

REGIONE SARDEGNA

Provincia della Città Metropolitana di Cagliari (CA)

COMUNE DI VILLASOR



REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	CONTROL.	APPROV.
1	EMISSIONE PER ENTI ESTERNI	24/09/21	LAUDADIO A,	FURNO C.	NASTASI A.
0	EMISSIONE PER COMMENTI	12/07/21	LAUDADIO A,	FURNO C.	NASTASI A.

Committente:

IBERDROLA RENOVBLES ITALIA S.p.A.



Sede legale in Piazzale dell'Industria, 40, 00144, Roma
Partita I.V.A. 06977481008 – PEC: iberdrolarenovablesitalia@pec.it

Società di Progettazione: *Ingegneria & Innovazione*



Via Jonica, 16 - Loc. Belvedere - 96100 Siracusa (SR) Tel. 0931.1663409
Web: www.antexgroup.it e-mail: info@antexgroup.it

Progetto:

PARCO EOLICO DI "VILLASOR"

Progettista/Resp. Tecnico:

Dott. Ing. Cesare Furno
Ordine degli Ingegneri
della Provincia di Catania
n° 6130 sez. A

Elaborato:

**VALUTAZIONE PRELIMINARE RISORSA EOLICA
E ANALISI DI PRODUCIBILITA' ATTESA**

Professionista:

Laudadio Alberto
Socio Qualificato di ASSIREP
n. 567
operante nell'ambito delle prerogative di cui alla Legge
n. 4/2013

Scala:

NA

Nome DIS/FILE:

C20018S05-VA-RT-02-01

Allegato:

1/1

F.to:

A4

Livello:

DEFINITIVO

Il presente documento è di proprietà della ANTEX GROUP srl.
È vietato la comunicazione a terzi o la riproduzione senza il permesso scritto della suddetta.
La società tutela i propri diritti a rigore di Legge.





Indice

1	Premessa	3
1.1	Obiettivo dell'analisi	3
1.2	Descrizione delle attività di analisi	4
2	Modellazione anemologica WAsP.....	5
2.1	Area geografica e modello orografico 3D	5
2.2	Input anemometria di riferimento da stazione storica	7
3	Analisi di producibilità.....	12
3.1	Layout di progetto	12
3.2	Configurazione d'impianto	14
3.3	Producibilità annua di lungo periodo	16
4	Riferimenti	19

tipologia documento	Relazione tecnica
progetto	Progetto per la realizzazione di un impianto eolico di potenza complessiva installabile pari a 60 MW
titolo documento	Analisi preliminare di producibilità attesa
oggetto	Qualificazione progetti eolici
cliente	IBERDROLA Renovables Italia S.r.l.
autore	P.M. Alberto LAUDADIO (L. 4/2013)
numero di pagine	19
data emissione	8 Lug 21
protocollo	ALL210708.R0
indice di revisione	Rev.0



1 Premessa

1.1 Obiettivo dell'analisi

Oggetto dello studio è la modellazione anemologica di un progetto per la realizzazione di un impianto eolico costituito da n°10 aerogeneratori di grande taglia da realizzarsi sul territorio della Regione Sardegna, su un'area di circa 8.5 km² il cui baricentro è individuabile a circa 8.5 km di distanza in direzione Ovest dal centro abitato di Villasor, in provincia di Cagliari. Due delle 10 posizioni previste ricadono sul territorio del limitrofo Comune di Decimoputzu, dal cui centro abitato distano circa 6.2 km in direzione NordOvest.

L'obiettivo è quello di stimare la producibilità attesa per la configurazione d'impianto proposta, eseguita sulla base di informazioni storiche e sintetiche in relazione al regime del vento che caratterizza la zona, per fornire gli elementi decisionali alla prosecuzione dell'azione di sviluppo dell'iniziativa, che dovrà prevedere anche l'avvio di un'adeguata campagna di monitoraggio anemometrico sull'area d'intervento.

In particolare, sarà stimata la producibilità attesa dall'impianto con l'adozione del modello di aerogeneratore tripala ad asse orizzontale **V162-6.0 MW**, caratterizzato da una potenza nominale unitaria pari a 6.0 MW, e realizzato dalla casa costruttrice Vestas A/S, uno dei principali fornitori di aerogeneratori di grande taglia attualmente presenti sul mercato nazionale.



Fig. 1.1 – Identificazione su Google Earth delle posizioni turbina e dei confini amministrativi



1.2 Descrizione delle attività di analisi

La modellazione dell'impianto utilizzerà dati altimetrici provenienti dalla rete satellitare SRTM2, mentre il regime anemologico sul sito sarà estrapolato attraverso l'impiego del codice di simulazione **WAsP**⁽¹⁾, in ultima versione di aggiornamento V.12.6.

L'input anemometrico sarà costituito da una tabella di sintesi della distribuzione azimuthale, per 12 settori di provenienza, della frequenza di occorrenza del vento per classi di velocità con intervallo pari a 1 m/s. Questa è disponibile dall'elaborazione, eseguita da un operatore terzo, dei dati anemometrici registrati da una stazione di monitoraggio del vento posizionata a circa 10 km di distanza, in direzione NordOvest, dal baricentro delle posizioni turbina previste dal layout di progetto dell'impianto. Tale distanza è ammissibile in ragione delle caratteristiche plano-altimetriche e di rugosità superficiale della zona individuabile tra la stazione anemometrica di riferimento ed il sito d'interesse, contraddistinta dall'assenza di discontinuità orografiche significative ed assimilabile ad un terreno di bassa complessità con vegetazione sparsa e rada.

Le raccomandazioni **Measnet** (*International Network for Harmonised and Recognised Measurements in Wind Energy*) garantiscono, sotto queste condizioni, di poter caratterizzare il regime anemologico, calcolabile per estrapolazione orizzontale, su un'area con un raggio d'influenza fino a 10 km di distanza dal punto d'installazione della stazione di monitoraggio.

Il modello WAsP dell'impianto, impiegato per il calcolo della resa energetica attesa e preparato in maniera indipendente, sarà utilizzato implementando le caratteristiche di performance del modello di turbina proposta per il progetto, ovvero il modello di aerogeneratore Vestas V162-6.0 MW. Sarà considerata la configurazione della torre che prevede un'altezza del mozzo rotore rispetto al suolo pari a 125 m. I risultati finali verranno espressi in termini di P_{50} , essendo P il valore di resa energetica che l'impianto attende di realizzare sul lungo periodo, con la probabilità pari al 50% che tale livello di energia prodotta venga raggiunto o superato. Assumendo poi un ragionevole valore di livello d'incertezza complessiva sui risultati, legato alle procedure di calcolo ed alle altre informazioni d'impianto implementate (curve di performance di macchina, provenienza/elaborazione dei dati anemometrici, modellazione orografica, etc.), pari al 13% della P_{50} in termini di deviazione standard, saranno, in analogia a quanto sopra descritto, calcolati anche i valori di P_{75} e P_{90} , presentati in termini assoluti e di ore equivalenti annue a potenza nominale.

(1) **WAsP** (Wind Atlas Analysis and Application Program), codice di simulazione anemologica sviluppato in Danimarca presso il RISØ National Laboratory, Centro di prova e certificazione per turbine eoliche della DTU (Technical University of Denmark)



2 Modellazione anemologica WAsP

2.1 Area geografica e modello orografico 3D

La realizzazione delle dieci turbine è prevista su un'area sostanzialmente pianeggiante, priva di sensibili discontinuità orografiche o variazioni di rugosità superficiale, assunta omogenea per la presenza di vegetazione rada, alberi isolati a basso fusto e case sparse.

Le altitudini in corrispondenza delle posizioni individuate per l'installazione delle macchine oscillano tra 33 e 73 m slm, con un valore altimetrico medio di 50 m slm ed un dislivello massimo pari a 40 m. La temperatura di riferimento in sito è pari a 16.9 °C, mentre i valori di densità dell'aria, calcolata ad altezza mozzo $h=125$ m sls, sono riportati in tabella in funzione della relativa altezza sul livello del mare per ciascuna delle turbine d'impianto.

Le coordinate geografiche dei punti d'installazione delle macchine, estrapolati dal relativo file GIS in formato [kmz] trasmesso dal Cliente, sono esplicitati nel sistema di riferimento UTM/wgs84, mentre le relative altitudini dei punti d'installazione sono state calcolate per interpolazione dal modello orografico digitale 3D creato per le simulazioni WAsP.

Turbina #	Sistema di coordinate piane UTM-wgs84		Altitudine [m]	Densità dell'aria (ad altezza mozzo $h=125$ sls) [kg/m ³]
	Lg.E [m]	Lt.N [m]		
VL01	484444	4359507	72.6	1.186
VL02	487608	4358000	32.6	1.190
VL03	488342	4358286	32.8	1.190
VL04	485331	4357978	53.7	1.188
VL05	486010	4358559	44.3	1.189
VL06	486703	4359132	44.0	1.189
VL07	487388	4359659	45.0	1.189
VL08	484834	4358818	70.4	1.186
VL09	485042	4360392	71.9	1.186
VL10	488766	4358676	33.5	1.190
Valori medi			50.1	1.188

Tab. 2.1 – Dislocazione geografica turbine di progetto ed informazioni altimetriche



E' stato realizzato un modello orografico digitale **DTM** (*Digital Terrain Model*) che descrive l'andamento altimetrico dell'area geografica interessata dalla simulazione del campo di vento. Il modello interessa una superficie pari a circa 20 x 23 km², che si estende fino a coprire un raggio d'influenza variabile da 7 a 14 km di distanza dal punto d'installazione della stazione anemometrica di riferimento, in località "Enna Seddus" del limitrofo Comune di Villacidro (CA). Il terreno è stato modellato interpolando i dati altimetrici ricavabili dal database satellitare SRTM (**S**huttle **R**adar **T**opography **M**ission), che garantisce una risoluzione massima di 90 m in longitudine e latitudine. Il file vettoriale delle isoaltimetriche, disponibile nel formato [**.map*], è stato utilizzato come input per la simulazione del regime anemologico sul sito, eseguita con il codice di calcolo WAsP V12.6. E' stato applicato un valore costante del coefficiente di rugosità superficiale del terreno, pari a $z_0=0.03$, per la definizione della morfologia territoriale di base, caratterizzata da vegetazione bassa e case sparse, fatta eccezione per lo specchio del lago di Leni ($z_0=0.001$), anche se sostanzialmente ininfluente per l'estensione estremamente ridotta della superficie occupata.

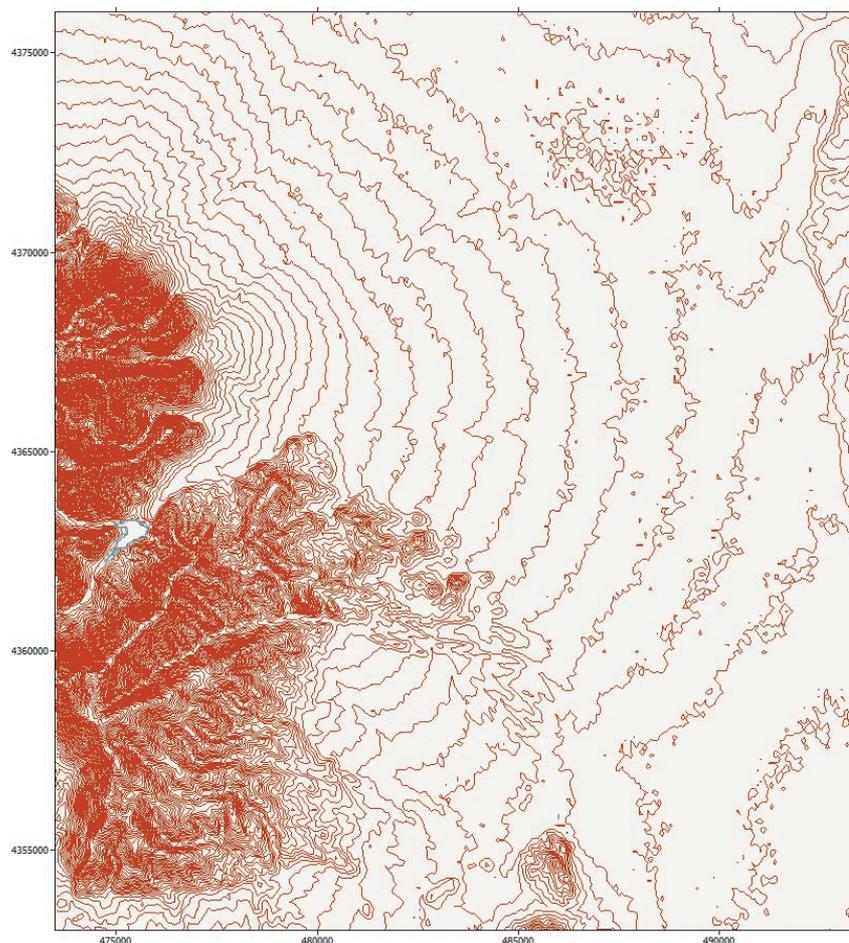


Fig. 2.2 – Altimetria modello orografico digitale per simulazione WAsP V.12.6



2.2 Input anemometria di riferimento da stazione storica

L'area di progetto non è ancora stata monitorata direttamente da una stazione anemometrica installata in sito. Per la definizione del regime anemologico sulla zona interessata dall'impianto è stata pertanto implementata la sintesi delle elaborazioni di dati anemometrici registrati da una stazione di monitoraggio del vento di altezza pari a 50 m sls, installata a circa 10 km in direzione NordOvest dal sito di progetto, in località "Enna Seddus".

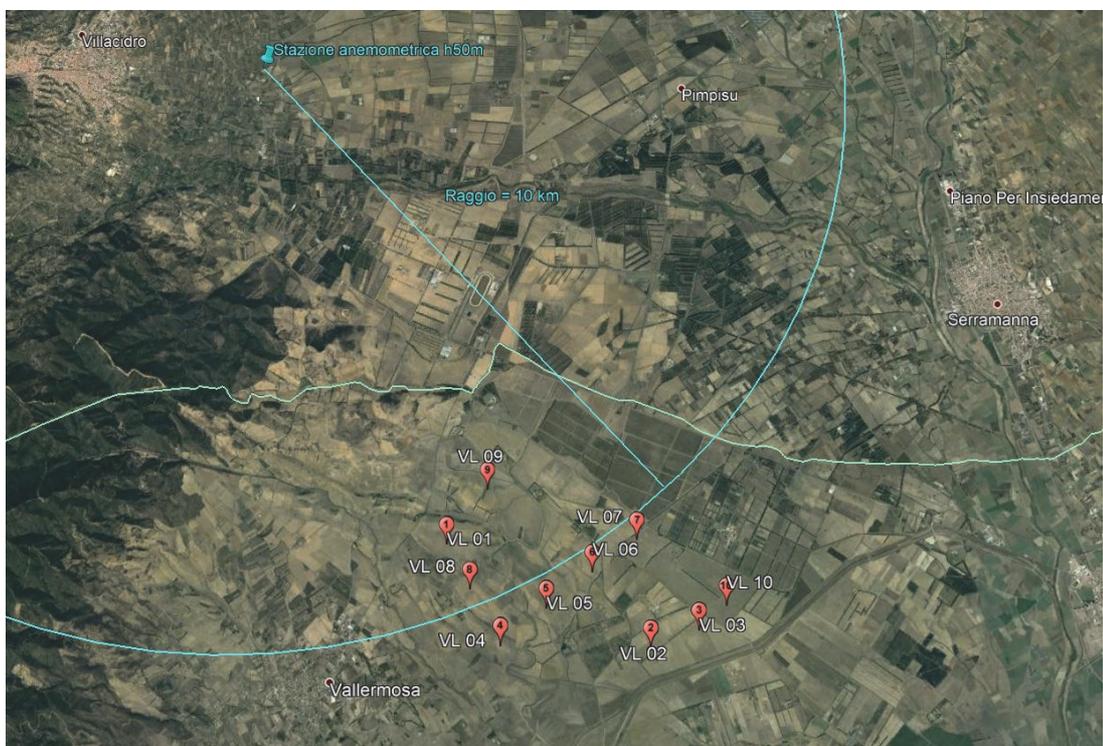


Fig. 2.3 – Identificazione stazione anemometrica storica di riferimento "Enna Seddus"

Questa ha condotto a termine una campagna di raccolta dati dal 15/10/09 al 7/4/16, per un periodo complessivo pari a circa 6.5 anni consecutivi.

I dati anemometrici sono stati elaborati da una società terza per caratterizzare il regime anemologico sul sito di monitoraggio, successivamente estrapolato verticalmente dalla massima altezza di acquisizione, pari a 50 m sls, fino a quella del mozzo turbina prevista per il progetto su quel sito, ovvero 127.5 m sls. A questa altezza dal suolo è disponibile la tabella che riporta le frequenze di occorrenza della velocità del vento per 12 settori di provenienza del vento e per step di 1 m/s.



Tale distribuzione è stata implementata nel codice di calcolo WAsP per l'estrapolazione orizzontale (punti d'installazione) e verticale (altezza mozzo) della velocità vento attesa su ciascuna delle dieci turbine previste dal progetto di Villasor. L'analista non ha eseguito alcuna variazione correttiva per adeguare al lungo periodo i risultati delle elaborazioni disponibili per il periodo di monitoraggio, ritenendo questi già rappresentativi del regime di vento storico caratterizzante il sito, a seguito di verifiche di correlazione con dati meteo di lunga durata. Si riportano di seguito le caratteristiche anemologiche del sito di riferimento, che mostrano anche la presenza di un rilevante gradiente al suolo della velocità vento, o wind shear, con un coefficiente semiempirico pari a 0.350 ottenuto dall'interpolazione, con la legge delle potenze, delle medie sperimentali a 40 e 50 m di altezza sls, mentre quello calcolabile interpolando le velocità calcolate dal software di simulazione WAsP risulta essere più contenuto e pari a 0.245.

La simulazione consente pertanto, in questo caso, di avere un approccio più conservativo alla stima della velocità vento all'altezza mozzo di 127.5 m sls, ottenibile estrapolando il valore registrato a 50 m sls, che risulta essere pari a 4.73 m/s come si evince dalla tabella seguente Tab. 2.3.

Altezza rispetto al suolo [m]	Tipologia calcolo	Velocità vento media annua [m/s]	Coefficiente di Wind shear [-]
50	Elaborazione dati anemometrici	4.73	0.350
127.5	Simulazione WAsP	6.09	0.245

Tab. 2.4 – Confronto coefficiente di Wind shear sperimentale/simulato su posizione stazione “Enna Seddus”

Come si può constatare dall'osservazione dei grafici di seguito riportati gran parte della risorsa eolica disponibile sull'area viene alimentata dal vento di Maestrale, sulla cui direzione di provenienza NordOvest (settori 300/330) sono concentrate le massime frequenze di occorrenza ed i valori più alti della velocità vento. Una componente non trascurabile dell'energia della vena fluida deriva anche dai settori Sud/SudEst, che interessa la zona con venti di Ostro e Scirocco.



Sector	Wind climate							Power (at 1.225 kg/m ³)	
	number	angle [°]	frequency [%]	Weibull-A [m/s]	Weibull-k	mean speed [m/s]		power density [W/m ²]	
	1	0	5.6	5.1	1.53	4.58		156	
	2	30	2.2	2.8	1.07	2.70		61	
	3	60	1.8	2.4	1.19	2.31		30	
	4	90	2.4	2.7	1.32	2.49		32	
	5	120	4.0	4.0	1.31	3.67		102	
	6	150	11.6	6.7	2.13	5.95		232	
	7	180	11.1	5.7	2.28	5.08		136	
	8	210	6.6	4.3	1.92	3.82		68	
	9	240	5.4	3.9	1.44	3.57		81	
	10	270	3.7	4.2	1.03	4.17		248	
	11	300	21.6	9.7	2.40	8.58		630	
	12	330	24.1	8.6	2.42	7.61		436	
All (emergent)							6.10	316	
Source data							n/a	n/a	

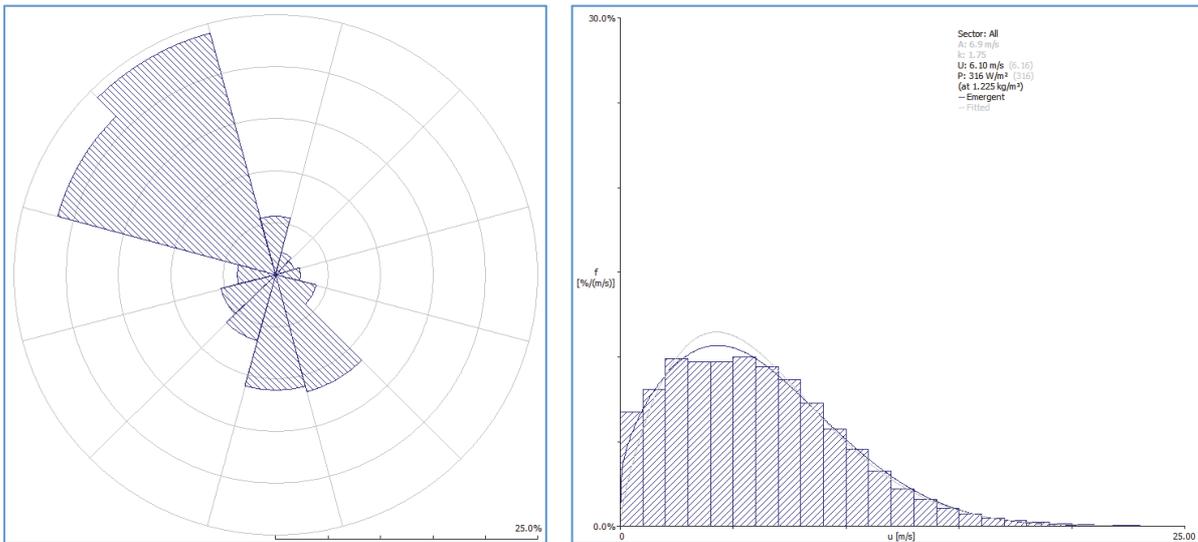


Fig. 2.5 – Caratteristiche anemologiche stazione “Enna Seddus” estrapolate ad altezza h=127.5 m sls

Si riportano di seguito le distribuzioni, ad altezza h=127.5 m sls, dei valori associati ai parametri di input anemologici implementati nel codice di simulazione WAsP V.12.6, nonché la relativa potenza specifica calcolata per ciascun settore di provenienza del vento. Questa tiene conto anche della frequenza di occorrenza, oltreché dell'intensità della velocità della vena fluida, e quantifica sostanzialmente l'energia media estraibile dalla risorsa eolica per ciascun settore di provenienza sul lungo periodo.

La “power density” riportata in output da WAsP in tabella di Fig.2.5 rappresenta invece soltanto la potenza del vento proveniente dalla relativa direzione di riferimento, senza tener conto della sua frequenza di occorrenza, fondamentale ai fini della comprensione della direzione più efficiente ai fini della produzione di energia.

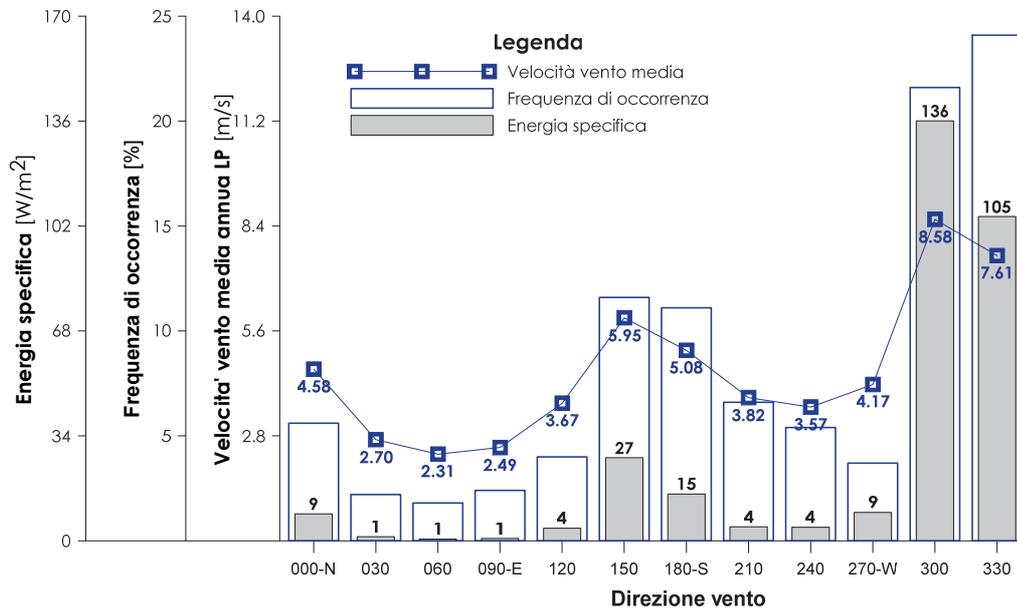


Fig. 2.6 Regime anemologico di LP ad h=127.5 m sls implementato in WAsP (istogramma)

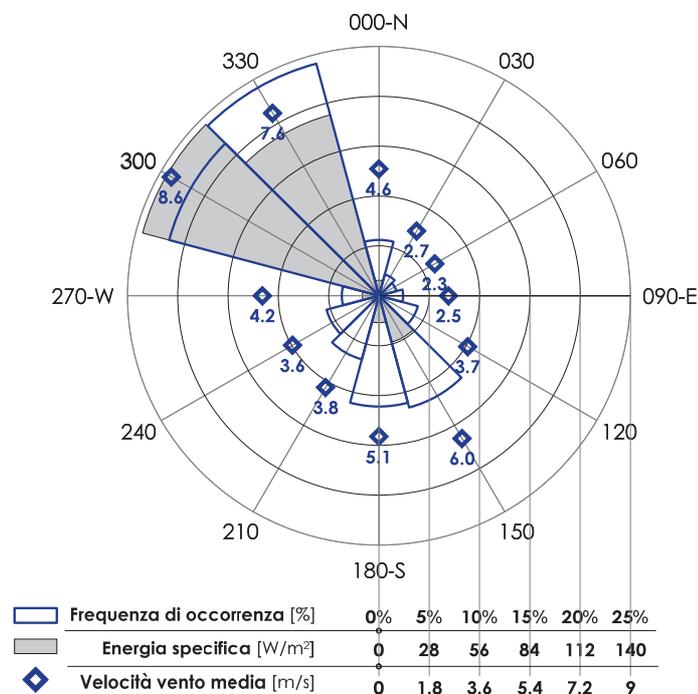


Fig. 2.7 Regime anemologico di LP ad h=127.5 m sls implementato in WAsP (distribuzione azimutale)



Le differenze tra il grado di complessità orografica del punto di riferimento per l'origine dei dati in sito e quello delle turbine d'impianto dRIX⁽³⁾ sono sostanzialmente pari a zero, così come l'indice di complessità assoluto RIX⁽²⁾ per le medesime posizioni. Si conferma pertanto l'assenza di terreno con livelli critici di tale parametro in prossimità delle posizioni turbina di calcolo della simulazione, o non comparabili per differenza con il punto d'installazione per la stazione anemometrica di riferimento.

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elevation a.s.l. [m]	RIX [%]	d.RIX [%]
VL01	484444.0	4359507.0	72.6	0.1	0.1
VL02	487608.0	4358000.0	32.6	0.0	0.0
VL03	488342.0	4358286.0	32.8	0.0	0.0
VL04	485331.4	4357978.0	53.7	0.1	0.0
VL05	486010.4	4358559.0	44.3	0.0	0.0
VL06	486703.1	4359132.0	44.0	0.0	0.0
VL07	487387.7	4359659.0	45.0	0.0	0.0
VL08	484833.7	4358818.0	70.4	0.1	0.0
VL09	485042.2	4360392.0	71.9	0.1	0.1
VL10	488766.3	4358676.0	33.5	0.0	0.0

Tab 2.8 Indici puntuali di complessità orografica RIX e dRIX

Sulla base di tali evidenze, si esclude l'eventuale esigenza di correzione della velocità estrapolata sui punti d'installazione turbina, per errore di sottostima o sovrastima dei risultati di calcolo, o il ricorso ad una più spinta modellazione attraverso l'utilizzo di algoritmi di fluidodinamica computazionale (modellazione CFD).

Si conferma che tutte le assunzioni soprariportate, adottate per evitare sensibili sovrastime della velocità vento, andrebbero senz'altro validate da un'indagine sperimentale sul regime anemologico in sito, attraverso l'installazione di una idonea stazione anemometrica di monitoraggio del vento, con altezza sensori adeguata alle caratteristiche del modello di macchine eolica proposta. Sarebbe pertanto auspicabile l'installazione in sito, in posizione più possibile baricentrica al layout previsto d'impianto, di una stazione di monitoraggio del vento di altezza minima pari a 2/3 dell'altezza mozzo prevista per le turbine di progetto, ovvero di altezza minima pari ad 83 m sls, con sensori di velocità e direzione vento collocati ad almeno tre diversi livelli di acquisizione per ridurre al minimo gli errori di estrapolazione del wind shear sperimentale, o gradiente di velocità vento di strato limite terrestre.

(2) **RIX**=Ruggedness Index

Misura l'indice di complessità orografica per una posizione geografica, ovvero la percentuale di terreno, nel suo intorno, la cui pendenza altimetrica è superiore ad un valore critico, generalmente fissato pari all'8%.

(3) **dRIX**=Delta Ruggedness Index

Misura la differenza tra gli indici RIX della turbina e della stazione anemometrica. Se questi sono comparabili tale parametro è prossimo a zero, così come l'errore sulla velocità estrapolata. Se questo invece è negativo o positivo, l'errore sulla velocità è direttamente proporzionale a tale parametro, e di sottostima nel primo caso $dRIX = [RIX_{(turbina)} - RIX_{(stazione)}] < 0$ con un terreno più complesso per la stazione, o di sovrastima $dRIX = [RIX_{(turbina)} - RIX_{(stazione)}] > 0$ se è la turbina a trovarsi su un terreno più complesso della stazione.



3 Analisi di producibilità

3.1 Layout di progetto

La dislocazione di progetto delle turbine è considerata ammissibile e coerente con il regime anemologico in sito, prevedendo una distribuzione secondo schiere orientate lungo una direttrice all'incirca normale alla direzione di provenienza NordOvest, dalla quale spirano i venti dominanti rilevati in zona. La tabella Tab. 2.1 riporta, in forma puntuale, le posizioni considerate per i calcoli di producibilità attesa per ciascuna delle turbine d'impianto.

Le raccomandazioni progettuali inerenti la disposizione delle turbine d'impianto, oggi normalmente accettate sia dagli enti certificatori che dai costruttori di macchine, che prescrivono una distanza reciproca minima tra due turbine adiacenti pari ad almeno tre diametri di rotore nella direzione ortogonale a quella di provenienza dei venti dominanti, e di cinque/sei diametri in quella ad essa parallela, sono sufficientemente rispettate, essendo le minime distanze rilevate tutte superiori a 3.0 diametri di rotore, mentre per le turbine allineate secondo la direzione prevalente NordOvest, solo la distanza VL01/VL08 è di poco inferiore a quella minima raccomandabile, ovvero 4.9 rispetto a 5.0 diametri di rotore. Non si prevede, pertanto, di ricorrere all'adozione di alcun dispositivo tipo "wind sector management" sulle turbine, per evitare eventuali criticità durante la fase di esercizio, legate alla turbolenza indotta da un sensibile livello d'interferenza aerodinamica.

Il prospetto seguente riporta le distanze reciproche d'interasse tra le turbine analizzate, quantificate in termini assoluti e di diametri del rotore del modello di turbina analizzato, pari a 162 m.

Turbina cod.#	Sistema di coordinate piane UTM-wgs84		Turbina più prossima	Distanza reciproca	
	Lg.E [m]	Lt.N [m]		assoluta [m]	n° diametri di rotore
VL01	484444	4359507	VL08	792	4.89
VL02	487608	4358000	VL03	788	4.86
VL03	488342	4358286	VL10	576	3.56
VL04	485331	4357978	VL05	894	5.52
VL05	486010	4358558	VL04	894	5.52
VL06	486703	4359132	VL07	864	5.33
VL07	487388	4359659	VL06	864	5.33
VL08	484834	4358818	VL01	792	4.89
VL09	485042	4360391	VL01	1068	6.59
VL10	488766	4358676	VL03	576	3.56

Tab. 3.1 – Distanze reciproche d'interasse turbine analizzate

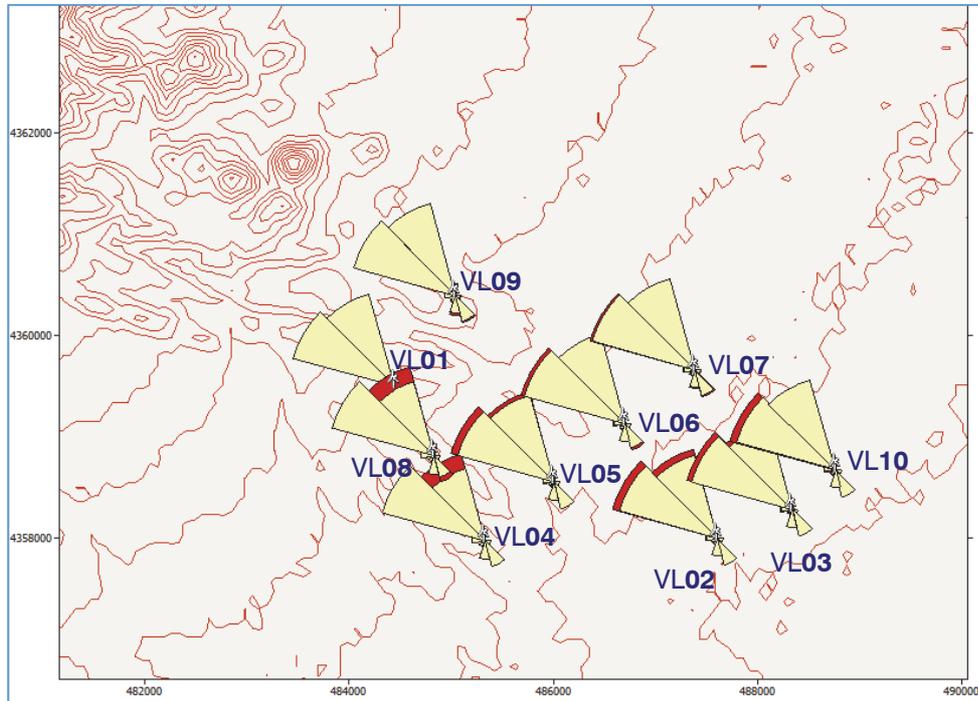


Fig. 3.2 – Diagramma polare puntuale di producibilità e perdita per scia su modello DTM



3.2 Configurazione d'impianto

La dislocazione territoriale delle turbine di progetto, così come la scelta del relativo modello di macchina per queste adottabile, entrambe proposte dal Cliente, sono in linea con le prassi progettuali normalmente applicate nella fase di sviluppo di nuovi impianti per la produzione di energia da fonte eolica. La disposizione rispetta il regime di vento atteso sul sito, sia in termini di direzioni prevalenti, con le turbine allineate secondo schiere di direttrice a queste normali, che di distanziamento reciproco, per limitare entro livelli ammissibili le perdite per turbolenza di scia da interferenza aerodinamica.

Si riportano di seguito le principali caratteristiche tecniche e di performance del modello di turbina selezionato per il progetto d'impianto.

Turbina d'impianto: *Vestas V162-6.0 MW (Mode PO6000/PO6000-OS)*

Technical Specifications

POWER REGULATION	Pitch regulated with variable speed
OPERATIONAL DATA	
Rated power	6,000kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed	25m/s
Wind class	IEC S
Standard operating temperature range	from -20°C* to +45°C
*subject to different temperature options	
SOUND POWER	
Maximum	104.3dB(A)**
**Sound Optimised Modes dependent on site and country	
ROTOR	
Rotor diameter	162m
Swept area	20,612m ²
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
ELECTRICAL	
Frequency	50/60 Hz
Converter	full scale
GEARBOX	
Type	two planetary stages
TOWER	
Hub heights	119m (IEC S/DIBt S), 125m (IEC S), 149m (IEC S), 166m (DIBt S)

Tab. 3.3 – Caratteristiche tecniche estratte da sito web VESTAS



Vestas **V162-6.0 MW** (Mode PO6000/PO6000-0S) - Curve di Performance

(Doc. n° 0098-0840 V00 2020-09-10 - "Performance Specification EnVentus™" V162-6.0 MW 50/60 Hz)

Valori di riferimento per curve di performance rappresentative del progetto, estrapolate di seguito:

Altitudine media d'installazione: **50** [m] slm
Altitudine media altezza mozzo: **175** [m] slm
Temperatura ambiente: **16.9** [°C]
Densità media dell'aria: **1.188** [kg/m³]

Velocità vento [m/s]	Potenza elettrica [kW]	Coefficiente di Spinta [-]
3.0	29	0.909
3.5	143	0.883
4.0	281	0.854
4.5	450	0.838
5.0	653	0.820
5.5	897	0.814
6.0	1189	0.812
6.5	1534	0.810
7.0	1938	0.808
7.5	2400	0.805
8.0	2925	0.800
8.5	3515	0.795
9.0	4144	0.769
9.5	4736	0.710
10.0	5271	0.646
10.5	5660	0.574
11.0	5900	0.501
11.5	5973	0.429
12.0	5995	0.369
12.5	6000	0.321
13.0	6000	0.282
13.5	6000	0.249
14.0	6000	0.222
14.5	6000	0.199
15.0	6000	0.180
15.5	6000	0.163
16.0	6000	0.148
16.5	6000	0.135
17.0	6000	0.124
17.5	6000	0.114
18.0	5828	0.103
18.5	5566	0.091
19.0	5346	0.080
19.5	5112	0.071
20.0	4828	0.063
20.5	4540	0.056
21.0	4255	0.049
21.5	3972	0.043
22.0	3677	0.038
22.5	3372	0.033
23.0	3092	0.030
23.5	2792	0.026
24.0	2467	0.022



3.3 Producibilità annua di lungo periodo

La stima della resa energetica per le dieci turbine è stata eseguita attraverso il calcolo della producibilità per ciascuna delle macchine analizzate, considerando la configurazione d'impianto proposta dal Cliente.

La velocità vento su ogni posizione, estrapolata alla relativa altezza mozzo, è stata calcolata attraverso l'applicazione WAsP dell'atlante di vento ottenuto dall'implementazione dei parametri anemologici sintetici (frequenze di occorrenza della velocità vento per 12 settori di provenienza e per classi di velocità con step 1 m/s) associati alla stazione anemometrica storica "Enna Seddus", disponibili da estrapolazione ad altezza $h=127.5$ m sls.

Il modello di calcolo implementato per l'elaborazione delle perdite per scia da interferenza aerodinamica è il Park2, associato al pacchetto principale di routine del codice WAsP, applicato con impostazione dei parametri ai valori di default.

Si riporta di seguito la tabella di dettaglio dei risultati ottenuti:

Risultati simulazione WAsP v.12.6

Anemometro di simulazione	Stazione "Enna Seddus", $h=127.5$ m sls (estrapolata)
Coordinate stazione anemometrica	UTM-wgs84: 480906 Lg.E, 4367680 Lt.N
n° turbine simulate	10
Modello turbina	Vestas V162-6.0 MW (Mode PO6000/PO6000-0S)
Altezza mozzo [m]	125
Densità dell'aria di riferimento [kg/m ³]	1.188
Potenza nominale unitaria [kW]	6000
Potenza nominale complessiva impianto [MW]	60
Producibilità lorda [GWh/a]	164.33
Perdite per effetto scia	4.2%
Producibilità netta (scie) [GWh/a]	157.44

Wtg #	Lg.E (UTM-wgs84) [m]	Lt.N (UTM-wgs84) [m]	Altitudine [m]	A [m/s]	k	U [m/s]	AEP lorda [GWh/anno]	AEP Netta (Scie) [GWh/anno]	Perdite (Scia) [GWh/anno]
VL01	484444	4359507	72.6	6.78	1.70	6.05	16.482	16.001	2.9%
VL02	487608	4358000	32.6	6.74	1.69	6.02	16.343	15.511	5.1%
VL03	488342	4358286	32.8	6.77	1.69	6.04	16.445	15.705	4.5%
VL04	485331	4357978	53.7	6.72	1.69	6.00	16.213	15.265	5.9%
VL05	486010	4358559	44.3	6.73	1.69	6.01	16.272	15.550	4.4%
VL06	486703	4359132	44.0	6.76	1.69	6.03	16.368	15.877	3.0%
VL07	487388	4359659	45.0	6.79	1.69	6.06	16.536	16.073	2.8%
VL08	484834	4358818	70.4	6.80	1.70	6.07	16.546	15.325	7.4%
VL09	485042	4360392	71.9	6.83	1.70	6.09	16.637	16.268	2.2%
VL10	488766	4358676	33.5	6.78	1.69	6.05	16.486	15.863	3.8%
		Media	50	6.77	1.69	6.04	16.433	15.744	4.2%
		Min	33	6.72	1.69	6.00	16.213	15.265	2.2%
		Max	73	6.83	1.70	6.09	16.637	16.268	7.4%
		Totale					164.33	157.44	

Tab. 3.4 - Risultati run WAsP di producibilità d'impianto, n°10 V162-6.0 MW, $h_{\text{mozzo}}=125$ m (Lungo periodo)



La producibilità così calcolata da WASP, lorda e al netto delle perdite per scia, è stata successivamente elaborata decurtandola delle perdite fisse aggiuntive legate a fattori indipendenti dalle potenzialità eoliche del sito e dalle caratteristiche di performance del modello di turbina adottato.

I valori assunti per la stima di tali perdite, esprimibili in percentuale dell'energia prodotta al netto delle scie, sono riportati sulla tabella seguente Tab. 3.5, ciascuno in corrispondenza dell'effetto considerato.

Fattore di perdita impianto	Perdita [%]
Perdite elettriche d'impianto	2.0%
Indisponibilità di macchina per manutenzione ordinaria e/o straordinaria	3.0%
Ghiaccio e/o Depositi sulle pale	1.0%
Indisponibilità BOP/Rete	0.2%
Altri fattori	0.5%
Totale	6.5%

Tab. 3.5 – Stima perdite fisse d'impianto

Tali coefficienti di perdita sono stati quindi applicati ai risultati di producibilità, già calcolati al netto delle scie, e riportati in termini assoluti e di ore di funzionamento medie annue unitarie a potenza nominale.

I risultati sono disponibili anche per livelli standard di confidenza superiori al 50% di probabilità che la resa energetica annua d'impianto attesa sia pari o eccedente al valore ottenuto, ovvero per il 75% ed il 90% di probabilità.

Per la quantificazione delle plausibili variazioni inter annue della resa energetica d'impianto è necessario individuare quale possa essere il livello di sensitività della producibilità, calcolata al netto delle scie, al variare della velocità vento media annua sul sito. Tale parametro viene utilizzato per valutare in termini di energia le incertezze sulla determinazione della velocità vento media annua di riferimento, legate ad errori riconducibili ai modelli di calcolo o alla strumentazione di misura impiegata durante la campagna di monitoraggio.

L'indice determinato si attesta su **42 (GWh/a)/(m/s)**.

Tale valore è stato calcolato simulando un incremento percentuale della velocità vento su tutte le posizioni turbina ad altezza mozzo, tale da ottenere un aumento della velocità media pari a 1 m/s. Quindi si è determinato il relativo incremento, assoluto e percentuale, della resa energetica d'impianto al netto delle scie per effetto di tale variazione.



La velocità vento media annua di riferimento di lungo periodo, ad altezza $h=125$ m sls, è pari a **6.04** m/s.

Il livello d'incertezza complessiva adottato è stato assunto essere, in misura ragionevole, pari al **13% della P50** in termini della sua deviazione standard, con proiezione a **10 anni**, sulla base dell'esperienza consolidata per studi anemologici per i quali non si dispone di dati anemometrici di monitoraggio registrati in sito.

La tabella seguente esprime la sintesi di tutti i risultati ottenuti.

Configurazione impianto	Resa energetica annua d'impianto di lungo periodo				
	Lorda	Al netto delle scie	Al netto di tutte le perdite (Incertezza = 13% P50 = 19.13 GWh/anno)		
			P50	P75 <small>(10 anni)</small>	P90 <small>(10 anni)</small>
n°10 wtg x 6.0 MW = 60.0 MW Modello: Vestas V162-6.0 MW	164.33 [GWh]	157.44 [GWh]	147.13 [GWh]	134.23 [GWh]	122.62 [GWh]
	2739 [MWh/MW]	2624 [MWh/MW]	2452 [MWh/MW]	2237 [MWh/MW]	2044 [MWh/MW]

Tab. 3.6 – Sintesi risultati di stima della resa energetica attesa d'impianto



4 Riferimenti

- [1] Niels G. Mortensen, Duncan N. Heathfield, Lisbeth Myllerup, Lars Landberg and Ole Rathmann (2007), **Getting started with WAsP 9**, Risø-I-2571(EN). Risø National Laboratory, Roskilde. 66 pp.
- [2] Bowen, A.J. and N.G. Mortensen (1996), **Exploring the limits of WAsP: the Wind Atlas Analysis and Application Program**, Proceedings of the 1996 European Union Wind Energy Conference and Exhibition, Göteborg, Sweden, May 20-24, 584-587.
- [3] Bowen, A.J. and N.G. Mortensen (2004), **WAsP prediction errors due to site orography**, Risø-R-995(EN). Risø National Laboratory, Roskilde. 65 pp.
- [4] Raftery, P., Tindal, A. J. and Garrad, A. D. (1997), **Understanding the risks of financing wind farms**, Proceedings of European Wind Energy Conference, Dublin, Ireland
- [5] James F. Manwell, Jon G. McGowan, Anthony L. Rogers, **Wind Energy Explained: Theory, Design and Application**, Wiley, 2nd edition (February 22, 2010)
- [6] Matthew Huaiquan Zhang, **Wind resource assessment and micro-siting**, Wiley, (January, 2015)
- [7] Lars Landberg, **Meteorology for Wind Energy**, Wiley, (January, 2016)