



Regione Puglia
Provincia di Foggia
**Comuni di Serracapriola e
Chieuti**



Oggetto:

Progetto per la realizzazione di un parco eolico della potenza di 72 MW
e relative opere di connessione

Proponente:

EOS SERRA 1 S.r.l.



Parco Eolico "Eos Serra 1"

Comuni: Serracapriola e Chieuti (FG)

Fogli di mappa WTG: 42 - 45 - 22 - 14 - 15 Serracapriola
14 - 15 Chieuti

Nome elaborato:

PEI641ES1_PD_33_RelazioneProducibilità

Scala:



Rev.	Data	Descrizione
1	07/02/2024	Progetto Definitivo
2		
3		
4		
5		

Numero elaborato:

PD_33

Formato pagina:

A4

Codice Progetto:

PEI641ES1

Orientamento:



Studio Tecnico:



DL COSTRUZIONI E SERVIZI SRL
Via Tratturo Castiglione, 26 - 71121 Foggia
P.IVA: 04381520719

Tecnico Incaricato:

Ing. Angela O. Cuonzo

Ordine degli Ingegneri
della Provincia di Foggia n. 2653



INDICE

PREMESSA	Pag. 2
1 MATERIALE UTILIZZATO	Pag. 3
1.1 DATI DEL VENTO	Pag. 3
1.2 LAYOUT D'IMPIANTO	Pag. 5
1.3 MODELLO AEROGENERATORE	Pag. 7
2 ELABORAZIONE DATI DEL VENTO	Pag. 8
3 TRATTAMENTO DEI DATI ANEMOMETRICI	Pag. 9
4 MODELLO TERRITORIALE	Pag. 10
5 MODELLO DI CALCOLO	Pag. 12
5.1 DATI ANEMOMETRICI IN INPUT AL MODELLO	Pag. 13
5.2 VERIFICHE SUL MODELLO	Pag. 14
5.2.1 VERIFICA DELL'APPROSSIMAZIONE DELLA CURVA DI WEIBULL	Pag. 14
5.2.2 VERIFICA IN RELAZIONE ALL'ATLANTE EOLICO NAZIONALE	Pag. 15
6 ANDAMENTO DELLA VENTOSITÀ SUL SITO	Pag. 16
7 VALUTAZIONE DELLA PRODUZIONE ATTESA	Pag. 17
8 VALUTAZIONE DELLE INCERTEZZE	Pag. 18
9 CONCLUSIONI	Pag. 20
ALLEGATI	
- CALCOLO METEO – Main Result	
- PRODUCIBILITA' VESTAS V162-6.0	

PREMESSA

La presente relazione ha lo scopo di determinare la produzione attesa di un parco eolico composto da n. 12 aerogeneratori di potenza nominale di 6 MW, per una potenza complessiva dell'impianto di 72 MW che sorgerà nei territori comunali di Serracapriola e Chieuti (FG), località "Montesecco, Cupetto Carbone, Ferrantoni, Maresca" per conto della società EOS SERRA 1 S.r.l., con sede legale in Foggia, alla via Torelli, n. 22 c/o Dellisanti & Partners S.r.l. – P. Iva 04465740712, rappresentata dall'amministratore unico Tarquinio Antonio.

L'attività consiste anzitutto nell'esame, analisi, validazione ed elaborazione dei dati di vento acquisiti in sito, e nel valutare la produzione attesa dell'impianto.

Alla luce dei risultati parziali ottenuti durante tutte le fasi del processo e di quelli finali di stima, si è proceduto a determinare un quadro critico dell'attendibilità dei risultati e delle eventuali necessarie approssimazioni di cui tenere conto nello stabilire la resa finale dell'impianto.

L'attività è stata svolta con approccio e strumenti professionali, secondo quanto previsto dalle metodologie internazionali per la valutazione preventiva della produzione attesa degli impianti eolici.

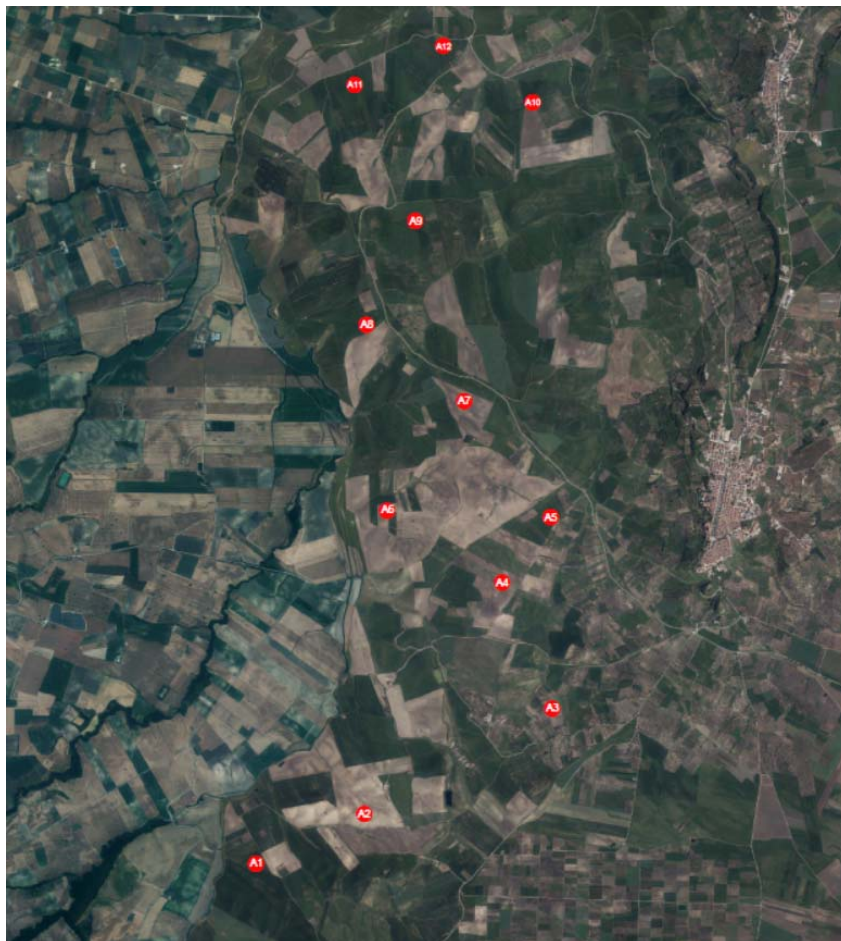
1 DATI DI INPUT

I dati di input utilizzati per consentire la presente valutazione di produzione attesa sono rappresentati da:

- il layout dell'impianto;
- n°1 modello di aerogeneratore, col quale realizzare la stima di produzione;
- dati del vento, in formato binario, raccolti da una stazione anemometrica accreditata.

1.1 LAYOUT D'IMPIANTO

Il progetto prevede l'installazione di n. 12 aerogeneratori da 6.000kW di potenza nominale nel territorio dei comuni di Serracapriola e Chieuti (FG).



Di seguito vengono riportate le coordinate nel sistema di riferimento UTM - WGS84.

PROGETTO: EOS SERRA 1					
WTG	Comune	Foglio	Particella	Coordinate WTG (UTM84-33N)	
				Est	Nord
A1	Serracapriola	42	38	508747.31	4624958.02
A2	Serracapriola	42	22	509800.27	4625441.44
A3	Serracapriola	45	94	511625.60	4626464.51
A4	Serracapriola	22	316	511140.27	4627687.44
A5	Serracapriola	22	68	511612.70	4628322.34
A6	Serracapriola	22	207	510022.23	4628383.84
A7	Serracapriola	14	85	510771.33	4629448.05
A8	Serracapriola	14	88	509821.65	4630188.38
A9	Serracapriola	15	113	510295.83	4631196.61
A10	Chieuti	15	127	511437.41	4632347.10
A11	Chieuti	14	88	509706.42	4632515.99
A12	Chieuti	15	163	510568.00	4632896.00

Il sito d'installazione si trova ad Ovest rispetto ai due centri abitati e ad almeno 1,5km di distanza dai nuclei urbani.

L'area di progetto si estende per circa 30kmq su un territorio collinare, con quote che variano dai 40m ai 160m slm. La destinazione comunale è agricola con prevalenza di seminativi, solcata da varie aste torrentizie e servita prevalentemente da strade comunali ed interpoderali.

L'area è mediamente interessata da insediamenti eolici, in particolare un parco eolico composta da n. 8 macchine di potenza nominale pari o superiore a 2 MW di cui si è tenuto conto nell'analisi di producibilità.

WTG siting			
UTM WGS84 Zone: 33			
	East	North	Z
	UTM WGS84 Zone: 33		[m]
13	510.755,99	4.625.329,76	186,0
14	511.215,90	4.625.542,21	205,8
15	511.569,42	4.625.791,00	212,7
16	512.269,91	4.625.875,55	158,0
17	512.618,24	4.626.094,50	161,2
18	513.125,09	4.626.246,07	137,3
19	513.451,30	4.625.827,72	114,4
20	513.251,46	4.624.684,15	119,4

La distanza dalle due macchine più vicine risulta superiore ai 670m, e quindi la loro presenza influenza in minima percentuale la resa produttiva dell'impianto di progetto.

WTG distances

Z	Nearest WTG	Z	Horizontal distance [m]	Distance in rotor diameters (max)	Distance in rotor diameters (min)
1	118,4	2	129,5	1.159	7,2
2	129,5	13	186,0	962	5,9
3	146,4	15	212,7	676	4,2
4	150,9	5	114,2	791	4,9
5	114,2	4	150,9	791	4,9
6	92,4	7	152,9	1.301	8,0
7	152,9	8	139,9	1.204	7,4
8	139,9	9	144,2	1.114	6,9
9	144,2	8	139,9	1.114	6,9
10	98,2	12	79,4	1.028	6,3
11	44,1	12	79,4	942	5,8
12	79,4	11	44,1	942	5,8
13	186,0	14	205,8	507	5,1
14	205,8	15	212,7	432	4,3
15	212,7	14	205,8	432	4,3
16	158,0	17	161,2	411	4,1
17	161,2	16	158,0	411	4,1
18	137,3	17	161,2	529	5,3
19	114,4	18	137,3	530	5,3
20	119,4	19	114,4	1.161	11,6

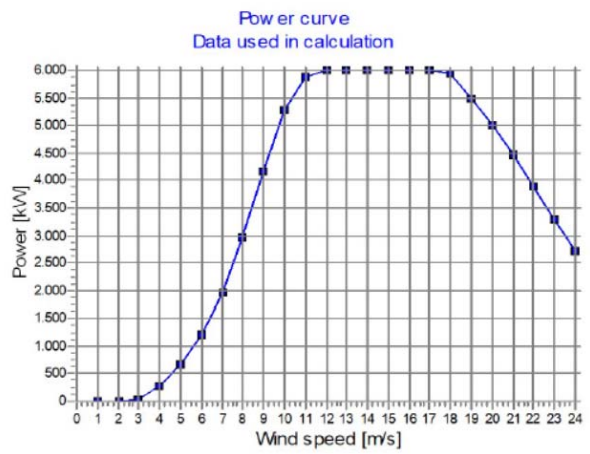
1.3 MODELLO AEROGENERATORE

Il modello di aerogeneratore indicato per la valutazione della produzione attesa dell'impianto è riportato nella tabella sottostante:

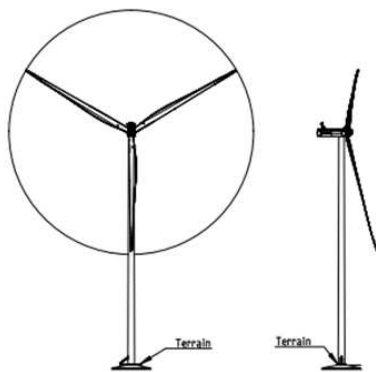
Costruttore	Modello	Diametro rotore (m)	Potenza nominale (kW)	H mozzo (m)	Densità aria (Kg/m ³)
VESTAS	V162 EnVentus	162	6000	119	1,225

La curva di potenza è stata fornita dalla casa costruttrice e nel calcolo è stato utilizzato un valore standard della densità dell'aria corrispondente al livello del mare, cioè di 1,225 Kg/m³.

La curva è da considerarsi teorica poiché non è calcolata sulle caratteristiche specifiche del sito.

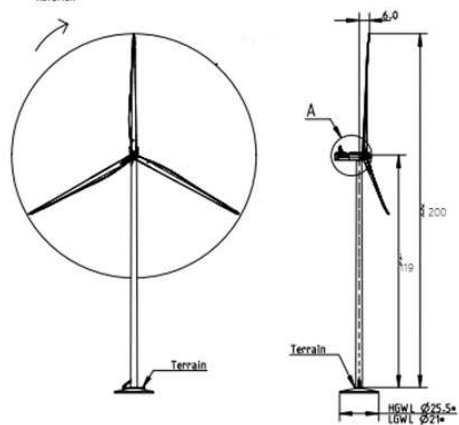


Blade in Y Position



Direction of Rotation

Blade in Inverted-Y Position



1.1 DATI DEL VENTO

I dati di vento forniti per la valutazione della produzione attesa dell'impianto corrispondono a quelli registrati da una stazione anemometrica installata in sito. Dai rapporti di installazione forniti si desumono le seguenti denominazioni delle stazioni, i relativi codici e le posizioni.

La data di installazione della stazione anemometrica ed il periodo di dati rilevati sono indicati nella tabella seguente:

Nome	Codice	Periodo di rilevazione		N°
Stazione	Stazione	Data inizio	Data fine	mesi
RIGNANO G.	N2-02153	27/10/2006	07/10/2008	24

Nome	Codice	H Torre	Coordinate GAUSS-BOAGA		Altitudine
Stazione	Stazione	s.l.s.	Longitudine E	Latitudine N	s.l.m.
RIGNANO GARGANICO	N2-02153	50m	2565750	4608495	34

La stazione è costituita da una torre tubolare di altezza complessiva pari a 50 m s.l.t. sul quale sono fissati sei ordini di stralli costituiti ognuno da 3 tiranti assicurati al terreno mediante piastre interrate 1,5 m sotto terra.

Lo schema strutturale delle stazioni anemometriche è riportato in figura; la disposizione dei sensori è in totale rispetto della specifica IEC 61400.

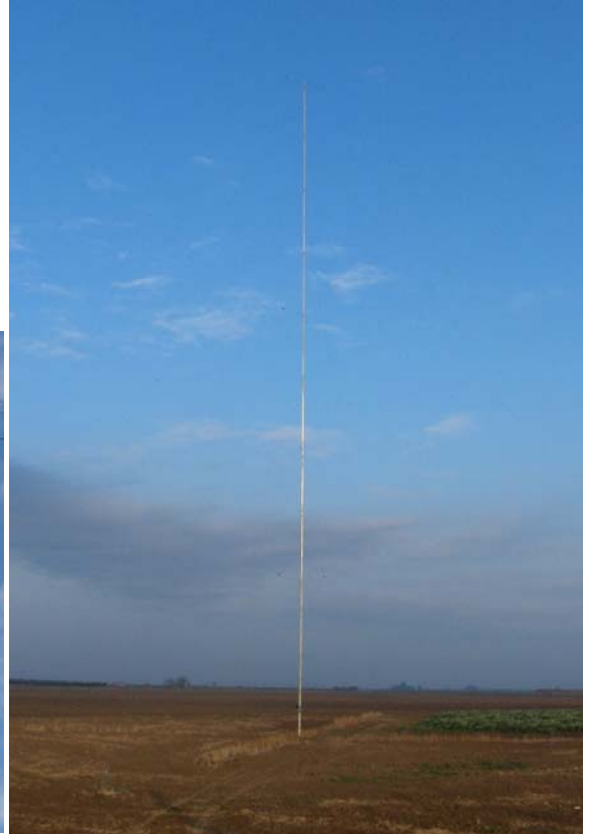
Il traliccio ospita la seguente strumentazione:

- ✓ 3 sensori di tipo NRG 40C per la rilevazione della velocità del vento, posizionati alle quote di 30, 40 e 50 m s.l.t. e orientati a 90° N: tutti i sensori sono calibrati Measnet;
- ✓ 3 sensori di tipo NRG 200P per la rilevazione della direzione del vento, posizionati quasi alle stesse quote e orientati a 270° N;
- ✓ 1 sensore per la rilevazione della temperatura dell'aria fissato a 70 metri di altezza del tipo NRG 110S;
- ✓ acquirente dati modello Secondwind Nomad2 GSM;
- ✓ modem GSM/GPRS e Memory card;
- ✓ luce di segnalazione per l'illuminazione notturna.

La stazione è alimentata da un pannello solare da 10 W e da batterie da 9,60 e 14V.

La velocità del vento viene registrata con un intervallo di campionamento di 2 s e ogni 10 minuti vengono calcolati e memorizzati la velocità media, minima, massima e la deviazione standard. Ciò consente una corretta stima della distribuzione statistica dei dati e una approfondita analisi della turbolenza del vento che è un parametro importante per la corretta scelta delle macchine e della loro disposizione nel layout della Wind Farm.

I dati esistenti di velocità e direzione del vento non sono tutti utili in ugual misura: risultano essere di particolare interesse ai fini dello sfruttamento energetico quelli rilevati ad altezze dal suolo paragonabili a quelle del mozzo degli aerogeneratori.



2 ELABORAZIONE DATI DEL VENTO

L'elaborazione di dati rilevati è necessaria per la determinazione dell'AEP (Annual Energy Production) e per determinare gli indicatori sintetici delle caratteristiche anemologiche quali la velocità media, il parametro di forma k e il parametro di rugosità α .

L'analisi dei dati meteorologici rilevati è stata effettuata con il software WindPro 2.7, sviluppato da EMD International. Il programma offre una gamma di opzioni per calcolare la produzione di energia, consentendo di gestire e combinare differenti turbine e dati di vento.

L'introduzione dei dati di vento all'interno del software viene fatta tramite un Oggetto Meteo, importando il file di dati. Il controllo di qualità dei dati di vento è fondamentale per una valutazione affidabile della produzione; dati errati devono essere eliminati in modo da non pesare sul risultato finale.

Dal punto di vista della qualificazione anemologica di un sito, la velocità media non è un parametro sufficiente a determinare lo stato di ventosità dell'area, pertanto deve essere introdotto il diagramma di frequenza ore-vento, strettamente legato al concetto di probabilità del vento.

Suddividendo il dominio di velocità del vento in bande di ampiezza (tipicamente 0,5 o 1 m/s) per ciascun intervallo di osservazione si può rapportare il tempo in cui si è osservato il fenomeno rispetto al periodo totale di osservazione.

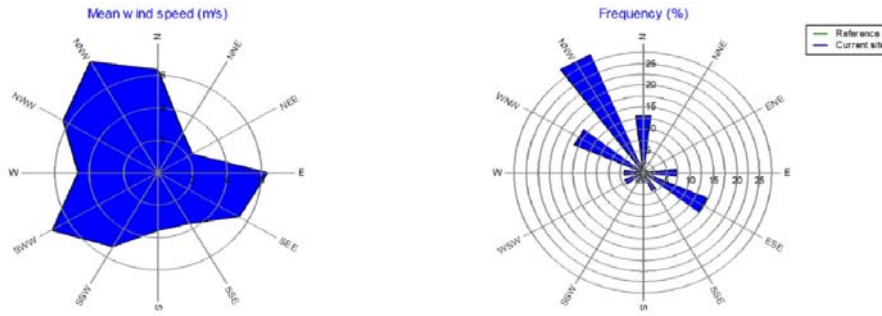
Esistono diversi modelli matematici che consentono di simulare una distribuzione statistica di probabilità del vento; il più utilizzato è il modello a due parametri di Weibull espresso dalla seguente relazione:

$$f_i = \frac{k}{c} \left(\frac{v_i}{c} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v_i}{c} \right)^k}$$

dove f_i è la probabilità che la velocità del vento risulti compresa tra il valore minimo e quello massimo dell' i -esimo intervallo, v_i è il valore centrale dell'intervallo, k è il parametro di forma della distribuzione (adimensionale) e c il parametro di scala (m/s), legato alla velocità media della distribuzione.

Viene definita, infine, la densità di potenza come la potenza media del flusso ad unità di area spazzata dal rotore: una quota parte di questa verrà convertita dal rotore in potenza meccanica disponibile all'asse del generatore.

Con un ragionamento del tutto analogo a quanto visto per la velocità e la frequenza ore-vento, può essere effettuato un campionamento sulla direzione del vento al fine di determinare la rosa dei venti e le direzioni prevalenti. L'intervallo di campionamento scelto è pari a 30°, il che corrisponde a suddividere l'angolo giro in 12 settori d'interesse. L'analisi applicata al caso di studio in esame, porta alla determinazione delle rose dei venti.



UTM WGS 84 Zone: 33 East: 545.745,15 North: 4.608.485,37
 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 IOI

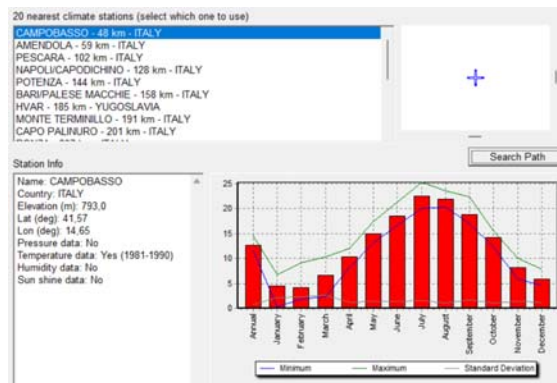
Sector	Wind gradient exponent	Sum	0,00	0,50	1,50	2,50	3,50 - 4,50	4,50 - 5,50	5,50 - 6,50	6,50 - 7,50	7,50 - 8,50	8,50 - 9,50	9,50 - 10,50	10,50 - 11,50	11,50 - 12,50	12,50 - 13,50	13,50 - 14,50	14,50 - 15,50	15,50 - 16,50	16,50 - 17,50	17,50 - 18,50	18,50 - 19,50	19,50 - 20,50	20,50 - 21,50	21,50 - 22,50
0 N	0,128	13520	354	917	1162	1192	1357	1687	1559	1405	1169	949	658	466	273	159	80	50	45	14	15	4		5	
1 NNE	0,135	828	112	272	165	98	39	36	19	21	21	19	14	5	5	2									
2 ENE	0,054	873	117	303	186	105	62	29	21	18	19	11			1	1									
3 E	0,166	7451	178	430	595	580	742	934	1126	1091	799	503	235	145	57	21	10	5							
4 ESE	0,098	15220	169	582	1136	1872	2420	2763	2334	1878	1169	618	236	35	5	2	1								
5 SSE	0,147	4611	204	583	979	998	832	534	278	106	46	21	13	8	3	3	1	1	1						
6 S	0,173	2323	147	485	464	398	282	220	144	84	49	20	11	8	4	3	1			2					
7 SSW	0,183	2633	120	387	400	271	211	245	247	244	186	121	78	54	36	20	6	3	4						
8 WSW	0,137	4335	208	388	390	273	326	318	346	388	301	319	291	266	196	154	74	53	31	10					
9 W	0,148	4026	225	495	711	655	474	375	327	222	201	96	65	55	50	37	25	12	1						
10 WNW	0,170	16466	247	808	1446	1709	2149	2203	2203	1711	1359	1005	687	399	220	111	81	40	27	30	20	9	2		
11 NNW	0,125	30087	306	808	1224	1702	2413	2682	3411	3585	3540	3224	2585	1921	1273	757	364	147	75	50	13	10	4	2	1
Sum		102383	2387	6458	8858	9853	11307	12026	12015	10753	8859	6906	4873	3362	2123	1270	643	311	185	106	50	24	6	7	1

3 TRATTAMENTO DEI DATI ANEMOMETRICI

I dati anemometrici disponibili per la valutazione della produzione attesa per l'impianto eolico di Carapelle sono quelli ottenuti dal processo di validazione dei dati rilevati dalla stazione anemometrica installata in sito.

La verifica del posizionamento storico dei dati di ventosità rilevati è stata effettuata tramite correlazioni con dati storici della stazione di Campobasso, appartenenti alla Rete Meteorologica dell'Aeronautica Militare. Il processo di storicizzazione ha portato a considerare la velocità media annua registrata dalla stazione allineata a quella attesa nel lungo periodo.

Pertanto non si è applicato alcun correttivo alle velocità media rilevata in sito.



4 MODELLO TERRITORIALE

Il modello digitale del terreno è derivato dalla Cartografia IGM in scala 1:25.000, con curve di livello equidistanti di 25 m, sulla quale è stata ricavata un'orografia di dettaglio con curve di livello ogni 2,5m, data la natura pianeggiante del sito.

Una questione di rilevante importanza per una corretta analisi è la determinazione delle caratteristiche di ventosità al variare della quota rispetto al piano del terreno, poiché l'attrito tra l'aria e il terreno rallenta il vento in prossimità del suolo, creando un profilo di velocità anche detto "strato limite" dovuto al fatto che l'effetto di rallentamento è meno rilevante all'allontanarsi dal suolo.

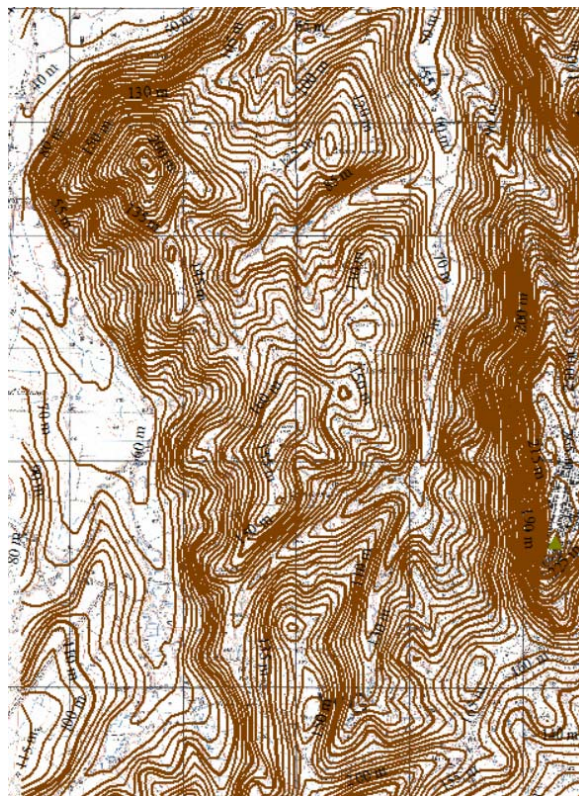
L'andamento della velocità con la quota dipende per la maggior parte dalla natura del terreno e dagli ostacoli presenti: edifici, alberi, cespugli, rocce.

Nel territorio oggetto di interesse, alle altezze tipiche di installazione degli aerogeneratori (20 – 80 m), a parità di vento in quota, la velocità del vento sarà minore per terreni di maggiore scabrezza.

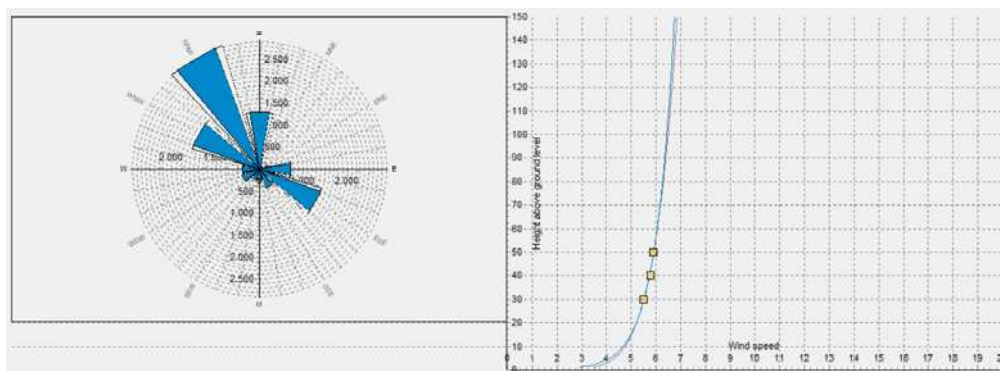
Per determinare il profilo di velocità del vento con la quota possono adoperarsi diversi modelli, di diversa complessità e accuratezza.

In sede di analisi preliminare, secondo indicazioni valutate sulla carta e in sito, si può desumere un valore indicativo del parametro di rugosità (adimensionale) che andrà ad integrare il modello del terreno secondo il seguente schema:

- rugosità $z_0=0,00$ prevista per le superfici d'acqua;
- rugosità $z_0=0,03$ prevista per pascoli con rare costruzioni e ostacoli vegetali diffusi e di modesta altezza;
- rugosità $z_0=0,12$ prevista per aree agricole aperte con presenza limitata di ostacoli bassi;
- rugosità $z_0=0,15$ prevista per coltivazioni a uliveti e abitazioni sparse;
- rugosità $z_0=0,2$ prevista per macchie boschive;
- rugosità $z_0=0,3$ prevista per zone urbane e boschi;
- rugosità $z_0=0,4$ prevista per i centri urbani con edifici alti.



Quanto esposto viene sintetizzato graficamente dal profilo ottenuto con il software WindPro e di seguito riportato.



Si tratta di un terreno prevalentemente pianeggiante, privo di rilievi e vegetazione arborea, trattandosi di suoli seminativi.

5 MODELLO DI CALCOLO

La valutazione di produzione attesa è stata realizzata con il codice di calcolo WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program), messo a punto dal Risoe National Laboratory di Danimarca e basato su un modello matematico del flusso del vento.

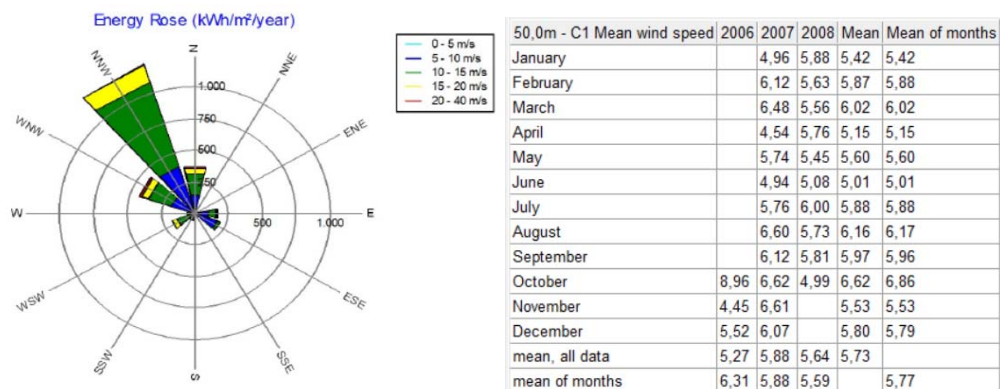
Il programma utilizza i dati anemologici per calcolare il vento geostrofico (vento indisturbato in quota) per una superficie di diversi km di raggio. Sovrapponendo tale vento al modello tridimensionale del terreno, il programma valuta l'andamento della velocità del vento e più in generale i parametri statistici della distribuzione della velocità in punti arbitrari di tale superficie, tenendo conto della sua natura orografica, della rugosità del terreno e dell'eventuale presenza di ostacoli al flusso del vento.

Il campo di velocità fornito dal modello è tridimensionale e ciò consente di disporre in modo naturale anche del profilo della velocità media del vento a varie altezze dal suolo.

5.1 DATI ANEMOMETRICI IN INPUT AL MODELLO

Il codice di calcolo WAsP utilizza la distribuzione di Weibull per rappresentare i dati di vento e per definire il campo di vento indisturbato sull'area (Atlas). Esso effettua una regressione delle distribuzioni della velocità del vento rilevate per ciascuna direzione e determina i parametri A (valore caratteristico) e k (fattore di forma) della distribuzione di Weibull.

Le figure sottostanti riproducono la rosa dei venti e la disponibilità dei dati in ingresso al modello.



Di seguito è riportata la tabella anemologica che contiene in dettaglio tutti i parametri in input al modello di calcolo WAsP.

Nella tabella sono riportati, per ciascuno dei 12 settori di direzione in cui è stato suddiviso l'angolo giro di 360° i seguenti parametri:

- **A** velocità caratteristica in m/s della distribuzione di Weibull
- **k** fattore di forma della distribuzione di Weibull
- **U** velocità media in m/s
- **P** potenza specifica della vena fluida in W/m²
- **f** frequenza percentuale del settore di provenienza del vento (dato misurato).

Sector	A parameter	k parameter	frequency	Mean wind speed
Mean	6,637	2,0357	100,000	5,880
0-N	6,706	2,0247	13,205	5,942
1-NNE	2,667	1,0429	0,809	2,622
2-ENE	2,478	1,1955	0,853	2,333
3-E	6,551	2,7203	7,278	5,827
4-ESE	5,754	2,6915	14,866	5,116
5-SSE	3,741	1,9175	4,504	3,319
6-S	3,588	1,5102	2,269	3,236
7-SSW	5,438	1,7259	2,572	4,847
8-WSW	7,612	1,9833	4,234	6,747
9-W	4,603	1,4480	3,932	4,174
10-WNW	6,417	2,0588	16,083	5,684
11-NNW	8,258	2,6734	29,396	7,342

Tali distribuzioni sperimentali vengono quindi interpolate dal modello WAsP utilizzando la legge di distribuzione di Weibull che è sinteticamente definita dai due parametri **A** e **k** sopra indicati.

5.2 VERIFICHE SUL MODELLO

Dovendo agire all'interno di un modello virtuale e volendo disporre di risultati analizzabili criticamente, prima di intraprendere qualunque attività di valutazione con WASP, occorre verificare che i dati in input al modello abbiano riprodotto un ambiente virtuale coerente con la realtà del sito.

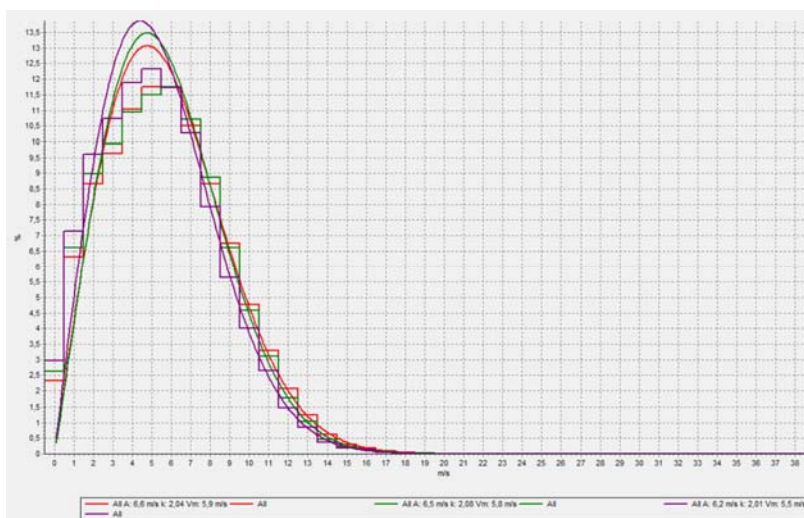
5.2.1 VERIFICA DELL'APPROSSIMAZIONE DELLA CURVA DI WEIBULL

La verifica consiste nel confronto tra i parametri sperimentali (Measured) della stazione anemometrica, in termini di velocità media del vento e di potenza della vena fluida, e quelli stimati dal modello di calcolo, prima in astratto e poi calati nel contesto territoriale specifico del sito.

Le verifiche effettuate sulla curva di Weibull mostrano la capacità del modello di calcolo a interpretare correttamente i dati forniti in input, con qualche lieve tendenza alla sovrastima.

In ogni caso, le approssimazioni introdotte dal modello di calcolo si possono correggere con opportuni metodi di aggiustamento della stima.

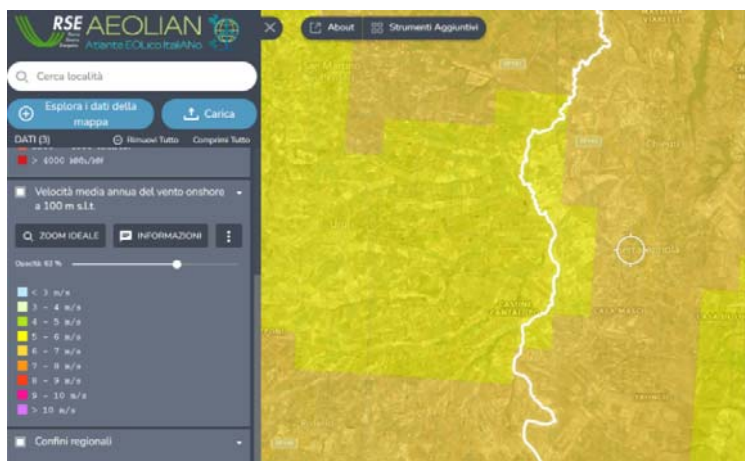
Nel caso di specie, i risultati ottenuti sono stati ridotti del 10% in modo che risultino più conservativi e aderenti alla realtà.



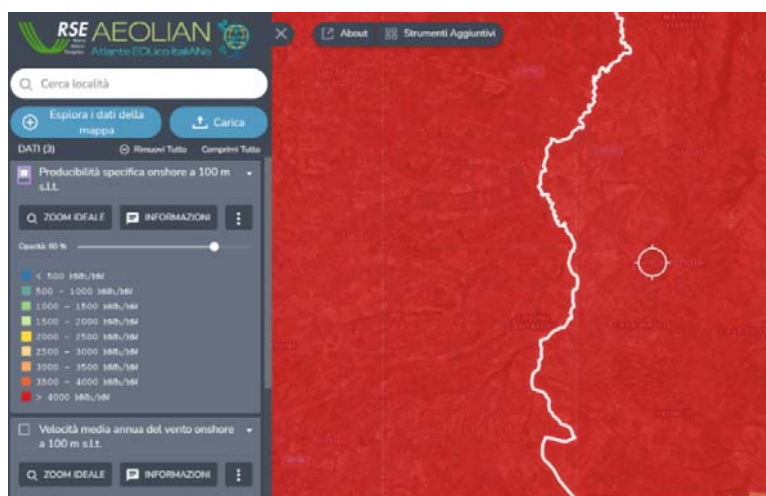
5.2.2 VERIFICA IN RELAZIONE ALL'ATLANTE EOLICO NAZIONALE

La verifica consiste in un confronto tra quelle che sono le medie del vento rilevate dall'anemometro in sito e quelle riportate dall'Atlante Eolico Interattivo Nazionale curato dall'RSE S.p.A. (Ricerca sul Sistema Energetico), società diretta e coordinata dal GSE SpA.

La velocità del vento riportata sulle carte dell'Atlante ad un'altezza dal suolo di 100m per il sito in questione è pari a 6-7m/s, e quindi confrontabile con i dati rilevati dall'anemometro.



Dalla verifica sulla ventosità si può quindi procedere ad una stima di massima della producibilità media del sito ad altezza mozzo di 100m.



La mappa fornisce, per il sito in esame, una producibilità specifica di 4000MWh/MW a 100m sls.

6 ANDAMENTO DELLA VENTOSITÀ SUL SITO

Il codice di calcolo WAsP utilizza i dati forniti, in relazione al modello tridimensionale del terreno, per calcolare il campo di velocità del vento su un'area definita dall'operatore coincidente con quella dell'impianto. Il campo di vento viene restituito in forma tridimensionale e consente perciò di disporre anche del profilo della velocità media del vento a varie altezze dal suolo.

Con l'ausilio dei dati della stazione anemometrica è stato possibile risalire all'andamento della velocità del vento al variare della quota nell'area oggetto d'interesse, ottenendo i seguenti valori medi:

RIGNANO GARGANICO	30m	40m	50m	DIREZ.
V media (m/s)	5,33	5,60	5,73	NNW

E' stato quindi possibile costruire un campo di vento ad un'altezza media del mozzo di 119m, ottenendo una velocità media disponibile di 6,46m/s.

La distribuzione della ventosità sul sito è indicativa poiché non può prescindere dalle approssimazioni introdotte dalla curva di Weibull e dall'extrapolazione della velocità del vento al mozzo operata autonomamente dal modello di calcolo.

7 VALUTAZIONE DELLA PRODUZIONE ATTESA

La produzione attesa per l'impianto in oggetto è stata valutata in relazione al modello di aerogeneratore e al posizionamento forniti dal Committente.

La curva di potenza utilizzata è quella fornita dalla casa costruttrice e calcolata alla densità dell'aria di 1,225 kg/m³, corrispondente alla densità standard del livello del mare.

Per rendere i risultati più aderenti al vero, occorre eliminare le perdite, di cui la prima da considerare è quella dovuta alla effettiva densità dell'aria del sito, in quanto per il calcolo è stata utilizzata la curva di potenza dell'aerogeneratore alla densità standard dell'aria.

Tale perdita, indicata in termini percentuali nella tabella sottostante, viene calcolata utilizzando la curva di potenza alla effettiva densità dell'aria del sito.

Nel caso specifico essa varia da 1,180 a 1,194 kg/m³, corrispondente ad un'altezza variabile dai 163,1m ai 292,7m s.l.m., ossia nel range comprendente le quote degli hub degli aerogeneratori di progetto.

Il passo successivo dell'analisi consiste nella valutazione delle perdite di energia (perdite elettriche, di produzione, di potenza) al fine di pervenire alla determinazione dell'energia che risulterà disponibile per essere ceduta alla rete elettrica.

Occorre quindi prendere in considerazione altre perdite dovute a:

- disponibilità dell'aerogeneratore nel corso dell'anno (manutenzione, distacchi rete, condizioni meteo sfavorevoli),
- degradazione della superficie delle pale,
- disponibilità della rete,
- perdite elettriche d'impianto,
- altre perdite.

Tra le altre perdite si potrebbero considerare quelle di scia, dovute alla presenza delle macchine circostanti, ma in questo caso, trattandosi di macchine a notevole distanza, questa perdita è quasi nulla, come evidenziato dalla produzione GROSS e quella lorda ricavate dal programma.

Costruttore	Modello	Potenza	H mozzo	Diam.	Prod. Gross (Free WTG)	Prod. Lorda
		(KW)	(m)	(m)	(MWh/y)	(MWh/y)
VESTAS	V162-6.0	6.000	119	162	225.650,60	217.481,70

In considerazione delle varie perdite indicate, si è deciso di valutare una perdita totale sull'impianto pari al 10%, ottenendo la seguente produzione netta:

Costruttore	Modello	Potenza	H mozzo	Diam.	Prod. Lorda	Loss	Prod. Netta
		(KW)	(m)	(m)	(MWh/y)	%	(MWh/y)
VESTAS	V162-6.0	6.000	119	162	217.481,70	10	195.733,60

L'energia riportata nell'ultima colonna della tabella rappresenta la stima della produzione netta annua del parco eolico in progetto cedibile alla rete.

In particolare, 9 macchine su 12 avranno un'efficienza di produzione superiore al 95%, ossia superiore ai 16.000MWh annue, mentre per le restanti 3 macchine si rimane oltre il 90% di efficienza.

Calculated Annual Energy for each of 12 new WTGs with total 72,0 MW rated power

	WTG type			Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Power curve		Annual Energy		Park	
	Terrain	Valid	Manufact.				Type-generator	Creator	Name	Result	Result-10,0%	Efficiency
				[kW]	[m]	[m]			[MWh]	[MWh]	[%]	[m/s]
1 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0	18.698,0	16.828	99,4	6,46
2 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0	18.391,9	16.553	97,9	6,46
3 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0	17.252,7	15.527	91,9	6,46
4 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0	17.769,5	15.993	94,7	6,46
5 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0	17.693,1	15.924	94,1	6,46
6 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0	18.120,7	16.309	96,2	6,46
7 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0	17.832,0	16.049	95,0	6,46
8 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0	18.295,2	16.466	97,4	6,46
9 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0	18.035,4	16.232	96,1	6,46
10 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0	18.327,5	16.495	97,3	6,46
11 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0	18.719,2	16.847	99,1	6,46
12 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0	18.346,6	16.512	97,3	6,46

8 VALUTAZIONE DELLE INCERTEZZE

Generalmente, la simulazione è effettuata sui percentili probabilistici P50, P75 e P90, ossia le produzioni annue la cui probabilità di essere superate è pari, rispettivamente, al 50%, al 75% e al 90%: maggiore è la probabilità di superamento "P", minore risulterà la produzione attesa e, di conseguenza, maggiore sarà il livello di cautela adottato.

Nella pratica tecnica, è prassi considerare il livello P75 per modellizzare il "Caso Base" del modello economico, utilizzando gli altri due scenari come input per l'analisi di sensitività ("Best Case" per il P50 e "Worst Case" per il P90) finalizzata a valutare la solidità dell'operazione. E' pertanto lecito considerare che il valore P75 sia un compromesso tra la necessità di un approccio conservativo, legato alla volubilità della fonte eolica, ed il livello di produzione medio, calcolato mediante la simulazione basata sui dati anemometrici registrati in sito.

Occorre quindi individuare le differenti cause di incertezza da considerare.

Quelle prese in considerazione riguardano:

- ✓ Misurazione del vento
- ✓ Elaborazione dei dati
- ✓ Calcolo di produzione energetica

Per quanto riguarda la misurazione del vento, occorre considerare i seguenti contributi di incertezza, intesa come deviazione standard della velocità del vento:

Calibrazione: Valutare se gli anemometri utilizzati sono stati correttamente calibrati.

Tipologia degli anemometri: Verificare che la tipologia di anemometri sia conforme ai più elevati standard anemologici, con caratteristica lineare e di classe più elevata.

Montaggio: Verificare se il palo è correttamente montato.

Quanto alle ulteriori cause di incertezza, relative all'elaborazione dei dati si considera:

Periodo di misura e filtraggio: si è inclusa in questa voce l'incertezza relativa al periodo di misura (18 mesi), e dei vari malfunzionamenti e intervalli di dati mancanti. Il contributo di incertezza viene tuttavia significativamente ridotto in fase di analisi.

Variabilità della media annuale: parametro indicativo dell'incertezza legata alle fluttuazioni statistiche della media annuale della velocità del vento, calcolate sulla base di misure storiche disponibili in località prossime al sito.

Quanto alle incertezze legate al calcolo di produzione energetica, si è considerato:

Accuratezza del modello di calcolo: contributo legato al modello fluidodinamico utilizzato rispetto alla complessità orografica dell'area di interesse. Nonostante l'utilizzo di un software di calcolo accurato, si è tenuto conto dell'incertezza legata alla disponibilità dei dati di un solo anemometro per la valutazione della risorsa eolica.

Curva di potenza: parametro che tiene conto dell'incertezza legata alla variabilità della curva di potenza rispetto a quanto certificato dai costruttori, anche in relazione alla rigenerazione della macchina e alla complessità orografica del territorio.

Modelli di scia: l'interazione aerodinamica tra aerogeneratori induce dei deficit di velocità legati alle scie, delle quali si tiene conto attraverso modelli analitici.

Schematicamente:

MISURAZIONE DEL VENTO		MIN	MAX
	CALIBRAZIONE	0,70%	1,50%
	TIPOLOGIA ANEMOMETRI	0,50%	1,00%
	MONTAGGIO	1,00%	2,20%
ELABORAZIONE DATI			
	PERIODO DI MISURA	2,50%	4,20%
	FILTRAGGIO	1,20%	2,70%
	VARIABILITA' MEDIA ANNUALE	1,00%	2,00%
CALCOLO PRODUZIONE ENERGETICA			
	ACCURATEZZA MODELLO DI CALCOLO	0,70%	1,50%
	CURVA DI POTENZA	1,20%	2,50%
	MODELLI DI SCIA	0,50%	0,70%
		9,30%	18,30%

In generale, si osserva una diminuzione di produzione, a valle dell'analisi di incertezza effettuata; con riferimento ad un periodo di 10 anni, tale diminuzione per il valore P75 è circa compresa tra il 8,5 % e l'10%, mentre per il P90 è pari a circa compresa tra il 18% e il 19%, rispetto al valore a P50.

Nella stima della produzione P75 e P90 dell'aerogeneratore si è tenuto conto di tutte le incertezze nella misurazione del vento e nel calcolo della produzione energetica.

La stima calcolata al valore P75 e P90 determina, rispetto al valore P50, una riduzione di produzione energetica, relativamente ad un orizzonte temporale di 10 anni, come indicato:

- 8,5%-10% del valore P75

- 18%-19% dell valore P90

Ottenendo pertanto i seguenti valori di produzione attesa:

PRODUZIONE ATTESA	P50	P75	P90
EOS SERRA 1	MWh/y	MWh/y	MWh/y
V162-6.0	195.733,60	179.096,00	160.501,00

9 CONCLUSIONI

Con il presente rapporto sono stati determinati i risultati della stima di produzione attesa dell'impianto eolico EOS SERRA 1, che verrà realizzato in agro dei comuni di Serracapriola e Chieuti e costituito da n. 12 aerogeneratori della potenza nominale di 6.000kW per una potenza complessiva d'impianto di 72MW.

Si è proceduto prima con la validazione e l'analisi statistica dei dati di vento forniti, rilevati dalla stazione anemometrica installata, e con la storicizzazione degli stessi tramite serie di dati storici di ventosità d'area, nonché con la messa a punto del modello di calcolo WAsP.

Questa si è resa necessaria per valutare, attraverso verifiche e controlli successivi, la capacità del modello a interpretare i dati di ventosità forniti, e in particolare gli effetti dell'orografia e della rugosità del terreno sulla corretta estrapolazione della velocità del vento al mozzo della macchina.

Le numerose verifiche hanno consentito di valutare le approssimazioni e il grado di incertezza introdotto dal modello nel calcolo in ogni fase del processo.

I fattori di maggiore incertezza nel processo di valutazione sono dovuti alla misura e alla variabilità della velocità media annuale del vento, insiti nella risorsa eolica.

Tutti i calcoli sono stati effettuati adattando quanto più possibile il modello di vento ottenuto dai programmi di fluidodinamica ai dati realmente osservati, optando in qualche occasione per scelte conservative.

Con i risultati ottenuti si è proceduto alla valutazione della produzione attesa, lorda e netta, della soluzione di layout con il tipo di macchina in esame, ossia la Vestas EnVentus V162-6.0MW.

Dall'elaborazione effettuata è risultata una produzione annuale netta di 195.733,60MWh che corrisponde alla P50, ossia la produzione che ha una probabilità del 50% che venga superata.

Considerando invece la produzione corrispondente alla **P75**, questa scende a **179.096,00MWh/anno**, rimanendo in ogni caso l'investimento estremamente interessante.

Foggia, 09/02/2024

Ing. Angela O. CUONZO

ALLEGATI

PRODUCIBILITA' VESTAS V162 – 6.0MW

Project:
EOS1

Printed/Page
12/02/2024 19:43 / 1

Licensed user:

IT-71100 Foggia

ANGELA CUONZO / angycuonzo@gmail.com

Calculated:
12/02/2024 19:38/2.7.490

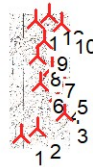
PARK - Main Result

Calculation: STIMA PRODUCIBILITA' PARCO EOLICO EOS SERRA 1

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings

Air density calculation mode Individual per WTG
Result for WTG at hub altitude 1,180 kg/m³ to 1,194 kg/m³
Air density relative to standard 97,2 %
Hub altitude above sea level (asl) 163,1 m to 292,7 m
Annual mean temperature at hub alt. 16,0 °C to 16,8 °C
Pressure at WTGs 978,9 hPa to 994,0 hPa



Wake Model Parameters

Wake Decay Constant 0,075 Open farmland

Wake calculation settings

Angle [°]		Wind speed [m/s]	
start	end	start	end
0,5	360,0	1,0	0,5
0,5	30,5	1,0	



Scale 1:500.000

New WTG

Meteorological Data

Key results for height 119,0 m above ground level

Terrain UTM WGS84 Zone: 33

East	North	Name of wind distribution	Height [m]	Type	Wind energy [kWh/m²]	Mean wind speed [m/s]
A 545.745,15	4.608.485,37	Mast RG	50,0	MEASURE	2.872	6,5

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result [MWh/y]	Result-10,0% [MWh]	GROSS (no loss) [MWh/y]	Park efficiency [%]	Specific results ^{a)}			Mean wind speed @hub height [m/s]
					Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	
Wind farm	217.481,7	195.733,6	225.650,6	96,4	31,0	16.311,1	2.719	6,5

^{a)} Based on Result-10,0%

Calculated Annual Energy for each of 12 new WTGs with total 72,0 MW rated power

Terrain	Valid	WTG type	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Power curve Creator	Name	Annual Energy		Park		Mean wind speed [m/s]
										Result [MWh]	Result-10,0% [MWh]	Efficiency [%]		
1 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 -- Modes	PO6000/PO6000-0S - 12-2020	18.698,0	16.828	99,4	6,46	
2 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 -- Modes	PO6000/PO6000-0S - 12-2020	18.391,9	16.553	97,9	6,46	
3 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 -- Modes	PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.252,7	15.527	91,9	6,46	
4 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 -- Modes	PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.769,5	15.993	94,7	6,46	
5 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 -- Modes	PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.693,1	15.924	94,1	6,46	
6 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 -- Modes	PO6000/PO6000-0S - 12-2020	18.120,7	16.309	96,2	6,46	
7 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 -- Modes	PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.832,0	16.049	95,0	6,46	
8 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 -- Modes	PO6000/PO6000-0S - 12-2020	18.295,2	16.466	97,4	6,46	
9 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 -- Modes	PO6000/PO6000-0S - 12-2020	18.035,4	16.232	96,1	6,46	
10 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 -- Modes	PO6000/PO6000-0S - 12-2020	18.327,5	16.495	97,3	6,46	
11 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 -- Modes	PO6000/PO6000-0S - 12-2020	18.719,2	16.847	99,1	6,46	
12 A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 -- Modes	PO6000/PO6000-0S - 12-2020	18.346,6	16.512	97,3	6,46	

WTG siting

UTM WGS84 Zone: 33

	East	North	Z [m]	Row data/Description
1 New	508.747,31	4.624.958,02	118,4	A1
2 New	509.800,27	4.625.441,44	129,5	A2
3 New	511.625,60	4.626.464,51	146,4	A3

To be continued on next page...

^{a)} Included in array losses is influence from 8 WTG(s) in the neighborhood, which has status as "Reference WTGs", see separate report to identify these.

Project:

EOS1

Printed/Page

12/02/2024 19:43 / 2

Licensed user:

IT-71100 Foggia

ANGELA CUONZO / angycuonzo@gmail.com

Calculated:

12/02/2024 19:38/2.7.490

PARK - Main Result**Calculation: STIMA PRODUCIBILITA' PARCO EOLICO EOS SERRA 1**

...continued from previous page

UTM WGS84 Zone: 33

	East	North	Z	Row data/Description
	UTM WGS84 Zone: 33			[m]
4 New	511.140,27	4.627.687,44	150,9	A4
5 New	511.612,70	4.628.322,34	114,2	A5
6 New	510.022,23	4.628.383,84	92,4	A6
7 New	510.771,33	4.629.448,05	152,9	A7
8 New	509.821,65	4.630.188,38	139,9	A8
9 New	510.295,83	4.631.196,61	144,2	A9
10 New	511.437,41	4.632.347,10	98,2	A10
11 New	509.706,42	4.632.515,99	44,1	A11
12 New	510.568,00	4.632.896,00	79,4	A12

Project:
EOS1

Printed/Page
12/02/2024 19:43 / 5

Licensed user:

IT-71100 Foggia

ANGELA CUONZO / angycuonzo@gmail.com

Calculated:
12/02/2024 19:38/2.7.490

PARK - Production Analysis

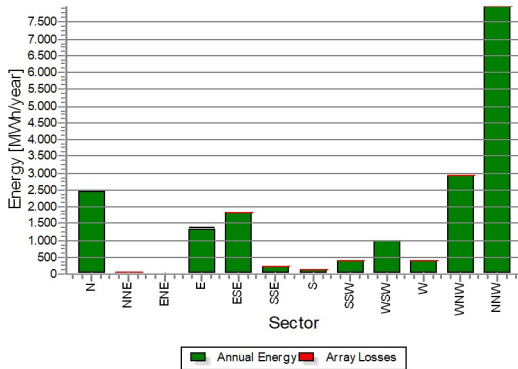
Calculation: STIMA PRODUCIBILITA' PARCO EOLICO EOS SERRA **1WTG: 1** - VESTAS V162-6.0 6000 162.0 IOI, Hub height: 119,0 m, Air density: 1,186 kg/m³

Directional Analysis

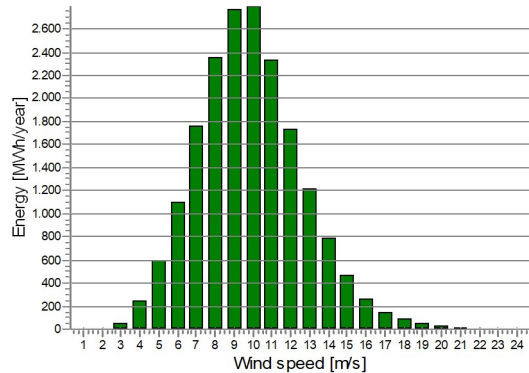
Sector		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy	[MWh]	2.489,9	43,2	22,1	1.374,8	1.836,1	208,5	130,3	380,4	988,0	411,0	2.952,6	7.966,4	18.803,2
-Decrease due to array losses	[MWh]	41,0	3,1	4,8	56,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	105,2
Resulting energy	[MWh]	2.448,8	40,1	17,3	1.318,5	1.836,1	208,5	130,3	380,4	988,0	411,0	2.952,6	7.966,4	18.698,0
Specific energy	[kWh/m ²]													907
Specific energy	[kWh/kW]													3.116
Decrease due to array losses	[%]	1,6	7,1	21,6	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,56
Directional Distribution	[%]	13,2	0,2	0,1	7,3	9,8	1,1	0,7	2,0	5,3	2,2	15,7	42,4	100,0
Utilization	[%]	30,9	32,5	30,6	36,5	43,3	38,8	36,3	32,9	25,5	31,3	31,8	30,3	31,8
Full Load Equivalent	[Hours/year]	408	7	3	220	306	35	22	63	165	68	492	1.328	3.116
Mean wind speed*)	[m/s]	6,5	2,9	2,3	6,4	5,5	3,7	3,6	5,4	7,2	4,7	6,5	8,0	6,5
Power density	[W/m ²]													325

*) Influence of array losses and regional correction factor not included

Energy vs. sector



Energy vs. wind speed



Project:
EOS1

Printed/Page
12/02/2024 19:43 / 6

Licensed user:

IT-71100 Foggia

ANGELA CUONZO / angycuonzo@gmail.com

Calculated:
12/02/2024 19:38/2.7.490

PARK - Production Analysis

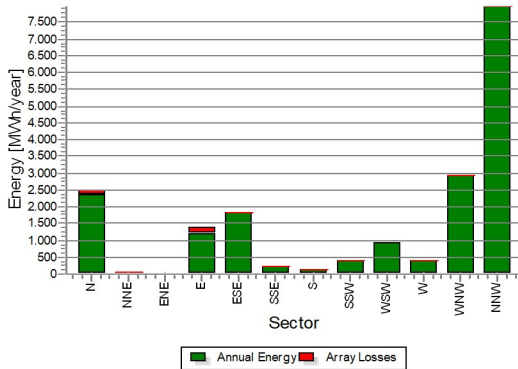
Calculation: STIMA PRODUCIBILITA' PARCO EOLICO EOS SERRA **1WTG: 2** - VESTAS V162-6.0 6000 162.0 IO!, Hub height: 119,0 m, Air density: 1,185 kg/m³

Directional Analysis

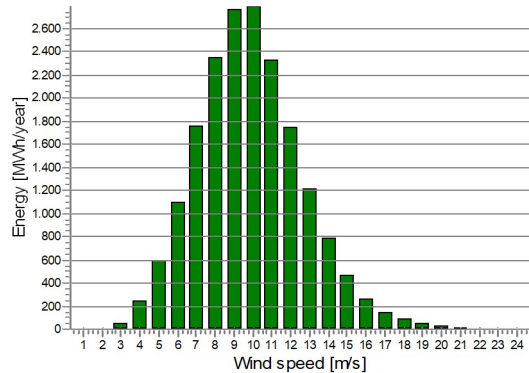
Sector		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy	[MWh]	2.488,2	43,1	22,1	1.373,7	1.834,3	208,3	130,2	380,1	987,5	410,7	2.950,5	7.961,8	18.790,5
-Decrease due to array losses	[MWh]	151,0	3,0	2,2	160,3	10,8	0,0	0,0	0,0	70,5	0,9	0,0	0,0	398,6
Resulting energy	[MWh]	2.337,2	40,1	19,9	1.213,4	1.823,5	208,3	130,2	380,1	917,0	409,8	2.950,5	7.961,8	18.391,9
Specific energy	[kWh/m ²]													892
Specific energy	[kWh/kW]													3.065
Decrease due to array losses	[%]	6,1	7,0	9,9	11,7	0,6	0,0	0,0	0,0	7,1	0,2	0,0	0,0	2,12
Directional Distribution	[%]	13,2	0,2	0,1	7,3	9,8	1,1	0,7	2,0	5,3	2,2	15,7	42,4	100,0
Utilization	[%]	29,6	32,5	35,2	33,7	43,1	38,8	36,3	32,9	23,7	31,2	31,8	30,3	31,3
Full Load Equivalent	[Hours/year]	390	7	3	202	304	35	22	63	153	68	492	1.327	3.065
Mean wind speed*)	[m/s]	6,5	2,9	2,3	6,4	5,5	3,7	3,6	5,4	7,2	4,7	6,5	8,0	6,5
Power density	[W/m ²]													325

*) Influence of array losses and regional correction factor not included

Energy vs. sector



Energy vs. wind speed



Project:
EOS1

Printed/Page
12/02/2024 19:43 / 7

Licensed user:

IT-71100 Foggia

ANGELA CUONZO / angycuonzo@gmail.com

Calculated:
12/02/2024 19:38/2.7.490

PARK - Production Analysis

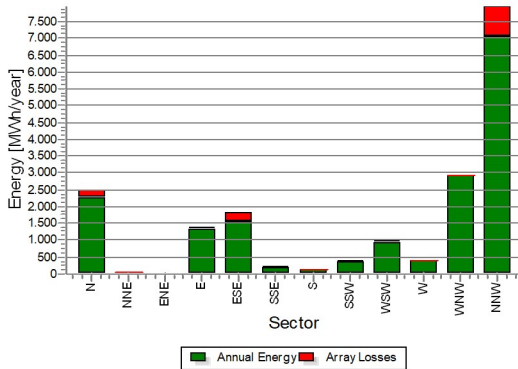
Calculation: STIMA PRODUCIBILITA' PARCO EOLICO EOS SERRA **1WTG: 3** - VESTAS V162-6.0 6000 162.0 IO!, Hub height: 119,0 m, Air density: 1,183 kg/m³

Directional Analysis

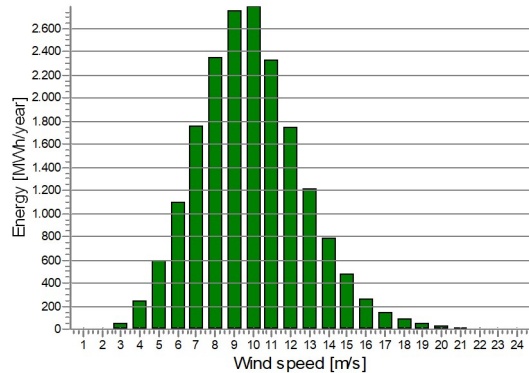
Sector		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy	[MWh]	2.485,7	43,1	22,0	1.372,0	1.831,4	207,9	130,0	379,7	986,8	410,2	2.947,4	7.954,8	18.771,1
-Decrease due to array losses	[MWh]	198,3	0,0	0,0	53,3	258,2	10,5	16,9	29,7	42,5	0,0	8,4	900,7	1.518,4
Resulting energy	[MWh]	2.287,4	43,1	22,0	1.318,7	1.573,2	197,4	113,1	350,0	944,3	410,2	2.939,0	7.054,2	17.252,7
Specific energy	[kWh/m ²]													837
Specific energy	[kWh/kW]													2.875
Decrease due to array losses	[%]	8,0	0,0	0,0	3,9	14,1	5,0	13,0	7,8	4,3	0,0	0,3	11,3	8,09
Directional Distribution	[%]	13,2	0,2	0,1	7,3	9,8	1,1	0,7	2,0	5,3	2,2	15,7	42,4	100,0
Utilization	[%]	29,0	35,0	39,0	36,6	37,2	36,8	31,6	30,3	24,5	31,3	31,8	26,9	29,4
Full Load Equivalent	[Hours/year]	381	7	4	220	262	33	19	58	157	68	490	1.176	2.875
Mean wind speed*)	[m/s]	6,5	2,9	2,3	6,4	5,5	3,7	3,6	5,4	7,2	4,7	6,5	8,0	6,5
Power density	[W/m ²]													324

*) Influence of array losses and regional correction factor not included

Energy vs. sector



Energy vs. wind speed



Project:
EOS1

Printed/Page
12/02/2024 19:43 / 8

Licensed user:

IT-71100 Foggia

ANGELA CUONZO / angycuonzo@gmail.com

Calculated:
12/02/2024 19:38/2.7.490

PARK - Production Analysis

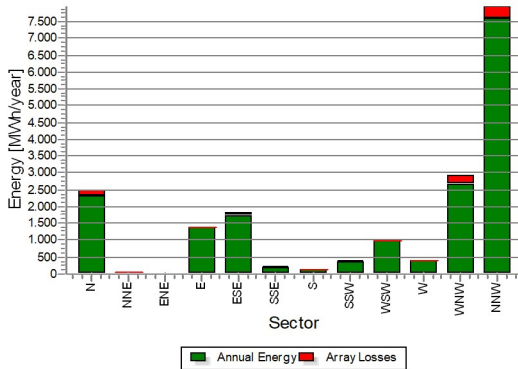
Calculation: STIMA PRODUCIBILITA' PARCO EOLICO EOS SERRA **1WTG: 4** - VESTAS V162-6.0 6000 162.0 IO!, Hub height: 119,0 m, Air density: 1,182 kg/m³

Directional Analysis

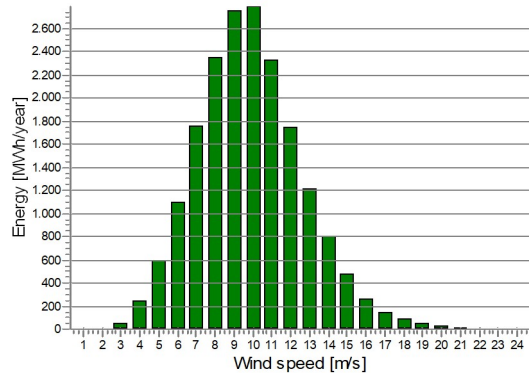
Sector		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy	[MWh]	2.485,0	43,1	22,0	1.371,5	1.830,7	207,8	129,9	379,6	986,6	410,1	2.946,5	7.953,0	18.765,9
-Decrease due to array losses	[MWh]	175,1	7,9	0,8	0,0	77,4	43,1	11,5	22,8	2,0	0,0	281,0	374,9	996,4
Resulting energy	[MWh]	2.309,9	35,2	21,2	1.371,5	1.753,3	164,8	118,4	356,8	984,6	410,1	2.665,6	7.578,0	17.769,5
Specific energy	[kWh/m ²]													862
Specific energy	[kWh/kW]													2.962
Decrease due to array losses	[%]	7,0	18,2	3,5	0,0	4,2	20,7	8,9	6,0	0,2	0,0	9,5	4,7	5,31
Directional Distribution	[%]	13,2	0,2	0,1	7,3	9,8	1,1	0,7	2,0	5,3	2,2	15,7	42,4	100,0
Utilization	[%]	29,3	28,6	37,6	38,1	41,5	30,7	33,0	30,9	25,5	31,3	28,8	28,9	30,3
Full Load Equivalent	[Hours/year]	385	6	4	229	292	27	20	59	164	68	444	1.263	2.962
Mean wind speed*)	[m/s]	6,5	2,9	2,3	6,4	5,5	3,7	3,6	5,4	7,2	4,7	6,5	8,0	6,5
Power density	[W/m ²]													324

*) Influence of array losses and regional correction factor not included

Energy vs. sector



Energy vs. wind speed



Project:
EOS1

Printed/Page
12/02/2024 19:43 / 9

Licensed user:

IT-71100 Foggia

ANGELA CUONZO / angycuonzo@gmail.com

Calculated:
12/02/2024 19:38/2.7.490

PARK - Production Analysis

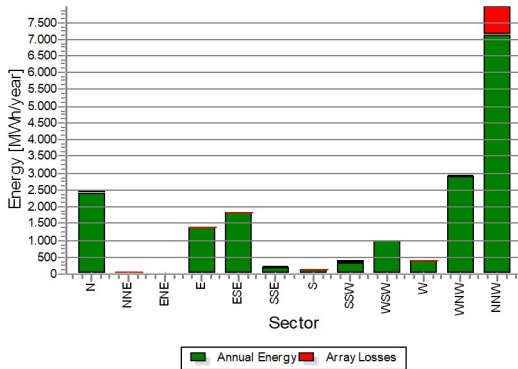
Calculation: STIMA PRODUCIBILITA' PARCO EOLICO EOS SERRA **1WTG: 5** - VESTAS V162-6.0 6000 162.0 IO!, Hub height: 119,0 m, Air density: 1,186 kg/m³

Directional Analysis

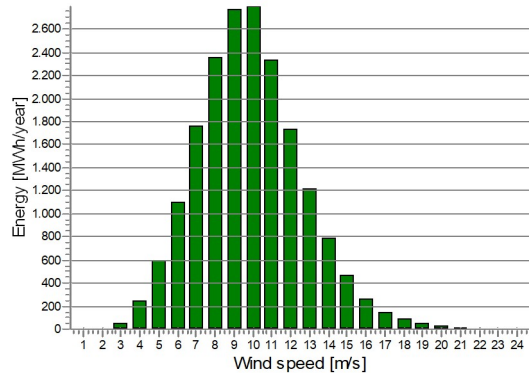
Sector		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy	[MWh]	2.490,5	43,2	22,1	1.375,2	1.836,8	208,6	130,4	380,5	988,1	411,1	2.953,4	7.968,1	18.808,0
-Decrease due to array losses	[MWh]	75,7	0,0	0,0	0,0	0,0	18,4	16,5	74,2	13,4	32,3	47,1	837,3	1.114,9
Resulting energy	[MWh]	2.414,8	43,2	22,1	1.375,2	1.836,8	190,1	113,8	306,2	974,7	378,8	2.906,3	7.130,9	17.693,1
Specific energy	[kWh/m ²]													858
Specific energy	[kWh/kW]													2.949
Decrease due to array losses	[%]	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,8	12,7	19,5	1,4	7,9	1,6	10,5	5,93
Directional Distribution	[%]	13,2	0,2	0,1	7,3	9,8	1,1	0,7	2,0	5,3	2,2	15,7	42,4	100,0
Utilization	[%]	30,5	34,9	39,0	38,1	43,3	35,3	31,7	26,5	25,2	28,8	31,3	27,1	30,1
Full Load Equivalent	[Hours/year]	402	7	4	229	306	32	19	51	162	63	484	1.188	2.949
Mean wind speed*)	[m/s]	6,5	2,9	2,3	6,4	5,5	3,7	3,6	5,4	7,2	4,7	6,5	8,0	6,5
Power density	[W/m ²]													325

*) Influence of array losses and regional correction factor not included

Energy vs. sector



Energy vs. wind speed



Project:
EOS1

Printed/Page
12/02/2024 19:43 / 10

Licensed user:

IT-71100 Foggia

ANGELA CUONZO / angycuonzo@gmail.com

Calculated:

12/02/2024 19:38/2.7.490

PARK - Production Analysis

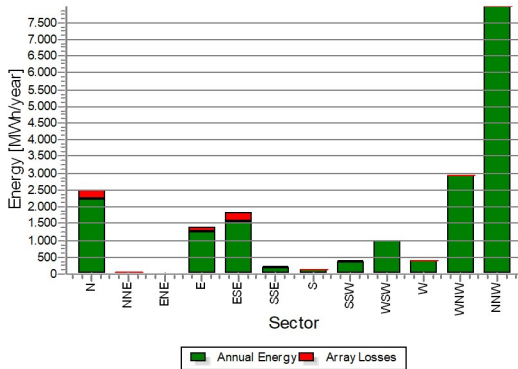
Calculation: STIMA PRODUCIBILITA' PARCO EOLICO EOS SERRA **1WTG: 6** - VESTAS V162-6.0 6000 162.0 IOI, Hub height: 119,0 m, Air density: 1,189 kg/m³

Directional Analysis

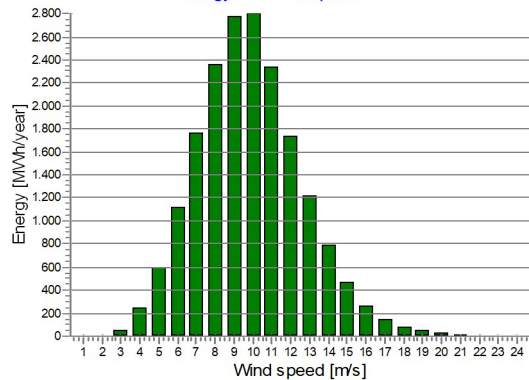
Sector		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy	[MWh]	2.493,8	43,2	22,1	1.377,4	1.840,5	209,0	130,6	381,0	989,0	411,7	2.957,4	7.977,2	18.833,1
-Decrease due to array losses	[MWh]	264,1	5,2	0,0	112,7	288,2	24,1	8,6	9,0	0,0	0,0	0,0	0,4	712,4
Resulting energy	[MWh]	2.229,7	38,0	22,1	1.264,7	1.552,3	184,9	122,0	372,0	989,0	411,7	2.957,4	7.976,8	18.120,7
Specific energy	[kWh/m ²]													879
Specific energy	[kWh/kW]													3.020
Decrease due to array losses	[%]	10,6	12,1	0,1	8,2	15,7	11,5	6,6	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	3,78
Directional Distribution	[%]	13,2	0,2	0,1	7,3	9,8	1,1	0,7	2,0	5,3	2,2	15,7	42,4	100,0
Utilization	[%]	28,1	30,7	39,0	35,0	36,6	34,3	33,9	32,1	25,5	31,2	31,8	30,2	30,8
Full Load Equivalent	[Hours/year]	372	6	4	211	259	31	20	62	165	69	493	1.329	3.020
Mean wind speed*)	[m/s]	6,5	2,9	2,3	6,4	5,5	3,7	3,6	5,4	7,2	4,7	6,5	8,0	6,5
Power density	[W/m ²]													326

*) Influence of array losses and regional correction factor not included

Energy vs. sector



Energy vs. wind speed



Project:
EOS1

Printed/Page
12/02/2024 19:43 / 11

Licensed user:

IT-71100 Foggia

ANGELA CUONZO / angycuonzo@gmail.com

Calculated:

12/02/2024 19:38/2.7.490

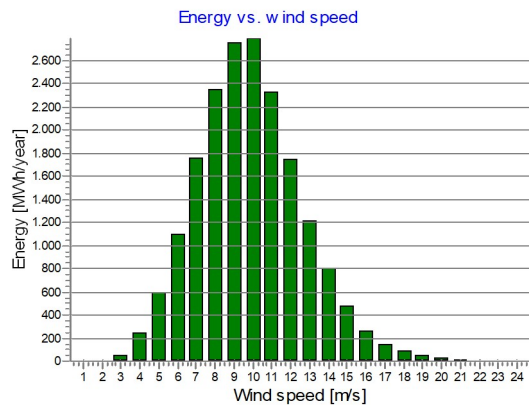
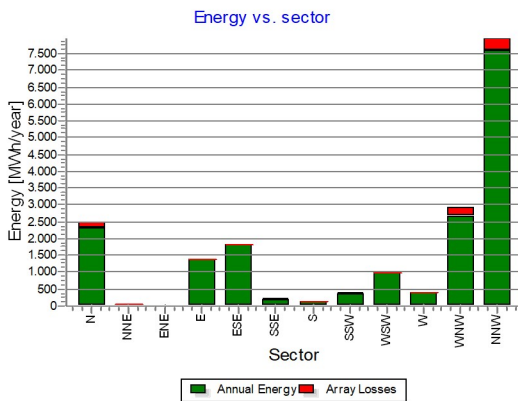
PARK - Production Analysis

Calculation: STIMA PRODUCIBILITA' PARCO EOLICO EOS SERRA **1WTG: 7 - VESTAS V162-6.0 6000 162.0 IO!**, Hub height: 119,0 m, Air density: 1,182 kg/m³

Directional Analysis

Sector		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy	[MWh]	2.484,7	43,1	22,0	1.371,3	1.830,3	207,8	129,9	379,5	986,5	410,0	2.946,2	7.952,1	18.763,6
-Decrease due to array losses	[MWh]	190,9	0,5	0,0	0,0	5,9	44,1	13,9	42,6	0,3	0,0	293,4	340,0	931,6
Resulting energy	[MWh]	2.293,8	42,6	22,0	1.371,3	1.824,4	163,7	116,0	337,0	986,2	410,0	2.652,7	7.612,2	17.832,0
Specific energy	[kWh/m ²]													865
Specific energy	[kWh/kW]													2.972
Decrease due to array losses	[%]	7,7	1,1	0,0	0,0	0,3	21,2	10,7	11,2	0,0	0,0	10,0	4,3	4,96
Directional Distribution	[%]	13,2	0,2	0,1	7,3	9,8	1,1	0,7	2,0	5,3	2,2	15,7	42,4	100,0
Utilization	[%]	29,1	34,6	39,0	38,1	43,2	30,5	32,4	29,2	25,6	31,3	28,7	29,0	30,4
Full Load Equivalent	[Hours/year]	382	7	4	229	304	27	19	56	164	68	442	1.269	2.972
Mean wind speed*)	[m/s]	6,5	2,9	2,3	6,4	5,5	3,7	3,6	5,4	7,2	4,7	6,5	8,0	6,5
Power density	[W/m ²]													324

*) Influence of array losses and regional correction factor not included



Project:
EOS1

Printed/Page
12/02/2024 19:43 / 12

Licensed user:

IT-71100 Foggia

ANGELA CUONZO / angycuonzo@gmail.com

Calculated:

12/02/2024 19:38/2.7.490

PARK - Production Analysis

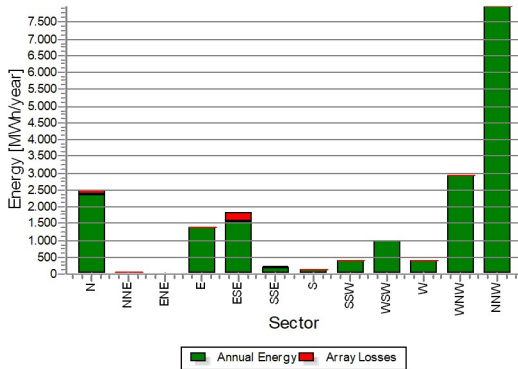
Calculation: STIMA PRODUCIBILITA' PARCO EOLICO EOS SERRA **1WTG: 8** - VESTAS V162-6.0 6000 162.0 IO!, Hub height: 119,0 m, Air density: 1,183 kg/m³

Directional Analysis

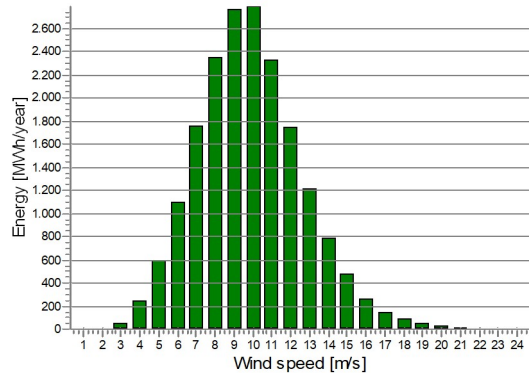
Sector		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy	[MWh]	2.486,6	43,1	22,0	1.372,6	1.832,5	208,1	130,1	379,8	987,1	410,4	2.948,6	7.957,5	18.778,5
-Decrease due to array losses	[MWh]	147,4	7,1	0,0	0,0	282,1	30,4	15,5	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	483,4
Resulting energy	[MWh]	2.339,2	36,0	22,0	1.372,6	1.550,4	177,7	114,6	379,0	987,1	410,4	2.948,6	7.957,5	18.295,2
Specific energy	[kWh/m ²]													888
Specific energy	[kWh/kW]													3.049
Decrease due to array losses	[%]	5,9	16,6	0,0	0,0	15,4	14,6	11,9	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	2,57
Directional Distribution	[%]	13,2	0,2	0,1	7,3	9,8	1,1	0,7	2,0	5,3	2,2	15,7	42,4	100,0
Utilization	[%]	29,6	29,2	39,0	38,1	36,7	33,1	31,9	32,8	25,6	31,3	31,9	30,3	31,2
Full Load Equivalent	[Hours/year]	390	6	4	229	258	30	19	63	165	68	491	1.326	3.049
Mean wind speed*)	[m/s]	6,5	2,9	2,3	6,4	5,5	3,7	3,6	5,4	7,2	4,7	6,5	8,0	6,5
Power density	[W/m ²]													325

*) Influence of array losses and regional correction factor not included

Energy vs. sector



Energy vs. wind speed



Project:
EOS1

Printed/Page
12/02/2024 19:43 / 13

Licensed user:

IT-71100 Foggia

ANGELA CUONZO / angycuonzo@gmail.com

Calculated:
12/02/2024 19:38/2.7.490

PARK - Production Analysis

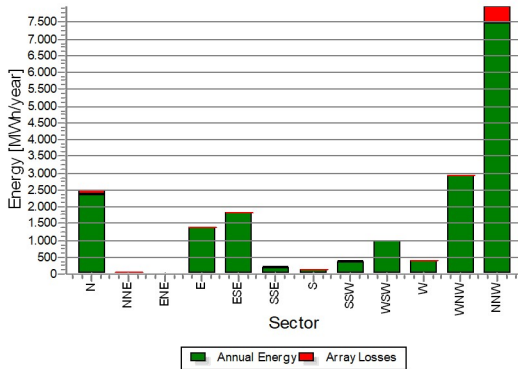
Calculation: STIMA PRODUCIBILITA' PARCO EOLICO EOS SERRA **1WTG: 9 - VESTAS V162-6.0 6000 162.0 IO!**, Hub height: 119,0 m, Air density: 1,183 kg/m³

Directional Analysis

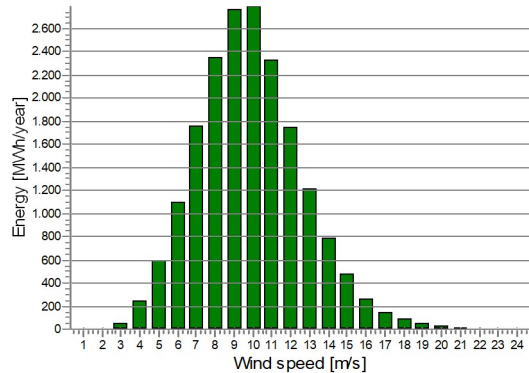
Sector		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy	[MWh]	2.486,0	43,1	22,0	1.372,2	1.831,8	208,0	130,0	379,7	986,9	410,3	2.947,8	7.955,7	18.773,6
-Decrease due to array losses	[MWh]	141,8	1,9	1,2	0,0	0,0	24,5	16,5	45,1	0,0	0,0	0,0	507,2	738,2
Resulting energy	[MWh]	2.344,2	41,2	20,8	1.372,2	1.831,8	183,5	113,5	334,7	986,9	410,3	2.947,8	7.448,5	18.035,4
Specific energy	[kWh/m ²]													875
Specific energy	[kWh/kW]													3.006
Decrease due to array losses	[%]	5,7	4,4	5,6	0,0	0,0	11,8	12,7	11,9	0,0	0,0	0,0	6,4	3,93
Directional Distribution	[%]	13,2	0,2	0,1	7,3	9,8	1,1	0,7	2,0	5,3	2,2	15,7	42,4	100,0
Utilization	[%]	29,7	33,4	36,8	38,1	43,4	34,2	31,7	29,0	25,6	31,3	31,9	28,4	30,8
Full Load Equivalent	[Hours/year]	391	7	3	229	305	31	19	56	164	68	491	1.241	3.006
Mean wind speed*)	[m/s]	6,5	2,9	2,3	6,4	5,5	3,7	3,6	5,4	7,2	4,7	6,5	8,0	6,5
Power density	[W/m ²]													324

*) Influence of array losses and regional correction factor not included

Energy vs. sector



Energy vs. wind speed



Project:
EOS1

Printed/Page
12/02/2024 19:43 / 14

Licensed user:

IT-71100 Foggia

ANGELA CUONZO / angycuonzo@gmail.com

Calculated:

12/02/2024 19:38/2.7.490

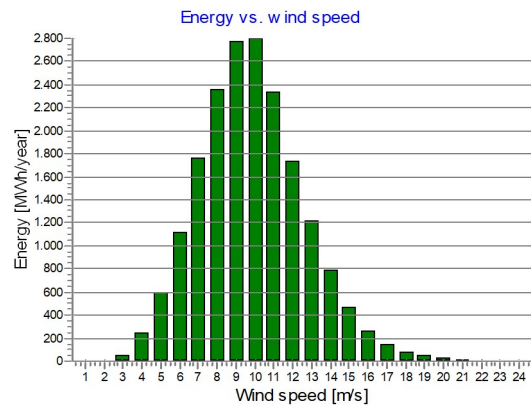
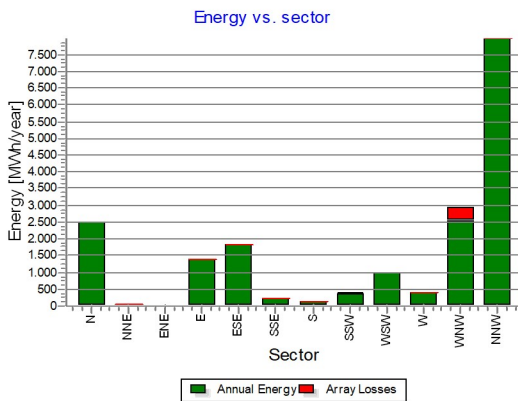
PARK - Production Analysis

Calculation: STIMA PRODUCIBILITA' PARCO EOLICO EOS SERRA **1WTG: 10** - VESTAS V162-6.0 6000 162.0 IOI, Hub height: 119,0 m, Air density: 1,188 kg/m³

Directional Analysis

Sector		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy	[MWh]	2.492,9	43,2	22,1	1.376,8	1.839,5	208,9	130,5	380,9	988,8	411,5	2.956,4	7.974,8	18.826,4
-Decrease due to array losses	[MWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	13,1	33,4	21,1	28,6	401,5	0,1	498,9
Resulting energy	[MWh]	2.492,9	43,2	22,1	1.376,8	1.839,5	207,7	117,4	347,5	967,6	383,0	2.554,9	7.974,7	18.327,5
Specific energy	[kWh/m ²]													889
Specific energy	[kWh/kW]													3.055
Decrease due to array losses	[%]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	10,0	8,8	2,1	6,9	13,6	0,0	2,65
Directional Distribution	[%]	13,2	0,2	0,1	7,3	9,8	1,1	0,7	2,0	5,3	2,2	15,7	42,4	100,0
Utilization	[%]	31,4	34,9	39,0	38,1	43,3	38,5	32,6	30,0	25,0	29,1	27,5	30,2	31,1
Full Load Equivalent	[Hours/year]	415	7	4	229	307	35	20	58	161	64	426	1.329	3.055
Mean wind speed*)	[m/s]	6,5	2,9	2,3	6,4	5,5	3,7	3,6	5,4	7,2	4,7	6,5	8,0	6,5
Power density	[W/m ²]													326

*) Influence of array losses and regional correction factor not included



Project:
EOS1

Printed/Page
12/02/2024 19:43 / 15

Licensed user:

IT-71100 Foggia

ANGELA CUONZO / angycuonzo@gmail.com

Calculated:
12/02/2024 19:38/2.7.490

PARK - Production Analysis

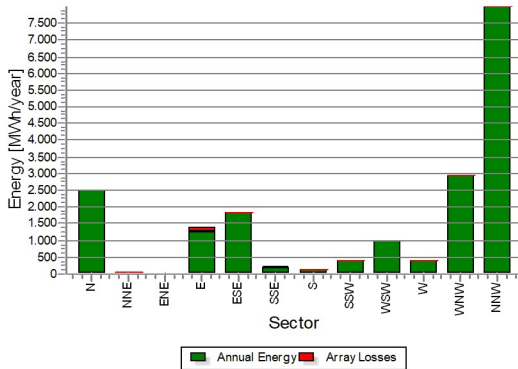
Calculation: STIMA PRODUCIBILITA' PARCO EOLICO EOS SERRA **1WTG: 11** - VESTAS V162-6.0 6000 162.0 IOI, Hub height: 119,0 m, Air density: 1,194 kg/m³

Directional Analysis

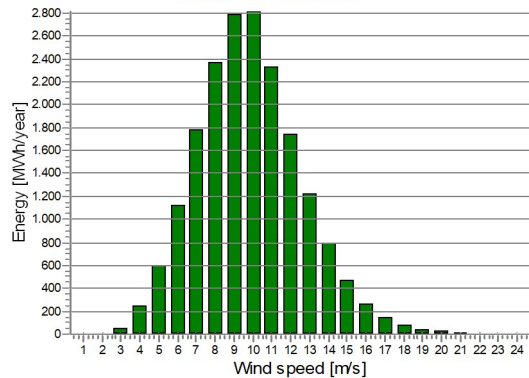
Sector		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy	[MWh]	2.501,1	43,4	22,2	1.382,3	1.848,6	210,0	131,1	382,2	991,0	413,0	2.966,4	7.997,3	18.888,8
-Decrease due to array losses	[MWh]	0,0	0,0	5,1	115,1	0,0	36,3	13,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	169,6
Resulting energy	[MWh]	2.501,1	43,4	17,1	1.267,3	1.848,6	173,7	118,0	382,2	991,0	413,0	2.966,4	7.997,3	18.719,2
Specific energy	[kWh/m ²]													908
Specific energy	[kWh/kW]													3.120
Decrease due to array losses	[%]	0,0	0,0	23,1	8,3	0,0	17,3	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,90
Directional Distribution	[%]	13,2	0,2	0,1	7,3	9,8	1,1	0,7	2,0	5,2	2,2	15,7	42,3	100,0
Utilization	[%]	31,4	34,9	30,0	34,9	43,3	32,1	32,6	32,8	25,4	31,2	31,8	30,2	31,6
Full Load Equivalent	[Hours/year]	417	7	3	211	308	29	20	64	165	69	494	1.333	3.120
Mean wind speed*)	[m/s]	6,5	2,9	2,3	6,4	5,5	3,7	3,6	5,4	7,2	4,7	6,5	8,0	6,5
Power density	[W/m ²]													328

*) Influence of array losses and regional correction factor not included

Energy vs. sector



Energy vs. wind speed



Project:
EOS1

Printed/Page
12/02/2024 19:43 / 16

Licensed user:

IT-71100 Foggia

ANGELA CUONZO / angycuonzo@gmail.com

Calculated:
12/02/2024 19:38/2.7.490

PARK - Production Analysis

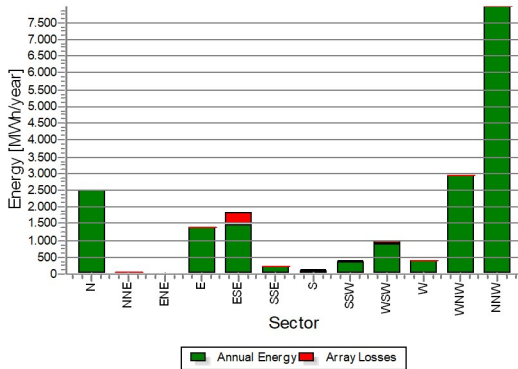
Calculation: STIMA PRODUCIBILITA' PARCO EOLICO EOS SERRA **1WTG: 12** - VESTAS V162-6.0 6000 162.0 IOI, Hub height: 119,0 m, Air density: 1,190 kg/m³

Directional Analysis

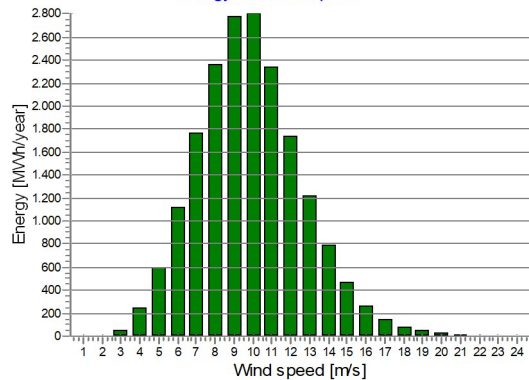
Sector		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy	[MWh]	2.495,8	43,3	22,2	1.378,7	1.842,7	209,3	130,7	381,3	989,6	412,1	2.959,9	7.982,6	18.848,0
-Decrease due to array losses	[MWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	372,6	3,3	22,3	8,4	90,5	4,4	0,0	0,0	501,4
Resulting energy	[MWh]	2.495,8	43,3	22,2	1.378,7	1.470,1	206,0	108,5	372,9	899,1	407,7	2.959,9	7.982,6	18.346,6
Specific energy	[kWh/m ²]													890
Specific energy	[kWh/kW]													3.058
Decrease due to array losses	[%]	0,0	0,0	0,0	0,0	20,2	1,6	17,0	2,2	9,1	1,1	0,0	0,0	2,66
Directional Distribution	[%]	13,2	0,2	0,1	7,3	9,8	1,1	0,7	2,0	5,3	2,2	15,7	42,4	100,0
Utilization	[%]	31,4	34,9	39,0	38,1	34,6	38,2	30,1	32,1	23,2	30,9	31,8	30,2	31,1
Full Load Equivalent	[Hours/year]	416	7	4	230	245	34	18	62	150	68	493	1.330	3.058
Mean wind speed*)	[m/s]	6,5	2,9	2,3	6,4	5,5	3,7	3,6	5,4	7,2	4,7	6,5	8,0	6,5
Power density	[W/m ²]													326

*) Influence of array losses and regional correction factor not included

Energy vs. sector



Energy vs. wind speed



Project:
EOS1

Printed/Page
12/02/2024 19:43 / 17

Licensed user:

IT-71100 Foggia

ANGELA CUONZO / angycuonzo@gmail.com

Calculated:
12/02/2024 19:38/2.7.490

PARK - Power Curve Analysis

Calculation: STIMA PRODUCIBILITA' PARCO EOLICO EOS SERRA 1WTG: 1 - VESTAS V162-6.0 6000 162.0 IO! Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020, Hub height: 119.0 m

Name: Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020

Source: Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type
07/12/2020	EMD	23/02/2021	01/03/2021	24,0	Pitch	User defined

Document n. 0098-0840 V03.

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

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value	[MWh]	9.336	14.528	19.795	24.731	28.744	32.362
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 IO! Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	[MWh]	10.567	16.009	21.149	25.553	29.038	31.565
Check value	[%]	-12	-9	-6	-3	-1	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

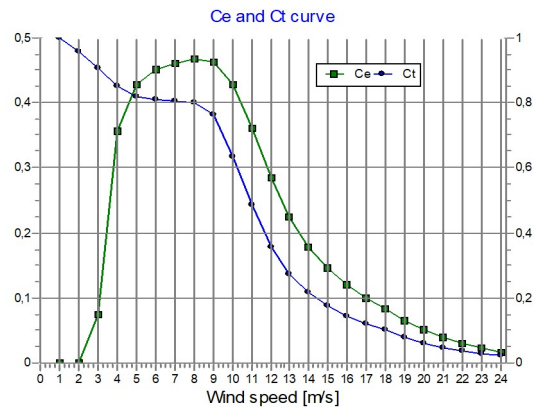
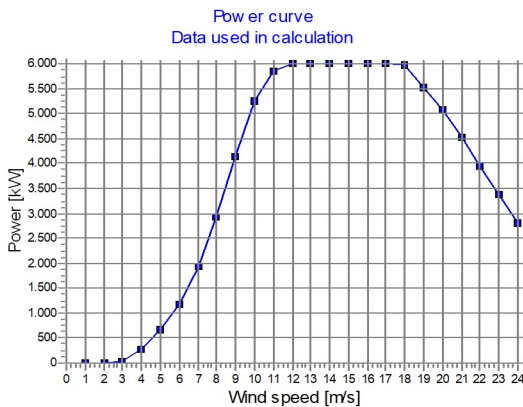
Original data from Windcat, Air density: 1,225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce [m/s]	Wind speed [m/s]	Ct curve
3,0	32,0	0,09	3,0	0,91
3,5	150,0	0,28	3,5	0,88
4,0	292,0	0,36	4,0	0,85
4,5	467,0	0,41	4,5	0,84
5,0	676,0	0,43	5,0	0,82
5,5	927,0	0,44	5,5	0,81
6,0	1.229,0	0,45	6,0	0,81
6,5	1.584,0	0,46	6,5	0,81
7,0	2.000,0	0,46	7,0	0,81
7,5	2.476,0	0,46	7,5	0,80
8,0	3.017,0	0,47	8,0	0,80
8,5	3.624,0	0,47	8,5	0,79
9,0	4.284,0	0,46	9,0	0,76
9,5	4.859,0	0,45	9,5	0,70
10,0	5.380,0	0,43	10,0	0,63
10,5	5.734,0	0,39	10,5	0,56
11,0	5.932,0	0,35	11,0	0,48
11,5	5.983,0	0,31	11,5	0,41
12,0	5.998,0	0,27	12,0	0,36
12,5	6.000,0	0,24	12,5	0,31
13,0	6.000,0	0,22	13,0	0,27
13,5	6.000,0	0,19	13,5	0,24
14,0	6.000,0	0,17	14,0	0,22
14,5	6.000,0	0,16	14,5	0,19
15,0	6.000,0	0,14	15,0	0,17
15,5	6.000,0	0,13	15,5	0,16
16,0	6.000,0	0,12	16,0	0,14
16,5	6.000,0	0,11	16,5	0,13
17,0	6.000,0	0,10	17,0	0,12
17,5	6.000,0	0,09	17,5	0,11
18,0	5.846,0	0,08	18,0	0,10
18,5	5.581,0	0,07	18,5	0,09
19,0	5.300,0	0,06	19,0	0,08
19,5	5.128,0	0,05	19,5	0,07
20,0	4.844,0	0,05	20,0	0,06
20,5	4.555,0	0,04	20,5	0,05
21,0	4.268,0	0,04	21,0	0,05
21,5	3.985,0	0,03	21,5	0,04
22,0	3.690,0	0,03	22,0	0,04
22,5	3.383,0	0,02	22,5	0,03
23,0	3.102,0	0,02	23,0	0,03
23,5	2.801,0	0,02	23,5	0,03
24,0	2.476,0	0,01	24,0	0,03

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,186 kg/m³ New WindPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc. Energy [MWh]	Relative [%]
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	24,1	0,07	2,50-3,50	51,1	51,1	0,3
4,0	279,3	0,36	3,50-4,50	239,5	290,6	1,6
5,0	652,7	0,43	4,50-5,50	594,9	885,5	4,7
6,0	1.188,6	0,45	5,50-6,50	1.100,4	1.985,9	10,6
7,0	1.935,1	0,46	6,50-7,50	1.753,9	3.739,8	20,0
8,0	2.919,7	0,47	7,50-8,50	2.342,8	6.082,6	32,5
9,0	4.124,2	0,46	8,50-9,50	2.749,9	8.832,5	47,2
10,0	5.233,9	0,43	9,50-10,50	2.780,4	11.612,9	62,1
11,0	5.859,2	0,36	10,50-11,50	2.314,2	13.927,1	74,5
12,0	5.991,1	0,28	11,50-12,50	1.730,7	15.657,8	83,7
13,0	6.000,0	0,22	12,50-13,50	1.212,0	16.869,9	90,2
14,0	6.000,0	0,18	13,50-14,50	789,8	17.659,7	94,4
15,0	6.000,0	0,15	14,50-15,50	469,4	18.129,1	97,0
16,0	6.000,0	0,12	15,50-16,50	257,0	18.386,1	98,3
17,0	6.000,0	0,10	16,50-17,50	139,7	18.525,8	99,1
18,0	5.957,5	0,08	17,50-18,50	83,8	18.609,6	99,5
19,0	5.528,8	0,07	18,50-19,50	45,5	18.655,1	99,8
20,0	5.072,4	0,05	19,50-20,50	23,2	18.678,3	99,9
21,0	4.510,4	0,04	20,50-21,50	12,4	18.690,7	100,0
22,0	3.951,0	0,03	21,50-22,50	4,7	18.695,4	100,0
23,0	3.361,9	0,02	22,50-23,50	2,1	18.697,5	100,0
24,0	2.789,8	0,02	23,50-24,50	0,5	18.698,0	100,0



Project:
EOS1

Printed/Page
12/02/2024 19:43 / 18

Licensed user:

IT-71100 Foggia

ANGELA CUONZO / angycuonzo@gmail.com

Calculated:

12/02/2024 19:38/2.7.490

PARK - Wind Data Analysis

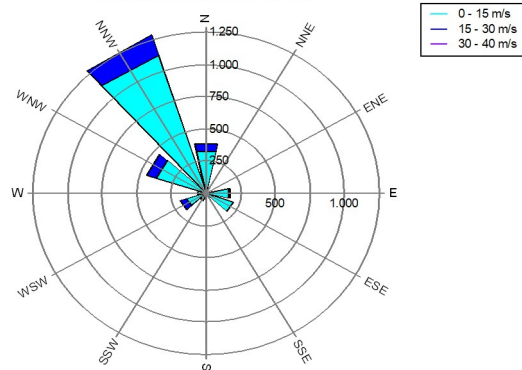
Calculation: STIMA PRODUCIBILITA' PARCO EOLICO EOS SERRA 1 Wind data: A - Mast RG; Hub height: 119,0

Site Coordinates

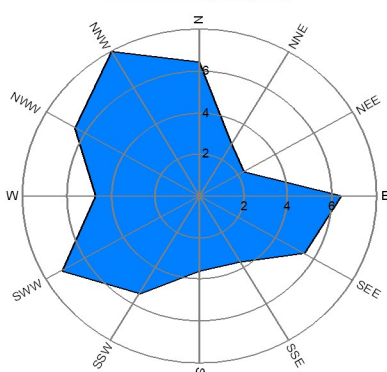
UTM WGS 84 Zone: 33 East: 545.745,15 North: 4.608.485,37

Sector	Wind gradient exponent	Sum	0,00	0,50	1,50	2,50	3,50 - 4,50	4,50 - 5,50	5,50 - 6,50	6,50 - 7,50	7,50 - 8,50	8,50 - 9,50	9,50 - 10,50	10,50 - 11,50	11,50 - 12,50	12,50 - 13,50	13,50 - 14,50	14,50 - 15,50	15,50 - 16,50	16,50 - 17,50	17,50 - 18,50	18,50 - 19,50	19,50 - 20,50	20,50 - 21,50	21,50 - 22,50
0 N	0,128	13520	354	917	1162	1192	1357	1687	1559	1405	1169	949	658	466	273	159	80	50	45	14	15	4		5	
1 NNE	0,135	828	112	272	165	98	39	36	19	21	21	19	14	5	5	2									
2 ENE	0,054	873	117	303	186	105	62	29	21	18	19	11													
3 E	0,166	7451	178	430	595	580	742	934	1126	1091	799	503	235	145	57	21	10	5							
4 ESE	0,098	15220	169	582	1136	1872	2420	2763	2334	1878	1169	618	236	35	5	2	1								
5 SSE	0,147	4611	204	583	979	998	832	534	278	106	46	21	13	8	3	3	1	1							
6 S	0,173	2323	147	485	464	398	282	220	144	84	49	20	11	8	4	3	1	1	2						
7 SSW	0,183	2633	120	387	400	271	211	245	247	244	186	121	78	54	36	20	6	3	4						
8 WSW	0,137	4335	208	388	390	273	326	318	346	388	301	319	291	266	196	154	74	53	31	10	2	1			
9 W	0,148	4026	225	495	711	655	474	375	327	222	201	96	65	55	50	37	25	12	1						
10 WNW	0,170	16466	247	808	1446	1709	2149	2203	2203	1711	1359	1005	687	399	220	111	81	40	27	30	20	9	2		
11 NNW	0,125	30097	306	808	1224	1702	2413	2682	3411	3585	3540	3224	2585	1921	1273	757	364	147	75	50	13	10	4	2	1
Sum		102383	2387	6458	8858	9853	11307	12026	12015	10753	8859	6906	4873	3362	2123	1270	643	311	185	106	50	24	6	7	1

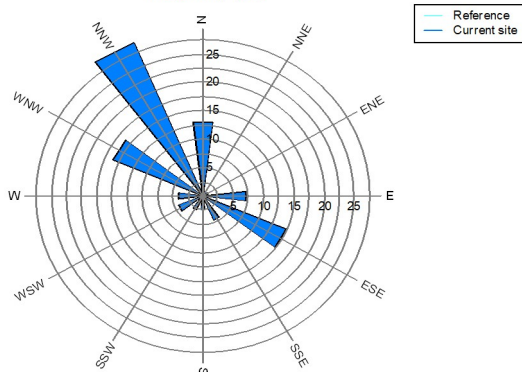
Energy Rose (kWh/m²/year)



Mean wind speed (m/s)



Frequency (%)



Project:
EOS1

Printed/Page
12/02/2024 19:43 / 19
Licensed user:

IT-71100 Foggia

ANGELA CUONZO / angycuonzo@gmail.com
Calculated:
12/02/2024 19:38/2.7.490

PARK - Park power curve

Calculation: STIMA PRODUCIBILITA' PARCO EOLICO EOS SERRA 1

Wind speed [m/s]	Power													
	Free WTGs [kW]	Park WTGs [kW]	N [kW]	NNE [kW]	ENE [kW]	E [kW]	ESE [kW]	SSE [kW]	S [kW]	SSW [kW]	WSW [kW]	W [kW]	WNW [kW]	NNW [kW]
0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3,5	2.119	1.737	1.655	1.702	1.728	1.853	1.806	1.686	1.647	1.711	1.726	1.847	1.800	1.681
4,5	6.807	6.111	5.951	6.059	6.056	6.319	6.263	6.044	5.985	6.082	6.050	6.276	6.225	6.004
5,5	13.525	12.403	12.130	12.301	12.335	12.753	12.647	12.296	12.189	12.338	12.325	12.687	12.583	12.233
6,5	22.950	21.129	20.685	20.959	21.064	21.685	21.499	20.936	20.742	20.995	21.051	21.625	21.429	20.863
7,5	35.923	33.138	32.470	32.881	32.999	33.996	33.725	32.853	32.581	32.953	32.975	33.855	33.591	32.721
8,5	52.534	48.632	47.680	48.260	48.443	49.872	49.475	48.245	47.869	48.374	48.407	49.644	49.259	48.037
9,5	70.457	66.540	65.604	66.156	66.190	67.918	67.445	66.122	65.848	66.274	66.169	67.611	67.178	65.883
10,5	83.060	81.061	80.580	80.689	80.804	81.885	81.471	80.763	80.671	80.700	80.788	81.794	81.369	80.763
11,5	87.490	87.159	87.098	87.051	87.114	87.339	87.214	87.110	87.137	87.037	87.107	87.313	87.193	87.108
12,5	87.989	87.972	87.968	87.967	87.966	87.983	87.976	87.972	87.975	87.968	87.965	87.978	87.972	87.969
13,5	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000
14,5	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000
15,5	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000
16,5	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000
17,5	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000
18,5	85.222	85.537	85.601	85.600	85.509	85.481	85.541	85.629	85.688	85.636	85.500	85.401	85.477	85.539
19,5	79.613	79.874	79.915	79.930	79.851	79.827	79.878	79.947	79.983	79.959	79.846	79.764	79.832	79.878
20,5	57.379	57.659	57.718	57.735	57.647	57.564	57.632	57.685	57.716	57.734	57.647	57.563	57.634	57.681
21,5	50.613	50.868	50.915	50.929	50.857	50.791	50.846	50.889	50.913	50.928	50.858	50.790	50.848	50.885
22,5	43.767	44.022	44.062	44.074	44.014	43.958	44.004	44.040	44.062	44.073	44.014	43.956	44.004	44.036
23,5	36.859	37.091	37.121	37.130	37.085	37.043	37.078	37.104	37.122	37.129	37.086	37.042	37.078	37.101
24,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Description:

The park power curve is similar to a WTG power curve, meaning that when a given wind speed appears in front of the park with same speed in the entire wind farm area (before influence from the park), the output from the park can be found in the park power curve. Another way to say this: The park power curve includes array losses, but do NOT include terrain given variations in the wind speed over the park area.

Measuring a park power curve is not as simple as measuring a WTG power curve due to the fact that the park power curve depends on the wind direction and that the same wind speed normally will not appear for the entire park area at the same time (only in very flat non-complex terrain). The idea with this version of the park power curve is not to use it for validation based on measurements. This would require at least 2 measurement masts at two sides of the park, unless only a few direction sectors should be tested, AND non complex terrain (normally only useable off shore). Another park power curve version for complex terrain is available in WindPRO.

The park power curve can be used for:

- Forecast systems, based on more rough (approximated) wind data, the park power curve would be an efficient way to make the connection from wind speed (and direction) to power.
- Construction of duration curves, telling how often a given power output will appear, the park power curve can be used together with the average wind distribution for the Wind farm area in hub height. The average wind distribution can eventually be obtained based on the Weibull parameters for each WTG position. These are found at print menu: >Result to file< in the >Park result< which can be saved to file or copied to clipboard and pasted in Excel.
- Calculation of wind energy index based on the PARK production (see below).
- Estimation of the expected PARK production for an existing wind farm based on wind measurements at minimum 2 measurement masts at two sides of wind farm. The masts must be used for obtaining the free wind speed. The free wind speed is used in the simulation of expected energy production with the PARK power curve. This procedure will only work suitable in non complex terrains. For complex terrain another park power curve calculation is available in WindPRO (PPV-model).

Note:

From the >Result to file< the >Wind Speeds Inside Wind farm< is also available. These can (e.g. via Excel) be used for extracting the wake induced reductions in measured wind speed.

Project:

EOS1

Printed/Page

12/02/2024 19:43 / 20

Licensed user:

IT-71100 Foggia

ANGELA CUONZO / angycuonzo@gmail.com

Calculated:

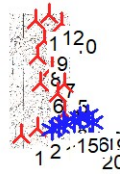
12/02/2024 19:38/2.7.490

PARK - WTG distances

Calculation: STIMA PRODUCIBILITA' PARCO EOLICO EOS SERRA 1

WTG distances

	Z	Nearest WTG	Z	Horizontal distance	Distance in rotor diameters (max)	Distance in rotor diameters (min)
	[m]		[m]	[m]		
1	118,4	2	129,5	1.159	7,2	7,2
2	129,5	13	186,0	962	9,6	5,9
3	146,4	15	212,7	676	6,8	4,2
4	150,9	5	114,2	791	4,9	4,9
5	114,2	4	150,9	791	4,9	4,9
6	92,4	7	152,9	1.301	8,0	8,0
7	152,9	8	139,9	1.204	7,4	7,4
8	139,9	9	144,2	1.114	6,9	6,9
9	144,2	8	139,9	1.114	6,9	6,9
10	98,2	12	79,4	1.028	6,3	6,3
11	44,1	12	79,4	942	5,8	5,8
12	79,4	11	44,1	942	5,8	5,8
13	186,0	14	205,8	507	5,1	5,1
14	205,8	15	212,7	432	4,3	4,3
15	212,7	14	205,8	432	4,3	4,3
16	158,0	17	161,2	411	4,1	4,1
17	161,2	16	158,0	411	4,1	4,1
18	137,3	17	161,2	529	5,3	5,3
19	114,4	18	137,3	530	5,3	5,3
20	119,4	19	114,4	1.161	11,6	11,6



New WTG

Scale 1:500.000
Existing WTG

Meteorological Data

Project:
EOS1

Printed/Page
12/02/2024 19:43 / 21

Licensed user:

IT-71100 Foggia

ANGELA CUONZO / angycuonzo@gmail.com

Calculated:
12/02/2024 19:38/2.7.490

PARK - Time varying AEP

Calculation: STIMA PRODUCIBILITA' PARCO EOLICO EOS SERRA 1

Windfarm: 88,0 MW based on 20 turbines with 4,4 MW (in average).

Calculated mean yield per month and hour [MWh]. The result includes wake losses and a reduction of 10,0 %

Used wind distribution: Mast RG - C1 50,00 m. 27/10/2006 - 07/10/2008 (711 days), 10 minutes, 100%

Hour/Month [MWh]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Grand Total
0	676	716	749	535	556	463	481	710	697	605	732	843	7.764
1	604	831	738	516	564	469	517	736	631	643	729	856	7.834
2	697	783	735	491	573	431	523	734	615	698	683	903	7.867
3	782	755	687	521	611	409	584	753	625	712	736	940	8.115
4	701	703	714	519	641	396	635	743	633	700	783	879	8.047
5	693	708	763	591	643	433	619	756	600	707	833	903	8.249
6	723	709	806	665	664	450	526	769	648	725	813	894	8.392
7	770	710	828	498	529	438	457	694	570	606	792	917	7.808
8	745	613	827	475	604	481	650	699	551	599	768	895	7.907
9	720	673	833	560	746	534	749	762	665	678	744	894	8.558
10	718	714	938	577	844	581	903	866	816	757	764	918	9.396
11	761	762	982	602	848	588	996	918	869	800	856	964	9.945
12	809	799	1.124	709	1.004	717	1.108	1.026	983	859	913	962	11.012
13	858	926	1.215	837	1.049	719	1.228	1.149	1.076	947	923	992	11.918
14	978	1.063	1.247	894	1.168	890	1.292	1.296	1.222	1.021	945	1.031	13.047
15	957	1.174	1.339	1.115	1.366	986	1.442	1.406	1.354	1.040	986	990	14.154
16	997	1.164	1.340	1.158	1.324	1.057	1.581	1.484	1.439	1.003	1.010	916	14.473
17	920	991	1.263	1.079	1.304	1.023	1.540	1.477	1.474	971	954	932	13.926
18	857	873	1.128	883	1.099	922	1.344	1.351	1.346	846	860	801	12.310
19	854	788	904	714	919	748	1.120	1.219	1.036	693	788	789	10.572
20	786	763	879	705	767	620	900	1.003	928	636	735	864	9.586
21	756	819	898	628	659	487	744	846	875	623	767	856	8.958
22	614	843	810	582	664	483	659	764	739	595	759	883	8.394
23	689	739	765	557	612	528	547	689	694	612	745	860	8.036
Grand Total	18.665	19.619	22.510	16.408	19.757	14.853	21.144	22.849	21.086	18.075	19.619	21.682	236.269

Hour/Month [MW]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Grand Total
0	21,8	25,6	24,2	17,8	17,9	15,4	15,5	22,9	23,2	19,5	24,4	27,2	21,3
1	19,5	29,7	23,8	17,2	18,2	15,6	16,7	23,7	21,0	20,7	24,3	27,6	21,5
2	22,5	27,9	23,7	16,4	18,5	14,4	16,9	23,7	20,5	22,5	22,8	29,1	21,6
3	25,2	27,0	22,2	17,4	19,7	13,6	18,8	24,3	20,8	23,0	24,5	30,3	22,2
4	22,6	25,1	23,0	17,3	20,7	13,2	20,5	24,0	21,1	22,6	26,1	28,4	22,0
5	22,4	25,3	24,6	19,7	20,8	14,4	20,0	24,4	20,0	22,8	27,8	29,1	22,6
6	23,3	25,3	26,0	22,2	21,4	15,0	17,0	24,8	21,6	23,4	27,1	28,8	23,0
7	24,8	25,3	26,7	16,6	17,1	14,6	14,7	22,4	19,0	19,6	26,4	29,6	21,4
8	24,0	21,9	26,7	15,8	19,5	16,0	21,0	22,5	18,4	19,3	25,6	28,9	21,7
9	23,2	24,0	26,9	18,7	24,1	17,8	24,2	24,6	22,2	21,9	24,8	28,8	23,4
10	23,2	25,5	30,3	19,2	27,2	19,4	29,1	27,9	27,2	24,4	25,5	29,6	25,7
11	24,6	27,2	31,7	20,1	27,3	19,6	32,1	29,6	29,0	25,8	28,5	31,1	27,2
12	26,1	28,5	36,2	23,6	32,4	23,9	35,8	33,1	32,8	27,7	30,4	31,0	30,2
13	27,7	33,1	39,2	27,9	33,8	24,0	39,6	37,1	35,9	30,5	30,8	32,0	32,7
14	31,6	38,0	40,2	29,8	37,7	29,7	41,7	41,8	40,7	32,9	31,5	33,3	35,7
15	30,9	41,9	43,2	37,2	44,1	32,9	46,5	45,4	45,1	33,5	32,9	31,9	38,8
16	32,2	41,6	43,2	38,6	42,7	35,2	51,0	47,9	48,0	32,4	33,7	29,5	39,7
17	29,7	35,4	40,7	36,0	42,1	34,1	49,7	47,6	49,1	31,3	31,8	30,1	38,2
18	27,6	31,2	36,4	29,4	35,4	30,7	43,3	43,6	44,9	27,3	28,7	25,9	33,7
19	27,6	28,1	29,2	23,8	29,6	24,9	36,1	39,3	34,5	22,3	26,3	25,4	29,0
20	25,4	27,3	28,3	23,5	24,7	20,7	29,0	32,4	30,9	20,5	24,5	27,9	26,3
21	24,4	29,2	29,0	20,9	21,3	16,2	24,0	27,3	29,2	20,1	25,6	27,6	24,5
22	19,8	30,1	26,1	19,4	21,4	16,1	21,2	24,6	24,6	19,2	25,3	28,5	23,0
23	22,2	26,4	24,7	18,6	19,7	17,6	17,6	22,2	23,1	19,8	24,8	27,7	22,0
Grand Total	25,1	29,2	30,3	22,8	26,6	20,6	28,4	30,7	29,3	24,3	27,2	29,1	27,0

Project:
EOS1

Printed/Page
12/02/2024 19:43 / 22
Licensed user:

IT-71100 Foggia

ANGELA CUONZO / angycuonzo@gmail.com
Calculated:
12/02/2024 19:38/2.7.490

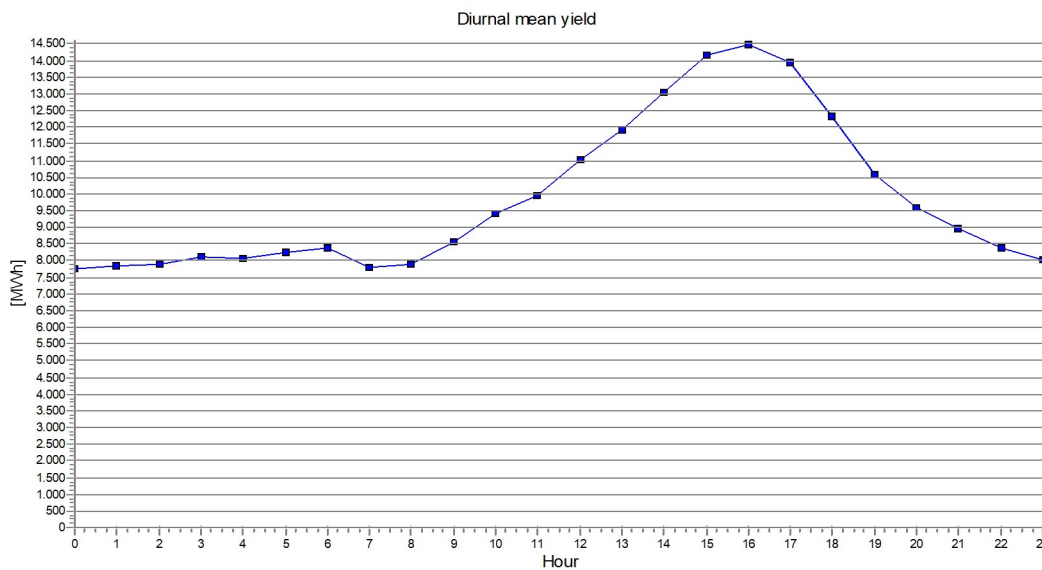
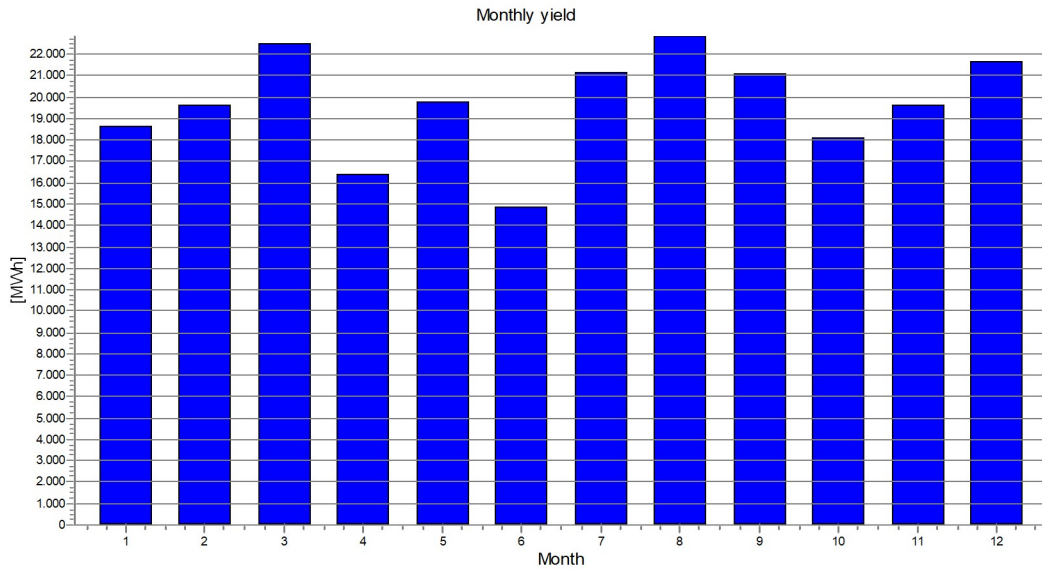
PARK - Time varying AEP

Calculation: STIMA PRODUCIBILITA' PARCO EOLICO EOS SERRA 1

Windfarm: 88,0 MW based on 20 turbines with 4,4 MW (in average).

Calculated mean yield per month and hour [MWh]. The result includes wake losses and a reduction of 10,0 %

Used wind distribution: Mast RG - C1 50,00 m. 27/10/2006 - 07/10/2008 (711 days), 10 minutes, 100%



Project:
EOS1

Printed/Page
12/02/2024 19:43 / 23

Licensed user:

IT-71100 Foggia

ANGELA CUONZO / angycuonzo@gmail.com

Calculated:
12/02/2024 19:38/2.7.490

PARK - Time varying AEP

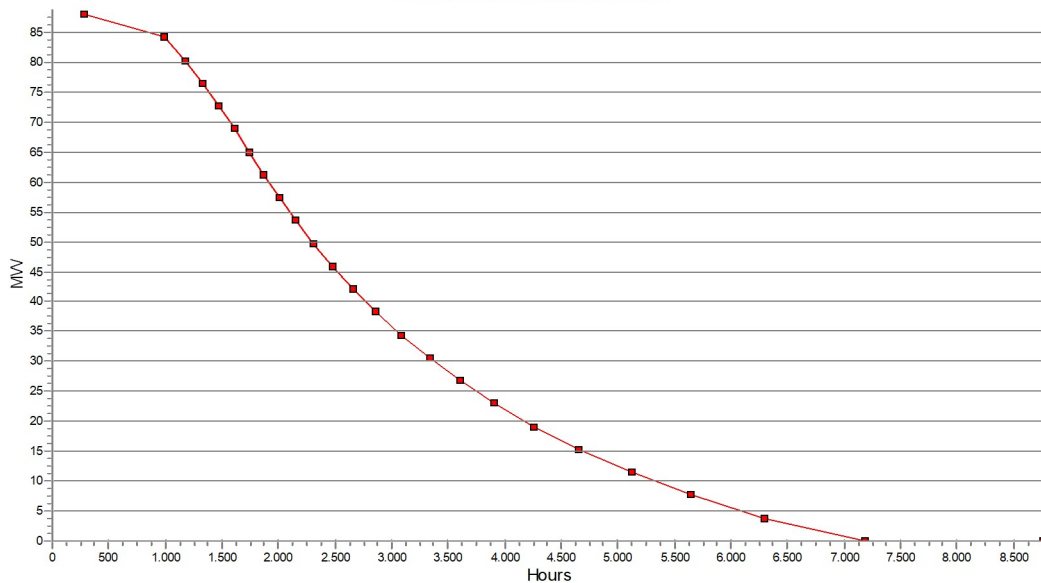
Calculation: STIMA PRODUCIBILITA' PARCO EOLICO EOS SERRA 1

Windfarm: 88,0 MW based on 20 turbines with 4,4 MW (in average).

Used wind distribution: Mast RG - C1 50,00 m. 27/10/2006 - 07/10/2008 (711 days), 10 minutes, 100%

Hours	Hours [%]	Hours accumulated	Rated power [MW]	Rated power (MW/WTG)
282	3,2	282	88,0	4,4
706	8,1	989	84,2 - 88,0	4,2 - 4,4
1185	13,5	1174	80,3 - 84,2	4,0 - 4,2
1544	17,5	1328	76,5 - 80,3	3,8 - 4,0
1732	19,6	1466	72,7 - 76,5	3,6 - 3,8
1873	21,3	1608	68,9 - 72,7	3,4 - 3,6
1984	22,5	1738	65,0 - 68,9	3,3 - 3,4
2095	23,7	1869	61,2 - 65,0	3,1 - 3,3
2206	25,0	2011	57,4 - 61,2	2,9 - 3,1
2317	26,2	2153	53,6 - 57,4	2,7 - 2,9
2428	27,5	2309	49,7 - 53,6	2,5 - 2,7
2539	28,7	2482	45,9 - 49,7	2,3 - 2,5
2650	30,0	2665	42,1 - 45,9	2,1 - 2,3
2761	31,2	2863	38,3 - 42,1	1,9 - 2,1
2872	32,5	3080	34,4 - 38,3	1,7 - 1,9
2983	33,7	3337	30,6 - 34,4	1,5 - 1,7
3094	35,0	3605	26,8 - 30,6	1,3 - 1,5
3205	36,2	3910	23,0 - 26,8	1,1 - 1,3
3316	37,5	4261	19,1 - 23,0	1,0 - 1,1
3427	38,7	4653	15,3 - 19,1	0,8 - 1,0
3538	40,0	5116	11,5 - 15,3	0,6 - 0,8
3649	41,2	5652	7,7 - 11,5	0,4 - 0,6
3760	42,5	6304	3,8 - 7,7	0,2 - 0,4
3871	43,7	7182	0,0 - 3,8	0,0 - 0,2
3982	45,0	8760	0,0	0,0

Duration curve 88,0 MW WindFarm



Project:
EOS1

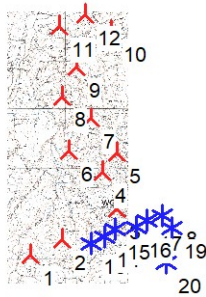
Printed/Page
12/02/2024 19:43 / 24
Licensed user:

IT-71100 Foggia

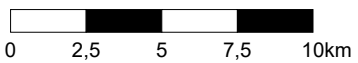
ANGELA CUONZO / angycuonzo@gmail.com
Calculated:
12/02/2024 19:38/2.7.490

PARK - Map

Calculation: STIMA PRODUCIBILITA' PARCO EOLICO EOS SERRA 1



A



Map: IGM OK , Print scale 1:250.000, Map center UTM WGS 84 Zone: 33 East: 527.246,23 North: 4.620.690,69

New WTG Existing WTG Meteorological Data