



IRON SOLAR S.R.L.

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO NEL TERRITORIO COMUNALE DI SALICE SALENTINO (LE) - VEGLIE (LE)

PROGETTO DEFINITIVO

prima emissione: ottobre 2020

REV.	DATA	DESCRIZIONE:

PROGETTAZIONE

ARCHITETTURA E PAESAGGIO



via Volga c/o Fiera del Levante Pad.129 - BARI (BA)
ing. Sebanino GIOTTA - ing. Fabio PACCAPELO
ing. Francesca SACCAROLA

VIRUSDESIGN®
arch. Vincenzo RUSSO
via Puglie n.8 - Cerignola (FG)



IMPIANTI ELETTRICI

ing. Roberto DI MONTE

GEOLOGIA

geol. Pietro PEPE

ACUSTICA

ing. Francesco PAPEO

ARCHEOLOGIA

Nostoi S.r.l.

STUDIO PEDO-AGRONOMICO

dr. for. Sara MASTRANGELO

ASPETTI FAUNISTICI

dott. nat. Fabio MASTROPASQUA



Nostoi S.R.L.
Via San Marco, 1511
30015 CHIOGGIA (VE)
C.F.P. e Iscra. R. 03 653 560 270
REA VE 327005



SIA.ES. STUDI SPECIALISTICI

ES.1 ANALISI DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO



INDICE.

1.	OBIETTIVI DELLO STUDIO	2
2.	IL PARCO EOLICO DI AVETRANA.....	2
2.1.	LOCALIZZAZIONE DEL SITO EOLICO.....	2
2.2.	CONFIGURAZIONE DI IMPIANTO	4
2.3.	CARATTERISTICHE DELL'AEROGENERATORE SELEZIONATO.....	5
3.	LO STUDIO ANEMOLOGICO	6
3.1.	BANCA DATI VENTO DISPONIBILI ED ELABORAZIONI PRELIMINARI.....	6
3.2.	IL WIND SHEAR UTILIZZATO	8
3.3.	METODOLOGIA DI ANALISI.....	9
3.4.	MODELLO DIGITALE DEL TERRENO	9
3.5.	ELABORAZIONE DEL CALCOLO FLUIDODINAMICO	11
4.	CALCOLO DELLA PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO.....	13
4.1.	RESA ENERGETICA IDEALE DI LUNGO PERIODO	13
4.2.	ANALISI DELLE PERDITE TECNICHE	13
4.3.	PRODUCIBILITA' NETTA DI IMPIANTO	14

1. OBIETTIVI DELLO STUDIO

Le attività principali del lavoro eseguito e descritto in questo documento sono lo studio anemologico del progetto e la stima di produzione dell’Impianto eolico previsto. In particolare gli obiettivi dello studio sono:

- verifica dei dati anemometrici di re-analisi su base satellitare e validazione degli stessi in corrispondenza di stazioni anemometriche note in prossimità del sito in esame;
- modellizzazione del terreno;
- definizione della mappa di rugosità;
- realizzazione modello CFD;
- calcolo della resa energetica ideale di lungo periodo del parco eolico in oggetto.

2. IL PARCO EOLICO DI AVETRANA

2.1. LOCALIZZAZIONE DEL SITO EOLICO

Il Sito Eolico di Avetrana oggetto del presente studio si trova in Puglia, in provincia di Taranto come raffigurato nell’ortofoto riportata nella successiva **Figura 1**.

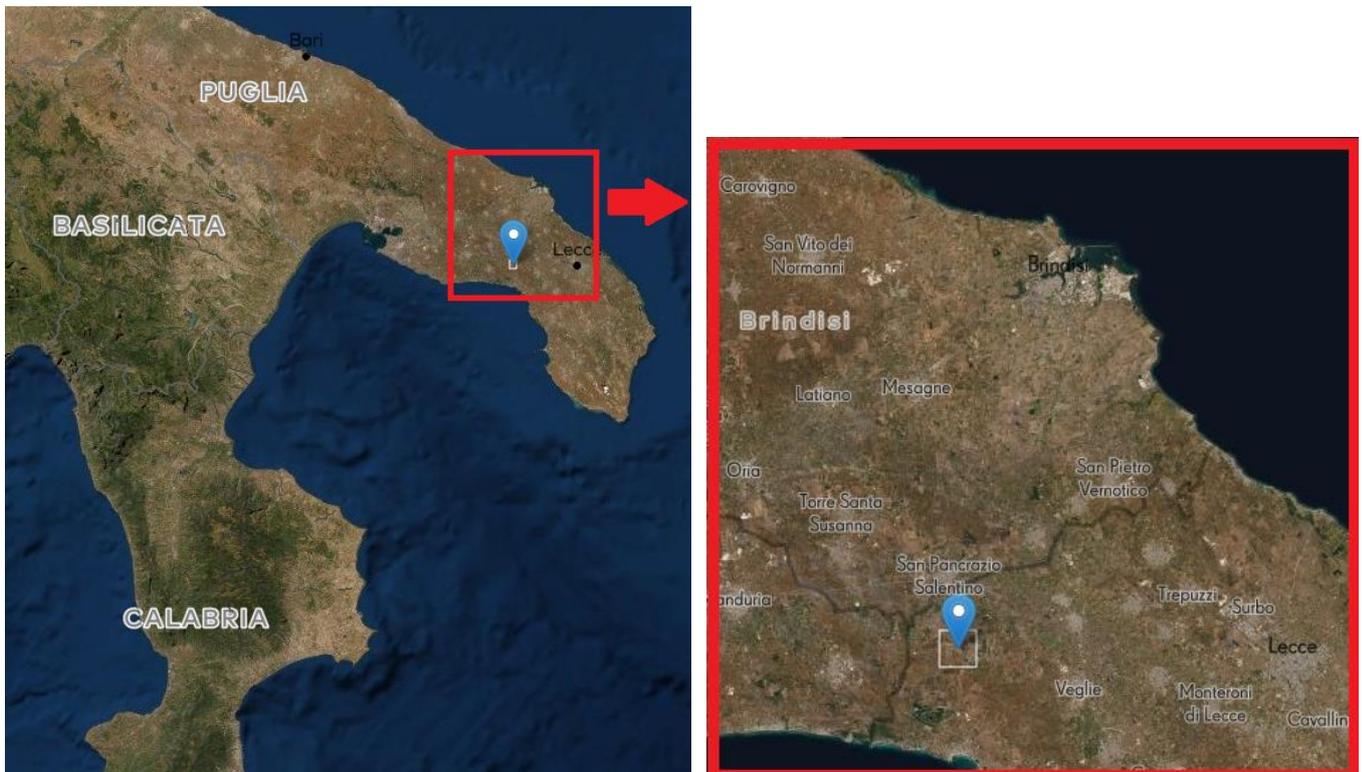


Figura 1 – Localizzazione del sito eolico in esame su stralcio ortofotoplanimetrico.

Con maggiore precisione l'area in studio è un'area rettangolare di 5 km di lato posizionata tra l'abitato di San Pancrazio Salentino a Nord ed il circuito di prova automobilistico di Nardò a Sud, come raffigurato nella successiva **Figura 2**.

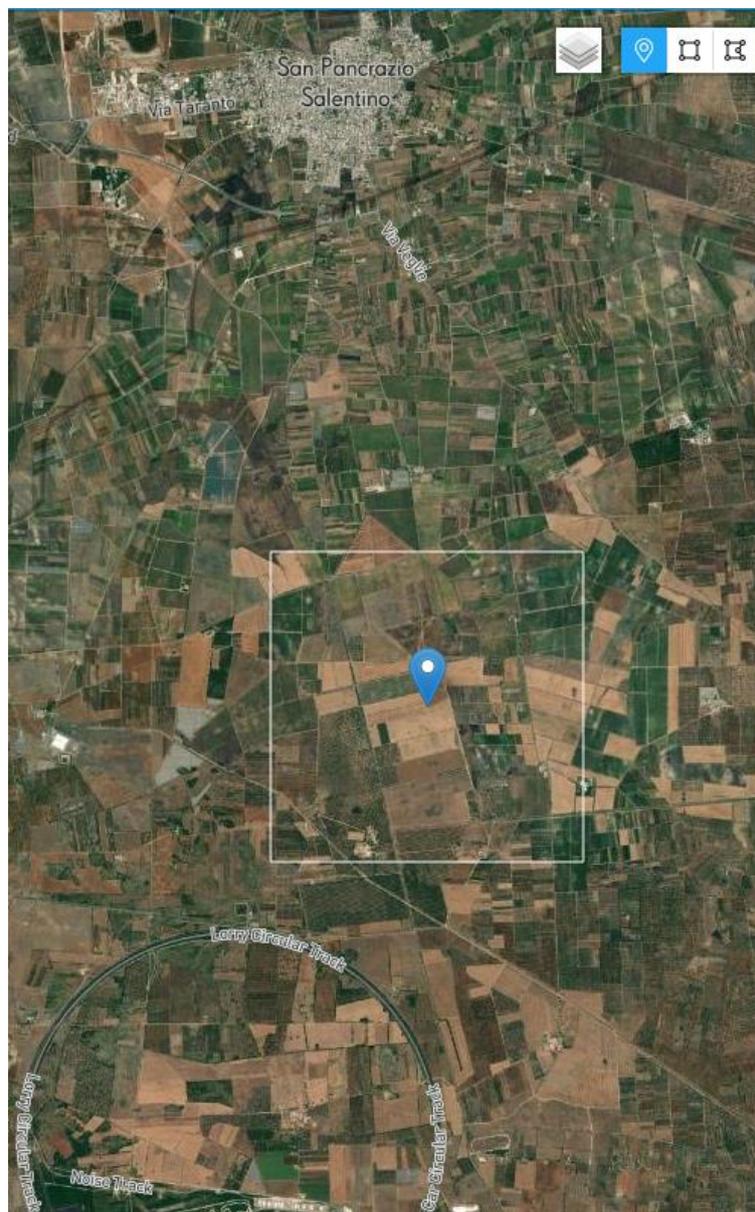


Figura 2 – Localizzazione dell'area rettangolare in studio su stralcio ortofotoplanimetrico.

Il sito è completamente pianeggiante ad una altitudine media di 60 m sul livello del mare con una ottima esposizione al vento lungo tutte le direzioni in quanto non esistono in prossimità ostacoli degni di nota. Come si deduce dall'ortofoto di **Figura 2**, l'area rettangolare di posizionamento degli aerogeneratori è caratterizzata da una complessità orografica bassa, privo di insediamenti importanti, caratterizzata dalla presenza di sporadiche case ed il cui suolo è destinato ad attività agricola, in particolare alla coltivazione cerealicola e di uliveti e vigneti. L'attuale utilizzo del terreno non sarà

pregiudicato dalla costruzione dell'impianto, poiché la superficie effettivamente occupata dall'aerogeneratore e delle opere accessorie è di poche centinaia di metri quadrati.

2.2. CONFIGURAZIONE DI IMPIANTO

L'impianto eolico oggetto dello Studio consta di 7 turbine eoliche del modello SG 6.0 - 170 con altezza mozzo pari a 165m e diametro del rotore di 170m le cui coordinate sono riportate in **Tabella 1**.

name	x	y	z	hub height	turbine type
Turbine1	739063	4474413	65	165	SG 6.0 - 170
Turbine2	738932	4473034	72	165	SG 6.0 - 170
Turbine3	740872	4472145	75	165	SG 6.0 - 170
Turbine4	741276	4472780	69	165	SG 6.0 - 170
Turbine5	741902	4472146	66	165	SG 6.0 - 170
Turbine6	741951	4471293	66	165	SG 6.0 - 170
Turbine7	742972	4474247	60	165	SG 6.0 - 170

Tabella 1 – Coordinate degli aerogeneratori previsti in WGS84 z33 e loro quota ed altezza di hub.

Nella successiva **Figura 3** viene presentato un rendering delle 7 turbine ipotizzate.

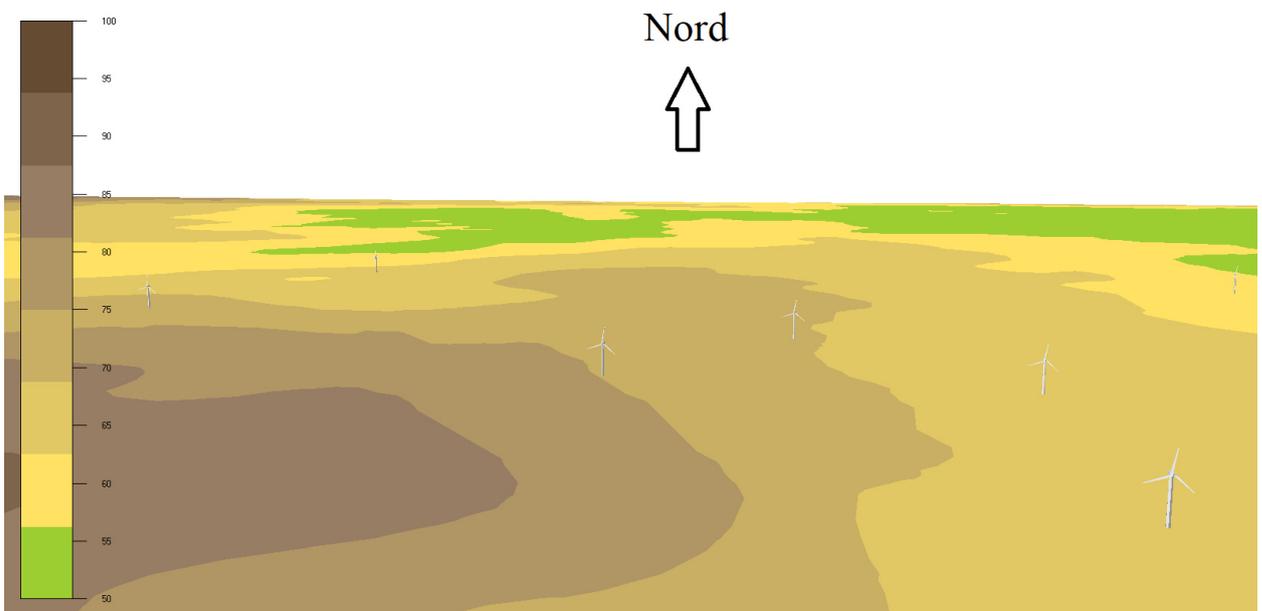


Figura 3 – Rappresentazione prospettica degli aerogeneratori su carta di livello in falsi colori.

2.3. CARATTERISTICHE DELL'AEROGENERATORE SELEZIONATO

Nel Parco Eolico di Avetrana è prevista l'installazione di turbine del costruttore Siemens Gamesa modello SG 6.0 di 170m di diametro con altezza mozzo pari a 165m e potenza nominale pari a 6,0 MW.

In **Tabella 2** è riportata la curva di potenza e di spinta relativa alla densità standard dell'aria pari a 1,225 kg/m³.

VELOCITÀ VENTO [m/s]	POTENZA ELETTRICA [kW] $\rho_{aria}=1.225 \text{ kg/m}^3$	COEFFICIENTE DI SPINTA AERODINAMICA $\rho_{aria}=1.225 \text{ kg/m}^3$
3.0 = Cut in	89	0.914
3.5	176	0.859
4.0	325	0.841
4.5	520	0.830
5.0	756	0.821
5.5	1039	0.816
6.0	1375	0.814
6.5	1772	0.813
7.0	2232	0.813
7.5	2760	0.811
8.0	3350	0.803
8.5	3976	0.783
9.0	4582	0.742
9.5	5097	0.679
10.0	5476	0.602
10.5	5720	0.523
11.0	5861	0.450
11.5	5934	0.387
12.0	5970	0.334
12.5	5987	0.291
13.0	5994	0.256
13.5	5998	0.227
14.0	6000	0.202
14.5	6000	0.181
15.0	6000	0.163
15.5	6000	0.148
16.0	6000	0.134
16.5	6000	0.123
17.0	6000	0.113
17.5	6000	0.104
18.0	6000	0.097
18.5	6000	0.090
19.0	6000	0.084
19.5	6000	0.079
20.0	6000	0.075
20.5	5898	0.064
21.0	5788	0.059
21.5	5678	0.054
22.0	5568	0.050
22.5	5458	0.046
23.0	5348	0.043
23.5	5237	0.039
24.0	5128	0.037
24.5	5017	0.034
25.0 = cut out	4907	0.032

Tabella 2 – Curva di potenza e di spinta della turbina SG 6.0 - 170.

3. LO STUDIO ANEMOLOGICO

3.1. BANCA DATI VENTO DISPONIBILI ED ELABORAZIONI PRELIMINARI

Il Cliente non ha fornito alcun dato anemometrico per il sito eolico in oggetto. La stima della ventosità è stata quindi eseguita sulla base principalmente dei dati di re-analisi satellitare Merra2. Più nel dettaglio, sono stati reperiti i dati di re-analisi per il periodo 01/07/2000 - 31/07/2020 per il punto di coordinate lat 40.401°N lon 17.683°E. Tali coordinate si riferiscono alla postazione di una stazione anemometrica da 50m di altezza prossima al sito in studio e di cui sono noti i valori annuali di velocità media del vento. Di fatto, sono stati utilizzati i valori di velocità media annuali a 50m della stazione anemometrica di cui sopra per validare i dati di re-analisi Merra2 a 50m dal suolo. Nelle successive **Figure 4 e 5** e nella **Tabella 3** sono mostrate rispettivamente la distribuzione in frequenza delle velocità, la rosa dei venti in frequenza ed i parametri caratteristici della velocità a 50m di altezza dal suolo per il periodo 01/01/2012 - 01/01/2020. Tale periodo (pari a 8 anni esatti) è stato scelto perché lo si ritiene il più rappresentativo della reale ventosità di lungo periodo per il sito in oggetto.

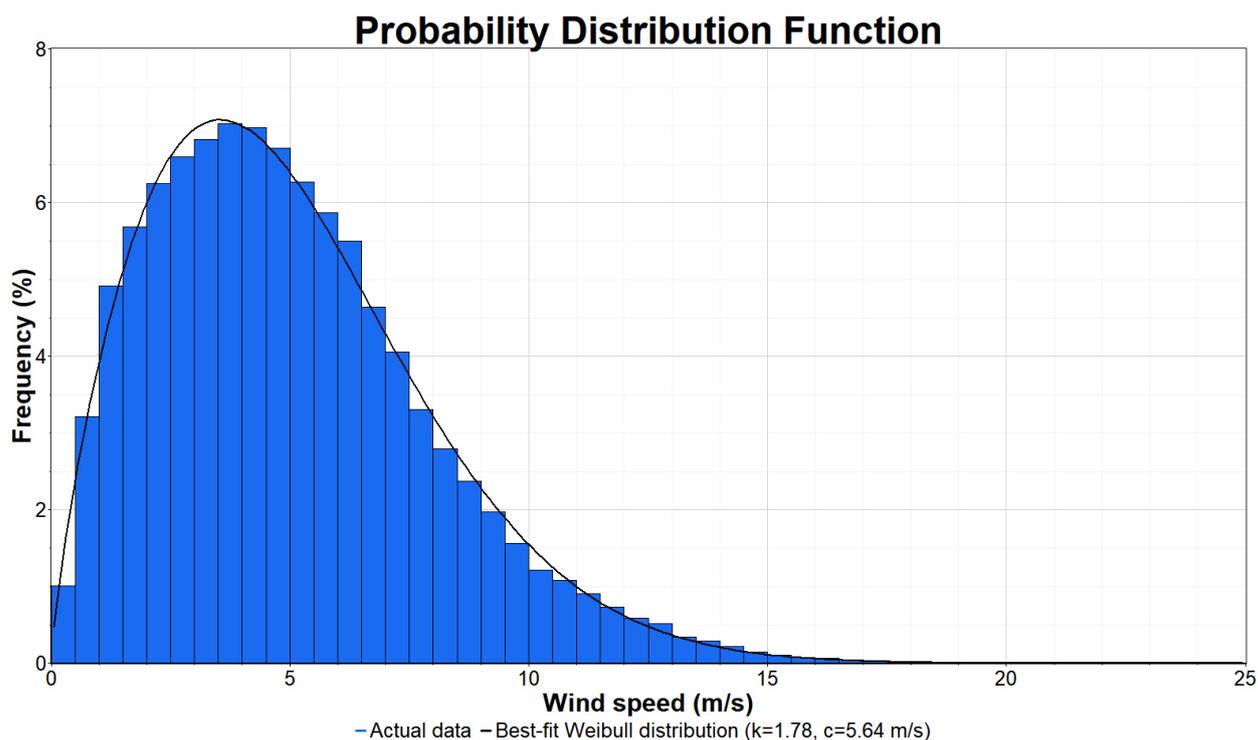


Figura 4 – Distribuzione in frequenza della velocità a 50m dal suolo per il periodo 01/01/2012 - 01/01/2020 nel punto di coordinate lat 40.401°N lon 17.683°E e curva di Weibull approssimante.

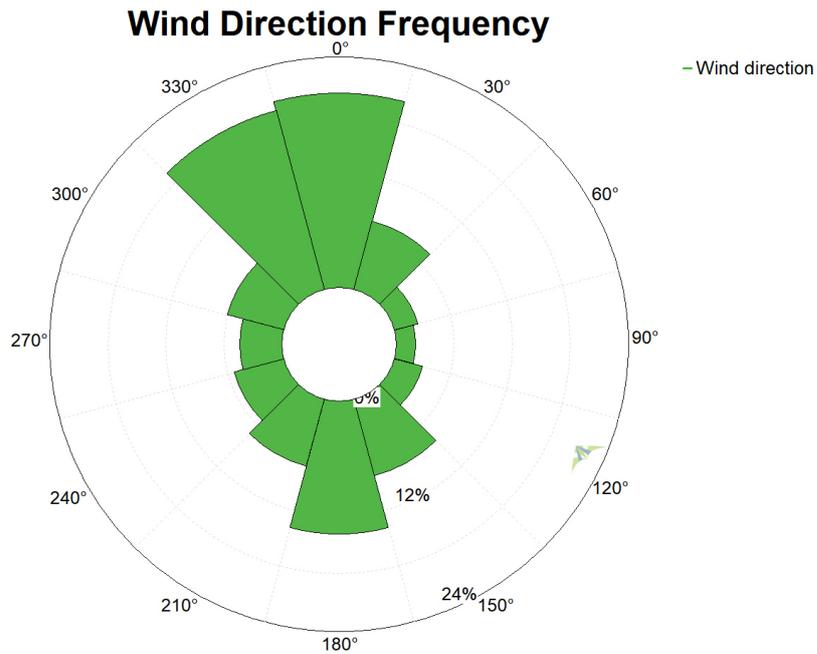


Figura 5 – Rosa dei venti in frequenza discretizzata in 12 settori relativa alla velocità a 50m dal suolo per il periodo 01/01/2012 - 01/01/2020 nel punto di coordinate lat 40.401°N lon 17.683°E.

Variable	Wind speed
Measurement height (m)	50
Mean wind speed (m/s)	5,019
MoMM wind speed (m/s)	5,019
Median wind speed (m/s)	4,600
Min wind speed (m/s)	0
Max wind speed (m/s)	22,090
CRMC wind speed (m/s)	6,516
Weibull k	1,778
Weibull c (m/s)	5,644
Mean power density (W/m ²)	137
MoMM power density (W/m ²)	137
Mean energy content (kWh/m ² /yr)	1202
MoMM energy content (kWh/m ² /yr)	1202
Energy pattern factor	2
Frequency of calms (%)	0
Possible data points	70128
Valid data points	70128
Missing data points	0
Data recovery rate (%)	100,00

Tabella 3 – Parametri caratteristici della velocità a 50m di altezza dal suolo per il periodo 01/01/2012 - 01/01/2020 nel punto di coordinate lat 40.401°N lon 17.683°E.

La distribuzione in frequenza così come mostrata in **Figura 4** appare regolare: presenta un picco intorno ai 5,0 – 5,5 m/s ed è caratterizzata da scarsi periodi di calma e al tempo stesso da velocità non troppo elevate. Situazione ottimale per lo scopo del progetto considerando le attuali tecnologie impiegate per lo sfruttamento della risorsa eolica. L'elevata frequenza di valori di velocità intorno a valori non eccessivamente elevati suggerisce la possibilità di impiegare aerogeneratori con una potenza nominale elevata e un grande rotore, in modo tale da sfruttare al massimo l'energia eolica presente nel sito.

Con riferimento alla rosa dei venti mostrata in **Figura 5** si osserva come le direzioni prevalenti siano sempre e solo due: Nord e Sud. Anche per quanto riguarda la distribuzione in frequenza delle direzioni si tratta di una situazione ottimale per l'aerogeneratore in fase di esercizio. Avere due direzioni opposte nette rispetto alle altre implica, infatti, una miglior efficienza nella conversione dell'energia cinetica del vento in energia meccanica e poi elettrica (poiché la navicella non si deve riposizionare continuamente).

3.2. IL WIND SHEAR UTILIZZATO

Per poter estrapolare la velocità del vento all'altezza di hub prevista pari a 165m occorre correlare la velocità a 50m dal suolo presentata nel paragrafo precedente con informazioni circa il wind shear. Tali informazioni sono state desunte dalla libera applicazione basata sul web prodotta in partnership tra la Technical University of Denmark e la World Bank Group. Nella successiva **Figura 6** viene mostrato il profilo verticale del vento fino a 200m dal suolo in corrispondenza del punto di coordinate lat 40.401°N lon 17.683°E.

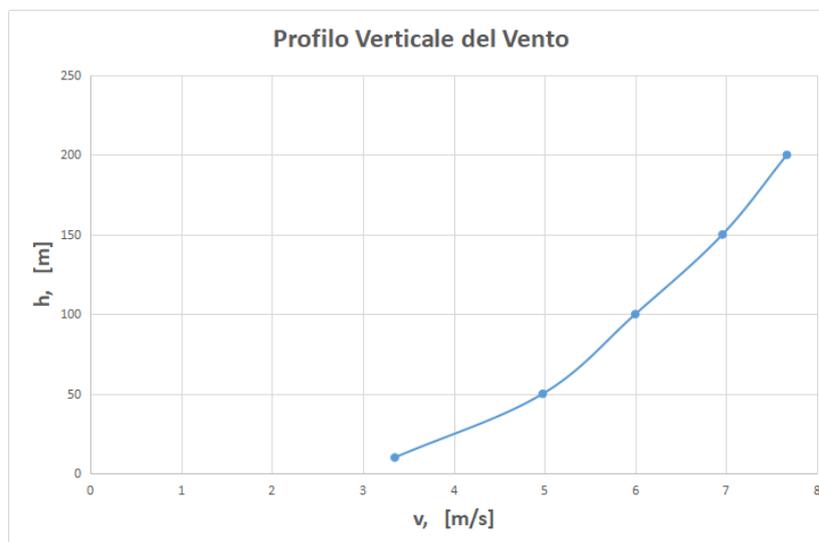


Figura 6 – Profilo verticale del vento in corrispondenza del punto di coordinate lat 40.401°N lon 17.683°E.

Per la precisione, il wind shear ipotizzato tra i livelli di 50 e 150 m dal suolo è di 0,305. Si ritengono le informazioni raccolte sufficienti per una stima attendibile del potenziale anemologico dell'area.

3.3. METODOLOGIA DI ANALISI

Sulla base delle informazioni illustrate nei due paragrafi precedenti si è condotto lo studio anemologico del sito con l'ausilio delle tecniche di analisi e di calcolo più innovative attualmente presenti sul mercato, nel settore dell'energia eolica; in particolare sono stati utilizzati i seguenti software:

- **Windographer**, della Mistaya ora AWS, per il filtraggio dei dati vento, l'analisi statistica dei dati e la simulazione di brevi periodi di dati mancanti.
- **WindSim 7.0**, della Vector, per l'analisi e l'elaborazione delle condizioni di vento, e per la stima di producibilità degli aerogeneratori. Questo prodotto è particolarmente indicato per terreni dall'orografia complessa ma anche per siti a bassa complessità come quello in oggetto mostra appieno la sua superiorità rispetto ai principali software concorrenti in quanto il metodo di calcolo che applica è del tipo non-lineare e permette di simulare fenomeni aerodinamici del secondo ordine.
- **Excel**, della Microsoft, per l'elaborazione finale dei risultati.

La procedura di analisi è stata condotta secondo le seguenti fasi successive:

- analisi preliminare dei dati vento, filtraggio dei dati, preparazione dei dati di input per i software di calcolo della ventosità per il punto di coordinate lat 40.401°N lon 17.683°E;
- preparazione del modello digitale del terreno, da dare in input al software di calcolo della ventosità, nel formato e nelle dimensioni opportune, al fine di poter estendere la mappa di ventosità dal punto iniziale di coordinate lat 40.401°N lon 17.683°E al vicino sito eolico oggetto del presente lavoro;
- elaborazione del calcolo fluidodinamico (CFD) con l'uso di WindSim 7.0 ed analisi delle condizioni di vento presenti nel sito in oggetto;
- preparazione del layout di progetto, posizionamento degli aerogeneratori e definizione delle sue caratteristiche tecniche;
- calcolo della produttività dell'impianto considerando anche eventuali perdite di scia, con l'uso di WindSim 7.0.

3.4. MODELLO DIGITALE DEL TERRENO

Il progetto di impianto eolico è localizzato in un'area quasi completamente pianeggiante. L'orografia dell'area oggetto di studio è dunque estremamente semplice; nel calcolo della ventosità, con il software Windsim, il modello del terreno è stato realizzato considerando appunto la localizzazione della sorgente di dati anemometrici e quella dell'area dell'impianto distante mediamente 12 km. Il DTM (Digital Terrain Model) è quindi stato centrato rispetto alla linea media Est - Ovest congiungente il punto

di coordinate lat 40.401°N lon 17.683°E al punto baricentrico del sito ed ha le caratteristiche dimensionali riportate nella successiva **Tabella 4**.

x-min	x-max	y-min	y-max	x-extent	y-extent	resolution
723070	747010	4461070	4485010	23940	23940	60
x		y		z		total
Grid spacing (m)	60	60	Variable	-		
Number of cells	399	399	24	3820824		

Tabella 4 – Caratteristiche dimensionali del DTM in input al software WindSim 7.0.

Nella successiva **Figura 7** viene mostrato il modello digitale del terreno in falsi colori.

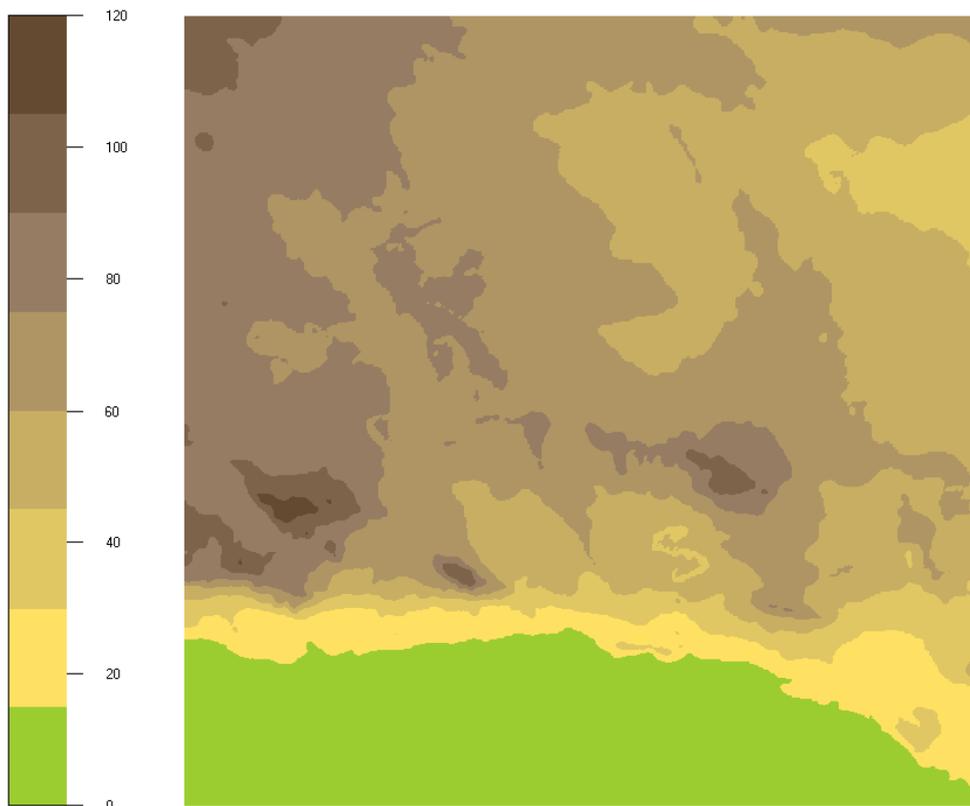


Figura 7 – Modello digitale del terreno utilizzato per lo studio anemologico in falsi colori.

Sulla stessa area è stata inoltre modellizzata la rugosità del terreno (come mostrata nella successiva **Figura 8**) al fine di migliorare l'accuratezza del successivo calcolo fluidodinamico, modellazione che è stata eseguita con l'ausilio di ortofoto aggiornate per consentire la valutazione del diverso utilizzo del territorio sull'area presa in esame.

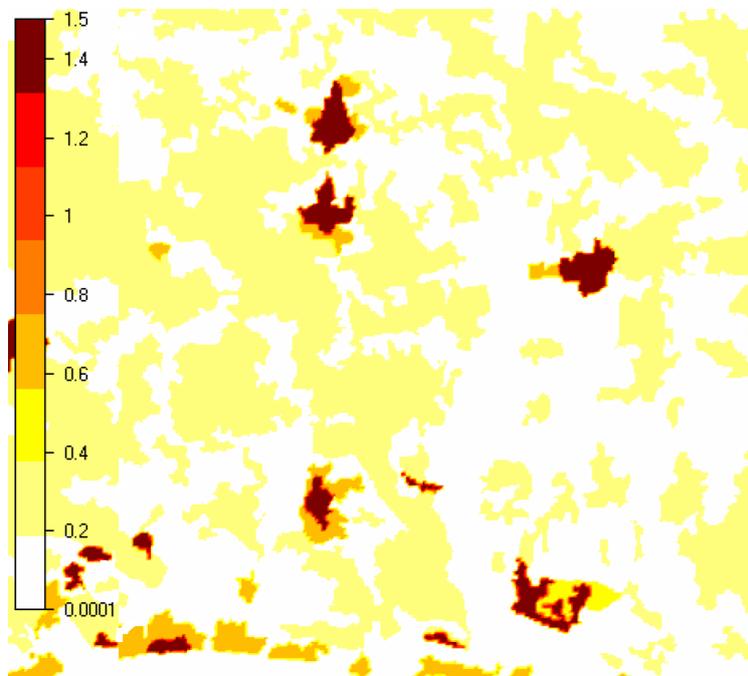


Figura 8 – La mappa di rugosità dell'area utilizzata.

3.5. ELABORAZIONE DEL CALCOLO FLUIDODINAMICO

Sulla base del DTM (Digital Terrain Model) realizzato, è stato successivamente valutato il modello fluidodinamico suddiviso in 12 settori di direzione, tramite la risoluzione delle equazioni di Reynolds di Navier-Stokes (RANS). Poiché le equazioni sono non lineari, la procedura della soluzione è iterativa fino al raggiungimento di soluzioni convergenti. Questo approccio consente di simulare fenomeni aerodinamici del secondo ordine, e migliorare quindi l'accuratezza dei risultati. Il calcolo iterativo delle equazioni di Navier – Stokes, per il calcolo del flusso del vento sul terreno, ha portato a soluzioni convergenti su tutti e 12 i settori di direzione con valori residui nulli, a riprova della correttezza della soluzione aerodinamica ottenuta. Ciò diminuisce, dunque, anche l'incertezza legata al calcolo finale della producibilità. Il risultato dell'elaborazione effettuata può essere espresso per mezzo di una mappa isovento alla quota di hub di 165m sul livello del suolo che viene mostrata nella successiva **Figura 9**.

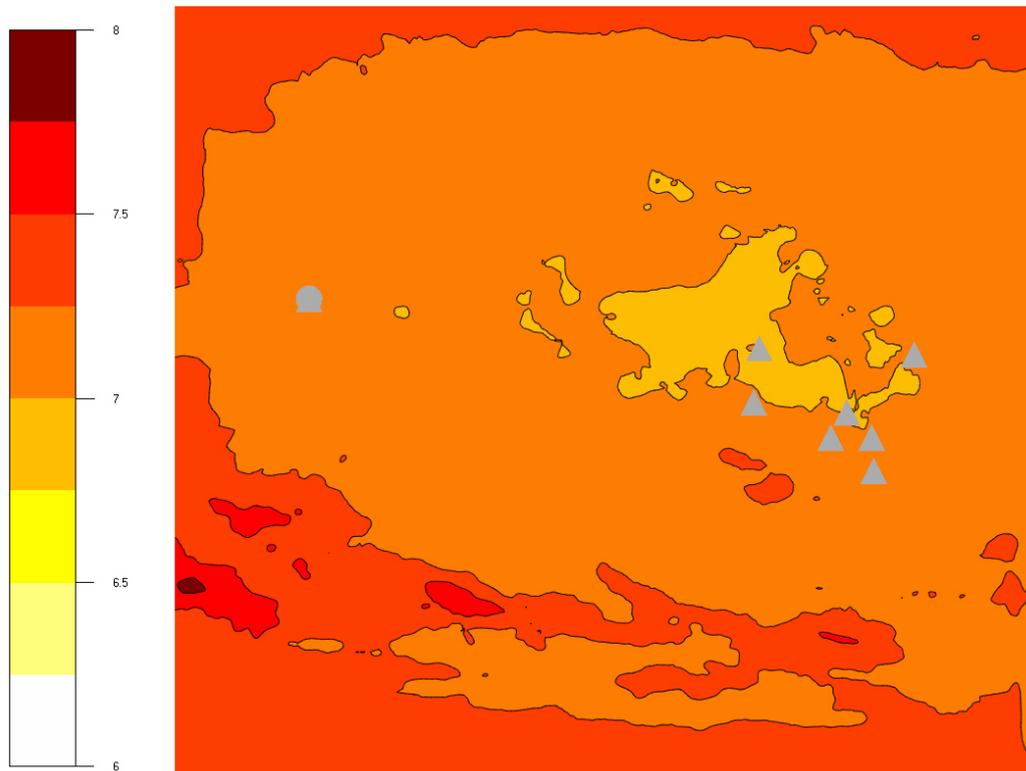


Figura 9 – La mappa isovento a 165m sul livello del suolo per l'area oggetto di studio (sulla sinistra il punto relativo ai dati anemometrici utilizzati, sulla destra il cluster delle 7 turbine del layout).

4. CALCOLO DELLA PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO

4.1. RESA ENERGETICA IDEALE DI LUNGO PERIODO

Sulla base dei dati in input sopra descritti si è proceduto alla stima della produzione ideale media annua di lungo periodo attesa per il parco eolico di Avetrana nella configurazione di impianto costituita da **7 turbine SG 6.0 - 170 hub 165m**. Più nel dettaglio, vengono riportati nella successiva **Tabella 5** i risultati ottenuti con la simulazione fluidodinamica considerando una temperatura media di 16.8 °C, derivante dalle rilevazioni presso le stazioni meteo vicine al sito. La produzione energetica viene definita ideale perchè non tiene conto delle perdite tecniche (ovvero come se le perdite tecniche di impianto fossero inesistenti, da cui il termine "ideale") ma solo degli effetti scia.

The annual energy production for each wind turbine is based on the power curve and the speed-up adjusted climatology.

name	power (kW)	hub height (m)	density (kg/m**3)	wind speed (m/s)	power density (W/m**2)	gross AEP (MWh/y)	ideal AEP with wake losses (MWh/y)	ideal wind speed with wake (m/s)	wake loss (%)	ideal full load hours (h)
Turbine1	6000	165	1,190	7,00	450	21459	21189	6,95	1,26	3532
Turbine2	6000	165	1,189	7,03	457	21566	21142	6,97	1,96	3524
Turbine3	6000	165	1,188	7,03	456	21547	21042	6,94	2,34	3507
Turbine4	6000	165	1,189	7,00	451	21428	20886	6,91	2,53	3481
Turbine5	6000	165	1,189	7,02	455	21476	20366	6,83	5,17	3394
Turbine6	6000	165	1,189	7,05	462	21601	20321	6,85	5,93	3387
Turbine7	6000	165	1,190	7,01	454	21451	21332	6,99	0,56	3555
All	42000	-	-	-	-	150529	146277	-	2,82	3483
Mean	6000	165	1,189	7,02	455	21504	20897	6,91	2,82	3483

Energy production based on the frequency table.

Tabella 5 – Stime di produzione energetica ideale di lungo periodo per il parco eolico di Avetrana con 7 WTG SG 6.0 - 170 hub 165m (in colore rosso i corrispondenti valori medi per l'aerogeneratore tipo).

4.2. ANALISI DELLE PERDITE TECNICHE

Nella successiva **Tabella 6** sono riepilogate le perdite tecniche di impianto che sono state così calcolate:

- Perdita per disponibilità delle macchine:
 3% - dato coerente con le prestazioni delle moderne Wind Farm già operative. È un dato legato alla garanzia rilasciata dal singolo fornitore per siti non eccessivamente complessi e/o particolarmente isolati;
- Perdite elettriche:

2 % - valore di massima, una definizione più precisa può essere fatta, considerando nel dettaglio l'aspetto impiantistico e la distanza del punto di connessione, ma trattandosi di un allaccio in AT, l'assunzione fatta è assolutamente conservativa;

→ Degradamento delle pale:

1% - la produzione delle turbine può essere influenzata da diversi fattori (es.: usura e/o variazione profilo delle pale, stratificazione di impurità sulle pale, sfogliamento delle pale dovuto al loro naturale degrado etc.). Questi fenomeni, col tempo, vanno a variare il profilo aerodinamico delle pale e, conseguentemente, le loro prestazioni e la produttività della turbina.

→ Interruzione della Rete:

1% - La produzione dell'Impianto potrebbe altresì essere influenzata dall'impossibilità di immettere in rete l'energia prodotta per cause esterne all'impianto.

Categoria	Valore
Perdita per disponibilità delle macchine	3,00%
Perdite elettriche	2,00%
Degradamento delle pale	1,00%
Interruzione della Rete	1,00%
Perdite Totali	6,83%

Tabella 6 – Stime delle perdite energetiche di impianto per il sito eolico di Avetrana.

4.3. PRODUCIBILITA' NETTA DI IMPIANTO

Sulla base delle assunzioni relative alle perdite tecniche di impianto effettuate nel paragrafo precedente, viene calcolata una producibilità netta d'impianto P50 riportata nella successiva **Tabella 7**.

			ideal	ideal		P50	
name	power (kW)	hub height (m)	AEP with		Global losses (%)	AEP net (MWh/y)	net hours (h)
			wake losses (MWh/y)	full load hours (h)			
					6,83		
Turbine1	6000	165	21189	3532		19742	3290
Turbine2	6000	165	21142	3524		19698	3283
Turbine3	6000	165	21042	3507		19605	3268
Turbine4	6000	165	20886	3481		19459	3243
Turbine5	6000	165	20366	3394		18975	3162
Turbine6	6000	165	20321	3387		18933	3155
Turbine7	6000	165	21332	3555		19875	3312
All	42000	-	146277	3483		136287	3245
Mean	6000	165	20897	3483		19470	3245
<i>Energy production based on the frequency table.</i>							

Tabella 7 – Producibilità netta di impianto P50 (in colore rosso i corrispondenti valori medi per l'aerogeneratore tipo)