



CODE
SCS.DES.R.CIV.ITA.W.5631.002.00

PAGE
1 di/of 17

IMPIANTO EOLICO COPERTINO COMUNI DI COPERTINO-CARMIANO-LEVERANO (LE)

Valutazione risorsa eolica ed analisi di producibilità

SCS.DES.R.CIV.ITA.W.5631.002.00_valutazione risorsa eolica e analisi di producibilità.docx

00	22/05/2023	EMISSIONE	WPD	WPD	WPD
REV	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED
IMPIANTO / Plant IMPIANTO EOLICO COPERTINO		CODE			
GROUP	FUNCION	TYPE	DISCIPLINE	COUNTRY	TEC
SCS	DES	R	C I V I T A W	5 6 3 1 0 0 2 0 0	PROGRESSIVE
CLASSIFICATION:			UTILIZATION SCOPE : PROGETTO DEFINITIVO		

INDICE

PREMESSA	3
1. INTRODUZIONE	3
2. DESCRIZIONE DEL SITO	4
3. ANALISI DEI DATI UTILIZZATI	6
4. I DATI A LUNGO TERMINE NELL'AREA DI COPERTINO	7
5. RISULTATO DEI MODELLI PER IL CALCOLO DEI PARAMETRI DEL VENTO SUL LUNGO TERMINE	8
6. I MODELLI MATEMATICI PER LA RAPPRESENTAZIONE SPAZIALE DEL VENTO	12
7. STIMA DELLA PRODUZIONE ENERGETICA DEL PARCO EOLICO	13
8. CONCLUSIONI	16

Premessa

La società wpd Salentina2 S.r.l. ha predisposto uno studio sulle caratteristiche anemologiche e stima di producibilità di un impianto eolico situato nei territori dei comuni di Copertino, Leverano e Carmiano (LE) ai fini del procedimento autorizzativo.

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

Tale valutazione viene eseguita tramite l'uso di dati satellitari tipo EMD-WRF Europe+ (ERA5) che opportunamente inseriti nel modello di calcolo WINDPRO, sono in grado di analizzare in dettaglio l'area in cui ricade il parco.

1. Introduzione

Lo studio ha lo scopo di verificare la bontà della scelta del layout in base alle caratteristiche di ventosità del sito. L'analisi parte dallo studio delle informazioni fornite dall'atlante eolico, che mostra una stima di massima della risorsa eolica nell'area individuata. Questa, successivamente, viene analizzata con modelli complessi che permettono di analizzare la ventosità sulla micro-scala, quale è la posizione delle macchine.

L'obiettivo finale è di verificare la producibilità del sito con le turbine indicate dalla società. I dati del vento processati, diventano file di ingresso nei modelli matematici specifici per l'analisi della produttività di un parco eolico, sono verificate varie configurazioni di layout e tipologie di macchine, fino al raggiungimento del massimo rendimento dal punto di vista di sfruttamento della risorsa eolica.

La struttura della documentazione si divide in quattro sezioni principali.

- La prima (cap 2) descrive la zona oggetto dello studio attraverso le proprie specificità: l'orografia, la rugosità e la disposizione degli aerogeneratori sul territorio.

- La seconda (cap 3 e 4) descrive la tipologia dei dati anemometrici analizzati.
- Nella terza sezione (cap 5 e 6) si vede come i dati del vento si trasformano in curve di Weibull, dalle quali si ricavano i parametri necessari ai modelli di calcolo. La previsione si effettua con software specifico WINDPRO del quale viene illustrata brevemente le metodologie di calcolo e le caratteristiche peculiari.
- L'ultima parte (cap 7 e 8) è dedicata alle conclusioni in cui la stima di ventosità si trasforma in una stima di produzione energetica, arrivando al risultato finale in cui vi è una eliminazione delle perdite e calcolo dell'incertezza.

2. Descrizione del Sito

Il sito oggetto dello studio è situato nei territori comunali di Copertino, Leverano e Carmiano (LE), come riportato in Figura 1. La proposta progettuale è finalizzata alla realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile di tipo eolico, costituito da n. 8 aerogeneratori, ciascuno di potenza nominale pari a 4,5 MW per una potenza complessiva di 36 MW, da realizzarsi nei territori comunali di Copertino, Leverano e Carmiano nella Provincia di Lecce in cui ricadono gli aerogeneratori e l'elettrodotto di collegamento interno.

Il Parco eolico si può intendere suddiviso in tre parti, quella ricadente nel comune di Carmiano, costituita da 1 WTG, che si sviluppa a circa 40 m s.l.m., quella ricadente nel comune di Leverano, costituita da 1 WTG, a circa 42 m s.l.m. e quella ricadente nel comune di Copertino, costituita dalle restanti 6 WTG, a circa 40 m s.l.m.

L'area scelta, si basa su una prima indicazione fornita dai modelli matematici, tra i più utilizzati ed accessibile a tutti è l'atlante eolico, disponibile sul sito <https://globalwindatlas.info/> gestito dalla World Bank Group per potenziare il settore delle energie rinnovabili.

È stato scelto come rappresentazione delle velocità media quella a livello 82 m, ovvero il livello più rappresentativo del vento all'altezza del mozzo del rotore

della turbina eolica scelta. La turbina selezionata in termini della miglior efficienza di macchina è una Vestas V136-4.5-4500 avente altezza all'hub pari a 82m, per cui **82 m** sul livello del suolo è l'altezza di riferimento dei nostri studi. La massima altezza di studio è impostata a quota 300 m, si può osservare una certa omogeneità dell'area che riporta una ventosità tra i 5 m/s - 6 m/s, per questo il sito è stato considerato idoneo per portare avanti un'analisi approfondita della risorsa eolica.



Figura 1: Inquadramento su ortofoto del parco eolico

L'area di posizionamento degli aerogeneratori è caratterizzata da una area orograficamente semplice senza particolari rilievi. Topograficamente ha una altezza compresa circa tra 37 e 41 metri. Si è considerata una densità media dell'aria all'altezza del mozzo pari a: $\rho=1,206 \text{ Kg/m}^3$.

Il suolo occupato dal Progetto in esame interessa principalmente seminativi ed in minima parte aree olivetate e porzioni di vigneti; l'uso principale del suolo in questa area è legato quindi all'agricoltura. Questo significa che la copertura

vegetazionale è quasi del tutto assente e perciò l'area in studio si caratterizza per una rugosità medio-bassa.

Gli aerogeneratori sono localizzati in modo da sfruttare al massimo il vento che ha una direzione prevalente da Nord. Il posizionamento è stato deciso in base a diversi fattori: prima di tutto il miglior sfruttamento della risorsa eolica posizionando le macchine dove non vi siano coperture come rilievi vicini o vegetazione, la lontananza dai recettori sensibili, la mancanza di colture speciali e l'assenza di vincoli.

Nella Figura 1 è mostrato il layout che si sviluppa su una un'area di circa 200 ettari. L'area di progetto è ampia per consentire il distanziamento necessario con lo scopo di ottimizzare la producibilità del parco eolico stesso.

Un'indagine metereologica puntuale è quindi sufficiente a descrivere l'area e per fare questo sono stati usati dei diversi strumenti di simulazione e previsione dell'andamento del vento, per avere una chiara e dettagliata informazione della produttività del parco e della sua configurazione ideale.

3. Analisi dei dati utilizzati

Il set di dati necessari al calcolo della producibilità del parco eolico, sono stati determinati dai dati satellitari tipo EMD-WRF Europe+ (ERA5).

I dati sono forniti dal European Centre for Medium-Range Weather Forecast (ECMWF) sono generati da un modello a mesoscala in grado di avere una risoluzione spaziale di 3km e una temporale di 1 h, il risultato sono i dati tipo EMD-WRF Europe+ (ERA5) forniti dalla società EMD.

I dati sono stati forniti nel punto indicato (ERA5_ N40.3026_E018.039734) e che è localizzato al **centro del parco, individuato in corrispondenza della WTG**

4.

Station name	PERIOD of site data	height	Time step	Position Geographical, WGS84)	
				N	E
EMD-WRF Europe+ (ERA5)_N40.3026_E018.039734	01.01.2002-31.12.2022	Wind speed and wind direction 10 / 25 / 50 / 75 / 100	60 minutes	40.3026°	18.0397°

/ 150 / 200 / 300 m

Dopo aver trovato la fonte più attendibile da cui prendere i dati del vento, vengono elaborate serie temporali di 20 anni, al fine di trovare parametri rappresentativi e consistenti del vento.

Successivamente il software di calcolo WINDpro è in grado di ridurre la scala spaziale su cui viene elaborato il dato satellitare, grazie ad uno sistema di infittimento dei dati su una scala dettagliata al metro, tipo SRTM (SRTM topographic data set). Il procedimento è chiamato "downscaling"

4. I dati a lungo termine nell'area di Copertino

Per poter verificare che i dati simulati di lungo termine fossero rappresentativi dell'area di Copertino, è stata fatta girare una rianalisi di una serie temporale di 20 anni provenienti da un modello commerciale tipo Atlas, chiamato UL Windnavigator, fornito dalla società UL (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**).

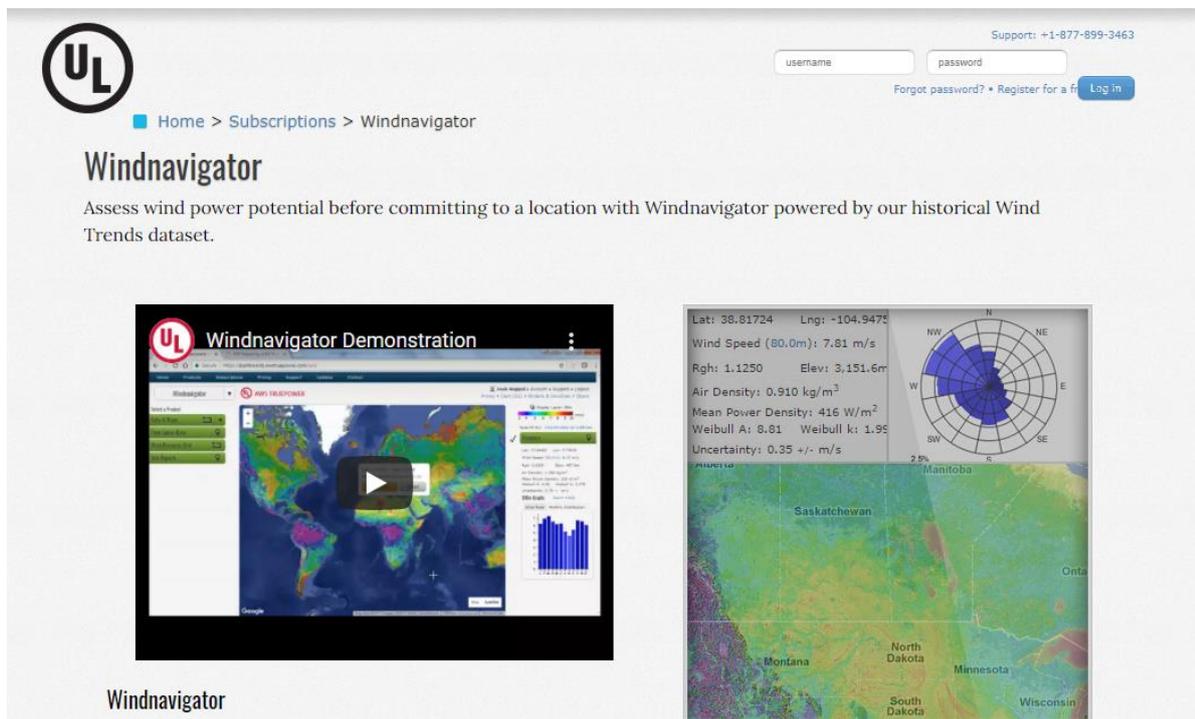


Figura 2: UL Windnavigator. Atlas per i dati a lungo termine.

I valori di velocità sono stati calcolati su diverse altezze da 10m fino a 300m. Grazie a questi valori a diverse quote è stato calcolato a un parametro da inserire nella legge logaritmica del vento, che lega la velocità con la quota, come mostrato in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata..**

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{z}{z_0}\right)^\alpha$$

Dove:

- v_0 è la velocità del vento misurata alla quota z_0 ;
- v è la velocità che vuole essere identificata alla quota z (ad esempio all'altezza del mozzo);
- α è un coefficiente che correla la differenza di quota alla differenza di velocità del vento.

Figura 3: Legge logaritmica del vento.

Una volta determinato α , anche noto come wind shear o gradiente verticale di velocità, è possibile stimare la velocità a diverse quote. Il calcolo della velocità all'altezza del mozzo della macchina eolica è stato quindi determinato a partire da una misura di velocità ad una quota conosciuta, grazie al valore del wind shear sull'area considerata.

5. Risultato dei modelli per il calcolo dei parametri del vento sul lungo termine

In questo paragrafo sono riportati i risultati dei dati meteo a lungo termine. Il risultato finale è riportato nelle seguenti Figura 4, Figura 5, Figura 6.

La **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** mostra quale è la direzione principale del vento e quale la sua intensità.

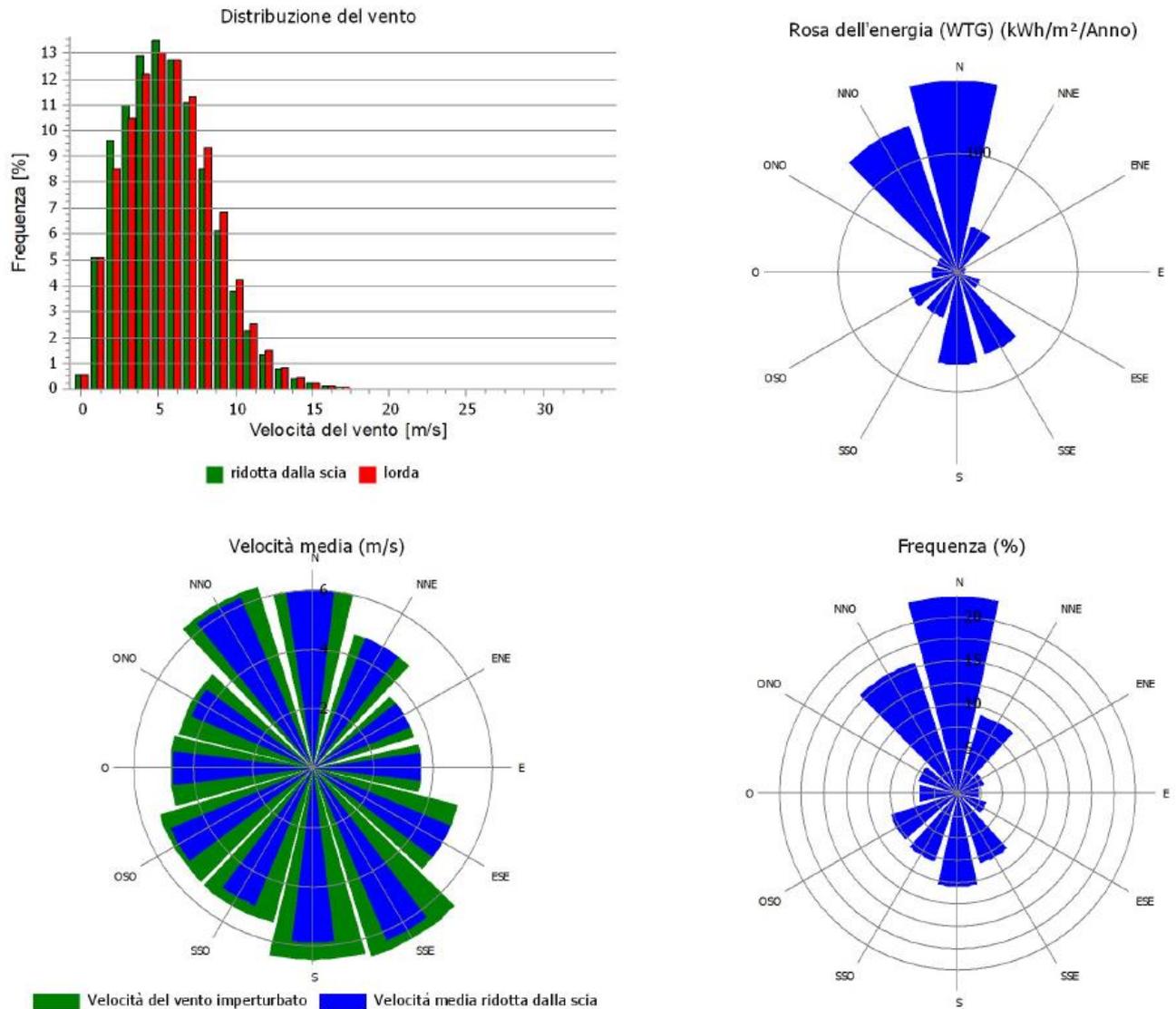
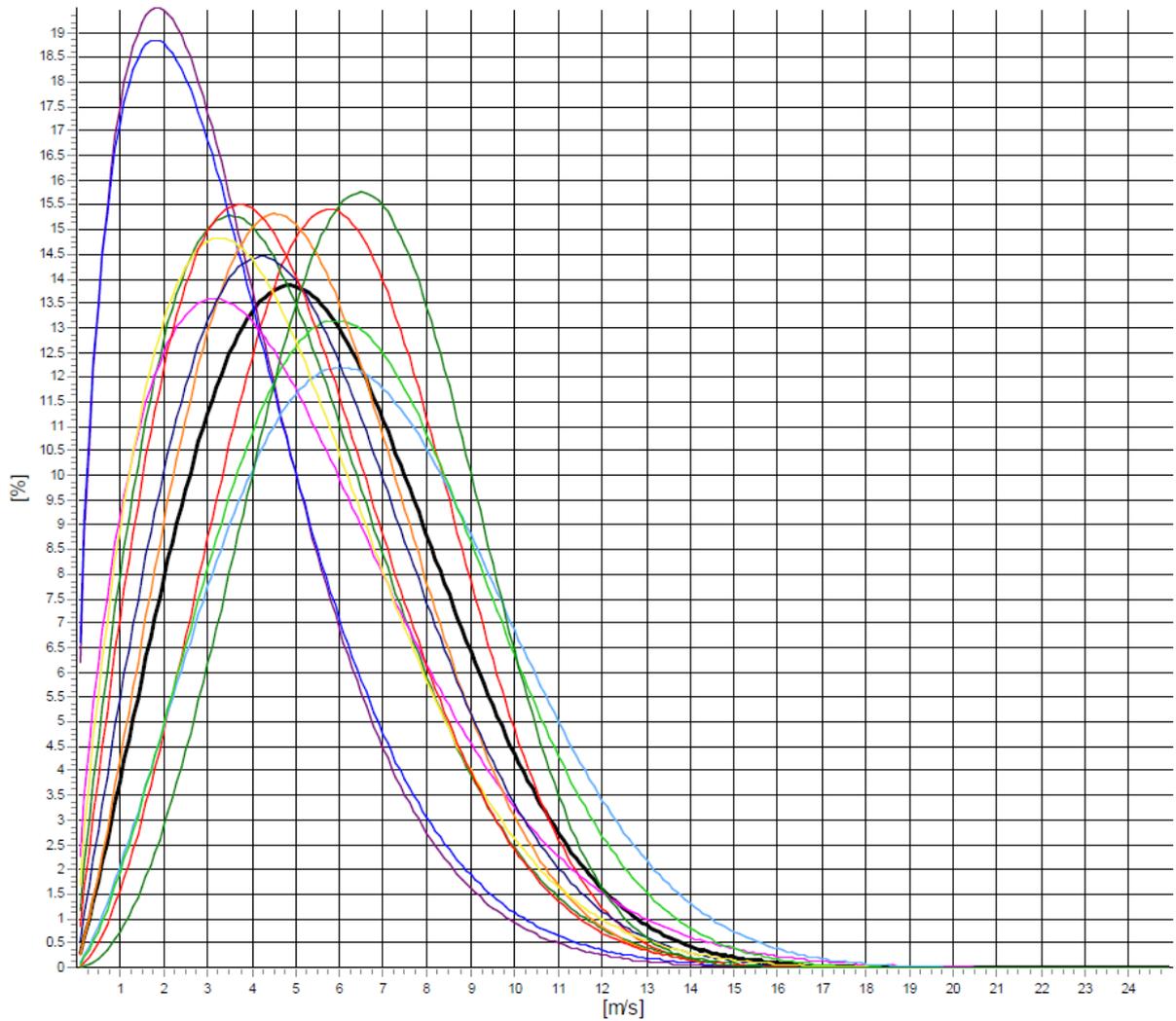


Figura 4: Andamento del vento a 82 m espresso come energia, frequenza e velocità del vento in corrispondenza della WTG 4

Height	Data recovery	V mean	V max	V min
82 m	100%	5.7 m/s	22.89 m/s	0.0 m/s

In Figura 5 è riportata la distribuzione di Weibull per i diversi settori della rosa dei venti. La distribuzione di Weibull è la componente statistica della nostra analisi e grazie ad essa abbiamo una stima realistica della produttiva del parco.

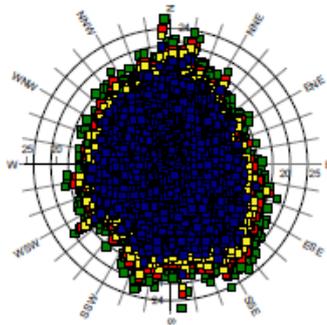


— All A: 6.5 m/s k: 2.15 Vm: 5.8 m/s	— N A: 6.9 m/s k: 2.66 Vm: 6.1 m/s	— NNE A: 5.3 m/s k: 1.85 Vm: 4.7 m/s	— ENE A: 3.8 m/s k: 1.51 Vm: 3.5 m/s	— E A: 3.9 m/s k: 1.47 Vm: 3.6 m/s
— ESE A: 5.6 m/s k: 1.63 Vm: 5.1 m/s	— SSE A: 7.8 m/s k: 2.30 Vm: 6.9 m/s	— S A: 7.4 m/s k: 2.40 Vm: 6.6 m/s	— SSW A: 6.0 m/s k: 2.20 Vm: 5.3 m/s	— WSW A: 5.9 m/s k: 2.01 Vm: 5.3 m/s
— W A: 5.3 m/s k: 1.74 Vm: 4.8 m/s	— WNW A: 5.4 m/s k: 1.93 Vm: 4.8 m/s	— NNW A: 7.4 m/s k: 2.99 Vm: 6.6 m/s		

Figura 5: Distribuzione di Weibull per i diversi settori della rosa dei venti a 82 m in corrispondenza della WTG 4

In ultimo è riportato l'andamento giornaliero del dato meteorologico come direzione e intensità del vento corretto sul lungo termine (Figura 6).

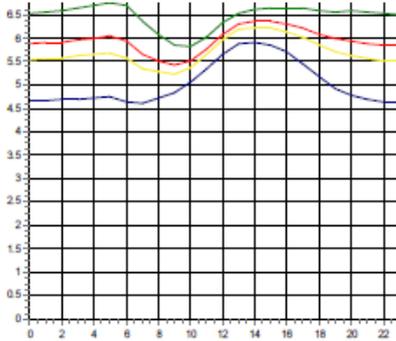
Distribuzione direzionale delle velocità



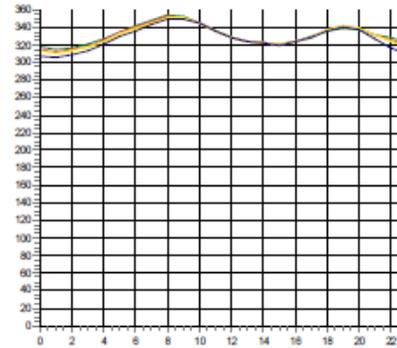
Statistica

Parametro	Unità	N. dati	Percentuale del totale [%]	Media	Weibull media	Weibull A	Weibull k
150.00m - scaled Velocità media del vento, tutti i dati	m/s	184080	100.0	6.47	6.50	7.33	1.99
150.00m - scaled Wind direction, tutti i dati	Gradi	184080	100.0	331.30			
150.00m - scaled Temperature, tutti i dati	°C	184080	100.0	16.07			
150.00m - scaled Turbulence intensity, tutti i dati		184080	100.0	0.06			
150.00m - scaled Turbulence intensity, abilitati		143436	77.9	0.08			
150.00m - scaled Shear, tutti i dati		184080	100.0	0.26			
150.00m - scaled Shear, abilitati		184078	100.0	0.26			
150.00m - scaled Veer, tutti i dati	Degree/m	184080	100.0	0.13			
100.00m - scaled Velocità media del vento, tutti i dati	m/s	184080	100.0	5.94	6.00	6.77	2.11
100.00m - scaled Wind direction, tutti i dati	Gradi	184080	100.0	330.29			
100.00m - scaled Temperature, tutti i dati	°C	184080	100.0	17.10			
100.00m - scaled Turbulence intensity, tutti i dati		184080	100.0	0.07			
100.00m - scaled Turbulence intensity, abilitati		141039	76.6	0.09			
100.00m - scaled Shear, tutti i dati		184080	100.0	0.26			
100.00m - scaled Shear, abilitati		184078	100.0	0.26			
100.00m - scaled Veer, tutti i dati	Degree/m	184080	100.0	0.13			
82.00m - scaled Velocità media del vento, tutti i dati	m/s	184080	100.0	5.69	5.75	6.50	2.15
82.00m - scaled Wind direction, tutti i dati	Gradi	184080	100.0	329.76			
82.00m - scaled Temperature, tutti i dati	°C	184080	100.0	17.05			
82.00m - scaled Turbulence intensity, tutti i dati		184080	100.0	0.07			
82.00m - scaled Turbulence intensity, abilitati		137776	74.8	0.09			
82.00m - scaled Shear, tutti i dati		184080	100.0	0.26			
82.00m - scaled Shear, abilitati		184078	100.0	0.26			
82.00m - scaled Veer, tutti i dati	Degree/m	184080	100.0	0.13			
50.00m - scaled Velocità media del vento, tutti i dati	m/s	184080	100.0	5.02	5.07	5.72	2.11
50.00m - scaled Wind direction, tutti i dati	Gradi	184080	100.0	327.55			
50.00m - scaled Temperature, tutti i dati	°C	184080	100.0	16.88			
50.00m - scaled Turbulence intensity, tutti i dati		184080	100.0	0.07			
50.00m - scaled Turbulence intensity, abilitati		131591	71.2	0.10			
50.00m - scaled Shear, tutti i dati		184080	100.0	0.26			
50.00m - scaled Shear, abilitati		184078	100.0	0.26			
50.00m - scaled Veer, tutti i dati	Degree/m	184080	100.0	0.13			

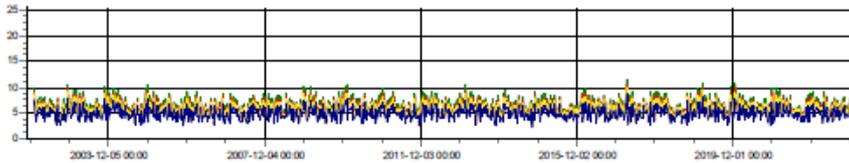
Velocità media oraria



Direzione media oraria



Velocità, media: Week



Direzione, media: Week

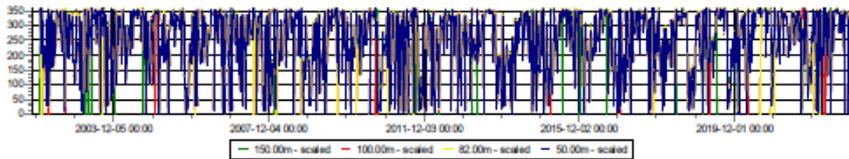


Figura 6: Andamento giornaliero del vento in termini di direzione e intensità in corrispondenza della WTG 4

6. I modelli matematici per la rappresentazione spaziale del vento

Per calcolare la mappa del vento lungo tutta l'ampiezza del sito è necessario usare prima di tutto modelli che permettano di estrapolare dai dati di vento stimato, i valori nell'area del sito a differenti altezze. Lo studio richiede quindi una modellizzazione spaziale del campo di vento. Questa modellizzazione permette l'estrapolazione, sia spaziale dell'area considerata, sia verticale fino all'altezza della navicella del rotore, delle misure di vento disponibili, per il posizionamento più corretto degli aerogeneratori.

Oltre allo studio dei dati di vento e della orografia, risulta molto importante analizzare altri aspetti come la rugosità, che influenza la valorizzazione energetica del sito modificando il gradiente verticale di velocità (wind shear). La stima della rugosità ("roughness"), viene effettuata da un utente esperto sulla base dei sopralluoghi in cui si definisce il tipo di copertura superficiale del luogo. Nel nostro sito si è stimato un livello di rugosità media stabilendo una rugosità $z_0=0.9824$ m (Sistemi colturali e particellari complessi) per tutto il sito, e poi andando a dettagliare con classi diverse, particolari aree (aree agricole, boschi, area industriale etc) che risultavano avere una rugosità più o meno elevata rispetto a quella di riferimento.

Così, con l'obiettivo di valutare l'effetto che tutti questi fattori hanno sul comportamento del vento, si è prodotta una modellizzazione del vento utilizzando i software Wind Pro e WASP.

Il software Wind Pro, interfacciandosi con il modulo di calcolo del WASP, riesce a prevedere un campo di ventosità nell'area del parco, partendo dai seguenti dati di input:

- misura effettuata con ERA 5 in downscaling per un periodo di 20 anni, dal 1 Gennaio 2002 al 31 Dicembre 2022
- mappa di curve di livello (5 metri di risoluzione)
- mappa di rugosità del sito, proveniente da immagini satellitari

I dati meteo di ERA 5, sono stati poi correlati con il Global Wind Atlas, per la consistenza dei dati di lungo periodo calcolati tramite la re-analisi di dati meteo.

La serie di dati correlata a lungo termine è stata poi utilizzata per il calcolo di produzione. Per calcolare la variazione della risorsa eolica lungo tutta la ampiezza del sito è necessario usare modelli che permettano di estrapolare dai dati di vento misurato, i valori lungo tutto il sito e a differenti altezze.

7. Stima della produzione energetica del parco eolico

Dalla applicazione del campo di ventosità calcolato per ogni settore e dalla modellizzazione dell'orografia e della rugosità si può stabilire l'intensità del vento in ogni punto della zona. Per calcolare poi la produzione lorda (cioè ai morsetti del generatore, non considerando i fermi macchina e altre perdite) si deve applicare la curva di potenza della macchina per la specifica densità dell'aria e si deve calcolare la turbolenza che la presenza delle altre turbine potrebbe creare nella zona.

Per quanto riguarda la valutazione della turbolenza, detta anche effetto scia, il software Windpro determina secondo alcuni modelli matematici (GH, Eddy, Park) la percentuale di perdita di energia a causa della scia. Il calcolo suddetto non tiene conto delle riduzioni di produzione dovute a fermi macchina, perdite nei cavi di collegamento alla sottostazione, efficienza della sottostazione.

Per quantificare la produzione annuale netta stimata si sono adottati perciò i seguenti coefficienti di incertezza dovuti per i seguenti motivi:

Fattore di incertezza:

	Uncertainty in wind	Uncertainty in production
Wind measurement accuracy	7.0%	
Long term scaling	3.0%	
Vertical extrapolation	0.0%	
Horizontal extrapolation	3.2%	
Total uncertainty wind related	8.3%	16.5%
Wake losses		1.7%
Electrical losses		0.9%
Turbine performance		3.3%
other		0.1%
Total uncertainty energy related		3.8%
Future wind frequency distribution		2.0%
Wind speed variability	4.5%	9.0%
availability		1.5%
Overall uncertainty 10 years		17.2%

L'incertezza totale, attualmente di 17,2% potrebbe ridursi introducendo dati provenienti da un eventuale anemometro, una volta installato.

Fattori di perdita:

Availability and maintenance losses	3.3%
Grid and interconnection station losses	2.0%
Rotor blade degeneration	0.5%
Icing	0.1%
Total losses (without wake)	5.8%

Questi valori sono quelli che si indicano come "coefficienti di perdita" della produzione attesa e che contribuiscono a ridurre il valore di produzione stimato dai modelli matematici.

Di seguito è quindi riportata una tabella con i valori di produzione dei singoli aerogeneratori per il sito eolico considerato.

Tipo di WTG		Curva di potenza							Produzione annuale		Velocità del vento	
Valida	Produttore	Tipo generatore	Potenza nominale [kW]	Diametro rotore [m]	Altezza mozzo [m]	Creata da	Nome	Risultato [MWh/anno]	Perdite di scia [%]	lorda [m/s]	ridotta [m/s]	
A1	Si	VESTAS	V136-4.5-4'500	4'500	136.0	82.0	EMD	Level 0 - Calculated - PO4/PO4-0S - 04-2022	9'770.1	3.3	5.76	5.68
A2	Si	VESTAS	V136-4.5-4'500	4'500	136.0	82.0	EMD	Level 0 - Calculated - PO4/PO4-0S - 04-2022	9'424.3	5.9	5.73	5.59
A3	Si	VESTAS	V136-4.5-4'500	4'500	136.0	82.0	EMD	Level 0 - Calculated - PO4/PO4-0S - 04-2022	9'845.4	1.4	5.73	5.69
A4	Si	VESTAS	V136-4.5-4'500	4'500	136.0	82.0	EMD	Level 0 - Calculated - PO4/PO4-0S - 04-2022	9'236.0	6.8	5.71	5.54
A5	Si	VESTAS	V136-4.5-4'500	4'500	136.0	82.0	EMD	Level 0 - Calculated - PO4/PO4-0S - 04-2022	9'191.8	8.6	5.74	5.54
A6	Si	VESTAS	V136-4.5-4'500	4'500	136.0	82.0	EMD	Level 0 - Calculated - PO4/PO4-0S - 04-2022	8'906.0	10.5	5.72	5.44
A7	Si	VESTAS	V136-4.5-4'500	4'500	136.0	82.0	EMD	Level 0 - Calculated - PO4/PO4-0S - 04-2022	9'104.2	7.3	5.68	5.51
A8	Si	VESTAS	V136-4.5-4'500	4'500	136.0	82.0	EMD	Level 0 - Calculated - PO4/PO4-0S - 04-2022	8'900.3	11.1	5.73	5.45

Figura 7: stima della produzione per il parco eolico di Copertino

Di seguito una mappa (Figura 8) che stima la risorsa eolica in termini di produzione annua, calcolata tenendo conto della orografia e rugosità del terreno; da questa mappa si può vedere quindi la differente produzione annua sull'area, e quindi stimare in funzione della posizione delle turbine la loro relativa produzione.

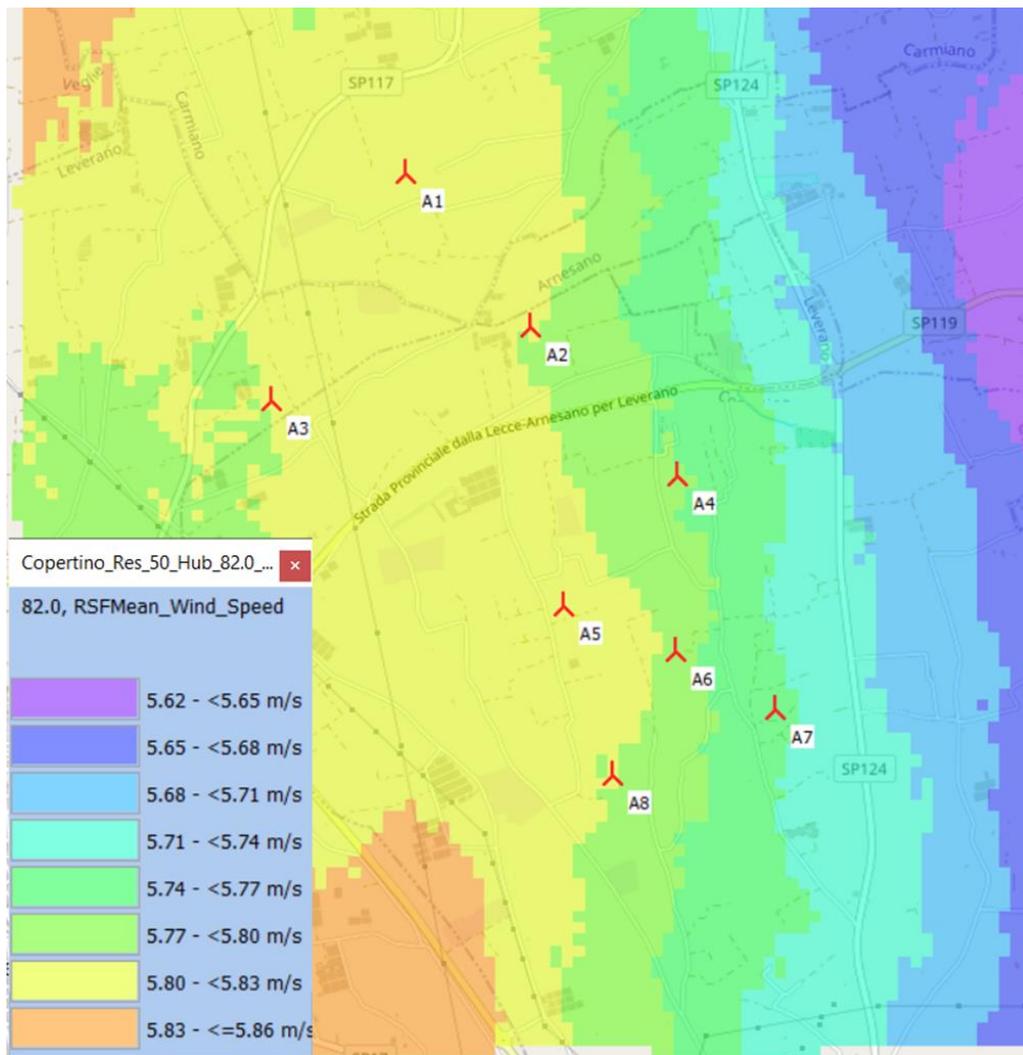


Figura 8: Mappe del vento elaborate con Windpro. Andamento a 82 m su una risoluzione di 50m

8. Conclusioni

Il layout del futuro parco eolico analizzato in questo studio, presenta un livello di risorsa del vento, perfettamente vocata allo sfruttamento eolico. Il parco si trova localizzato nei comuni di Copertino, Leverano e Carmiano nella provincia di Lecce. Il parco eolico proposto è costituito da 8 aerogeneratori Vestas V136-4.5-4500 con una potenza nominale di 4,5 MW, ed una altezza al mozzo di 82 m; la progettazione del parco sul territorio è avvenuta tenendo conto dei vincoli, degli aspetti morfologici del territorio e rispettando le distanze che permettano di sfruttare al massimo il vento disponibile.

Sono stati utilizzati i dati a lungo termine provenienti da modello ERA5 insieme al modello Atlas UL Windnavigator, per creare un dato meteorologico affidabile e consistente sul lungo termine.

Infine, mediante il programma Wind Pro e WASP si è calcolata la produzione di energia per aerogeneratore, questo ha tenuto conto dell'effetto scia degli aerogeneratori, della rugosità del terreno e dei rilievi topografici per l'ottimizzazione del layout.

Concludendo, i valori stimati della produzione di energia si sono ridotti per tener conto altre fonti potenziali di perdita di energia quali: disponibilità degli aerogeneratori, perdite elettriche, manutenzione, ed incertezze su misura, modelli, etc. Possiamo dire che il risultato, ottenuto grazie ai diversi modelli, per il sito di Copertino, Leverano e Carmiano, sia un buon risultato con una produzione di 74.378,2 MWh/anno, che equivale a circa 2.066 ore annuali equivalenti per l'impianto di aerogeneratori considerato, così come riportato in figura 9.

L'area in oggetto è quindi perfettamente votata all'eolico che si configura come un impianto redditizio ed efficiente.

Allegati allo studio, i report con i risultati delle simulazioni

PARK - Risultato principale

Calcolo: Copertino 8xVestas V136 4.5MW Hub82

Impostazioni

AEP scalata ad un anno esatto, in base al numero di campioni disponibili nella serie temporale
Fattore di scala da 21.0 a 1 anni: 0.048

Calcolo delle scie eseguito in UTM (north)-WGS84 Zona: 34

Al centro del sito, la differenza tra Nord del sistema di riferimento e Nord Vero è: -1.9°

Scia

Modello di scia: N.O. Jensen (RISO/EMD)

Costante di decadimento scia

Costante di decadimento scia: 0.075 Default DTU onshore

WTG di riferimento: VESTAS V136-4.5 4500 136.0 !O! hub: 82.0 m (TOT: 150.0 m) (1)

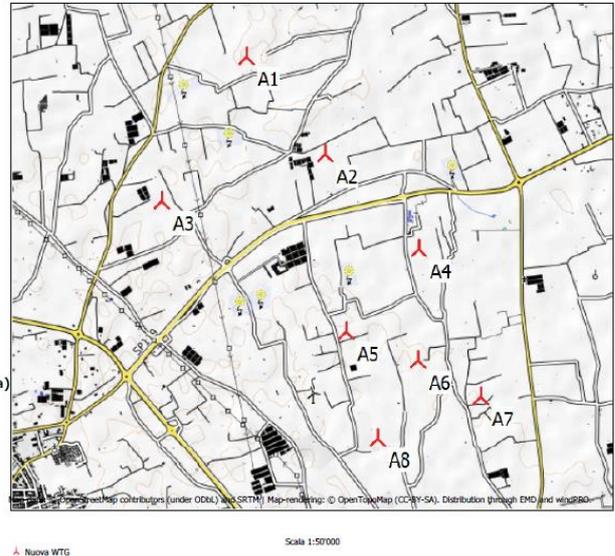
Scaler/dati di vento

Nome EMD Default Meso Scaler
Scaling terreno Meso-scale Data Downscaling
Terreno alla microscaletta WAsP IBZ from Site Data
Periodo usato 2002-01-01 01:00:00 - 2023-01-01
Oggetto/i Meteo EMD-WRF Europe+ (ERA5)_N40.3026_E018.039734 (1)
Altezza di dislocamento Omnidirezionale, da Oggetti
Versione WAsP WAsP 12 Version 12.08.0022

Correzione della potenza

Correzione curva di potenza (metodo IEC modificato per corrispondere al controllo turbina)

	Min	Max	Med	Corr. [%]	Corr. Neg. [%]	Corr. Pos. [%]
Densità dell'aria						
Dalle impostazioni della densità dell'aria [°C]	15.3	15.3	15.3			
Pressione atmosferica [hPa]	998.7	998.7	998.7			
Densità dell'aria risultante [kg/m³]	1.206	1.206	1.206			
Rispetto al livello del mare a 15°C [%]	98.5	98.5	98.5	-1.3	-1.3	0.0



Produzione annuale stimata del parco eolico

Combinazione di WTG	Risultato PARK [MWh/anno]	Lordo (senza perdite) [MWh/anno]	Perdite di scia [%]	Risultati		Velocità del vento		
				Fattore di capacità [%]	Media per WTG [MWh/anno]	Ore equivalenti [Ore/anno]	lorda [m/s]	ridotta dalla scia [m/s]
Parco eolico	74'378.2	79'846.4	6.8	23.6	9'297.3	2'066	5.7	5.6

*) Basati su perdite in scia e decurtazioni.

Figura 9: Risultato del modello di calcolo per la stima di producibilità del parco eolico Copertino