

REGIONE PUGLIA
PROVINCIA DI FOGGIA

Comune:
Castelluccio dei Sauri - Deliceto
Località " Cisterna - Posta Cisternola - Sterparo"

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'

N. Elaborato: 9.3

Scala: -

Committente

WIND ENERGY CASTELLUCCIO S.r.l.

Via Caravaggio, 125
65125 Pescara (PE)
PEC: windcastellucciosrl@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	Aprile 2018	DF sigla	ML sigla	NF sigla	Emissione Progetto Definitivo
		Elaborazione	Approvazione	Emissione	
Nome File sorgente		GE.CDS01.PD.9.3.R00.doc-dwg	Nome file stampa	GE.CDS01.PD.9.3.R00.pdf	Formato di stampa A4 - A3



TENPROJECT

**CARATTERISTICHE ANEMOLOGICHE E STIMA
DI PRODUCIBILITÀ IMPIANTO EOLICO
CASTELLUCCIO DEI SAURI (FG)**

Codice
Revisione
Data di creazione
Data revisione
Pagina

GE.CDS01.PD.SP
00
19/03/2018
30/03/2018
2 di 27

INDICE

1	INTRODUZIONE	4
1.1	PREMESSA	4
1.2	ATTIVITÀ SVOLTE	4
1.3	INDAGINE DI SITO	5
2	METODOLOGIA DI ANALISI	8
3	DATI DI INPUT.....	10
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	STAZIONI DI MISURA DI RIFERIMENTO	12
3.4.2	VALUTAZIONE DEI DATI MISURATI	12
3.4.3	SHEAR.....	13
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
4	STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA.....	24
4.1	ANALISI DELLE PERDITE TECNICHE.....	25
4.2	ANALISI DELLE INCERTEZZE	26
5	CONCLUSIONI	27

1 INTRODUZIONE

1.1 PREMESSA

La società Wind Energy Castelluccio Srl di seguito indicata come “Committente”, ha incaricato la Ten Project Srl di eseguire una asseverazione sulle caratteristiche anemologiche e stima di producibilità per un impianto eolico costituito da dodici aerogeneratori ognuno da 3,60 MW da installare nel comune di Castelluccio dei Sauri (FG) in località “Cisterna”, “Posta Cisternola”, “Sterparo” e con opere di connessione ricadenti anche nel comune di Deliceto (FG). Proponente dell’iniziativa è la società Wind Energy Castelluccio Srl.

La finalità di questo report è quella di caratterizzare le condizioni anemologiche e determinare, partendo dai dati anemometrici di stazioni di misura in sito, 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 dei dati anemometrici di sito con stazioni di lungo termine (Long Term Station-LTS);
- Analisi statistica della velocità del vento in sito;
- 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 2 Km in direzione Sud-Est dal centro del comune di Castelluccio dei Sauri, a circa 10 Km in direzione Nord-Est dal Comune di Deliceto ed a circa 9 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 210 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.

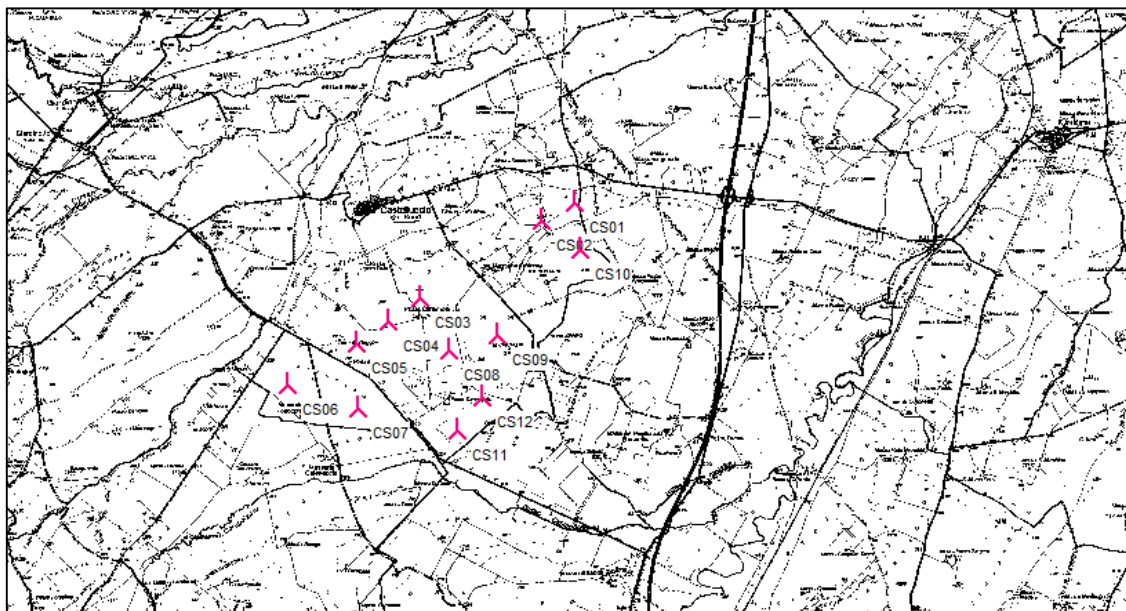


Figura 1: Inquadramento IGM 1:50000. In magenta (per migliorarne la visibilità) le turbine di progetto

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.

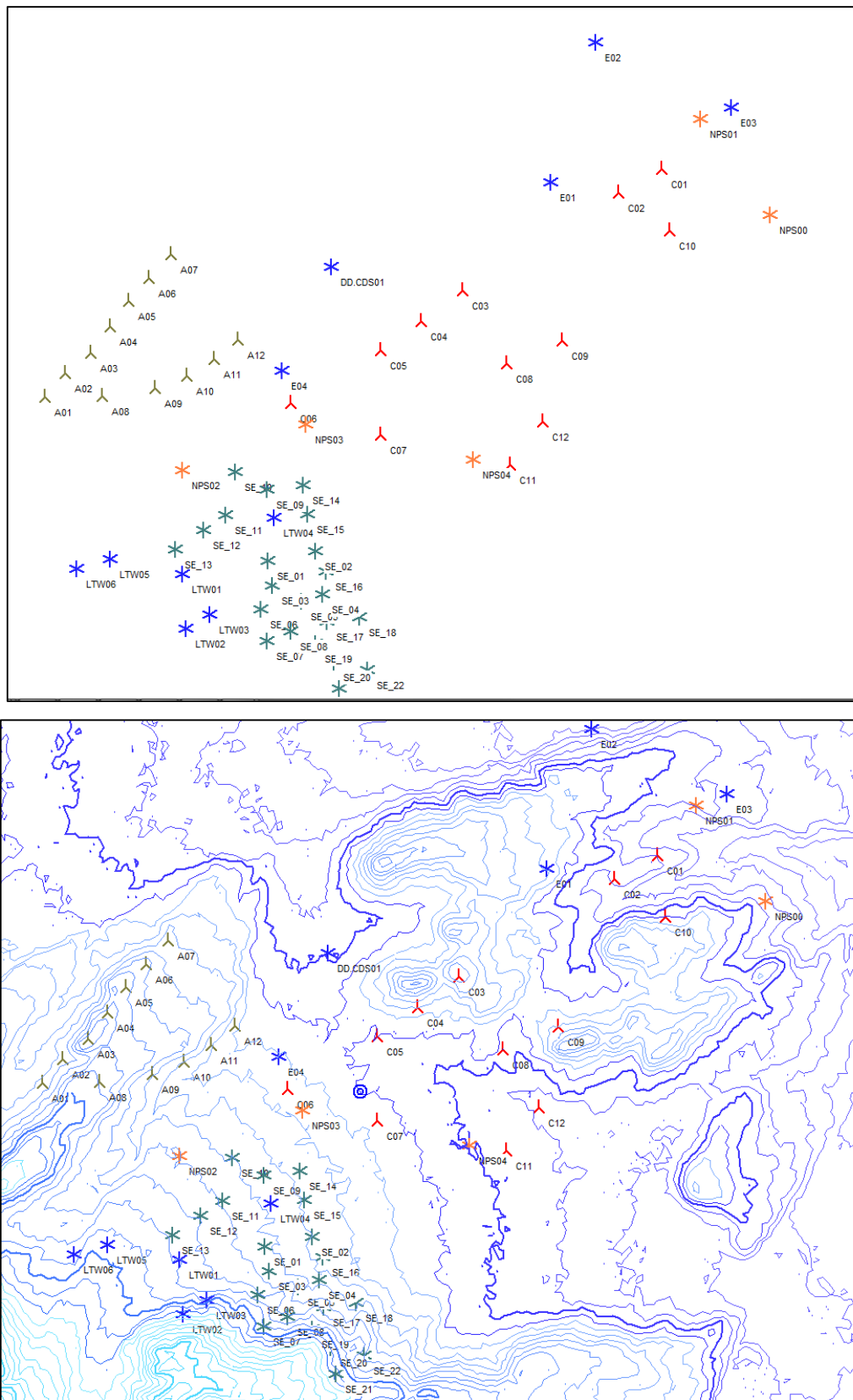
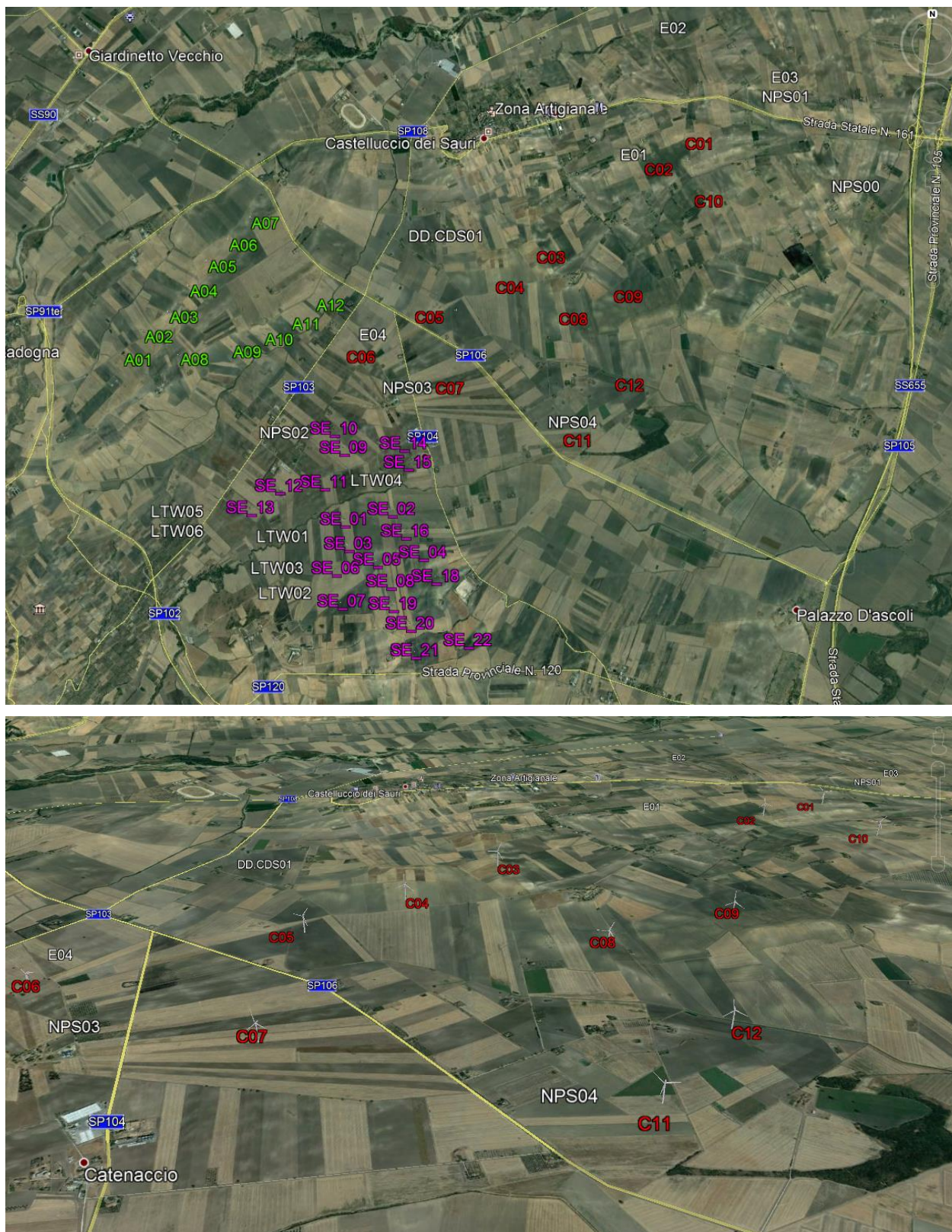


Figura 2: Inquadramento dell'area di progetto su curve di livello con rappresentazione degli aerogeneratori di progetto [▲], di tutti gli aerogeneratori esistenti (asterischi), e degli aerogeneratori in iter autorizzativo considerati nel modello di simulazione [▲ di colore grigio]



**Figura 3: Inquadramento su ortofoto planimetrica e prospettivo 3D estratto da Google Earth.
Le etichette rosse (C01-C12) individuano le 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:

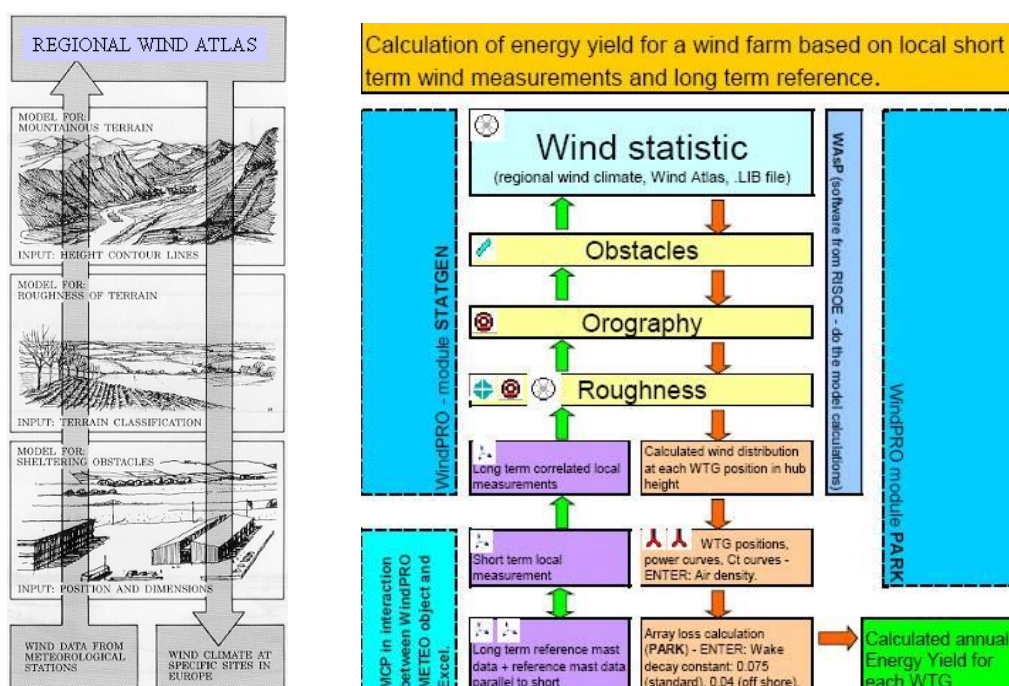


Figura 4: Diagramma di flusso del programma WAsP/Wpro

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

 TENPROJECT	CARATTERISTICHE ANEMOLOGICHE E STIMA DI PRODUCIBILITÀ IMPIANTO EOLICO CASTELLUCCIO DEI SAURI (FG)	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	GE.CDS01.PD.SP 00 19/03/2018 30/03/2018 10 di 27
---	--	--	--

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.

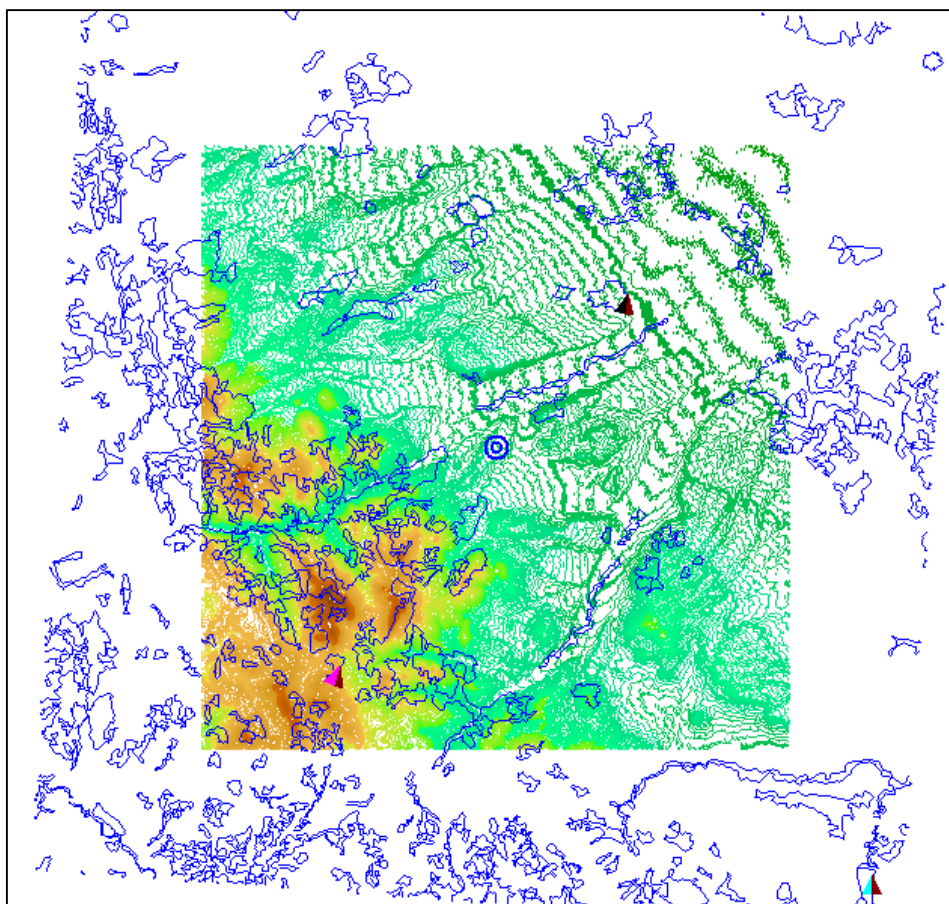


Figura 5: Immagine dei dati di input di DTM e rugosità

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 kg/m³.

Station Info 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 Climate database 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 <input type="text" value="340,0"/> m Site temperature <input type="text" value="14,9"/> °C Site pressure <input type="text" value="952,6"/> hPa Air density <input type="text" value="1,177"/> kg/m ³ <hr/> RESULT: <input type="text" value="96,1"/> % of STANDARD <input type="button" value="Show/input via calculator"/>
--	---

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 STAZIONI DI MISURA 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: Dettagli 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 α , 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 (α) 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.

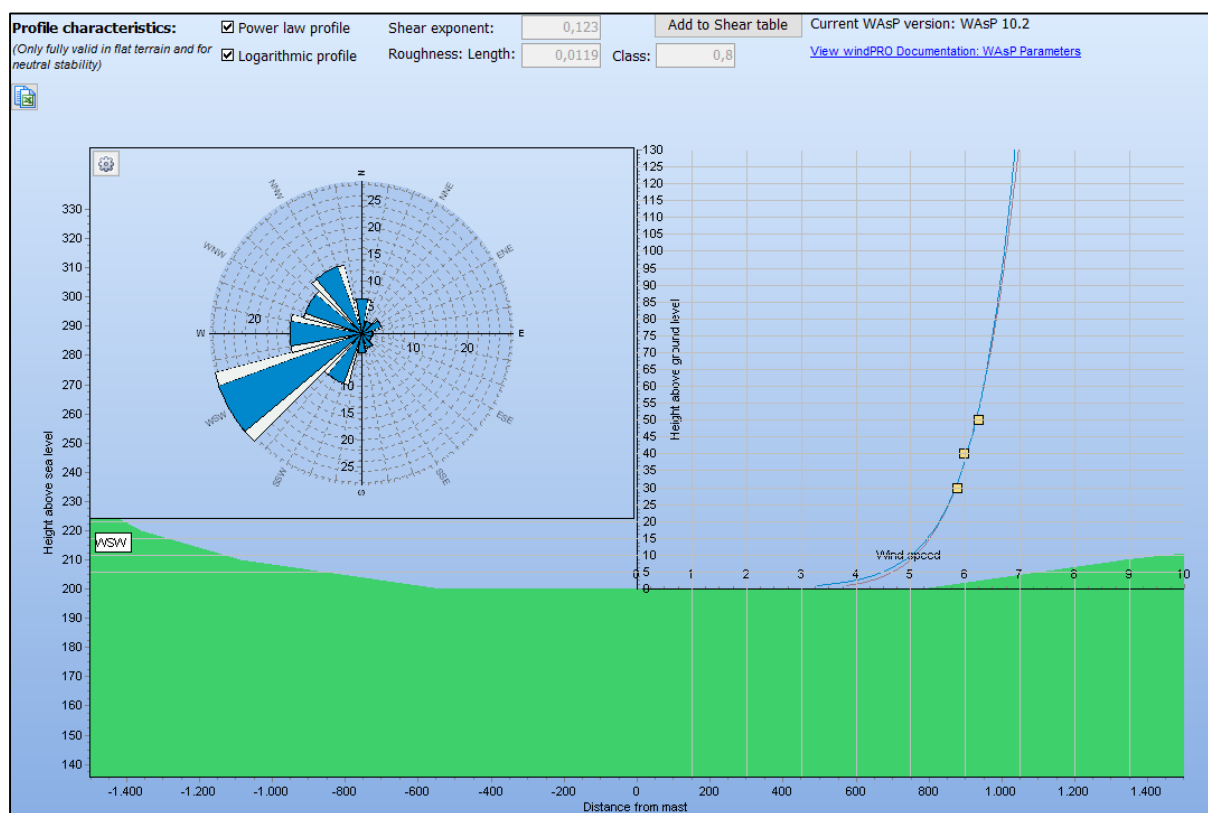


Figura 7: Profilo verticale calcolato con i dati del vento disponibili alle altezze di 30, 40 e 50 m

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 C08 che può considerarsi quella mediamente rappresentativa

Weibull Data				
Current site				
Sector	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	6,07	5,41	1,713	8,4
1 NNE	4,17	3,75	1,537	3,8
2 ENE	4,66	4,14	1,920	4,3
3 E	4,00	3,59	1,607	2,5
4 ESE	3,84	3,49	1,439	2,4
5 SSE	4,51	4,06	1,518	3,3
6 S	5,66	5,13	1,459	4,8
7 SSW	7,95	7,14	1,561	8,5
8 WSW	10,76	9,53	2,021	19,3
9 W	7,06	6,27	1,857	11,0
10 WNW	7,32	6,49	2,158	16,1
11 NNW	7,76	6,87	2,205	15,6
All	7,36	6,58	1,631	100,0

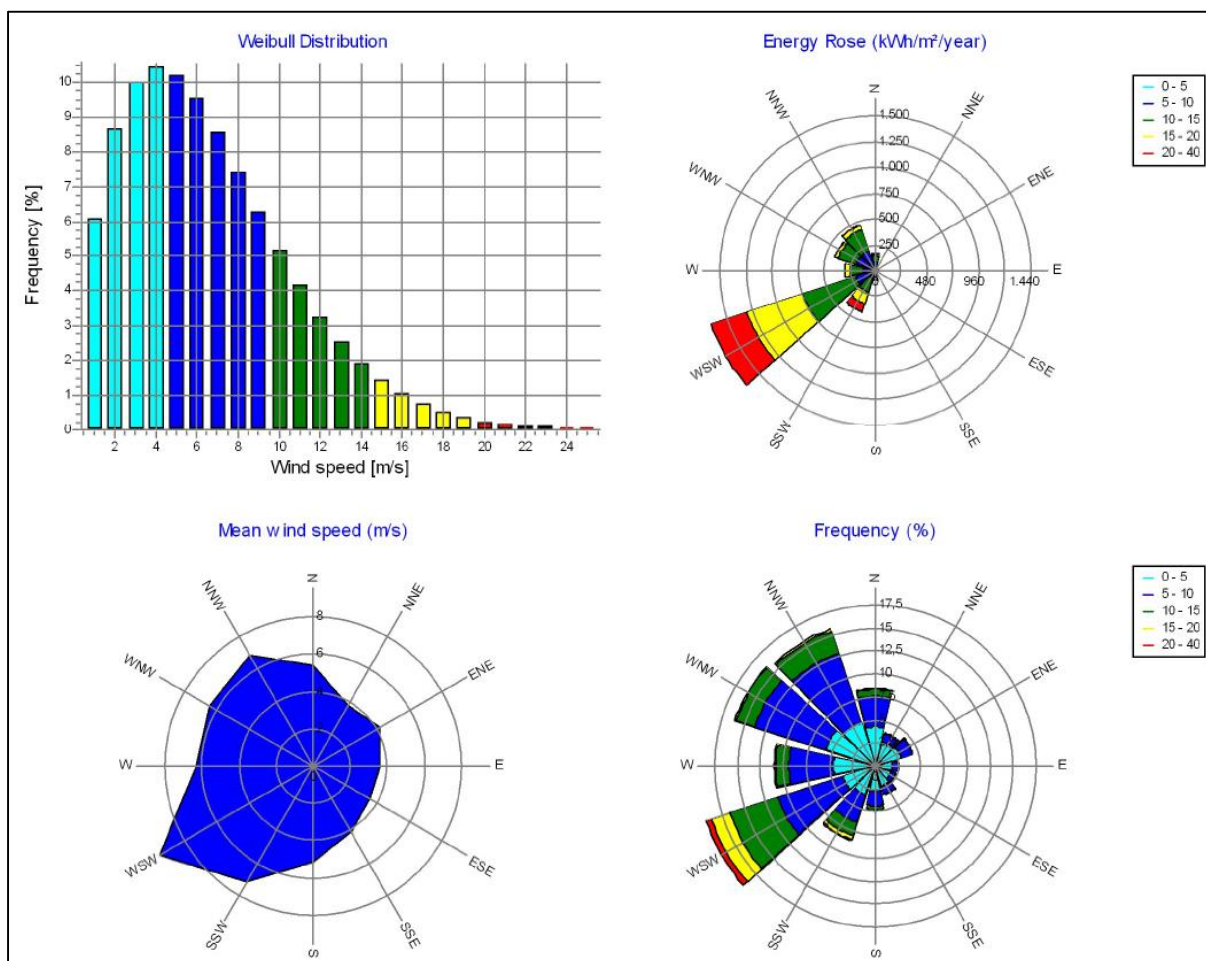


Figura 8: Caratteristiche anemologiche previste nel punto di installazione della turbina CS08 ad altezza mozzo di 110 m s.l.t.

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.

 TENPROJECT	CARATTERISTICHE ANEMOLOGICHE E STIMA DI PRODUCIBILITÀ IMPIANTO EOLICO CASTELLUCCIO DEI SAURI (FG)	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	GE.CDS01.PD.SP 00 19/03/2018 30/03/2018 16 di 27
---	--	--	--

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.

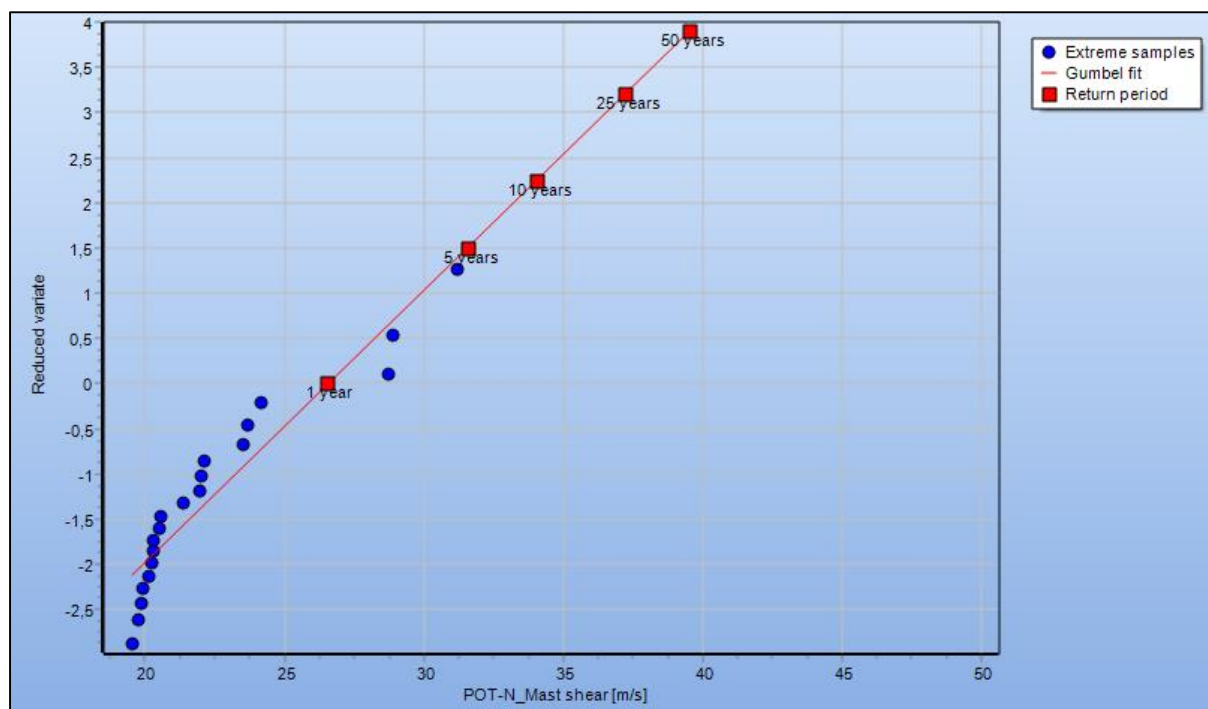
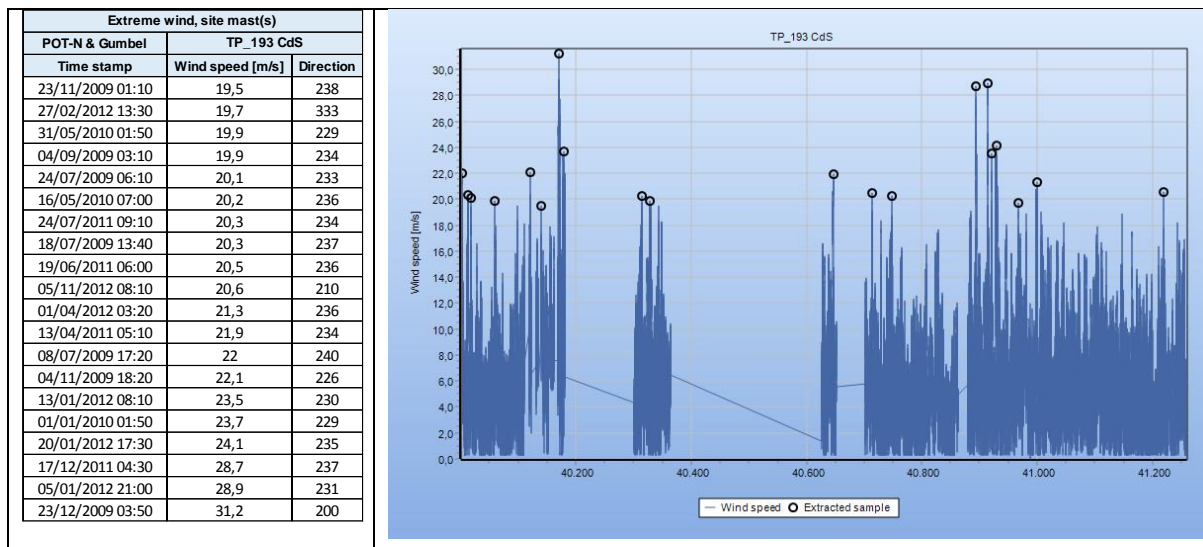
Poiché questo approccio prende in considerazione solo un valore di velocità massimo per epoca (1 anno), il set di dati da cui sono tratti gli estremi epocali, deve essere lungo: Cook (1985) suggerisce l'utilizzo di una serie con almeno 20 anni di dati per ottenere risultati affidabili (20 valori estremi), 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 C08 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 dal sensore a 50 m della stazione di area

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:

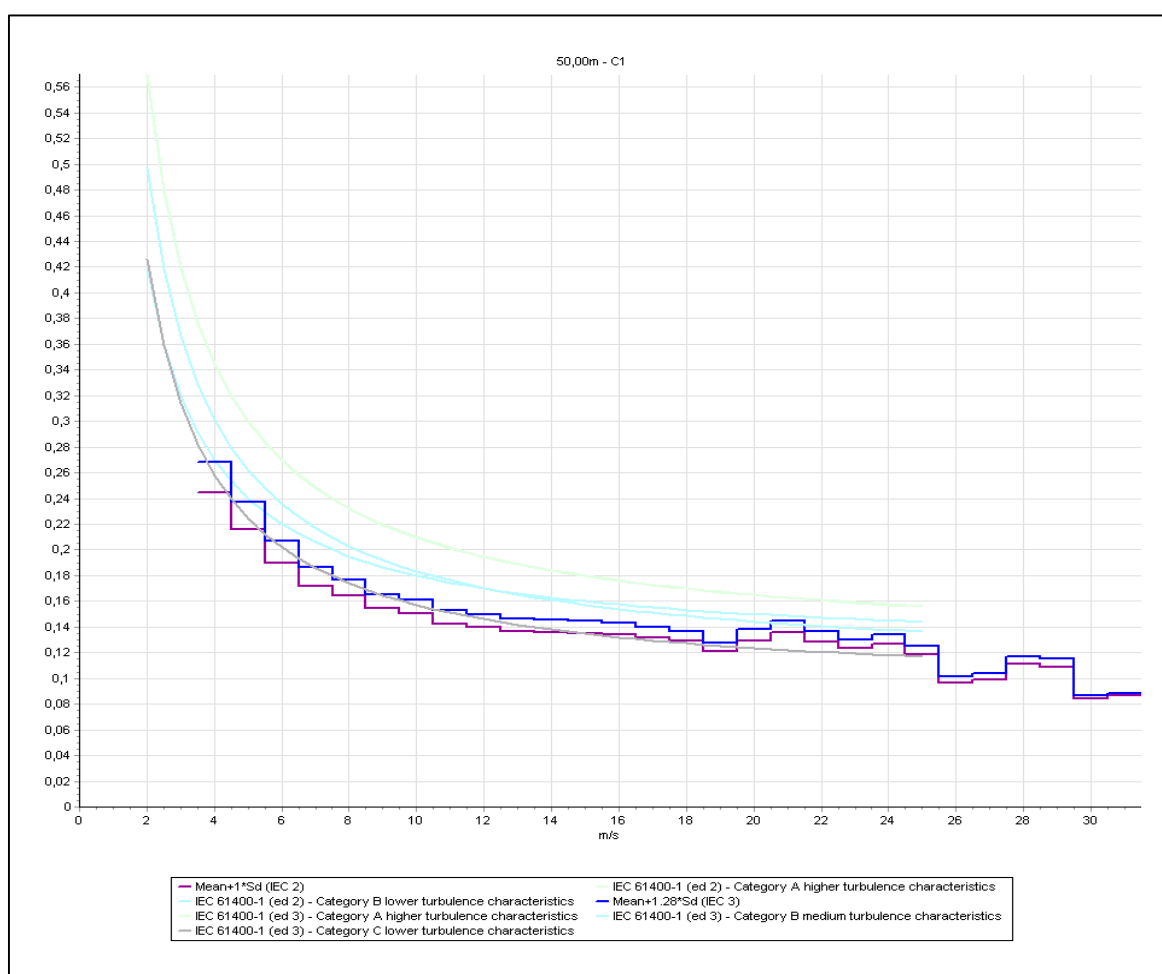


Figura 10: Turbolenza misurata a 50 m dalla stazione di misura di area a 50 m s.l.t.

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

PARK - Turbulence: Individual WTG results

Calculation: GE.CDS01_S140 H110 3.6WTG: CS08 - SENVION 3.6M140 3600 140.0 IO! Level 0 - Measured - Open Mode, Hub height: 110,0 m

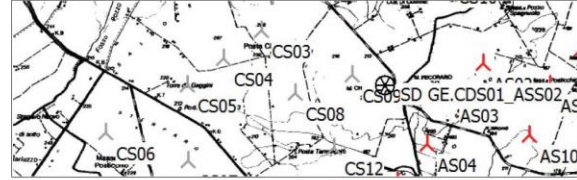
Turbulence Model: S. Frandsen: 1999 - Effective turbulence model

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

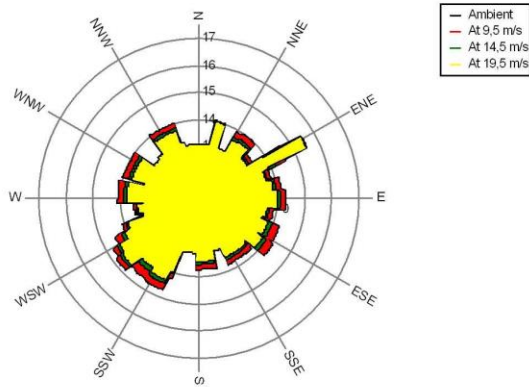


Scale 1:102.000
New WTG Existing WTG Site Data

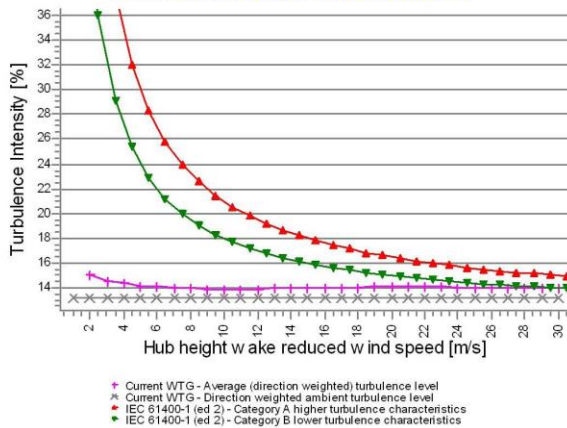
Wind and Turbulence at Hub Height 110,00 m

Sector	Weibull Wind Distribution				Max. Turbulence Given at WTG WS			
	A [m/s]	Mean [m/s]	k	Freq. [%]	Ambient [%]	9,5 m/s [%]	14,5 m/s [%]	19,5 m/s [%]
0 N	6,07	5,41	1,713	8,4	13,1	14,0	14,0	14,0
1 NNE	4,17	3,75	1,537	3,8	13,1	14,0	14,0	14,0
2 ENE	4,66	4,14	1,920	4,3	13,1	15,5	15,5	15,5
3 E	4,00	3,59	1,607	2,5	13,1	14,3	14,1	14,0
4 ESE	3,84	3,49	1,439	2,4	13,1	14,3	14,0	13,9
5 SSE	4,51	4,06	1,518	3,3	13,1	13,8	13,6	13,5
6 S	5,66	5,13	1,459	4,8	13,1	13,7	13,5	13,4
7 SSW	7,95	7,14	1,561	8,5	13,2	14,7	14,5	14,4
8 WSW	10,76	9,53	2,021	19,3	13,2	14,9	14,7	14,6
9 W	7,06	6,27	1,857	11,0	13,2	14,1	13,9	13,7
10 WNW	7,32	6,49	2,158	16,1	13,1	14,0	13,8	13,7
11 NNW	7,76	6,87	2,205	15,6	13,2	14,0	13,8	13,7
All	7,36	6,58	1,631	100,0	13,2	15,5	15,5	15,5
Direction Weighted	-	-	-	-	-	14,0	14,0	14,1

Turbulence for Hub Height Wake Reduced Wind Speeds



Omnidirectional Maximum Turbulence Intensity



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

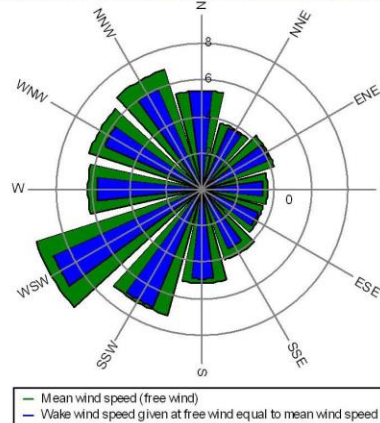


Figura 11: Dettaglio della turbolenza effettiva prevista alla turbina CS08

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 SENVIONE 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 ²
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 ²
Power density 2:	4.3 m ² /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.CDS01_S140 H110 3.6WTG:CS08 - SENVION 3.6M140 3600 140.0 !O! Level 0 - Measured - Open Mode, 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 ² 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/m²) 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/m³

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: 1,179 kg/m³ 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	31,9	0,13	2,50- 3,50	52,3	52,3	0,5
4,0	211,5	0,36	3,50- 4,50	204,6	256,9	2,3
5,0	484,7	0,43	4,50- 5,50	439,9	696,9	6,2
6,0	880,1	0,45	5,50- 6,50	729,3	1.426,2	12,7
7,0	1.402,0	0,45	6,50- 7,50	1.029,8	2.456,0	21,9
8,0	2.054,3	0,44	7,50- 8,50	1.288,2	3.744,2	33,4
9,0	2.792,5	0,42	8,50- 9,50	1.427,8	5.172,0	46,2
10,0	3.312,4	0,36	9,50-10,50	1.380,3	6.552,2	58,5
11,0	3.548,3	0,29	10,50-11,50	1.178,9	7.731,1	69,1
12,0	3.597,3	0,23	11,50-12,50	928,0	8.659,2	77,3
13,0	3.600,0	0,18	12,50-13,50	702,4	9.361,6	83,6
14,0	3.600,0	0,14	13,50-14,50	524,2	9.885,7	88,3
15,0	3.600,0	0,12	14,50-15,50	387,8	10.273,6	91,8
16,0	3.600,0	0,10	15,50-16,50	285,5	10.559,1	94,3
17,0	3.600,0	0,08	16,50-17,50	209,4	10.768,5	96,2
18,0	3.600,0	0,07	17,50-18,50	153,1	10.921,5	97,6
19,0	3.600,0	0,06	18,50-19,50	111,4	11.032,9	98,6
20,0	3.600,0	0,05	19,50-20,50	80,5	11.113,3	99,3
21,0	3.600,0	0,04	20,50-21,50	57,6	11.170,9	99,8
22,0	3.600,0	0,04	21,50-22,50	23,9	11.194,8	100,0

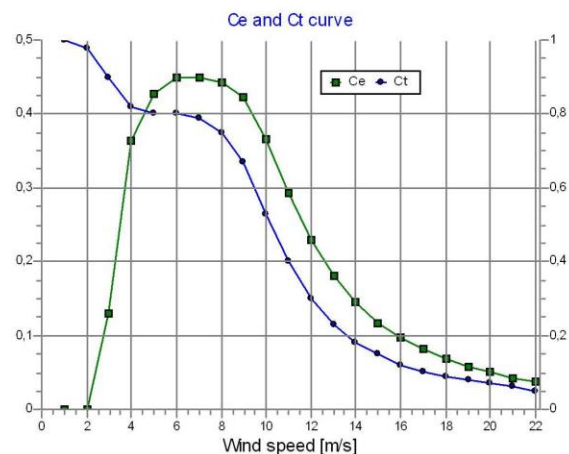
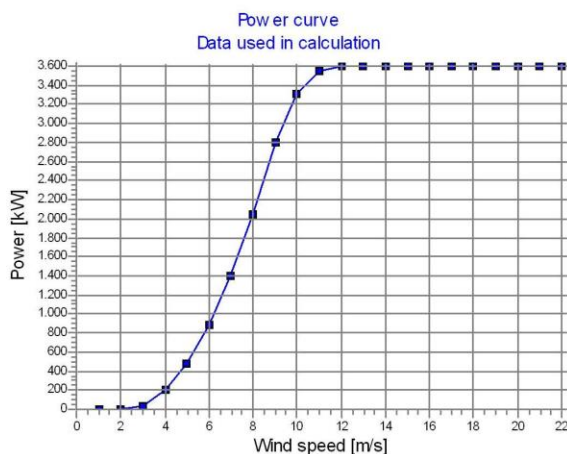


Figura 12: Specifiche tecniche - Curva di potenza della turbina Senvion M140 da 3600 kW, alla densità dell'aria standard ed opportunamente scalata alla densità dell'aria di sito

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]
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 5: Coordinate e caratteristiche delle turbine autorizzate, in iter autorizzativo, e già insistenti sul territorio considerate nel modello di simulazione

Progetto in ITER su Agro di Bovino (FG)						
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]
A01	534894	4569512	253	GAMESA G126	2500	120
A02	535180	4569850	254	GAMESA G126	2500	120
A03	535553	4570129	290	GAMESA G126	2500	120
A04	535825	4570509	280	GAMESA G126	2500	120
A05	536083	4570874	271	GAMESA G126	2500	120
A06	536375	4571197	260	GAMESA G126	2500	120
A07	536681	4571535	240	GAMESA G126	2500	120
A08	535720	4569517	289	GAMESA G126	2500	120
A09	536465	4569635	251	GAMESA G126	2500	120
A10	536919	4569821	240	GAMESA G126	2500	120
A11	537304	4570050	232	GAMESA G126	2500	120
A12	537652	4570330	224	GAMESA G126	2500	120

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 Singole Applicazioni	UTM WGS84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine s.l.m. [m]	Modello aerogeneratore considerato nella simulazione	Potenza [KW]	Altezza al mozzo s.l.t. [m]
E01	542097	4572592	228,3	ENERCON E53	800	73,3
E02	542728	4574585	150,0	ENERCON E53	800	73,3
E03	544667	4573665	187,2	ENERCON E53	800	73,3
E04	538273	4569904	220,0	ENERCON E53	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
LTW05	535834	4567219	294,5	LEITWIND LTW77	1000	65,0
LTW06	535367	4567079	286,2	LEITWIND LTW77	1000	65,0
DD.CDS01	538976	4571372	200,0	LEITWIND LTW77	900	60,0
NPS00	545224	4572151	184,2	NORTHERN NPS 60-24	60	37,0
NPS01	544223	4573508	190,0	NORTHERN NPS 60-24	60	37,0
NPS02	536868	4568477	260,0	NORTHERN NPS 60-24	60	37,0
NPS03	538625	4569137	226,7	NORTHERN NPS 60-24	60	37,0
NPS04	541018	4568654	200,0	NORTHERN NPS 60-24	60	37,0

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 autorizzato 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 Castelluccio dei Sauri (FG) attraverso le coordinate di seguito proposte riportate nel sistema di riferimento UTM WGS84.

Tabella 6: 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


		MED Misure Elaborazione Dati					GE.CDS01 - Stima di Produzione Energetica					
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]	
C01	SENVION M140	3600	189,4	110,0	6,66	12,073	4,52	11,528	7,00	10,721	2978	
C02	SENVION M140	3600	190,0	110,0	6,56	11,777	2,73	11,456	7,00	10,654	2959	
C03	SENVION M140	3600	260,0	110,0	7,05	13,007	4,17	12,464	7,00	11,592	3220	
C04	SENVION M140	3600	229,7	110,0	6,70	12,224	4,42	11,684	7,00	10,866	3018	
C05	SENVION M140	3600	210,0	110,0	6,50	11,803	2,64	11,491	7,00	10,687	2969	
C06	SENVION M140	3600	225,0	110,0	6,51	11,772	1,49	11,597	7,00	10,786	2996	
C07	SENVION M140	3600	215,8	110,0	6,51	11,799	4,27	11,295	7,00	10,504	2918	
C08	SENVION M140	3600	210,8	110,0	6,58	11,893	5,87	11,195	7,00	10,411	2892	
C09	SENVION M140	3600	230,3	110,0	6,81	12,303	5,07	11,680	7,00	10,862	3017	
C10	SENVION M140	3600	210,6	110,0	6,74	12,309	5,33	11,653	7,00	10,837	3010	
C11	SENVION M140	3600	196,7	110,0	6,52	11,784	4,43	11,262	7,00	10,473	2909	
C12	SENVION M140	3600	190,0	110,0	6,46	11,651	6,55	10,887	7,00	10,125	2813	
MEAN VALUES		43200				144,396	4,29	138,193	7,00	128,519	2975	

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 7: Dettaglio delle perdite tecniche considerate nel calcolo

Perdite Tecniche			
Specifica	Input	Valore perdita [%]	Perdita Energetica [MWh/anno]
Produzione lorda [GWh]	Calcolato		144396,0
Perdite di scia / Wake loss [%]	Calcolato	4,29	6203,2
Produzione al netto delle perdite di scia [GWh]	Calcolato		138192,8
Disponibilità			
Disponibilità Aerogeneratore	Garantita	3	4146
Balance of plant (BOP)	Assunzione	0,5	691
Disponibilità Rete elettrica	Assunzione	0,5	691
Disponibilità/Altro	Assunzione	0,1	138
Perdite prestazionali			
Isteresi per Venti elevata intensità	Assunzione	0,1	138
Variabilità del campo di flusso di ventoso	Assunzione	0,1	138
Perdite prestazionali/altro (Icing/degradazione eliche)	Assunzione	0,1	138
Perdite Elettriche			
Perdite elettriche per dispersioni		2,5	3455
Degradazione impianto		0,1	138
Perdite per cause Ambientali			
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
Perdite per Limitazioni/Decurtazioni			
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
Totale perdite tecniche	Calcolato	7,0	138193
Produzione al netto perdite tecniche [MWh]	Ore Equivalenti [MWh/MW]	128519	2975

 TENPROJECT	CARATTERISTICHE ANEMOLOGICHE E STIMA DI PRODUCIBILITÀ IMPIANTO EOLICO CASTELLUCCIO DEI SAURI (FG)	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	GE.CDS01.PD.SP 00 19/03/2018 30/03/2018 26 di 27
---	--	--	--

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 produzioni 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.


	CARATTERISTICHE ANEMOLOGICHE E STIMA DI PRODUCIBILITÀ IMPIANTO EOLICO CASTELLUCCIO DEI SAURI (FG)	Codice	GE.CDS01.PD.SP
		Revisione	00
		Data di creazione	19/03/2018
		Data revisione	30/03/2018
		Pagina	27 di 27

Tabella 8: Dettaglio della valutazione delle incertezze

Valutazione delle incertezze			
Valore di Sensività - Energia/Vento (Stvty: [%AEP] / %[m/s])			1,7
Incetezza Parametri Anemologici	Inc.V.vento [%]	Inc.Energia [%]	Inc.Energia [MWh]
Campagna di misura/Affidabilità/Analisi dati	2,5	4,25	5873,2
Correlazione dati di lungo termine (MCP/LTS)	1,5	2,55	3523,9
Variabilità annuale Vm	6,0	10,20	14095,7
Variabilità decennale Vm	1,90	3,23	4457,4
Variabilità Futura Trend Ventosità	1,0	1,70	2349,3
Parametri Anemologici/Altro	1,8	3,06	4228,7
Incetezza Modello di flusso e di simulazione			
Modellazione ed Estrapolazione Verticale	1,8	3,06	4228,7
Modellazione ed Estrapolazione Orizzontale	1,5	2,55	3523,9
Modello di flusso e simulazione/Altro	1,5	2,55	3523,9
Incetezza Produzione Energetica Sitemi di Trasformazione			
Curva di Potenza Aerogeneratore	2,9	5	6909,6
Sistemi di misura	1,4	2,38	3289,0
Produzione energetica/Altro	1,0	1,70	2349,3
Totale incetezza base 1 anno	8,25	14,03	1938,55
Totale incetezza base 10 anni	5,97	10,16	1403,49

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 9: Probabilità di superamento

Base Period		P50	P75	P90
1 YEAR	[MWh]	128519	116359	105415
	FLEOH [MWh/MW]	2975	2694	2440
10 YEARS	[MWh]	128519	119716	111792
	FLEOH [MWh/MW]	2975	2771	2588

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 128,519 GWh annui corrispondenti a 2975 ore equivalenti/anno pur decurtando una percentuale di perdite tecniche pari al 7 %.