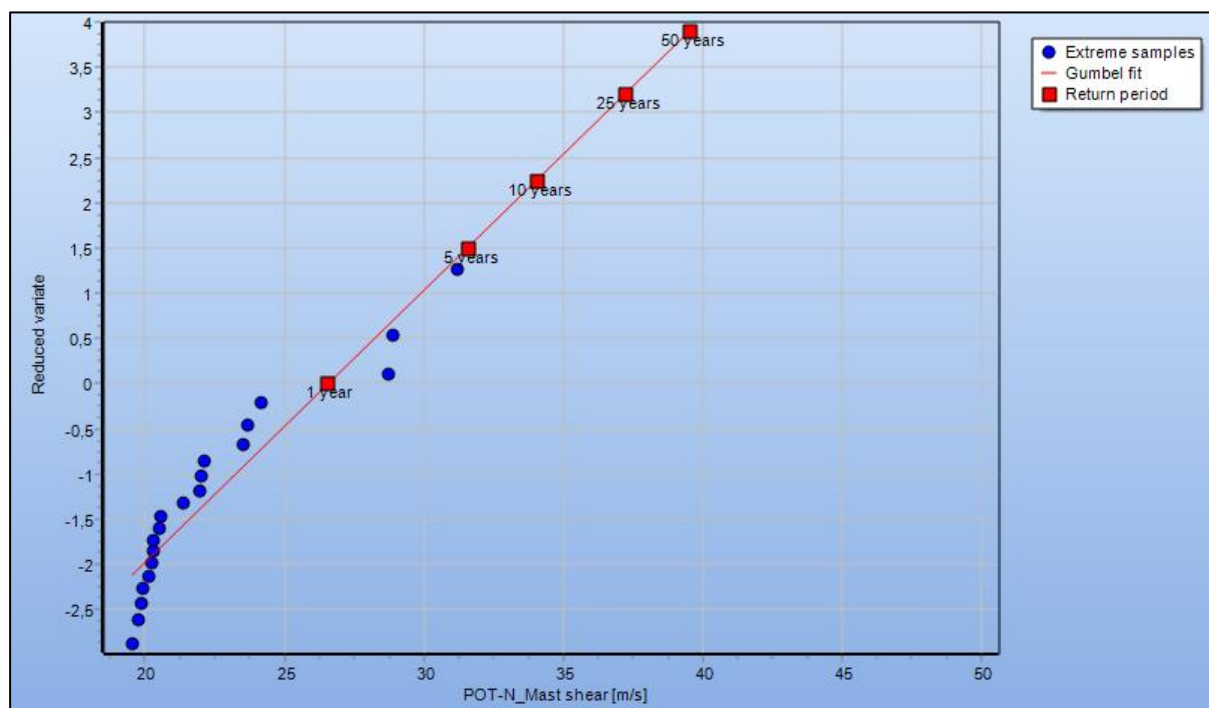
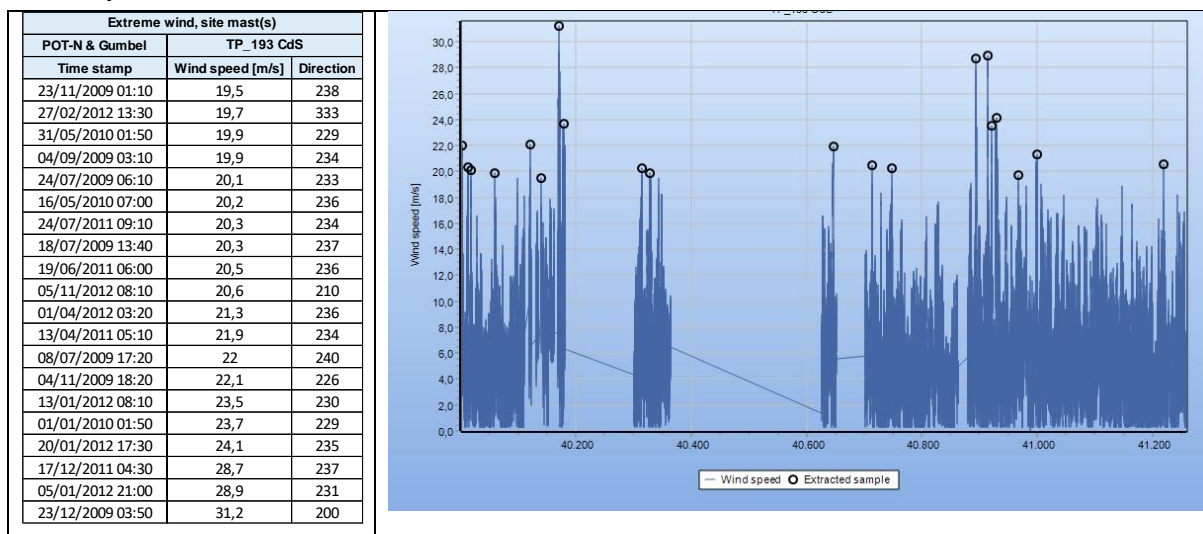
Poiché questo approccio prende in considerazione solo un valore di velocità massimo per epoca (1 anno), il set di dati da cui sono tratti gli estremi epocali, deve essere lungo: Cook (1985) suggerisce l'utilizzo di una serie con almeno 20 anni di dati per ottenere risultati affidabili (20 valori estremi), e afferma che il metodo non va impiegato con serie aventi meno di 10 anni di dati. Nelle applicazioni legate all'energia eolica questa lunga serie di dati spesso non è disponibile e pertanto l'applicazione del metodo di Gumbel può portare a una stima della  $V_{ref}$  non affidabile.

Un approccio alternativo per l'analisi dei valori estremi è quello che prende il nome di "Peak Over Threshold method" (P.O.T) che tende a fornire un insieme appropriato di valori ottenuto dall'analisi di eventi estremi indipendenti i cui valori minimi vengono considerati al di sopra di una soglia stabilita.

Il metodo POT tiene conto di tutte le velocità estreme indipendenti e identicamente distribuite che superano un valore specifico di soglia. I campioni delle velocità estreme possono essere analizzati con la funzione di distribuzione di "Gumbel" o altri tipi di funzioni di distribuzione (ad esempio la Gumbel modificata). Questo tipo di approccio è implementato nel software WindPro e richiede una combinazione appropriata nella scelta sia della soglia minima di valore estremo di riferimento, sia del tempo di separazione minimo tra gli eventi sulla base del quale poter selezionare i campioni indipendenti. Questi due parametri possono essere altamente determinanti sulla stima della  $V_{ref}$  e vengono scelti attraverso un processo iterativo. La scelta dei valori estremi può essere fatta sia sui dati reali di velocità del vento misurato, sia sul loro valore al quadrato.

In questo studio sono presentati i risultati della stima della  $V_{ref}$  secondo il metodo sopra descritto ossia partendo dai dati misurati a 50 m

Il valore di  $V_{ref}$  calcolato ad altezza mozzo per la turbina AS 10 rientra nei parametri della classe II della IEC, si raccomanda dunque una successiva attenta ed approfondita analisi di classificazione IEC in quanto l'estrapolazione al mozzo di 120 m nelle diverse posizioni della windfarm potrebbe presentare valori superiori alla classe III che comportano degli accorgimenti in fase di progettazione esecutiva.

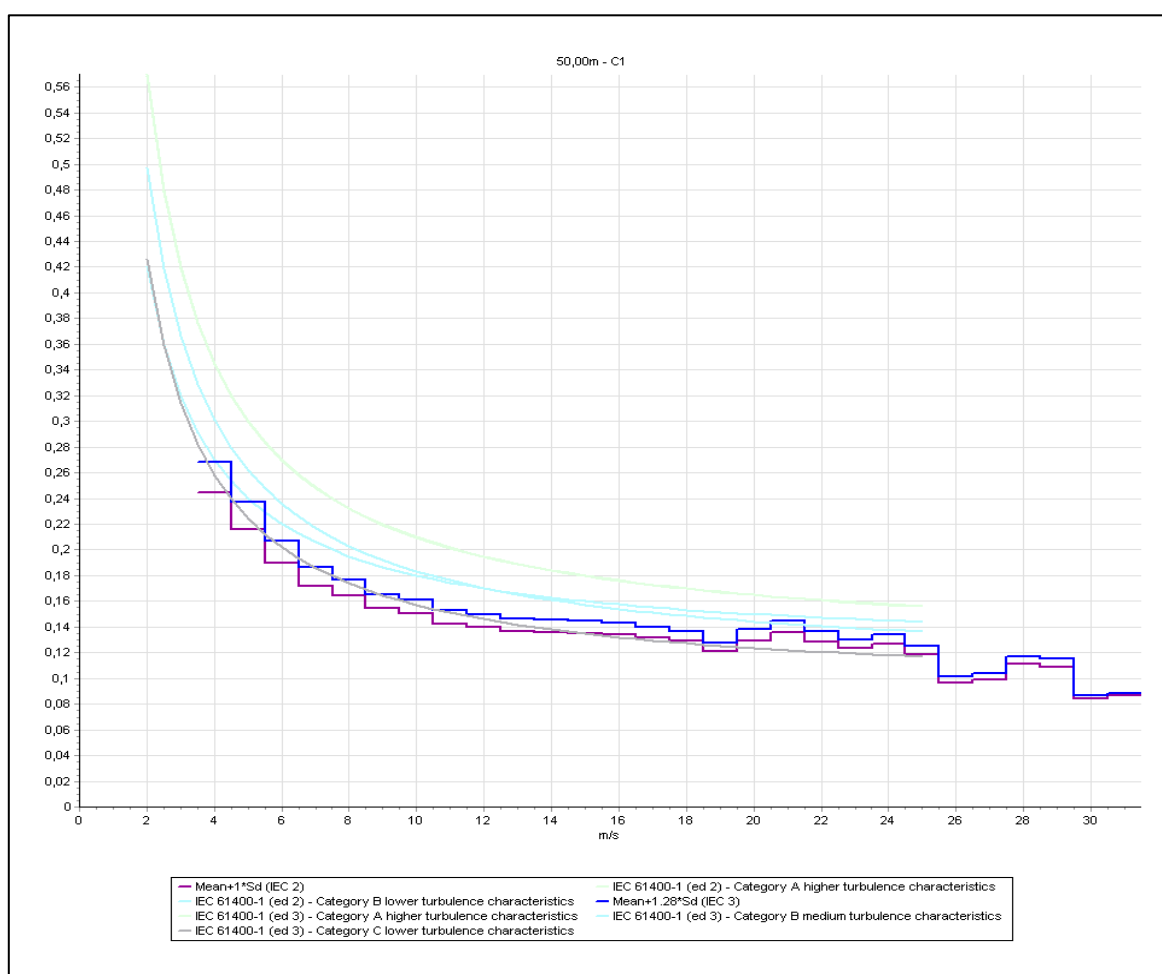
**Tabella 3: Stima della  $V_{ref}$  estrapolazione dei massimi dai dati reali misurati da una stazione di area con sensore posto a 50 m**

**Figura 9: Adattamento dei dati massimi estrapolati con i metodi descritti mediante distribuzione Gumbel su scala logaritmica**



### 3.4.7 TURBOLENZA

La turbolenza è un parametro che fornisce un'informazione importante sulle caratteristiche fluidodinamiche della vena fluida in quanto restituisce la variabilità relativa della velocità del vento entro l'intervallo considerato. Ad esempio, un valore di turbolenza (TI) superiore a 0,18 (o equivalentemente 18%), indica un fenomeno ventoso piuttosto disturbato che potrebbe eventualmente sollecitare eccessivamente le macchine per la produzione di energia eolica ed inficiarne la produttività. In genere la turbolenza diminuisce man mano che ci si allontana dalla superficie terrestre in quanto gli ostacoli e l'orografia alterano il profilo fluidodinamico.

Per il sito in esame si riscontrano i seguenti valori, diagrammati in funzione della velocità media:



**Figura 10: Turbolenza misurata dalla una stazione di misura di area a 50 m s.l.t.**

I valori di turbolenza riscontrati nel caso specifico si attestano essere sotto la soglia del limite di classificazione A della IEC 61400.

### PARK - Turbulence: Individual WTG results

**Calculation:** GE.ASS02\_S140 H110 3.6 **WTG:** AS10 - SENVION 3.6M140 3600 140.0 !O! Level 0 - Measured - Open Mode, Hub height: 110,0 m

**Turbulence Model:** S. Frandsen: 1999 - Effective turbulence model

**Wake Model:** N.O. Jensen (EMD) : 2005

**Calculation Settings**

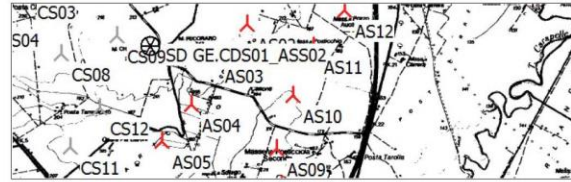
Turbulence measure-height 50,00 m  
Ambient turbulence level 14,7 %  
Number of WTGs 53

**Wake Model Parameters**

From angle [°] -180,0 Other  
To angle [°] 180,0 -  
Wake decay constant 0,065 0,065

**Turbulence model parameters**

Wöhler exponent 3,000  
Wake probability 0,060  
Increased ambient turbulence for large wind farms No  
Geometry settings Auto calculated

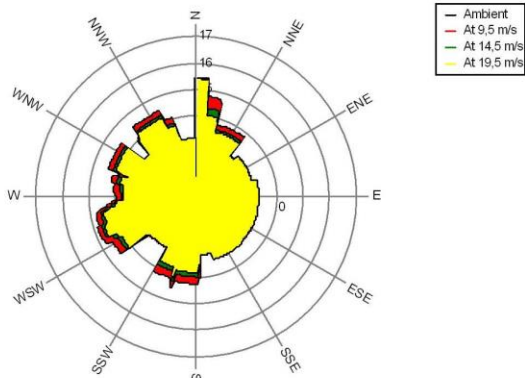


New WTG \* Scale 1:102.000 Existing WTG Site Data

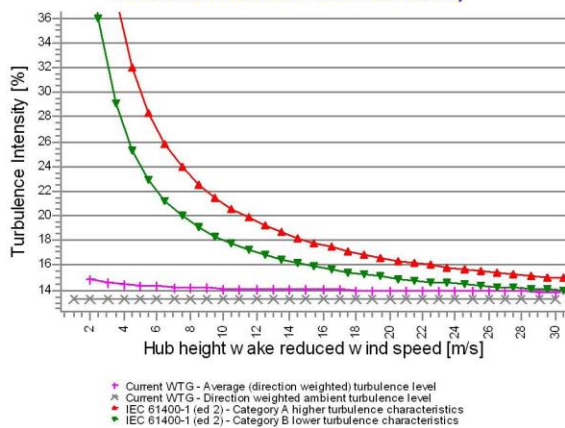
### Wind and Turbulence at Hub Height 110,00 m

Sector	Weibull Wind Distribution				Max. Turbulence Given at WTG WS			
	A	Mean	k	Freq.	Ambient	9,5 m/s	14,5 m/s	19,5 m/s
	[m/s]	[m/s]		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
0 N	6,08	5,42	1,717	8,2	13,2	15,4	15,4	15,4
1 NNE	4,29	3,87	1,525	3,8	13,0	14,6	14,2	13,9
2 ENE	4,81	4,26	1,912	4,4	13,2	13,2	13,2	13,2
3 E	4,14	3,71	1,607	2,6	13,4	13,4	13,4	13,4
4 ESE	3,95	3,59	1,439	2,4	13,4	13,4	13,4	13,4
5 SSE	4,51	4,07	1,518	3,3	13,4	13,4	13,4	13,4
6 S	5,59	5,06	1,467	4,6	13,2	14,3	14,0	13,8
7 SSW	7,98	7,17	1,553	8,3	13,2	14,5	14,3	14,1
8 WSW	11,11	9,84	2,014	19,4	13,2	14,9	14,7	14,6
9 W	7,43	6,60	1,838	11,6	13,5	14,8	14,6	14,5
10 WNW	7,48	6,62	2,166	16,3	13,4	14,5	14,3	14,1
11 NNW	7,91	7,00	2,201	15,2	13,3	14,5	14,3	14,2
All	7,52	6,74	1,619	100,0	13,5	15,4	15,4	15,4
Direction Weighted	-	-	-	-	-	14,1	14,1	14,0

### Turbulence for Hub Height Wake Reduced Wind Speeds



### Omnidirectional Maximum Turbulence Intensity



### Undisturbed Wind Speed and Wake Wind Speed (m/s)

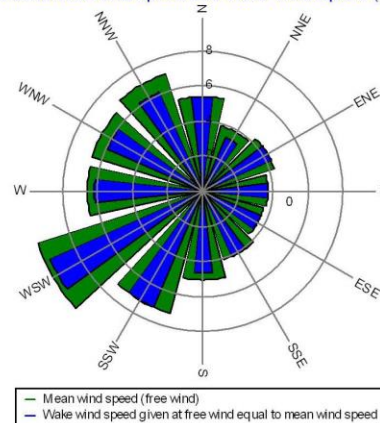


Figura 11: Dettaglio della turbolenza effettiva prevista alla turbina AS10

### 3.4.8 DATI TECNICI AEROGENERATORE

A seguire sono la sintesi delle caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore di progetto con evidenza della curva di potenza utilizzata nel modello di simulazione

#### SENVION M140-3.6 MW

Curva di potenza della turbina M140- di potenza nominale 3600 kW prodotta dalla SENVION con altezza del mozzo anche a 110 m utilizzata nella stima della produzione energetica:



#### Datasheet

##### Power

Rated power:	3,600.0 kW
Cut-in wind speed:	3.0 m/s
Rated wind speed:	11.5 m/s
Cut-out wind speed:	22.0 m/s
Survival wind speed:	-
Wind zone (DIBT):	-
Wind class (IEC):	IIIa

##### Rotor

Diameter:	140.0 m
Swept area:	15,394.0 m <sup>2</sup>
Number of blades:	3
Rotor speed, max:	9.6 U/min
Tipspeed:	70 m/s
Type:	68.5m
Material:	GRP
Manufacturer:	-
Power density 1:	233.9 W/m <sup>2</sup>
Power density 2:	4.3 m <sup>2</sup> /kW

##### Gear box

Type:	3x stage planetary /1x spur
Stages:	4.0
Ratio:	-
Manufacturer:	-

##### Generator

Type:	induction
Number:	1
Speed, max:	-
Voltage:	600.0 V
Grid connection:	converter
Grid frequency:	50 Hz
Hersteller:	-

##### Tower

Hub height:	110/130/160 m
Type:	steel tube / hybrid
Shape:	-
Corrosion protection:	-
Manufacturer:	-

### PARK - Power Curve Analysis

**Calculation:** GE.ASS02\_S140 H110 3.6 **WTG:** AS10 - SENVION 3.6M140 3600 140.0 !O! Level 0 - Measured - Hub height: 110,0 m

**Name:** Level 0 - Measured - Open Mode

**Source:** Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power
19/03/2018	USER	12/01/2016	22/02/2018	[m/s] 22,0	Pitch	User defined	Variable	kW/m <sup>2</sup> 0,23

According to document SD-3.20-WT.PC.01-A-A-EN.

**HP curve comparison** - Note: For standard air density and weibull k parameter = 2

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	7.400	10.825	13.958	16.632	18.819	20.520
SENVION 3.6M140 3600 140.0 !O! Level 0 - Measured - Open Mode	[MWh]	7.356	10.746	13.847	16.455	18.481	19.903
Check value	[%]	1	1	1	1	2	3

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m<sup>2</sup>) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.

For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see windPRO manual chapter 3.5.2.

The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.

Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

#### Power curve

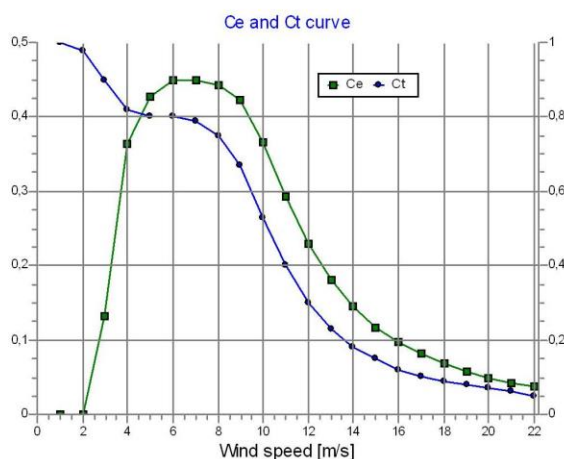
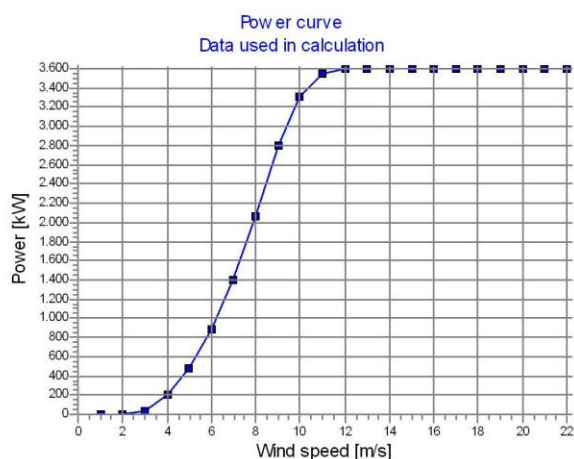
Original data, Air density: 1,225 kg/m<sup>3</sup>

Wind speed	Power	Ce	Wind speed	Ct curve
3,0	39,0	0,15	3,0	0,90
4,0	221,0	0,37	4,0	0,82
5,0	503,0	0,43	5,0	0,80
6,0	912,0	0,45	6,0	0,80
7,0	1.451,0	0,45	7,0	0,79
8,0	2.125,0	0,44	8,0	0,75
9,0	2.890,0	0,42	9,0	0,67
10,0	3.395,0	0,36	10,0	0,53
11,0	3.590,0	0,29	11,0	0,40
12,0	3.600,0	0,22	12,0	0,30
13,0	3.600,0	0,17	13,0	0,23
14,0	3.600,0	0,14	14,0	0,18
15,0	3.600,0	0,11	15,0	0,15
16,0	3.600,0	0,09	16,0	0,12
17,0	3.600,0	0,08	17,0	0,10
18,0	3.600,0	0,07	18,0	0,09
19,0	3.600,0	0,06	19,0	0,08
20,0	3.600,0	0,05	20,0	0,07
21,0	3.600,0	0,04	21,0	0,06
22,0	3.600,0	0,04	22,0	0,05

#### Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,181 kg/m<sup>3</sup> New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed	Power	Ce	Interval	Energy	Acc. Energy	Relative
[m/s]	[kW]		[m/s]	[MWh]	[MWh]	[%]
1,0	0,0	0,00	0,50- 1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50- 2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	32,2	0,13	2,50- 3,50	50,9	50,9	0,4
4,0	211,9	0,36	3,50- 4,50	199,3	250,2	2,2
5,0	485,4	0,43	4,50- 5,50	430,5	680,7	5,9
6,0	881,4	0,45	5,50- 6,50	717,7	1.398,3	12,2
7,0	1.404,0	0,45	6,50- 7,50	1.020,5	2.418,8	21,1
8,0	2.057,1	0,44	7,50- 8,50	1.286,9	3.705,7	32,3
9,0	2.796,4	0,42	8,50- 9,50	1.439,2	5.144,9	44,8
10,0	3.315,7	0,36	9,50-10,50	1.404,7	6.549,6	57,0
11,0	3.550,0	0,29	10,50-11,50	1.212,7	7.762,3	67,6
12,0	3.597,4	0,23	11,50-12,50	965,9	8.728,2	76,0
13,0	3.600,0	0,18	12,50-13,50	740,2	9.468,4	82,5
14,0	3.600,0	0,14	13,50-14,50	559,5	10.027,9	87,3
15,0	3.600,0	0,12	14,50-15,50	419,4	10.447,3	91,0
16,0	3.600,0	0,10	15,50-16,50	312,8	10.760,2	93,7
17,0	3.600,0	0,08	16,50-17,50	232,7	10.992,8	95,7
18,0	3.600,0	0,07	17,50-18,50	172,6	11.165,4	97,2
19,0	3.600,0	0,06	18,50-19,50	127,5	11.292,9	98,3
20,0	3.600,0	0,05	19,50-20,50	93,7	11.386,7	99,2
21,0	3.600,0	0,04	20,50-21,50	68,4	11.455,0	99,7
22,0	3.600,0	0,04	21,50-22,50	28,7	11.483,8	100,0



**Figura 12: Specifiche tecniche - Curva di potenza della turbina Senvion M140 da 3600 kW, alla densità dell'aria standard ed opportunamente scalata alla densità dell'aria di sito**

### 3.4.9 LOCALIZZAZIONE GEOGRAFICA AEROGENERATORI

Si riportano nelle tabelle che seguono le caratteristiche e le coordinate degli aerogeneratori di progetto e di tutti quelli esistenti nell'area e/o in iter autorizzativo inseriti e considerati nel modello di simulazione.

**Tabella 4: Coordinate dei punti di installazione delle turbine di progetto**

ID WTG	UTM WGS84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine s.l.m. [m]	Modello aerogeneratore	Potenza [KW]	Altezza mozzo s.l.t. [m]
AS01	545585	4572375	165,6	SENVION M140	3600	110
AS02	544340	4570522	240,0	SENVION M140	3600	110
AS03	543817	4570027	250,0	SENVION M140	3600	110
AS04	543458	4569251	190,0	SENVION M140	3600	110
AS05	542989	4568665	180,0	SENVION M140	3600	110
AS06	542635	4567872	185,5	SENVION M140	3600	110
AS07	544934	4567404	190,0	SENVION M140	3600	110
AS08	544890	4567980	204,0	SENVION M140	3600	110
AS09	544809	4568554	204,1	SENVION M140	3600	110
AS10	545072	4569397	194,6	SENVION M140	3600	110
AS11	545399	4570180	188,9	SENVION M140	3600	110
AS12	545887	4570750	182,5	SENVION M140	3600	110

**Tabella 5: Coordinate e caratteristiche delle turbine in iter autorizzativo sul territorio (Comune di Castelluccio dei Sauri) considerate nel modello di simulazione**

ID WTG	UTM WGS84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine s.l.m. [m]	Modello aerogeneratore	Potenza [KW]	Altezza mozzo s.l.t. [m]
C01	543680	4572790	189	SENVION M140	3600	110
C02	543071	4572444	190	SENVION M140	3600	110
C03	540854	4571043	260	SENVION M140	3600	110
C04	540260	4570602	230	SENVION M140	3600	110
C05	539688	4570193	210	SENVION M140	3600	110
C06	538402	4569440	225	SENVION M140	3600	110
C07	539693	4568996	216	SENVION M140	3600	110
C08	541485	4570014	210	SENVION M140	3600	110
C09	542279	4570339	230	SENVION M140	3600	110
C10	543792	4571909	211	SENVION M140	3600	110
C11	541543	4568579	197	SENVION M140	3600	110
C12	541999	4569196	190	SENVION M140	3600	110


**Tabella 6: Coordinate e caratteristiche delle turbine in iter autorizzativo sul territorio (Comune di Bovino) considerate nel modello di simulazione**

ID WTG	UTM WGS84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Modello aerogeneratore	Potenza [KW]	Altezza mozzo s.l.t. [m]
A01	534894	4569512	GAMESA G126-2.500	2500	120,0
A02	535180	4569850	GAMESA G126-2.500	2500	120,0
A03	535553	4570129	GAMESA G126-2.500	2500	120,0
A04	535825	4570509	GAMESA G126-2.500	2500	120,0
A05	536083	4570874	GAMESA G126-2.500	2500	120,0
A06	536375	4571197	GAMESA G126-2.500	2500	120,0
A07	536681	4571535	GAMESA G126-2.500	2500	120,0
A08	535720	4569517	GAMESA G126-2.500	2500	120,0
A09	536465	4569635	GAMESA G126-2.500	2500	120,0
A10	536919	4569821	GAMESA G126-2.500	2500	120,0
A11	537304	4570050	GAMESA G126-2.500	2500	120,0
A12	537652	4570330	GAMESA G126-2.500	2500	120,0

**Tabella 7: Coordinate e caratteristiche delle turbine esistenti sul territorio considerate nel modello di simulazione**

ID WTG	UTM WGS84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine s.l.m. [m]	Modello aerogeneratore	Potenza [KW]	Altezza mozzo s.l.t. [m]
SE_01	538096	4567195	252,2	ENERCON E-82	2000	84,5
SE_02	538770	4567341	239,9	ENERCON E-82	2000	84,5
SE_03	538161	4566852	255,9	ENERCON E-82	2000	84,5
SE_04	538879	4566734	245,6	ENERCON E-82	2000	84,5
SE_05	538570	4566631	258,2	ENERCON E-82	2000	84,5
SE_06	537991	4566513	273,1	ENERCON E-82	2000	84,5
SE_07	538084	4566058	290,2	ENERCON E-82	2000	84,5
SE_08	538429	4566197	274,1	ENERCON E-82	2000	84,5
SE_09	538072	4568208	244,8	ENERCON E-82	2000	84,5
SE_10	537590	4568478	250,0	ENERCON E-82	2000	84,5
SE_11	537460	4567855	259,3	ENERCON E-82	2000	84,5
SE_12	537165	4567660	266,4	ENERCON E-82	2000	84,5
SE_13	536768	4567351	278,4	ENERCON E-82	2000	84,5
SE_14	538592	4568273	236,3	ENERCON E-82	2000	84,5
SE_15	538653	4567865	240,0	ENERCON E-82	2000	84,5
SE_16	538964	4567032	237,1	ENERCON E-82	2000	84,5
SE_17	538938	4566347	267,0	ENERCON E-82	2000	84,5
SE_18	539403	4566403	250,0	ENERCON E-82	2000	84,5
SE_19	538804	4566027	296,1	ENERCON E-82	2000	84,5
SE_20	539052	4565761	308,4	ENERCON E-82	2000	84,5
SE_21	539124	4565395	315,1	ENERCON E-82	2000	84,5
SE_22	539522	4565661	270,1	ENERCON E-82	2000	84,5

ID WTG	UTM WGS84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine s.l.m. [m]	Modello aerogeneratore	Potenza [KW]	Altezza mozzo s.l.t. [m]
E01	542097	4572592	228,3	ENERCON E-53	800	73,3
E02	545224	4572151	184,2	NORTHERN NPS24	60	37,0
E03	544667	4573665	187,2	ENERCON E-53	800	73,3
LTW01	536867	4567011	280,0	LEITWIND LTW77	1000	65,0
LTW02	536923	4566233	326,0	LEITWIND LTW77	1000	65,0
LTW03	537265	4566439	293,6	LEITWIND LTW77	1000	65,0
LTW04	538181	4567808	247,8	LEITWIND LTW77	1000	65,0

 <b>TENPROJECT</b>	<b>CARATTERISTICHE ANEMOLOGICHE E STIMA DI PRODUCIBILITÀ IMPIANTO EOLICO ASCOLI SATRIANO (FG)</b>	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	GE.ASS02.PD.SP 00 19/03/2018 02/05/2018 24 di 28
---	---	--	--

#### 4 STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA


Nei paragrafi a seguire viene proposta la tabella di sintesi della stima di produzione energetica ed i dati tecnici della turbina utilizzata nell'analisi.

Nel calcolo eseguito si è tenuto in conto anche del deficit di produzione legato alle perdite tecniche stimate nella percentuale del 7% e dettagliate nei paragrafi successivi e del potenziale deficit energetico legato alla presenza di altri aerogeneratori già in esercizio e/o autorizzati o in inter autorizzativo in area limitrofa.


Le tabelle proposte mostrano quindi informazioni circa: produzione lorda, netta, produzione al netto delle perdite di scia e produzione al netto delle perdite di scia e delle perdite tecniche.

Nello specifico, alla luce di quanto esposto, le produzioni attese dalle turbine di progetto sono state calcolate considerando anche le turbine già citate inputando il modello di simulazione con il rispettivo modello di aerogeneratore.

A seguire sono quindi proposte le tabelle di sintesi con le produzioni energetiche stimate e con il relativo calcolo dei livelli percentili di produzione elaborati per i punti di installazione individuabili in agro del Comune di Ascoli Satriano (FG) attraverso le coordinate di seguito proposte riportate nel sistema di riferimento UTM WGS84.

	<b>CARATTERISTICHE ANEMOLOGICHE E STIMA</b>	Codice	GE.ASS02.PD.SP
	<b>DI PRODUCIBILITÀ IMPIANTO EOLICO</b>	Revisione	00
	<b>ASCOLI SATRIANO (FG)</b>	Data di creazione	19/03/2018
		Data revisione	02/05/2018
		Pagina	25 di 28

**Tabella 8: Sintesi della stima di produzione energetica attesa con l'utilizzo del modello di turbina proposto per i punti di installazione considerando anche l'effetto di perdita indotto dall'esistenza di tutte le turbine attualmente installate e di probabile futura installazione**

			<b>MED</b> Misure Elaborazione Dati				<b>GE.ASS02 - Stima di produzione energetica</b>				
ID WTG	Mod.Turbina	Potenza [KW]	Quota s.l.m. [m]	Altezza mozzo s.l.t. [m]	Vm [m/s]	Produzione lorda [GWh]	Perdite di scia [%]	Produzione al netto delle scie [GWh]	Perdite tecniche [%]	Produzione al netto di tutte le perdite [GWh]	Ore equivalenti [MWh/MW]
AS01	SENVION M140	3600	166	110	6,60	12,012	3,02	11,650	7,0	10,834	3010
AS02	SENVION M140	3600	240	110	7,05	13,111	5,64	12,371	7,0	11,505	3196
AS03	SENVION M140	3600	250	110	7,16	13,293	4,89	12,643	7,0	11,758	3266
AS04	SENVION M140	3600	190	110	6,54	11,775	6,42	11,018	7,0	10,247	2846
AS05	SENVION M140	3600	180	110	6,46	11,611	6,78	10,823	7,0	10,066	2796
AS06	SENVION M140	3600	186	110	6,51	11,745	5,38	11,113	7,0	10,335	2871
AS07	SENVION M140	3600	190	110	6,75	12,224	5,01	11,612	7,0	10,799	3000
AS08	SENVION M140	3600	204	110	6,82	12,382	6,36	11,594	7,0	10,783	2995
AS09	SENVION M140	3600	204	110	6,78	12,356	5,76	11,644	7,0	10,829	3008
AS10	SENVION M140	3600	195	110	6,74	12,256	6,30	11,484	7,0	10,680	2967
AS11	SENVION M140	3600	189	110	6,69	12,123	6,38	11,350	7,0	10,555	2932
AS12	SENVION M140	3600	183	110	6,70	12,177	5,41	11,518	7,0	10,712	2975
<b>MEAN VALUES</b>		<b>43200</b>				<b>147,063</b>	<b>5,61</b>	<b>138,821</b>	<b>7,00</b>	<b>129,103</b>	<b>2989</b>



#### 4.1 ANALISI DELLE PERDITE TECNICHE

Le potenziali sorgenti che possono indurre perdite di produzione energetica sono note e sono state considerate come perdite tecniche nei loro valori percentuali empirici. Tali valori sono stati quindi detratti dalla produzione lorda attesa. È importante sottolineare che nel caso specifico i valori più consistenti sono stati associati alla disponibilità della turbina per quanto concerne le perdite tecniche ed alla affidabilità della Power Curve per quanto concerne le incertezze. Il motivo di tali valori più elevati rispetto allo standard medio di riferimento, è da ricercare nel fatto che la potenza della turbina in oggetto è frutto di un depotenziamento meccanico della reale potenza nominale del generatore.

**Tabella 9: Dettaglio delle perdite tecniche considerate nel calcolo**

<b>Perdite Tecniche</b>			
<b>Specifica</b>	<b>Input</b>	<b>Valore perdita [%]</b>	<b>Perdita Energetica [MWh/anno]</b>
Produzione lorda [GWh]	Calcolato		147063,1
Perdite di scia / Wake loss [%]	Calcolato	5,61	8242,4
Produzione al netto delle perdite di scia [GWh]	Calcolato		138820,7
<b>Disponibilità</b>			
Disponibilità Aerogeneratore	Garantita	3	4165
Balance of plant (BOP)	Assunzione	0,5	694
Disponibilità Rete elettrica	Assunzione	0,5	694
Disponibilità/Altro	Assunzione	0,1	139
<b>Perdite prestazionali</b>			
Isteresi per Venti elevata intensità	Assunzione	0,1	139
Variabilità del campo di flusso di ventoso	Assunzione	0,1	139
Perdite prestazionali/altro (Icing/degradazione eliche)	Assunzione	0,1	139
<b>Perdite Elettriche</b>			
Perdite elettriche per dispersioni		2,5	3471
Degradazione impianto		0,1	139
<b>Perdite per cause Ambientali</b>			
Perdite prestazionali per cause diverse da "Icing"	Assunzione	0	0
Fermo macchina per fulminazioni/grandinate/altro	Assunzione	0	0
Temperature estreme	Assunzione	0	0
Inaccessibilità e cause di forza maggiore	Assunzione	0	0
Vegetazione limitrofa (Crescita/Abbattimento)	Assunzione	0	0
<b>Perdite per Limitazioni/Decurtazioni</b>			
Wind sector management	Assunzione	0	0
Rete elettrica (limitazioni/ordini di dispacciamento)	Assunzione	0	0
Limitazioni in potenza emessa concordata	Assunzione	0	0
Limitazioni in potenza per riduzioni emissioni acustiche	Calcolato	0	0
Limitazioni in potenza per riduzioni flickering	Calcolato	0	0
Limitazioni in potenza per avifauna/chiritterofauna	Assunzione	0	0
Limitazioni/altro	Assunzione	0	0
<b>Totale perdite tecniche</b>	<b>Calcolato</b>	<b>7,0</b>	<b>138821</b>
<b>Produzione al netto perdite tecniche [MWh]</b>	<b>Ore Equivalenti [MWh/MW]</b>	<b>129103</b>	<b>2989</b>


## 4.2 ANALISI DELLE INCERTEZZE

In merito alle altre fonti di incertezze, è noto che gli studi legati alla meteorologia, tradizionalmente basati su considerazioni probabilistiche, hanno un elevato margine di incertezza che, nonostante le più moderne tecniche di modellazione, impedisce previsioni sicure. Le principali fonti di incertezza sono di seguito elencate:

- incertezza sui dati misurati: corretta installazione degli strumenti di misura, calibrazione degli strumenti, manutenzione ai sensori, etc...;
- incertezza legata alla previsione di lungo termine sulla base di dati relativi a un numero limitato di mesi (e comunque non sulla base di serie storiche estese ad alcune decine di anni);
- incertezze legate alle condizioni di ventosità nelle aree adiacenti al palo anemometrico;
- mutamenti climatici registrati negli ultimi anni.

È chiaro che la previsione ha un grado di incertezza che è tanto maggiore quanto più limitato è l'arco temporale interessato dall'analisi, nel senso che se volessimo stimare la velocità media del vento del prossimo mese o della prossima settimana si stimerebbe un numero con un grado di incertezza elevato; il carattere di stagionalità e quindi di incertezza della risorsa eolica è tanto più ridotto quanto maggiore è l'arco temporale cui ci si riferisce.

Le incertezze afferenti alla variabile velocità sono state opportunamente riportate in incertezza energetica tramite un fattore di sensitività calcolato attraverso il software WPRO per lo specifico sito. Per quanto concerne l'incertezza legata all'oscillazione meteorologica, la stazione storica presente anch'essa in sito ha consentito una buona stabilizzazione della velocità media al mozzo sul lungo periodo, con forte riduzione di tale incertezza sebbene nella valutazione complessiva è stata comunque tenuta in conto l'incertezza relativa alla variabilità del vento su basi temporali di 1 e 10 anni. Le più recenti pubblicazioni del settore, nonché l'analisi dati su serie storiche locali, individuano l'oscillazione sui valori di velocità media nell'arco temporale di un anno intorno ad un valore del 6% mentre l'oscillazione sui valori di velocità media riferiti ad una media di dieci anni è invece di circa il 2%, il dato è confermato dalla stazione di lungo termine scelta nell'analisi. Con le incertezze calcolate è stato inoltre possibile valutare le probabilità di superamento di un assegnato valore di produzione (calcolo dei percentili) come riportato nelle tabelle seguenti. I percentili su base annua danno una indicazione del peggio che ci si può attendere in un anno particolarmente sfavorevole; i percentili su base decennale sono quelli da utilizzare per le analisi finanziarie in quanto danno una indicazione di cosa accade alle producibilità con trend sfavorevole su base di lungo periodo, in relazione a tutti i parametri di incertezza che hanno concorso nella stima, primo fra tutti, l'oscillazione meteorologica. I valori di incertezza ed i livelli percentili di produzione calcolati sono riportati a seguito della stima di producibilità.

 <b>TENPROJECT</b>	<b>CARATTERISTICHE ANEMOLOGICHE E STIMA DI PRODUCIBILITÀ IMPIANTO EOLICO ASCOLI SATRIANO (FG)</b>	Codice	GE.ASS02.PD.SP
		Revisione	00
		Data di creazione	19/03/2018
		Data revisione	02/05/2018
		Pagina	28 di 28

**Tabella 10: Dettaglio della valutazione delle incertezze**

<b>Valutazione delle incertezze</b>			
<b>Valore di Sensitività - Energia/Vento (Stvty: [%AEP] / %[m/s])</b>			<b>1,7</b>
<b>Incertezza Parametri Anemologici</b>	<b>Inc.V.vento [%]</b>	<b>Inc.Energia [%]</b>	<b>Inc.Energia [MWh]</b>
Campagna di misura/Affidabilità/Analisi dati	2,5	4,25	5899,9
Correlazione dati di lungo termine (MCP/LTS)	1,5	2,55	3539,9
Variabilità annuale Vm	6,0	10,20	14159,7
Variabilità decennale Vm	1,90	3,23	4477,7
Variabilità Futura Trend Ventosità	1,0	1,70	2360,0
Parametri Anemologici/Altro	1,8	3,06	4247,9
<b>Incertezza Modello di flusso e di simulazione</b>			
Modellazione ed Estrapolazione Verticale	1,8	3,06	4247,9
Modellazione ed Estrapolazione Orizzontale	1,5	2,55	3539,9
Modello di flusso e simulazione/Altro	1,5	2,55	3539,9
<b>Incertezza Produzione Energetica Sistemi di Trasformazione</b>			
Curva di Potenza Aerogeneratore	2,9	5	6941,0
Sistemi di misura	1,4	2,38	3303,9
Produzione energetica/Altro	1,0	1,70	2360,0
<b>Totale incertezza base 1 anno</b>	<b>8,25</b>	<b>14,03</b>	<b>1947,36</b>
<b>Totale incertezza base 10 anni</b>	<b>5,97</b>	<b>10,16</b>	<b>1409,87</b>

Sulla base delle incertezze sopra dettagliate, ipotizzando un processo gaussiano sono state calcolate le probabilità di superamento sulla base di due diversi periodi (1 anno e 10 anni) sintetizzate nella tabella seguente.

**Tabella 11: Probabilità di superamento**

<b>Base Period</b>		<b>P50</b>	<b>P75</b>	<b>P90</b>
<b>1 YEAR</b>	[MWh]	129103	116888	105894
	FLEOH [MWh/MW]	2989	2706	2451
<b>10 YEARS</b>	[MWh]	129103	120259	112300
	FLEOH [MWh/MW]	2989	2784	2600

## 5 CONCLUSIONI

Con l'installazione del modello di aerogeneratore ipotizzato Senvion M140 di potenza nominale 3,6 MW è stata calcolata una resa energetica certamente soddisfacente che prevede una produzione netta pari a 129,103 GWh annui corrispondenti a 2989 ore equivalenti/anno pur decurtando una percentuale di perdite tecniche pari al 7 %.