

# REGIONE SARDEGNA

Province di Oristano (OR) e Nuoro (NU)

COMUNI DI SUNI, SINDIA, SAGAMA E TINNURA



REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	CONTROL.	APPROV.
1	EMISSIONE PER ENTI ESTERNI	05/11/21	LAUDADIO A.	FURNO C.	NASTASI A.
0	EMISSIONE PER COMMENTI	02/09/21	LAUDADIO A.	FURNO C.	NASTASI A.

Committente:

**INFRASTRUTTURE S.p.A.**



Via Privata Maria Teresa, 8 - 20123 Milano (MI) Tel.: +39 02 3657 0800  
P.IVA: 11513930153; web: [www.infrastrutture.eu](http://www.infrastrutture.eu); PEC: [infrastrutture@legalmail.it](mailto:infrastrutture@legalmail.it)

Società di Progettazione:

*Ingegneria & Innovazione*



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

Progetto:

**PARCO EOLICO DI "SUNI"**

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

Elaborato:

RELAZIONE ANEMOLOGICA PRELIMINARE E DI PRODUCIBILITA'  
TURBINA VESTAS V162 (125HH - Ø162M)

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

Scala:

NA

Nome DIS/FILE:

C20021S05-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.





COMUNE DI SUNI



REGIONE SARDEGNA



PROVINCIA DI ORISTANO

# RELAZIONE ANEMOLOGICA PRELIMINARE E DI PRODUCIBILITA' TURBINA VESTAS V162 (125HH – Ø162m)

Sito in Comune di Suni – Tinnura – Sagama - Sindia (OR)

COMMITTENTE:



Infrastrutture S.p.a.  
Via Privata Maria Teresa 8  
P.I. 11513930153

OGGETTO:

ELABORATO Nr:

RELAZIONE ANEMOLOGIA PRELIMINARE  
RELAZIONE PRODUCIBILITA' TURBINA

**EOL  
AEP**

SCALA / FORMATO

DATA EMISSIONE:

Relazione (f.to) A4

2 settembre 2021

REDAZIONE:

TIMBRO

PM Alberto Laudadio

Project Management  
PM Alberto Laudadio  
(L. 4/2013)

Committente:  
INFRASTRUTTURE SpA



Professionista, Socio Qualificato di  
ASSIREP, n. 567, operante  
nell'ambito delle prerogative di cui alla  
Legge n. 4/2013".

REVISIONI

N°	DATA	DESCRIZIONE
01	2 settembre 2021	EMISSIONE
02		
03		
04		
05		
06		

Collaboratori





**ALBERTO LAUDADIO**

Project & Energy Manager


Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)  
P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A  
[albilauda@gmail.com](mailto:albilauda@gmail.com) – [albilauda@pec.it](mailto:albilauda@pec.it)



"Professionista, Socio Qualificato di ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito delle prerogative di cui alla Legge n. 4/2013".

## Sommario

1. INTRODUZIONE.....	3
2. PREMESSA.....	5
3. OBIETTIVO DELL'ANALISI .....	6
4. INQUADRAMENTO GEOGRAFICO .....	8
5. DESCRIZIONE DELLE ATTIVITA' DI ANALISI .....	11
6. ANEMOMETRIA .....	12
6.1. Descrizione del sistema di monitoraggio.....	12
7. MODELLAZIONE ANEMOLOGICA.....	14
7.1. Area geografica e modello orografico 3D.....	14
7.2. Input regime di vento da elaborazione VORTEX .....	16
7.3. Analisi di complessità orografica del sito .....	21
8. ANALISI DI PRODUCIBILITA' .....	22
8.1. Layout di progetto .....	22
8.2. Configurazione d'impianto e Turbina .....	26
9. ANALISI DI LUNGO PERIODO - Metodologia MCP (Measure, Correlate, Predict) .....	29
9.1. Producibilità con probabilità di essere superate in un anno.....	32

	<p style="text-align: center;"><b>ALBERTO LAUDADIO</b> Project &amp; Energy Manager Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU) P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A <a href="mailto:albilauda@gmail.com">albilauda@gmail.com</a> – <a href="mailto:albilauda@pec.it">albilauda@pec.it</a></p>	<p style="text-align: center;"><b>ASSIREP</b> <small>ASSOCIAZIONE ITALIANA RESPONSABILI ED ESPERTI DI GESTIONE PROGETTO</small></p> <p style="text-align: center;">"Professionista, Socio Qualificato di ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito delle prerogative di cui alla Legge n. 4/2013".</p>
---	---	--

## RESPONSABILITÀ DEL PROFESSIONISTA

Redatto a cura di: Alberto Laudadio - Project Manager L. 4/2013 - settore Eolico

La presente relazione è stata redatta e pubblicata dal Consulente ad uso esclusivo del cliente.

Il Consulente non risponderà nei confronti di terzi (persone diverse dal cliente) riguardo questa relazione o per qualsivoglia uso di questo da parte di terzi effettuato senza previo accordo scritto tra il Consulente e la terza parte.

La relazione non potrà essere riprodotta e diffusa e non potrà essere divulgata in qualsiasi documento informativo o annuncio senza l'espreso consenso scritto del Consulente.

Una eventuale Classificazione del Documento che permette al cliente a ridistribuire questa relazione non implica che il Consulente ha alcuna responsabilità verso qualsiasi destinatario diverso dal cliente.

Il Consulente non può essere responsabile dell'attendibilità dei dati forniti dal cliente.

La presente relazione è stata prodotta sulla base di informazioni relative a date e periodi qui indicati. Essa non comporta che le informazioni non siano soggette a modifica temporale. Il Consulente non ha effettuato rilevamenti presso il sito e non può, pertanto, accettare la responsabilità dell'attendibilità dei dati forniti.



## ALBERTO LAUDADIO

Project & Energy Manager

Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)

P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A

[albilauda@gmail.com](mailto:albilauda@gmail.com) – [albilauda@pec.it](mailto:albilauda@pec.it)



"Professionista, Socio Qualificato di ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito delle prerogative di cui alla Legge n. 4/2013".

## 1. INTRODUZIONE


- **L'importanza di una corretta valutazione Anemologica per il settore bancario**

Nell'ambito delle operazioni di investimento e finanziamento di impianti di produzione dell'energia elettrica, la costruzione del modello economico (business plan) da parte dei Soggetti investitori e degli Istituti di Credito deve adeguatamente computare lo scenario di ricavi teoricamente conseguibile dall'iniziativa in esame. Nel caso di progetti eolici di qualsiasi taglia, tale studio è strettamente legato alla corretta previsione di producibilità dell'impianto nel corso della sua vita utile o, quantomeno, negli anni di copertura del finanziamento.

La principale variabile nelle simulazioni di business plan è quindi costituita da quanta "ricchezza" l'impianto è in grado di generare nel corso della sua vita utile, ossia da quanta energia l'impianto può produrre e cedere al mercato secondo i meccanismi incentivanti previsti dalla normativa. Per apprezzare la stretta relazione tra il livello di prestazione dell'aerogeneratore ed i risultati del business plan, si può infatti considerare che un'oscillazione del 10%, in termini di produzione, si traduce in un'analogia variazione del risultato di DSCR (Debt Service Coverage Ratio) medio. Da un punto di vista tecnico, dunque, una stima di producibilità affidabile assicura un basso livello di variabilità del modello economico, contribuendo in maniera decisiva a valutare correttamente l'effettiva sostenibilità dell'iniziativa e, quindi, ad individuare i giusti profili di rischi nell'investimento sul progetto.

A differenza di altre fonti rinnovabili di generazione di energia (come il fotovoltaico o le biomasse) - per le quali la valutazione della producibilità per il business plan può essere effettuata facendo riferimento anche a parametri prestazionali definiti contrattualmente, o da input determinabili mediante database tecnici di settore - i parametri che definiscono la capacità produttiva di un parco eolico risultano strettamente interconnessi tra loro e fortemente legati alla ventosità specifica del sito. Tale dato è reso principalmente disponibile da una campagna di misura della risorsa del vento sito-specifica, tale che, opportunamente processata con l'effettiva configurazione del parco e con le caratteristiche di potenza dell'aerogeneratore, definite da una curva reale e certificata, consenta di pervenire direttamente al valore di produzione finale in termini di kWh.

Per queste ragioni, nella valutazione del progetto eolico gli investitori richiedono sempre un accurato studio del vento e del layout di progetto, finalizzato a calcolare la producibilità attesa per l'intervento in analisi. Secondo le migliori pratiche, tale stima deve essere valutata in riferimento ad almeno tre livelli probabilistici, in modo da sviluppare una simulazione di sensitivity del modello.

	<p style="text-align: center;"><b>ALBERTO LAUDADIO</b>  Project &amp; Energy Manager  Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)  P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A  <a href="mailto:albilauda@gmail.com">albilauda@gmail.com</a> – <a href="mailto:albilauda@pec.it">albilauda@pec.it</a></p>	<p style="text-align: center;"><b>ASSIREP</b>  <small>ASSOCIAZIONE ITALIANA RESPONSABILI ED ESPERTI  DI GESTIONE PROGETTO</small></p> <p style="text-align: center;">"Professionista, Socio Qualificato di  ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito  delle prerogative di cui alla Legge n.  4/2013".</p>
---	---	---

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 (i.e. “Best Case” per il P50 e “Worst Case” per il P90) finalizzata a valutare la solidità dell’operazione. È, 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.

- **Lo studio della producibilità: considerazioni generali**

Una valutazione affidabile della producibilità energetica di un parco eolico deve essere basata su una campagna anemometrica, preferibilmente eseguita direttamente sul sito oggetto dell’indagine.

È pur vero che, nella pratica, sono disponibili metodi di simulazione che consentono di eseguire delle valutazioni Anemologiche tramite reanalisi, ossia utilizzando modelli meteorologici basati su dati provenienti dai satelliti e/o da stazioni di misura terrestri rilevati in zone più o meno vaste (similmente a quanto avviene per il fotovoltaico).

La metodologia tuttora considerata affidabile dagli istituti di credito è certamente la misurazione anemometrica tramite struttura fissa. La norma tecnica internazionale stabilisce che la struttura debba avere un’altezza pari ad almeno 2/3 del mozzo della futura turbina e che la campagna Anemologica duri almeno 12 mesi.

In caso contrario, la percentuale di incertezza sarà maggiore e bisogna tenerne debito conto.

Per maggiori informazioni si veda la norma IEC-61400-12 e il documento tecnico Evaluation of site-specific wind conditions, che specifica la procedura adottata dai membri Measnet (International Network For Harmonised And Recognised Measurements In Wind Energy) al fine di valutare le caratteristiche Anemologiche sito-specifiche.



**ALBERTO LAUDADIO**

Project & Energy Manager

Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)

P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A

[albilauda@gmail.com](mailto:albilauda@gmail.com) – [albilauda@pec.it](mailto:albilauda@pec.it)



"Professionista, Socio Qualificato di ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito delle prerogative di cui alla Legge n. 4/2013".

## 2. PREMESSA

Oggetto del presente studio Preliminare è un sito localizzato nella Regione Sardegna, individuabile sul territorio comunale di Suni (OR), in località "Benas Prias", sulla cui area sarebbe prevista la realizzazione di un nuovo impianto per la produzione di energia rinnovabile da fonte eolica, comprendente i Comuni di Suni, Sagama e Tinnura.

L'analisi si pone come obiettivo la quantificazione preliminare delle potenzialità eoliche del sito di area vasta e della producibilità attesa del futuro impianto eolico in proposta.

Sulla base delle indicazioni fornite in merito all'ubicazione del sito d'interesse, è possibile effettuare un'analisi preliminare finalizzata ad inquadrare il sito in relazione ai principali tematismi presenti (orografia, classe di rugosità, viabilità stradale, eventuali vincoli ambientali, linee elettriche, etc.).


In termini anemologici, il sito in esame può inoltre essere inquadrato preliminarmente sulla base delle indicazioni di massima fornite dagli atlanti eolici mondiali (FirstLook, AWS, 3TIER, Vortex, Global Wind Atlas), europei (Wind.PRO, WAsP), italiani (CESI, ARPA) o regionali (SAR, ARSIA) eventualmente presenti, e da stazioni delocalizzate sul territorio entro i 10 km di area vasta dal sito oggetto di studio.

Per il sito è stato infatti possibile condurre un censimento preliminare di dati di vento misurati da stazioni di misura storiche delocalizzate e/o stimati da modello disponibili nel territorio in esame per un periodo temporale significativo (almeno 1 anno).

Nel censimento verranno vagliate tutte le possibili fonti, quali Soggetti pubblici proprietari di dati misurati (Aeronautica Militare, ARPA e ARSIA/SIR regionali, altri Enti e/o fonti, etc.), o Enti/Istituti che dispongano di specifici archivi di stime da modello (Servizi Agrometeorologici Regionali, Aeroporti, etc.). Ciò comporterà un attento esame sia delle caratteristiche dei dati misurati (ubicazione stazione, quota verticale, periodo temporale di copertura, risoluzione temporale, etc.) che di quelli stimati: in quest'ultimo caso, sarà di particolare interesse la risoluzione spaziale di una griglia territoriale del modello DTM (ad es. 5 Km, 10 Km, etc.). Nella ricognizione dei dati la priorità verrà ovviamente data a quelli misurati con campionamento a 10 minuti.

In generale, l'attività si sviluppa preliminarmente attraverso la validazione di questi dati sperimentali acquisiti da una o più stazioni di misura della velocità e della direzione del vento posizionate in sito, ma anche delocalizzate, cui può seguire un'operazione di filtraggio per l'esclusione di eventuali valori non ammissibili. Quindi vengono eseguite le elaborazioni statistiche per la definizione dei principali parametri anemologici atti a caratterizzare il vento sulla posizione della turbina col metodo della correlazione orografica e temporale.



	<p style="text-align: center;"><b>ALBERTO LAUDADIO</b>  Project &amp; Energy Manager  Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)  P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A  <a href="mailto:albilauda@gmail.com">albilauda@gmail.com</a> – <a href="mailto:albilauda@pec.it">albilauda@pec.it</a></p>	<p style="text-align: center;"><b>ASSIREP</b>  <small>ASSOCIAZIONE ITALIANA RESPONSABILI ED ESPERTI  DI GESTIONE PROGETTO</small></p> <p style="text-align: center;">"Professionista, Socio Qualificato di  ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito  delle prerogative di cui alla Legge n.  4/2013".</p>
---	---	---

L'insieme di dati anemometrici, selezionato come maggiormente rappresentativo per un intero anno solare, viene successivamente associato ad un modello digitale del territorio, opportunamente esteso intorno all'area d'intervento, per costituire l'input del codice di simulazione Anemologica. Il modello vettoriale 3D del territorio, o DTM, fornisce al software tutte le informazioni legate all'andamento altimetrico del terreno, alla distribuzione di rugosità superficiale e, eventualmente, alla presenza di ostacoli naturali o infrastrutturali che possono esercitare un sensibile effetto indotto sul regime anemologico locale.

Attraverso l'applicazione di un particolare algoritmo di estrapolazione dei dati sperimentali, raccolti sulla singola posizione di una o più stazioni anemometriche, anche distanti dal sito in oggetto, il Software è in grado di calcolare la distribuzione, e quindi la mappatura, a varie altezze rispetto al suolo, dei principali parametri anemologici caratterizzanti l'area circostante il punto di misura. I valori di tali parametri, calcolati per la posizione prevista per l'installazione della macchina, ed associati alle curve di prestazioni del modello di aerogeneratore selezionato, permettono di operare una stima del valore di produzione di energia media annua dell'impianto, al netto delle perdite per scia aerodinamica indotte dagli effetti d'interferenza orografica e morfologica e della rugosità del terreno.

Questo valore, ridotto delle perdite ulteriori legate agli effetti secondari di centrale, rappresenta la quantità di energia che l'impianto avrebbe prodotto se avesse operato in condizioni di esercizio durante l'anno di monitoraggio.

Lo studio include anche l'analisi di lungo periodo, che viene eseguita estrapolando su base decennale o superiore, i dati di producibilità calcolati per l'anno di monitoraggio, attraverso la correlazione con una stazione meteorologica storica presente sull'area vasta.

### 3. OBIETTIVO DELL'ANALISI

Oggetto dello studio è la modellazione Anemologica preliminare 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, la cui dislocazione sarebbe prevista su due aree i cui baricentri distano tra loro, secondo una direttrice di orientamento approssimativo Est/Ovest, circa 6.3 km in linea d'aria.

Ciascuna di tali aree accoglierebbe rispettivamente cinque delle dieci unità produttive previste, ripartite sui quattro territori comunali interessati secondo il seguente schema, che riporta anche le distanze minime dai perimetri urbani dei relativi centri abitati:

#### **1. Area Ovest (Provincia di Oristano)**

**Comune di Sagama**

**n°1 Wtg (SA05 a 1.4 km dal c.a., dir. NordEst)**





**ALBERTO LAUDADIO**

Project & Energy Manager

Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)

P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A

[albilauda@gmail.com](mailto:albilauda@gmail.com) – [albilauda@pec.it](mailto:albilauda@pec.it)

**ASSIREP**  
ASSOCIAZIONE ITALIANA RESPONSABILI ED ESPERTI  
DI GESTIONE PROGETTO

"Professionista, Socio Qualificato di ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito delle prerogative di cui alla Legge n. 4/2013".

## 4. INQUADRAMENTO GEOGRAFICO

Il progetto, per la realizzazione dell'impianto, interessa un territorio della Regione Sardegna, nella Provincia di Oristano, che interessa il comune di Suni (oggetto di installazione della torre anemometrica di riferimento), nella porzione nordoccidentale del territorio comunale.

Il sito impegna un'area vasta di circa 18 kmq dalla conformazione ad altopiano discendente, con notevoli speed up orografici su tutta l'area, provenienti dal mare.

In data 28/07/2021 è stata installata una torre di misura di altezza pari a 93 metri (si allega report di installazione), ma i cui dati non sono ancora disponibili per una analisi di dettaglio.

Il punto su cui è stata installata la torre anemometrica da 93 metri di altezza è il seguente:

The image shows two side-by-side screenshots. The left screenshot is from a web-based coordinate converter tool. It has a title 'Convertitore' and instructions: 'Per convertire le coordinate di un punto inserisci i valori nelle caselle di testo corrispondenti al sistema di riferimento a cui appartengono e premi il pulsante 'Converti''. Below this, there are four sections for different coordinate systems, each with 'Est' and 'Nord' or 'Lon' and 'Lat' input fields. The 'Monte mario / Gauss Boaga zona 1' section has Est: 1465189.05 and Nord: 4458506.66. The 'ED50 / UTM Zone 32N' section has Est: 465247.23 and Nord: 4458691.08. The 'ED50' section has Lon: 8.591228 and Lat: 40.277288. The 'WGS84' section has Lon: 8.590241 and Lat: 40.276231. There are 'Pulisci' and 'Converti' buttons at the bottom. The right screenshot is a satellite map titled 'Posizione' showing a rural landscape with a blue location pin. The map includes a zoom control and a 'Leaflet' logo at the bottom right.

Figura: Coordinate di installazione della TA93 metri installata in data 28/07/2021

L'area di installazione della TA93m è stata individuata ad una quota di circa 390 m s.l.m. circa, ed è situata in un punto abbastanza aperto senza ostacoli a pregiudicare l'intensità dei venti predominanti.





**ALBERTO LAUDADIO**

Project & Energy Manager

Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)

P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A

[albilauda@gmail.com](mailto:albilauda@gmail.com) – [albilauda@pec.it](mailto:albilauda@pec.it)



"Professionista, Socio Qualificato di ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito delle prerogative di cui alla Legge n. 4/2013".

ALLEGATO A 1 alla pratica operativa							
Rapporto di prima installazione stazione							
Stazione Anemometrica di				SUNI (OR)			
Codice Stazione				---			
S I T O	Reticolo UTM	Map datum: European 1950	Altitudine: qt. s.l.m. 389	Zone: 32 T	Longitudine X: EST 465243	Latitudine Y: NORD 4458690	
	Reticolo UTM	Map datum: WGS 84	Altitudine: qt. s.l.m. 389	Zone: 32 T	Longitudine X: EST 465160	Latitudine Y: NORD 4458496	
	Suolo	Prevalenza Terra		Misto Terra-Roccia		Prevalenza Roccia	
	Terreno	Incolto X	Seminativo	Frutteto	Abitativo	Industriale	Pascolo
	Vegetazione	Assente		Brullo X	Macchia	Foresta	Alberi Sparsi
	Morfologia	Pianura	Collina	Fondovalle	Altopiano X	Sommità	Crinale
S T R U M E N T I	Descrizione	Matricola	Tipo	Orientamento direzioni	Orientamento supporti sensori	Lunghezza supporti sensori	
	Sensore Velocità a m 93	05212075	Thlec 4.3361.10.000	//	210°	1.00m	
	Sensore Velocità a m 90	05212073	Thlec 4.3361.10.000	//	210°	3.00m	
	Sensore Velocità a m 80	05212077	Thlec 4.3361.10.000	//	210°	3.00m	
	Sensore Velocità a m 70	05212076	Thlec 4.3361.10.000	//	210°	3.00m	
	Sensore Direzione a m 93	10200104	Thlec 4.3161.10.020	30°	30°	1.00m	
	Sensore Direzione a m 88	10200110	Thlec 4.3161.10.020	30°	30°	3.00m	
	Sensore di pressione a m 2	06210312	Thlec 3.1167.00.000	//	BOX	BOX	
	Termoigrometro a m 93	240521	Galltec Mala	//	0°	//	
	Termoigrometro a m 10	240522	Galltec Mala	//	0°	//	
	Logger 2	24348	Campbell CR1000X				
	Luce di Segnalazione	<input checked="" type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO	1 Lampada da 50cd on top + 3x32d a 50m				
	Memory Card	Campbell Cr1000X					
Torre tipo	Estudener LT+				Altezza: m 93		
Cavo schermato					Metri: m		
Cavo schermato					Metri: m		
Cavo schermato					Metri: m		
Calata in rame per scarico a terra	Gialloverde 35 mm <sup>2</sup>				Metri: m 98		
Captatore di fulmini	Asta + Parafulmine On Top				Metri: 3,00 m + 1,00m		
Dispersore di terra	N. 2 puntazze in acciaio ramato				Metri: m 2x1.50		

Figura: Scheda della ditta installatrice coi dati della torre anemometrica installata



**ALBERTO LAUDADIO**  
Project & Energy Manager  
Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)  
P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A  
[albilauda@gmail.com](mailto:albilauda@gmail.com) – [albilauda@pec.it](mailto:albilauda@pec.it)



"Professionista, Socio Qualificato di ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito delle prerogative di cui alla Legge n. 4/2013".

Di seguito l'area individuata per l'analisi Anemologica sulla base dei dati GWA-VORTEX

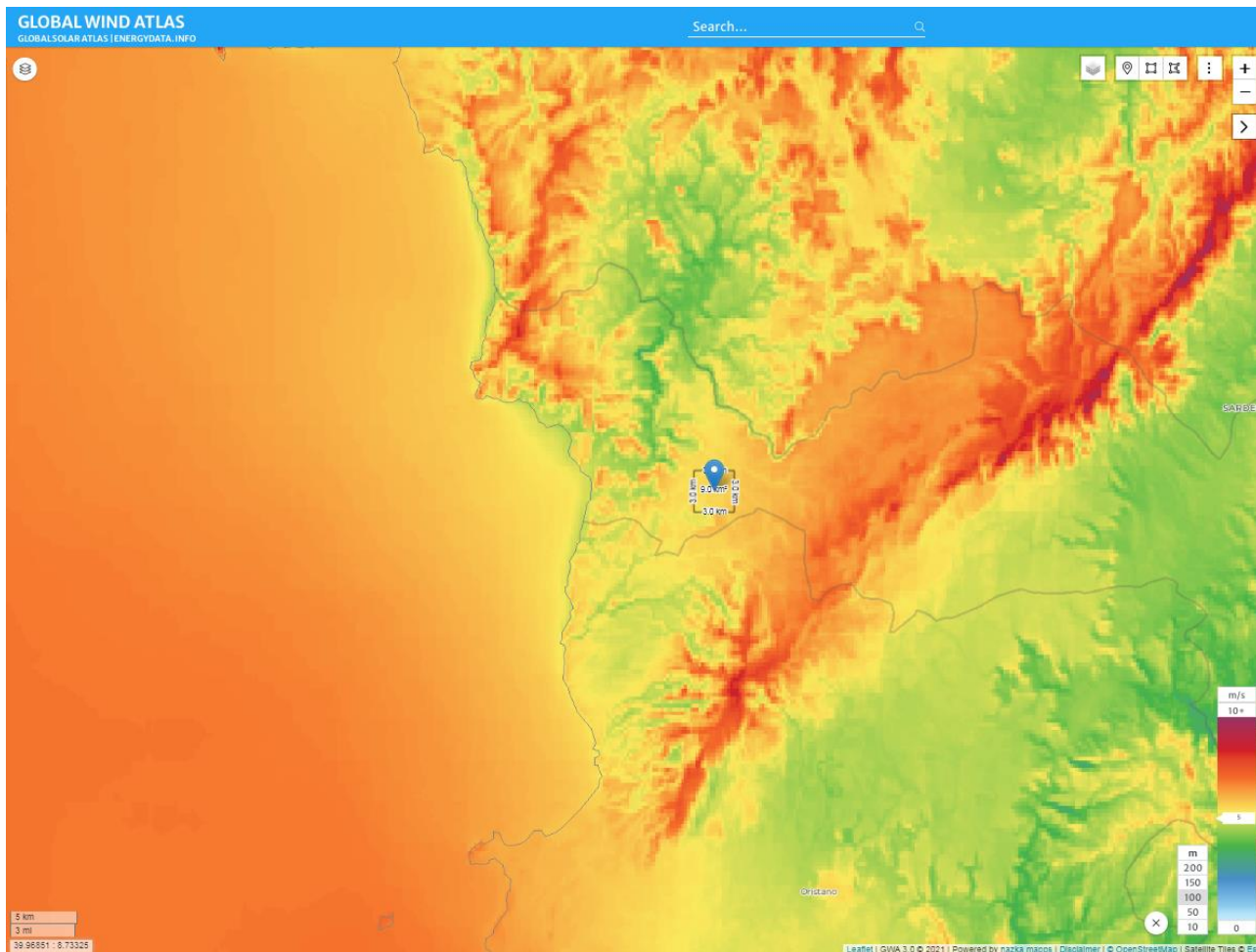
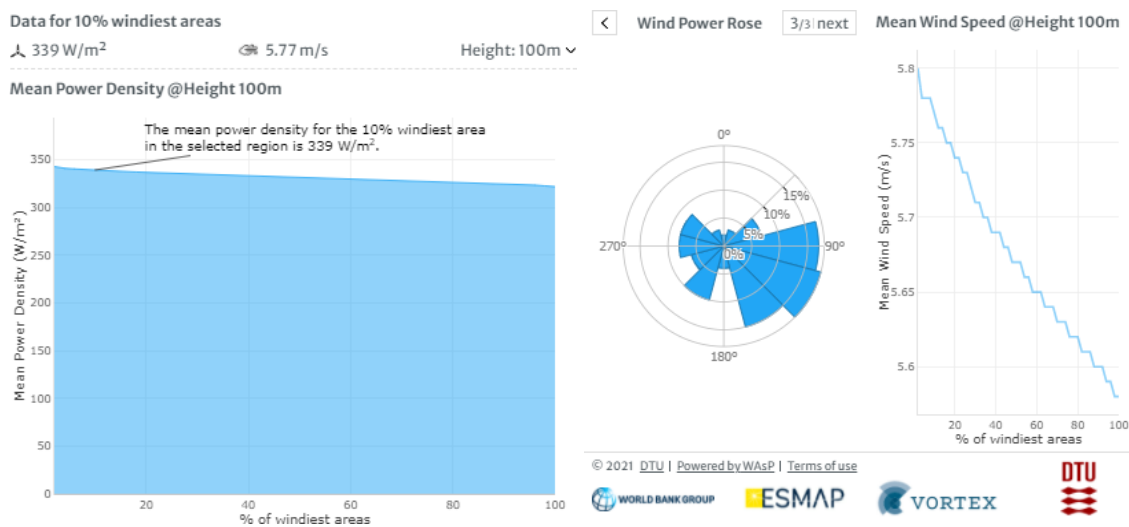


Figura: fonte Global Wind Atlas (Vortex) – Mean Wind Speed





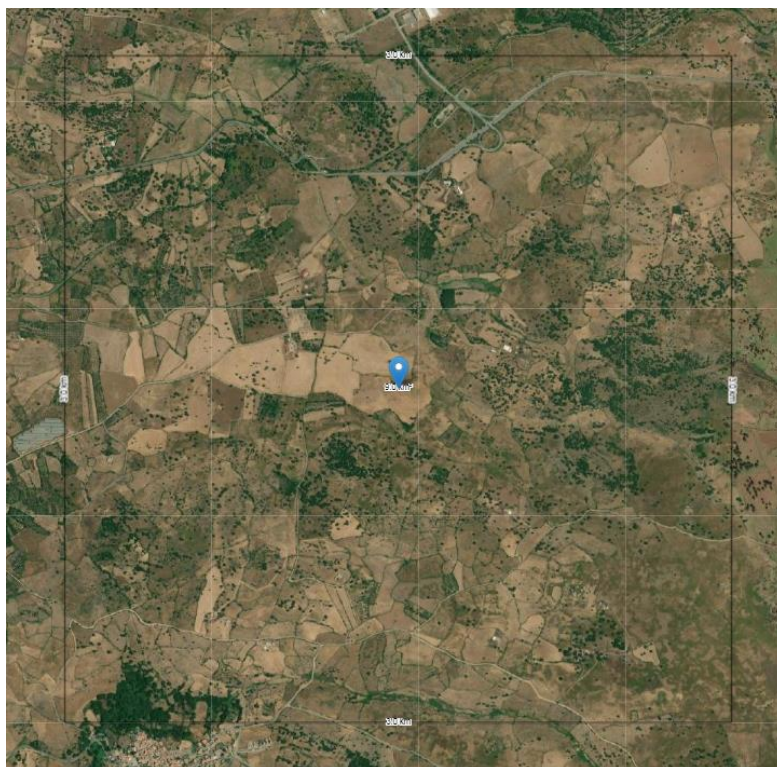
**ALBERTO LAUDADIO**

Project & Energy Manager

Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)  
P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A  
[albilauda@gmail.com](mailto:albilauda@gmail.com) – [albilauda@pec.it](mailto:albilauda@pec.it)

**ASSIREP**  
ASSOCIAZIONE ITALIANA RESPONSABILI ED ESPERTI  
DI GESTIONE PROGETTO

"Professionista, Socio Qualificato di  
ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito  
delle prerogative di cui alla Legge n.  
4/2013".



**Figura:** Inquadramento del punto di installazione della TA93m a Suni (OR)


## 5. DESCRIZIONE DELLE ATTIVITA' 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 16 settori di provenienza, della frequenza di occorrenza del vento per classi di velocità con intervallo pari a 1 m/s, disponibile dalla stazione virtuale proposta da GWA, VORTEX, società che fornisce dati anemologici sulla base di estrapolazioni derivate da modelli mesoscala, con risoluzione territoriale **pari a 100 m**.

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 P50, 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

	<p style="text-align: center;"><b>ALBERTO LAUDADIO</b>  Project &amp; Energy Manager  Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)  P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A  <a href="mailto:albilauda@gmail.com">albilauda@gmail.com</a> – <a href="mailto:albilauda@pec.it">albilauda@pec.it</a></p>	<p style="text-align: center;"><b>ASSIREP</b>  <small>ASSOCIAZIONE ITALIANA RESPONSABILI ED ESPERTI  DI GESTIONE PROGETTO</small></p> <p style="text-align: center;">"Professionista, Socio Qualificato di  ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito  delle prerogative di cui alla Legge n.  4/2013".</p>
---	---	---

(curve di performance di macchina, provenienza/elaborazione dei dati anemometrici, modellazione orografica, etc.), e fissato essere pari al 13% della P50 in termini di deviazione standard, saranno, in analogia a quanto sopra descritto, calcolati anche i valori di P75 e P90, presentati in termini assoluti e di ore equivalenti annue a potenza nominale.


## 6. ANEMOMETRIA

### 6.1. Descrizione del sistema di monitoraggio

Normalmente, chi installa stazioni anemometriche, può vantare una esperienza ultraventennale nell'installazione di più di 5000 torri anemometriche, di diverse tipologie nel mondo intero: torri strallate tralicciate, strallate tubolari ed autoportanti. Torri anemometriche fino a 140 m di altezza, prodotte esclusivamente con i migliori materiali, progettati e certificati per essere impiegati in condizioni meteorologiche estreme quali forte vento, raffiche e presenza di ghiaccio. Utilizziamo acciaio protetto da zincatura a caldo (EN ISO 1461) in grado di resistere alla corrosione e pitture altamente protettive (EN ISO 12944). Tutte le torri anemometriche installate soddisfano gli standard Eurocode e la normativa IEC-61400. In conformità proprio alle norme IEC61400-12, le stazioni anemometriche di riferimento considerate per il rilevamento della producibilità energetica, presentano tutte le seguenti caratteristiche, in quanto per il 90%, tutte stazioni di misura installate per lo sviluppo di grandi impianti eolici da altri operatori del settore:

- Acquisitore dati (Datalogger) certificato da centro Measnet per le misure di velocità vento classe NOMAD2/NRG Symphonie/METEO System:
  - o Campionamento continuo delle misure di 1Hz (1 misura al secondo). Tale aspetto è fondamentale in quanto il datalogger deve poter acquisire in continuo le variazioni della forza del vento. Campionamenti >1s non sono significativi per le misure nell'energia eolica;
  - o Elaborazioni anemometriche e meteorologiche ogni 10'. Le elaborazioni significative eseguite sono: minima, media, raffica, deviazione standard e turbolenza;
  - o Registrazione dei dati su memoria protetta da manomissioni per la bancabilità dei dati;
  - o Trasmissione dati via GSM o via ftp (per la sicurezza dell'integrità dei dati si raccomanda la modalità via e-mail);
  - o Possibilità di inserimento da tastiera delle costanti anemometriche di slope e offset di ogni sensore;
  - o Visualizzazione dei dati a display e in remoto;
  - o Possibilità di attivare eventuali riscaldatori degli anemometri mediante controllo del punto brina ricavato dalle misure di temperatura-umidità dell'aria e della pressione atmosferica.



	<p style="text-align: center;"><b>ALBERTO LAUDADIO</b>  Project &amp; Energy Manager  Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)  P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A  <a href="mailto:albilauda@gmail.com">albilauda@gmail.com</a> – <a href="mailto:albilauda@pec.it">albilauda@pec.it</a></p>	<p style="text-align: center;"><b>ASSIREP</b>  ASSOCIAZIONE ITALIANA RESPONSABILI ED ESPERTI  DI GESTIONE PROGETTO</p> <p style="text-align: center;">"Professionista, Socio Qualificato di  ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito  delle prerogative di cui alla Legge n.  4/2013".</p>
---	---	--


- Anemometro (sensore velocità vento):
  - o Tipo a mulinello di Robinson a 3 coppette con profilo aerodinamico studiato per installazioni in campo aperto;
  - o Precisione: elevato numero di impulsi/giro;
  - o Certificabilità dei sensori: da centri Measnet. Tali centri sono riconosciuti a livello internazionale per la qualità e le tarature nel settore dell'energia eolica a garanzia degli investitori e degli istituti bancari;
  - o Altezza di installazione a più quote per il calcolo del caratteristico gradiente di velocità relativo:
  - o 1° anemometro di sommità: > 2/3 altezza mozzo dell'aerogeneratore prescelto (rif. Measnet\_SiteAssessment\_V1-0);
  - o 2° anemometro: ad una quota più bassa del 1° ad una distanza significativa che permetta di estrapolare la curva di crescita del vento in base all'altezza da terra.
- Banderuola: (sensore direzione vento)
  - o Tipo a banderuola a basso sbandieramento;
  - o Range di misura: 0...359°;
  - o Precisione: ±2°.
- Protezione: elevatissima immunità alle fulminazioni (sensori non alimentati o isolati galvanicamente).
- Consumi ridottissimi che consentono l'alimentazione con batterie a basso amperaggio e pannelli solari di bassa potenza anche con anemometri riscaldati.
- Torre di supporto e sbracci.
- Lunghezza e orientamento sbracci conformi IEC61400-12.
- Installazione: in conformità alle norme IEC61400-12 con report conforme alle linee guida Measnet.
- Software in grado di monitorare, gestire ed elaborare i dati anemometrici e meteorologici acquisiti e ricavare una stima preliminare di producibilità della turbina eolica utilizzata.

Il sito non ancora monitorato, ma sull'area vasta esistono numerosi dati per una stima preliminare, con stazioni delocalizzate, e sono disponibili numerose serie di dati storici in rete (da acquistare per una data coordinata geografica) e per un preliminare calcolo dei regimi di vento della zona vasta, grazie ai software disponibili per tali valutazioni.

Per una analisi, quindi, della ventosità attesa e per una successiva stima della producibilità del sistema eolico ci si dovrà riferire ai dati memorizzati dalla Torre Anemometrica da 93 metri di altezza, rappresentativa dei 2/3 dell'altezza del mozzo della turbina di progetto (alt. max. 125 metri sls).

Sono stati presi come riferimento i dati processati con un Virtual Mast con 2 sensori a 50 e 100 metri di altezza (intensità e direzione), per il calcolo del Wind Shear (gradiente di velocità) del sito di Global Wind



	<p style="text-align: center;"><b>ALBERTO LAUDADIO</b>  Project &amp; Energy Manager  Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)  P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A  <a href="mailto:albilauda@gmail.com">albilauda@gmail.com</a> – <a href="mailto:albilauda@pec.it">albilauda@pec.it</a></p>	<p style="text-align: center;"><b>ASSIREP</b>  ASSOCIAZIONE ITALIANA RESPONSABILI ED ESPERTI  DI GESTIONE PROGETTO</p> <p style="text-align: center;">"Professionista, Socio Qualificato di  ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito  delle prerogative di cui alla Legge n.  4/2013".</p>
---	---	--

Atlas (implementato da Vortex) alle coordinate in cui è stata installata la Torre Anemometrica (vedi precedente).

## 7. MODELLAZIONE ANEMOLOGICA

### 7.1. Area geografica e modello orografico 3D

La realizzazione delle dieci turbine è prevista su un'area prevalentemente collinare, caratterizzata da moderate discontinuità orografiche e variazioni di rugosità superficiale, la cui descrizione è stata implementata da database satellitari i cui riferimenti sono riportati più avanti, con informazioni di dettaglio. Le altitudini in corrispondenza delle posizioni individuate per l'installazione delle macchine oscillano tra 368 e 577 m slm, con un valore altimetrico medio di 466 m slm ed un dislivello massimo pari a 209 m. La temperatura di riferimento in sito è pari a 16.3 °C, mentre i valori di densità dell'aria, calcolati per le altitudini corrispondenti all'altezza mozzo h=125 m sls di ciascuna delle turbine d'impianto, sono riportati di seguito in funzione della relativa altezza sul livello del mare dei punti d'installazione previsti dal progetto.

Le coordinate geografiche delle posizioni selezionate per le singole 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 #	UTM wgs84		Altitudine [m slm]	Densità dell'aria [kg/m³]
	Long.E	Lat.N		
T01	464099	4458298	368	1.155
SU02 (TA93m)	465149	4458606	380	1.154
SU03	466344	4459586	404	1.151
SU04	465769	4459382	390	1.153
SA05	465475	4457782	388	1.153
SI06	471750	4457915	540	1.137
SI07	470239	4457739	503	1.141
SI08	473148	4458181	577	1.133
SI09	472053	4458350	556	1.135
SI10	471164	4456904	559	1.135
<b>Valori medi</b>			<b>466</b>	<b>1.145</b>

**Figura:** Dislocazione geografica turbine di progetto ed informazioni altimetriche

È 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 21 km<sup>2</sup>, che si estende fino a coprire un raggio d'influenza minimo pari ad almeno



**ALBERTO LAUDADIO**

Project & Energy Manager

Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)

P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A

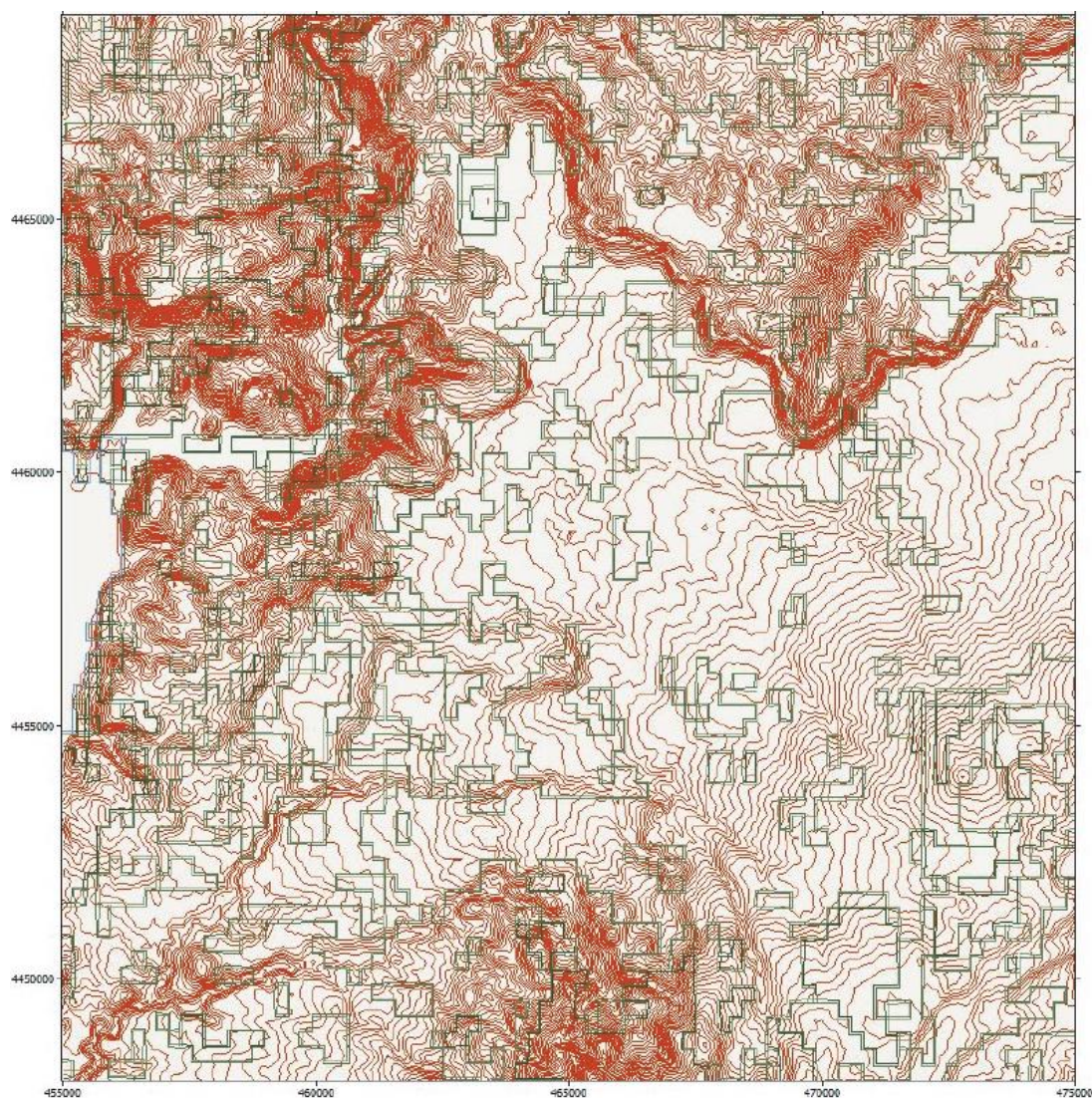
[albilauda@gmail.com](mailto:albilauda@gmail.com) – [albilauda@pec.it](mailto:albilauda@pec.it)

**ASSIREP**  
ASSOCIAZIONE ITALIANA RESPONSABILI ED ESPERTI  
DI GESTIONE PROGETTO

"Professionista, Socio Qualificato di  
ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito  
delle prerogative di cui alla Legge n.  
4/2013".

10 km di distanza dalla posizione geografica di riferimento per l'origine dei dati anemologici, in questo caso un punto a circa 100 m di distanza dalla posizione della turbina di progetto SU02.

Il terreno è stato modellato interpolando i dati altimetrici ricavabili dal database satellitare SRTM (Shuttle Radar Topography Mission), 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 in sito, eseguita con il codice di calcolo WASP V12.6. È stata implementata anche una mappatura automatica della rugosità superficiale del terreno, ottenuta da database GWA-Warehouse, e derivata da un progetto ESA per la copertura a livello globale dell'utilizzo dei terreni nell'ambito di una delle iniziative per la lotta ai cambiamenti climatici. I valori di rugosità superficiale del terreno variano per il modello da  $z_0=0.0$  (superficie del mare) a  $z_0=1.5$  (massimo valore per alberi alti e foreste).



**Figura:** Altimetria e rugosità superficiale per modello digitale del terreno





**ALBERTO LAUDADIO**

Project & Energy Manager

Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)

P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A

[albilauda@gmail.com](mailto:albilauda@gmail.com) – [albilauda@pec.it](mailto:albilauda@pec.it)



"Professionista, Socio Qualificato di ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito delle prerogative di cui alla Legge n. 4/2013".

## 7.2. Input regime di vento da elaborazione VORTEX

L'area di progetto non è ancora monitorata da lungo periodo, avendo installato una TA93m solo il 28/07/2021. Per la definizione preliminare del regime anemologico sulla zona interessata dal progetto d'impianto è stata pertanto impiegata una distribuzione virtuale, proposta dalla società GWA/VORTEX <https://vortexfdc.com/virtual-met-mast/> e derivante da modelli anemologici mesoscala con risoluzione di calcolo geografica pari a 50/100 m. Le frequenze di occorrenza della velocità vento di lungo periodo, estrapolate sulla posizione virtuale di coordinate (UTM/wgs84: 465106 Lg.E, 4458485 Lt.N), molto prossima a quella della turbina di progetto SU02, e disponibili per un'altezza dal suolo pari a 120 m, vengono introdotte nel software di simulazione WAsP sotto forma di file in formato [\*.tab], contenente i dati discretizzati per 16 settori di provenienza del vento e per intervalli di velocità pari a 1 m/s, come riportato dalla Tab. seguente.

Bin/Sector Occurrence Table																	
deg → m/s ↓	0.0	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5	%
0-1	43.8	48.4	31.2	23.2	19.2	15.4	15.4	25.4	29.1	23.6	43.1	45.0	40.1	23.5	37.1	35.4	5.7
1-2	70.6	83.6	58.7	36.2	27.5	23.0	26.1	31.6	35.9	58.0	95.5	112.5	109.1	57.6	61.6	54.9	10.8
2-3	74.3	104.0	72.5	38.1	29.3	23.2	30.0	31.7	31.4	78.4	118.5	180.9	165.0	79.2	61.2	52.7	13.0
3-4	61.0	91.5	76.7	39.0	31.5	25.2	29.5	30.2	25.2	81.0	116.4	160.3	192.1	86.9	53.4	44.6	13.1
4-5	46.2	77.9	71.3	35.0	29.1	25.4	31.5	28.2	22.0	88.3	102.3	140.1	189.1	91.2	46.5	34.5	12.1
5-6	39.3	60.1	68.0	30.5	27.3	23.3	31.6	23.7	16.6	83.6	89.4	89.8	141.8	92.5	43.5	30.1	10.2
6-7	29.2	40.4	52.2	26.8	22.4	20.4	31.5	21.6	13.7	71.3	64.3	60.0	116.8	96.6	38.5	22.1	8.3
7-8	23.1	25.9	41.0	17.9	20.8	19.6	30.7	18.9	10.1	57.7	43.0	34.3	87.4	97.9	34.5	19.5	6.6
8-9	14.1	18.4	31.5	13.1	16.3	20.4	29.5	17.2	9.1	50.5	27.4	19.6	52.2	86.3	29.4	12.6	5.1
9-10	8.4	10.7	27.0	7.7	11.6	15.8	29.7	15.6	8.3	37.5	20.7	8.9	25.5	72.8	25.1	9.2	3.8
10-11	5.6	6.0	22.7	5.8	8.8	12.6	31.3	15.1	9.5	26.2	12.0	3.8	16.2	59.6	19.1	6.7	3.0
11-12	3.8	3.1	17.4	4.1	7.5	11.0	26.7	14.4	5.9	17.5	10.4	2.7	10.2	48.0	15.2	5.0	2.3
12-13	2.1	1.8	11.4	3.3	4.9	8.7	21.4	11.1	4.1	12.1	5.9	0.0	4.7	35.2	8.4	2.9	1.6
13-14	1.4	1.2	6.7	2.4	4.1	7.0	21.7	8.7	2.1	7.0	3.0	0.0	3.4	27.3	7.5	2.3	1.2
14-15	0.6	0.0	5.3	1.0	5.2	5.2	22.6	5.9	1.5	3.9	2.2	0.0	0.0	14.6	6.8	0.8	0.9
15-16	0.0	0.0	3.6	0.0	1.5	4.0	28.1	5.0	1.2	2.2	0.0	0.0	0.0	9.8	2.9	0.0	0.7
16-17	0.0	0.0	3.1	0.0	0.6	3.2	23.3	3.8	1.0	1.7	0.0	0.0	0.0	6.5	2.4	0.0	0.5
17-18	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	2.8	16.7	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.8	1.5	0.0	0.3
18-19	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	2.5	12.2	2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	1.0	0.0	0.2
19-20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	10.3	1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	0.7	0.0	0.2
20-21	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	8.4	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	0.1
21-22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	6.4	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
22-23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.5	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
23-24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
24-25	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
25-26	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
26-27	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
27-28	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
28-29	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
29-30	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
30-31	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
31-32	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
%	4.8	6.5	6.9	3.2	3.1	3.1	6.1	3.6	2.6	8.0	8.6	9.4	13.2	11.4	5.7	3.8	

**Tabella:** Distribuzione VORTEX frequenze di occorrenza su posizione virtuale TA93m (h=100 m sls)



**ALBERTO LAUDADIO**

Project & Energy Manager

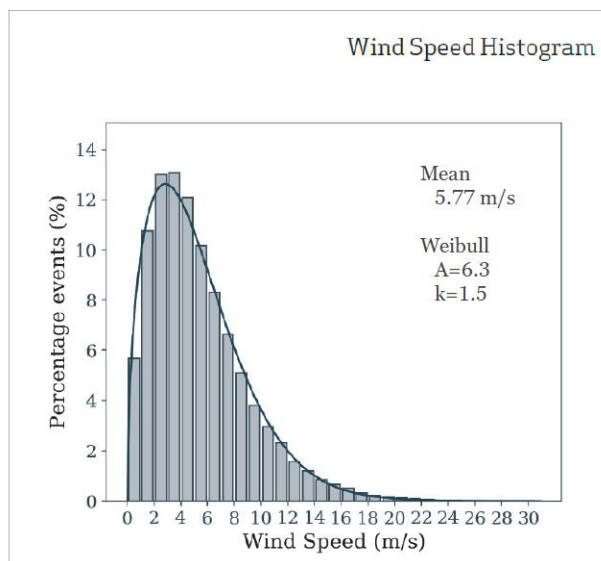
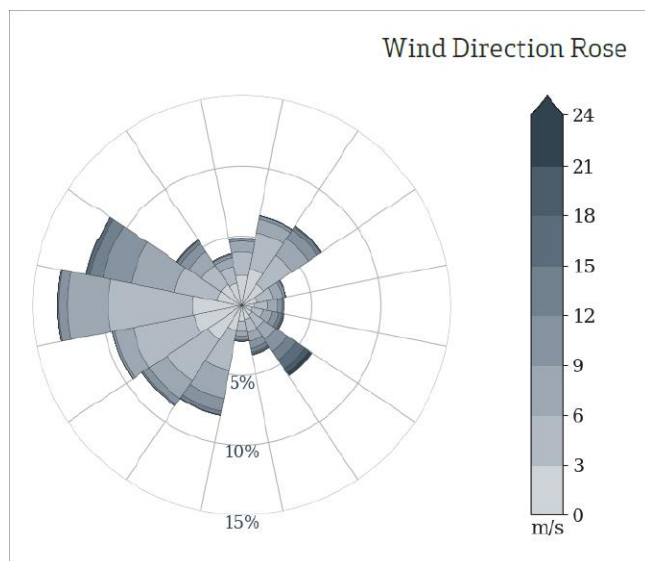
Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)

P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A

[albilauda@gmail.com](mailto:albilauda@gmail.com) – [albilauda@pec.it](mailto:albilauda@pec.it)

**ASSIREP**  
ASSOCIAZIONE ITALIANA RESPONSABILI ED ESPERTI  
DI GESTIONE PROGETTO

"Professionista, Socio Qualificato di ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito delle prerogative di cui alla Legge n. 4/2013".



**Tabella:** Distribuzione VORTEX frequenze di occorrenza su posizione TA93m (h=100 m sls)

Il codice di calcolo WAsP provvede successivamente, con l'implementazione del modello altimetrico e di rugosità superficiale del terreno in sito, all'estrapolazione orizzontale (punti d'installazione) e verticale (altezza mozzo) della velocità vento attesa su ciascuna delle dieci posizioni turbina previste dal progetto. Le frequenze disponibili sono rappresentative di un periodo equivalente di monitoraggio del vento pari a vent'anni, e quindi assunte come quelle attese di riferimento sul lungo periodo.

GWA/VORTEX fornisce le medesime distribuzioni ad altezze dal suolo standard aggiuntive, con intervallo discretizzato variabile tra 10 m (altezze minori) e 20 m (altezze superiori), dalla minima di 50 m fino alla massima pari a 300 m. Sono state selezionate cinque altezze significative diverse nell'intervallo 50 m/100 m. Oltre alla minima di 50 m e la massima di 100 m, ovvero quella più conservativamente prossima all'altezza mozzo prevista di 125 m, sono state acquisite le distribuzioni a 70, 80 e 90 m sls, corrispondenti alle altezze di monitoraggio della stazione anemometrica installata in sito, proprio sulla posizione del punto virtuale.

La distribuzione verticale delle velocità vento medie annue rispetto al suolo è stata interpolata, impiegando la legge delle potenze, per stimare il coefficiente di wind shear locale. Il valore ottenuto, pari a 0.221, è stato quindi confrontato con quello calcolato attraverso il codice WAsP, interpolando sempre con la legge delle potenze i valori di velocità generati dalla simulazione sulla posizione TA93m, alle stesse altezze dal suolo.

La Tabella riportata di seguito riassume i risultati di tale confronto, ottenuti dopo aver implementato rispettivamente le distribuzioni GWA/Vortex per la massima ( $V_{100m}=5.77$  m/s) e la minima ( $V_{50m}=4.95$  m/s) velocità vento media annua di input, ovviamente riferiti alla massima (h=100 m) ed alla minima (h=50 m) delle altezze rispetto al suolo considerate.

**ALBERTO LAUDADIO**

Project &amp; Energy Manager

Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)

P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A

[albilauda@gmail.com](mailto:albilauda@gmail.com) – [albilauda@pec.it](mailto:albilauda@pec.it)

"Professionista, Socio Qualificato di ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito delle prerogative di cui alla Legge n. 4/2013".

Altezza dal suolo [m]	Velocità del vento [m/s]		
	Virtual mast GWA/VORTEX	WAsP 12.6 Input Vortex V(h=100m) = 5.77 m/s	WAsP 12.6 Input Vortex V(h=50m) = 4.95 m/s
50	4.95	4.45	4.95
70	5.21	4.91	5.30
80	5.42	5.26	5.47
90	5.51	5.48	5.62
100	5.77	5.77	6.06
Coefficiente di WS (interpolazione)	<b>0.113</b>	<b>0.242</b>	<b>0.221</b>

Come prevedibile, il valore di wind shear calcolato con WAsP si ripete in maniera sostanzialmente indipendente dalle altezze di input di Vortex, essendo strettamente legato alle caratteristiche del modello di terreno introdotto, in termini di altimetria e rugosità superficiale. La differenza riguarda il valore assoluto, estrapolato ad altezza mozzo, della velocità vento, sensibilmente più alto quanto più bassa è l'altezza di input delle distribuzioni Vortex, ed oscillante tra un minimo di 5.77 m/s (dati Vortex ad h=100 m sls) ed un massimo di 6.06 m/s (dati Vortex ad h=50 m sls).

Un'informazione aggiuntiva, utile per ridurre la sensibile discrepanza rilevata tra i coefficienti di wind shear riportati, ottenuti interpolando separatamente le distribuzioni di velocità in altezza calcolate da GWA/Vortex e attraverso le simulazioni WAsP, deriva dai risultati di un monitoraggio storico eseguito nel 2007-2008. Una stazione anemometrica da 50 m di altezza, installata sul medesimo punto di riferimento dei dati Vortex, aveva registrato su base annua dati di velocità e direzione vento alle altezze di acquisizione di 20, 40 e 50 m sls. L'interpolazione delle medie annue, eseguita applicando la power law sui dati sperimentali, aveva ottenuto un valore di wind shear locale pari a 0.215, sensibilmente più alto del dato estrapolato sulle medie di Vortex, e pari a 0.113. Si è pertanto ritenuto di correggere, in fase di calcolo delle producibilità attese attraverso il codice WAsP, la media annua della velocità vento di lungo periodo di riferimento a **100 m sls da 5.77 m/s a 125 m = a 6.06 m/s**, valore ottenuto estrapolando la velocità Vortex a 50 m sls (V=4.95 m/s) attraverso la legge delle potenze, applicando il valore di wind shear sperimentale pari a 0.221.

L'estrapolazione della velocità vento, ad altezza mozzo pari a 125 m sls su ciascuna delle posizioni per le dieci turbine, è stata comunque eseguita impiegando il software di simulazione WAsP 12.6.



### ALBERTO LAUDADIO

Project & Energy Manager

Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)  
P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A  
[albilauda@gmail.com](mailto:albilauda@gmail.com) – [albilauda@pec.it](mailto:albilauda@pec.it)



"Professionista, Socio Qualificato di ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito delle prerogative di cui alla Legge n. 4/2013".

Si riportano di seguito le distribuzioni “GWA-Vortex”, ad altezza  $h=100$  m sls, dei valori associati ai parametri di input anemologici implementati nel codice di simulazione WASP V.12.6, e quindi successivamente corretti tarando la velocità ad altezza  $h=100$  m da  $5.77$  m/s a ad altezza  $h=125$  m a  $6.06$  m/s, 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.

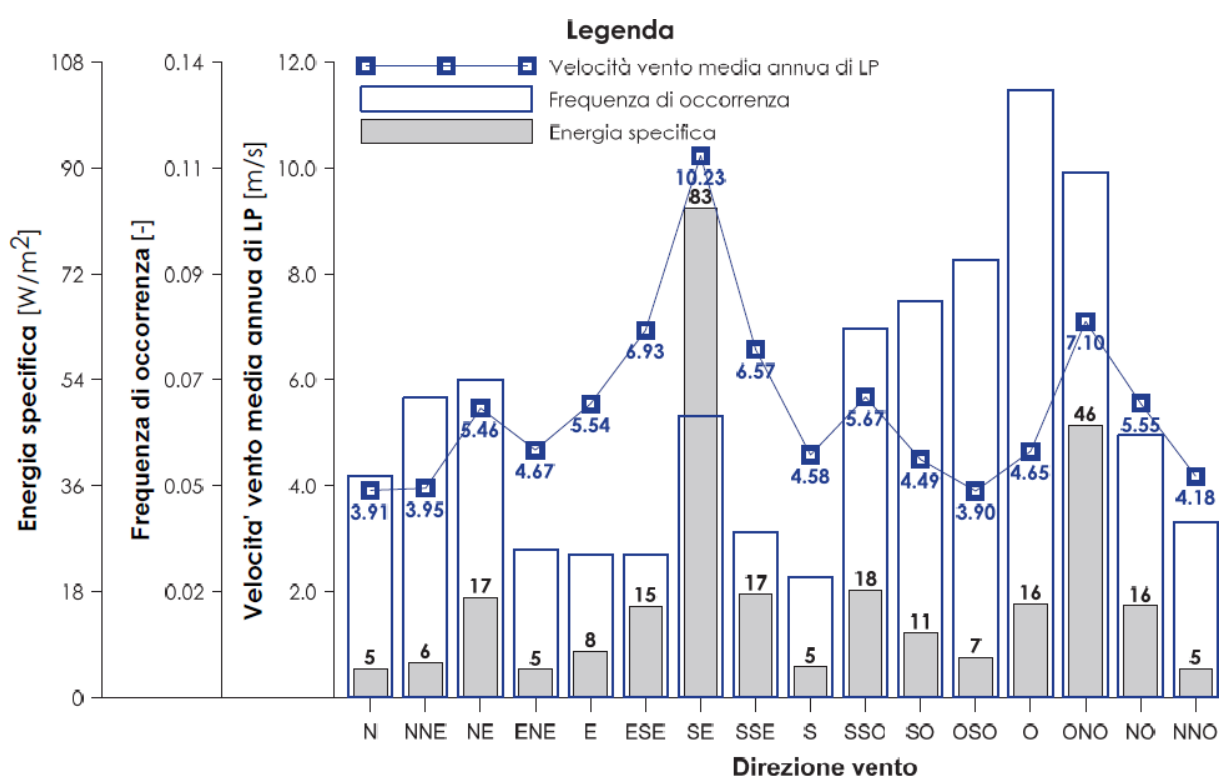


Figura: Regime anemologico di LP ad  $h=100$  m sls implementato in WASP (istogramma)



### ALBERTO LAUDADIO

Project & Energy Manager

Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)  
P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A  
[albilauda@gmail.com](mailto:albilauda@gmail.com) – [albilauda@pec.it](mailto:albilauda@pec.it)



"Professionista, Socio Qualificato di ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito delle prerogative di cui alla Legge n. 4/2013".

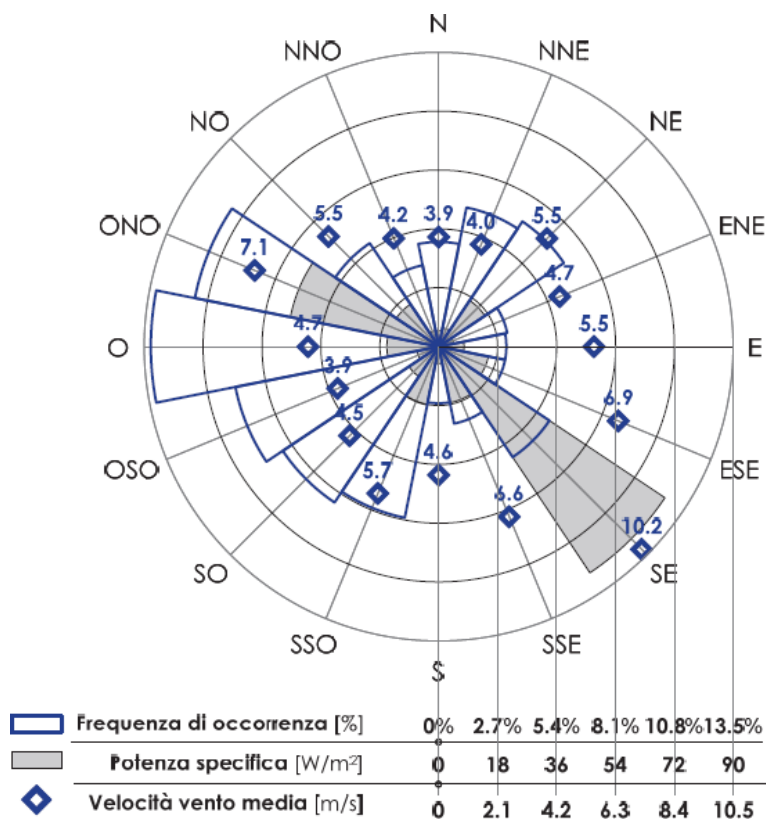


Figura: Regime anemologico di LP ad h=100 m sls implementato in WAsP (distribuzione polare)

Come si può constatare dall'osservazione delle distribuzioni dei parametri anemologici, sopra riportate sia per classi di velocità con step 1 m/s che per 16 settori di provenienza del vento, la risorsa eolica in sito è sostanzialmente concentrata lungo le due direzioni di provenienza, quasi allineate, di SudEst (Scioccio) ed Ovest/NordOvest (Ponente/Maestrale), dai cui settori viene alimentata una percentuale pari al 69% della quantità di energia complessivamente estraibile in sito, ripartita rispettivamente in misura del 42% e del 28%. La quota parte di risorsa rimanente, pari al 31%, è quasi omogeneamente sparsa sugli altri settori, senza picchi di concentrazione sensibilmente rilevanti.

La dislocazione ottimale delle turbine dovrà pertanto seguire, compatibilmente con i vincoli territoriali, una direttrice di allineamento secondo schiere orientate lungo l'asse normale a quello delle direzioni prevalenti, e quindi preferibilmente lungo SO/NE.

**ALBERTO LAUDADIO**

Project &amp; Energy Manager

Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)

P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A

[albilauda@gmail.com](mailto:albilauda@gmail.com) – [albilauda@pec.it](mailto:albilauda@pec.it)

"Professionista, Socio Qualificato di ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito delle prerogative di cui alla Legge n. 4/2013".

### 7.3. Analisi di complessità orografica del sito

Le differenze tra il grado di complessità orografica del punto di riferimento per l'origine dei dati di vento in sito e quello delle turbine d'impianto dRIX(3) sono sostanzialmente nulle (inferiori a 0.4%), così come l'indice di complessità assoluto RIX(2) per le medesime posizioni è molto contenuto (inferiore a 0.7%).

Si conferma pertanto l'assenza di terreno con livelli critici di tale parametro in prossimità delle posizioni turbina di calcolo della simulazione, mentre le variazioni di complessità dRIX, di segno negativo o positivo, autocompensano errori, comunque irrilevanti, di sovrastima/sottostima della velocità vento estrapolata sulle relative macchine.

Il quadro complessivo è riportato dalla Tabella seguente, che esprime l'andamento di tali parametri, macchina per macchina:

	Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elevation [m]	RIX (%)	d.RIX (%)
	T01	464099.0	4458298.0	367.8	0.3	0.1
	SU02	465149.0	4458606.0	380.0	0.2	0.0
	SU03	466344.0	4459586.0	404.3	0.6	0.4
	SU04	465769.0	4459382.0	390.0	0.2	0.0
	SA05	465475.0	4457782.0	387.8	0.0	-0.2
	SI06	471750.0	4457915.0	539.5	0.3	0.1
	SI07	470239.0	4457739.0	503.2	0.4	0.2
	SI08	473148.0	4458181.0	576.8	0.0	0.5
	SI09	472053.0	4458350.0	556.1	0.7	0.5
	SI10	471164.0	4456904.0	559.3	0.0	-0.2

**Tabella:** Indici puntuali di complessità orografica RIX e dRIX

Si conferma che 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.



**ALBERTO LAUDADIO**

Project &amp; Energy Manager

Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)

P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A

[albilauda@gmail.com](mailto:albilauda@gmail.com) – [albilauda@pec.it](mailto:albilauda@pec.it)

"Professionista, Socio Qualificato di ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito delle prerogative di cui alla Legge n. 4/2013".

## 8. ANALISI DI PRODUCIBILITA'

### 8.1. Layout di progetto

La dislocazione di progetto delle turbine è considerata sufficientemente ammissibile e coerente con il regime anemologico in sito, la cui direttrice ideale prevedrebbe schiere allineate secondo NE/SO. La disposizione fissata segue approssimativamente tale schema ottimale, anche se secondo una schiera irregolare, con alcune posizioni fuori schiera, ma sufficientemente distanziate dalle turbine ad esse più prossime.

Le figure planimetriche mostrano, su mappa Google Earth satellitare, i punti geografici di prevista installazione per i calcoli di producibilità attesa da ciascuna delle turbine d'impianto, nonché la posizione selezionata per l'installazione imminente di una stazione anemometrica per il monitoraggio del vento, di altezza massima pari a 93 m sls, equipaggiata con sensori di velocità e direzione vento a diverse altezze di acquisizione, di cui la massima, rispetta il requisito Measnet (International Network for Harmonised and Recognised Measurements in Wind Energy) per la certificazione delle performance d'impianto. Questo prescrive la disponibilità di dati anemometrici in sito ad un'altezza minima pari a 2/3 dell'altezza mozzo prevista per le turbine d'impianto; in questo caso, pertanto, per altezze superiori a  $125 \cdot 2/3 = 83$  m sls.

Il prospetto seguente riporta le distanze reciproche d'interesse 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
<b>T01</b>	464099	4458298	<b>SU02</b>	1094	6.75
<b>SU02</b>	465149	4458606	<b>SA05</b>	886	5.47
<b>SU03</b>	466344	4459586	<b>SU04</b>	610	3.77
<b>SU04</b>	465769	4459382	<b>SU03</b>	610	3.77
<b>SA05</b>	465475	4457782	<b>SU02</b>	886	5.47
<b>SI06</b>	471750	4457915	<b>SI09</b>	530	3.27
<b>SI07</b>	470239	4457739	<b>SI10</b>	1246	7.69
<b>SI08</b>	473148	4458181	<b>SI09</b>	1108	6.84
<b>SI09</b>	472053	4458350	<b>SI06</b>	530	3.27
<b>SI10</b>	471164	4456904	<b>SI06</b>	1169	7.21

**Tabella:** Distanze reciproche d'interesse turbine analizzate



**ALBERTO LAUDADIO**

Project & Energy Manager

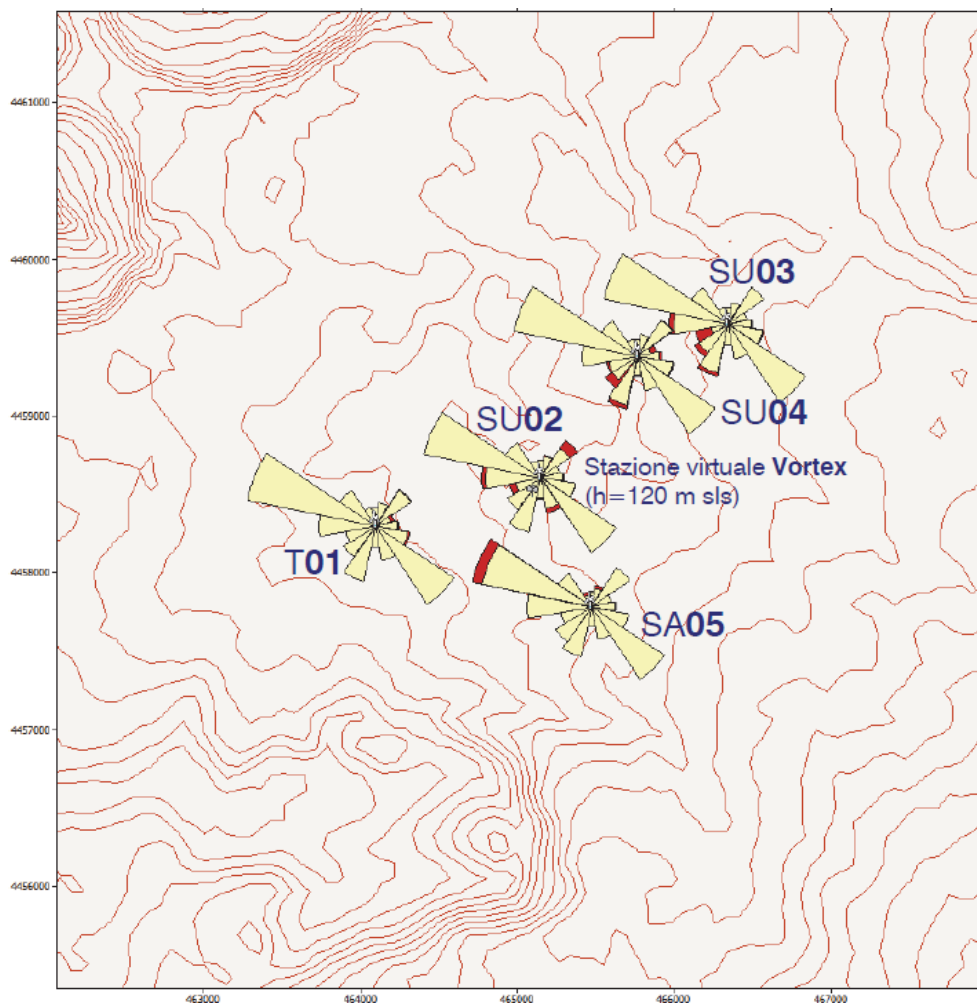
Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)

P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A

[albilauda@gmail.com](mailto:albilauda@gmail.com) – [albilauda@pec.it](mailto:albilauda@pec.it)

**ASSIREP**  
ASSOCIAZIONE ITALIANA RESPONSABILI ED ESPERTI  
DI GESTIONE PROGETTO

"Professionista, Socio Qualificato di ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito delle prerogative di cui alla Legge n. 4/2013".



**Figura:** Diagramma polare puntuale di producibilità e perdita per scia su modello DTM Area impianto Ovest (Comuni di Sagama, Suni e Tinnura)





**ALBERTO LAUDADIO**

Project & Energy Manager

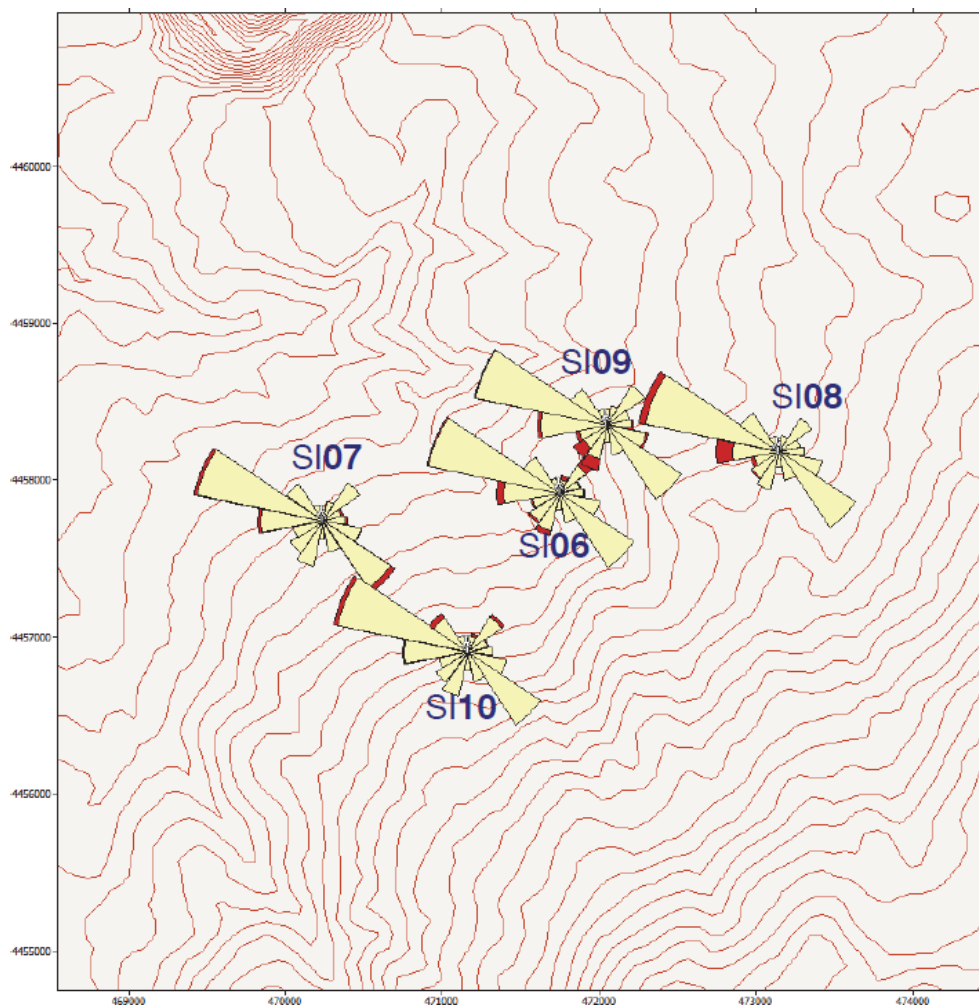
Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)

P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A

[albilauda@gmail.com](mailto:albilauda@gmail.com) – [albilauda@pec.it](mailto:albilauda@pec.it)

**ASSIREP**  
ASSOCIAZIONE ITALIANA RESPONSABILI ED ESPERTI  
DI GESTIONE PROGETTO

"Professionista, Socio Qualificato di  
ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito  
delle prerogative di cui alla Legge n.  
4/2013".



**Figura:** Diagramma polare puntuale di producibilità e perdita per scia su modello DTM Area impianto Est (Comune di Sindia)







### ALBERTO LAUDADIO

Project & Energy Manager

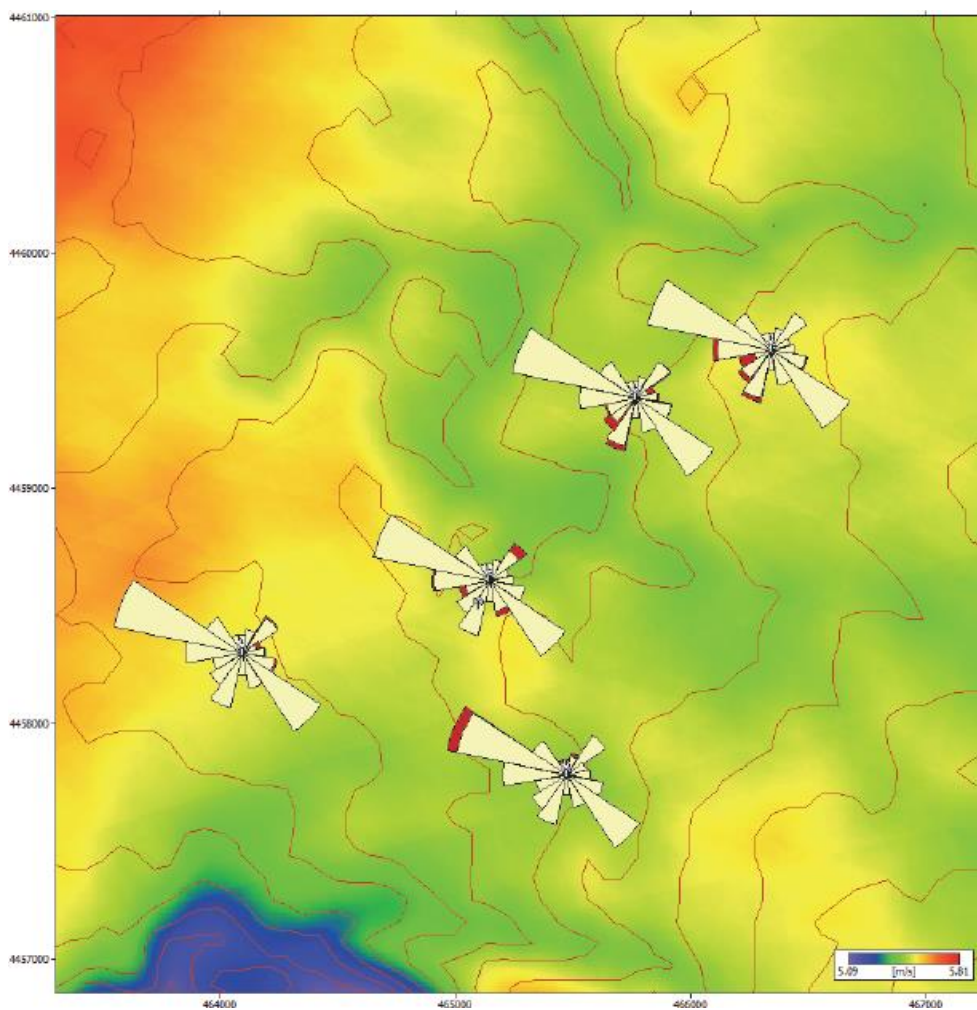
Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)  
P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A  
[albilauda@gmail.com](mailto:albilauda@gmail.com) – [albilauda@pec.it](mailto:albilauda@pec.it)



"Professionista, Socio Qualificato di ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito delle prerogative di cui alla Legge n. 4/2013".

Preventivamente al calcolo della resa energetica attesa da ciascuna delle turbine d'impianto è stata eseguito il calcolo della distribuzione della velocità vento in sito, estrapolata all'altezza mozzo selezionata per il progetto, pari a 125 m sls, e riportata di seguito, insieme alla dislocazione proposta delle turbine di progetto. Ovviamente, i punti di prevista installazione derivano da un'analisi di compromesso che, per rispondere a tutti i requisiti di integrazione territoriale, cerca di impiegare le aree a potenzialità eolica più elevata compatibilmente con la loro ammissibilità dal punto di vista del rispetto dei vincoli amministrativi ed ambientali vigenti, nonché del distanziamento minimo da punti sensibili per salvaguardarne l'interesse artistico/culturale o la sostenibilità all'impatto legata alla presenza di unità abitative, di infrastrutture di vario genere o di attività di tipo antropico.

Area impianto **Ovest** (Comuni di Sagama, Suni e Tinnura)





**ALBERTO LAUDADIO**

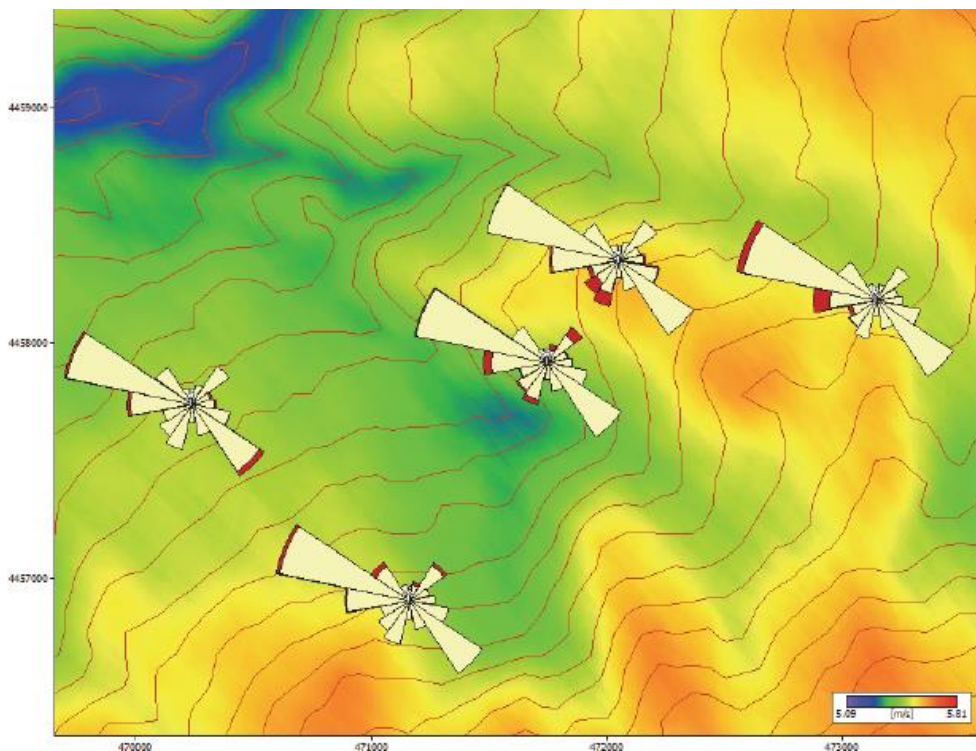
Project & Energy Manager

Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)  
P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A  
[albilauda@gmail.com](mailto:albilauda@gmail.com) – [albilauda@pec.it](mailto:albilauda@pec.it)

**ASSIREP**  
ASSOCIAZIONE ITALIANA RESPONSABILI ED ESPERTI  
DI GESTIONE PROGETTO

"Professionista, Socio Qualificato di  
ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito  
delle prerogative di cui alla Legge n.  
4/2013".

Area impianto **EST** (Comune di Sindia)



**Figure:** Diagramma polare puntuale di producibilità e perdita per scia su mappa velocità vento h=125 m sls

## 8.2. Configurazione d'impianto e Turbina

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.

**ALBERTO LAUDADIO**

Project &amp; Energy Manager

Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)

P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A

[albilauda@gmail.com](mailto:albilauda@gmail.com) – [albilauda@pec.it](mailto:albilauda@pec.it)

"Professionista, Socio Qualificato di ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito delle prerogative di cui alla Legge n. 4/2013".

Turbina d'impianto: *Vestas V162-6.0 MW (Mode PO6000/PO6000-0S)*

## Technical Specifications

<b>POWER REGULATION</b>	Pitch regulated with variable speed
<b>OPERATIONAL DATA</b>	
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	
<b>SOUND POWER</b>	
Maximum	104.3dB(A)**
**Sound Optimised Modes dependent on site and country	
<b>ROTOR</b>	
Rotor diameter	162m
Swept area	20,612m <sup>2</sup>
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
<b>ELECTRICAL</b>	
Frequency	50/60 Hz
Converter	full scale
<b>GEARBOX</b>	
Type	two planetary stages
<b>TOWER</b>	
Hub heights	119m (IEC S/DIBt S), 125m (IEC S), 149m (IEC S), 166m (DIBt S)

Tabella: 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: **466** [m] slm
- **Altitudine** media altezza mozzo: **591** [m] slm
- **Temperatura** ambiente: **16.3** [°C]
- **Densità** media dell'aria: **1.145** [kg/m<sup>3</sup>]

**ALBERTO LAUDADIO**

Project &amp; Energy Manager

Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)

P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A

[albilauda@gmail.com](mailto:albilauda@gmail.com) – [albilauda@pec.it](mailto:albilauda@pec.it)

"Professionista, Socio Qualificato di ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito delle prerogative di cui alla Legge n. 4/2013".

Velocità vento [m/s]	Potenza elettrica [kW]	Coefficiente di Spinta [-]
3.0	26	0.911
3.5	134	0.885
4.0	267	0.855
4.5	431	0.838
5.0	627	0.820
5.5	861	0.814
6.0	1143	0.813
6.5	1476	0.811
7.0	1866	0.809
7.5	2311	0.806
8.0	2818	0.802
8.5	3389	0.797
9.0	4005	0.778
9.5	4591	0.721
10.0	5141	0.659
10.5	5571	0.591
11.0	5859	0.520
11.5	5959	0.446
12.0	5991	0.385
12.5	5999	0.334
13.0	6000	0.293
13.5	6000	0.259
14.0	6000	0.231
14.5	6000	0.207
15.0	6000	0.186
15.5	6000	0.169
16.0	6000	0.154
16.5	6000	0.140
17.0	6000	0.128
17.5	6000	0.118
18.0	5808	0.105
18.5	5548	0.093
19.0	5330	0.083
19.5	5094	0.074
20.0	4809	0.065
20.5	4522	0.057
21.0	4238	0.051
21.5	3958	0.045
22.0	3662	0.039
22.5	3359	0.034
23.0	3081	0.030
23.5	2781	0.026
24.0	2455	0.023

**Tabella:** Distribuzione parametri di performance mediati su turbine d'impianto



**ALBERTO LAUDADIO**

Project & Energy Manager

Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)

P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A

[albilauda@gmail.com](mailto:albilauda@gmail.com) – [albilauda@pec.it](mailto:albilauda@pec.it)



"Professionista, Socio Qualificato di ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito delle prerogative di cui alla Legge n. 4/2013".

## 9. ANALISI DI LUNGO PERIODO - Metodologia MCP (Measure, Correlate, Predict)

La resa energetica d'impianto, calcolata sulla base dei dati di vento preliminari, non acquisiti in sito durante un periodo di monitoraggio minimo di un anno solare, non è realmente rappresentativa delle effettive potenzialità eoliche medie del sito, identificabili come quelle maggiormente attendibili in proiezione durante il futuro periodo di esercizio dell'impianto.

Il vento sul sito è infatti soggetto a variazioni interannue della sua velocità media, e quella registrata durante gli anni di monitoraggio delle stazioni di riferimento potrebbe eventualmente sotto o sovrastimare l'andamento medio del regime anemologico su base pluriennale, che caratterizza il livello di energia eolica mediamente disponibile sul sito. La quantificazione di tale livello ed il relativo confronto con la resa energetica calcolata sul breve periodo, consente di effettuare le eventuali correzioni a quest'ultima per conferirle un maggior grado di attendibilità in fase di certificazione della potenzialità energetica di riferimento dell'impianto. Le fasi che caratterizzano tale analisi, denominata "di lungo periodo", sono sintetizzate dalle tre seguenti attività, che si rifanno all'applicazione del metodo MCP (Measure, Correlate, Predict):

- 1 Raccolta ed elaborazione dei dati registrati da una stazione meteo che ha monitorato in passato, ed ha continuato a monitorare in contemporaneità alle stazioni di riferimento e correlazione, la velocità e la direzione vento su una località sufficientemente prossima all'area di prevista installazione dell'impianto (Meteo Blue);
- 2 Ricerca e definizione di un legame di correlazione di grado sufficiente tra i due database anemometrici, di breve (stazione in sito) e di lungo (stazione storica) periodo;
- 3 Correzione del regime anemologico di breve periodo ed estrapolazione a lungo periodo attraverso l'applicazione della legge di correlazione individuata.

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 16 settori di provenienza e per classi di velocità con step 1 m/s) associati al punto di riferimento geografico in prossimità della posizione di progetto per la turbina SU02 (TA93m), disponibili per un'altezza dal suolo di 125 m sls.





### ALBERTO LAUDADIO

Project & Energy Manager

Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)

P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A

[albilauda@gmail.com](mailto:albilauda@gmail.com) – [albilauda@pec.it](mailto:albilauda@pec.it)




"Professionista, Socio Qualificato di ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito delle prerogative di cui alla Legge n. 4/2013".

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:

Virtual Mast VORTEX, h=120 m sls,  $V_{ref}=5.67$  m/s (Correzione con wind shear sperimentale = 0.160)

Coordinate stazione anemometrica	UTM-wgs84: 465106 Lg.E, 4458485 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 <sup>3</sup> ]	1.145
Potenza nominale unitaria [kW]	6000
Potenza nominale complessiva impianto [MW]	60.0
Produttività lorda [GWh/a]	<b>160.474</b>
Perdite per effetto scia	3.5%
Produttività netta (scie) [GWh/a]	<b>154.811</b>
Perdite per effetto scia	6.5%
Produttività netta (scie) [GWh/a]	<b>144.652</b>

Wtg #	Lg-E UTM wgs84 [m]	Lt.N UTM wgs84 [m]	Altitudine [m]	A [m/s]	K [-]	U [m/s]	AEP lorda (GWh/y)	AEP netta (GWh/y) 3,50%	Perdite (Scia) [%]	AEP netta (GWh/y) 6,50%	Perdite (Generali) [%]
T01	464099	4458298	367.8	6.35	1.44	5.86	16.413	16.183	1,4%	15.471	4,4%
SU02	465149	4458606	380.0	6.28	1.45	5.79	16.147	15.533	3,8%	14.477	6,8%
SU03	466344	4459586	404.3	6.35	1.44	5.86	16.313	15.595	4,4%	14.441	7,4%
SU04	465769	4459382	390.0	6.29	1.44	5.81	15.919	15.346	3,6%	14.333	6,6%
SA05	465475	4457782	387.8	6.26	1.46	5.77	15.977	15.530	2,8%	14.629	5,8%
SI06	471750	4457915	539.5	6.25	1.45	5.77	15.868	15.027	5,3%	13.780	8,3%
SI07	470239	4457739	503.2	6.28	1.46	5.79	15.821	15.457	2,3%	14.638	5,3%
SI08	473148	4458181	576.8	6.29	1.41	5.83	15.893	15.225	4,2%	14.129	7,2%
SI09	472053	4458350	556.1	6.4	1.45	5.90	16.236	15.424	5,0%	14.190	8,0%
SI10	471164	4456904	559.3	6.31	1.46	5.82	15.887	15.490	2,5%	14.638	5,5%
		<b>Media</b>	<b>466</b>	<b>6.31</b>	<b>1.45</b>	<b>5.98</b>	<b>16.047</b>	<b>15.481</b>	<b>3,5%</b>	<b>14.473</b>	<b>6,5%</b>
		<b>Min.</b>	<b>368</b>	<b>6.25</b>	<b>1.41</b>	<b>5.67</b>	<b>15.821</b>	<b>15.027</b>	<b>1,4%</b>	<b>13.780</b>	<b>4,4%</b>
		<b>Max.</b>	<b>577</b>	<b>6.4</b>	<b>1.46</b>	<b>6.06</b>	<b>16.413</b>	<b>16.183</b>	<b>5,3%</b>	<b>15.471</b>	<b>5,3%</b>
		<b>Totale</b>					<b>160.474</b>	<b>154.811</b>		<b>144.652</b>	
							<b>2.675</b>	<b>2.580</b>		<b>2.411</b>	

	<p style="text-align: center;"><b>ALBERTO LAUDADIO</b>  Project &amp; Energy Manager  Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)  P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A  <a href="mailto:albilauda@gmail.com">albilauda@gmail.com</a> – <a href="mailto:albilauda@pec.it">albilauda@pec.it</a></p>	<p style="text-align: center;"><b>ASSIREP</b>  ASSOCIAZIONE ITALIANA RESPONSABILI ED ESPERTI  DI GESTIONE PROGETTO</p> <p style="text-align: center;">"Professionista, Socio Qualificato di  ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito  delle prerogative di cui alla Legge n.  4/2013".</p>
---	---	--

La producibilità lorda così calcolata da WAsP 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, ciascuno in corrispondenza dell'effetto considerato.


<b>Perdite aggiuntive</b>		
<b>Fattore di perdita</b>	<b>Stima parziale [%]</b>	<b>Stima complessiva [%]</b>
Perdite elettriche d'impianto	<b>2,0%</b>	<b>6.5%</b>
Indisponibilità di macchina per manutenzione ordinaria e/o straordinaria	<b>3.0%</b>	
Ghiaccio e depositi sulle pale	<b>1.0%</b>	
Indisponibilità BOP/Rete	<b>0.2%</b>	
Altri fattori	<b>0.5%</b>	

**Tabella:** 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 36 (GWh/a)/(m/s).

Quest'ultimo 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.

	<p style="text-align: center;"><b>ALBERTO LAUDADIO</b>  Project &amp; Energy Manager  Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)  P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A  <a href="mailto:albilauda@gmail.com">albilauda@gmail.com</a> – <a href="mailto:albilauda@pec.it">albilauda@pec.it</a></p>	<p style="text-align: center;"><b>ASSIREP</b>  <small>ASSOCIAZIONE ITALIANA RESPONSABILI ED ESPERTI  DI GESTIONE PROGETTO</small></p> <p style="text-align: center;">"Professionista, Socio Qualificato di  ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito  delle prerogative di cui alla Legge n.  4/2013".</p>
---	---	---

## 9.1. Producibilità con probabilità di essere superate in un anno

L'analisi dei risultati preliminari di produzione energetica suggerirebbe le seguenti considerazioni tecniche:

- In relazione alle medie condizioni di ventosità presenti in sito, risulta favorevole la turbina scelta con elevato diametro del rotore ( $\varnothing 162.0$  m) e altezza maggiorata HH125m.

La stima di produzione energetica del progetto in esame è stata effettuata utilizzando i seguenti elementi di calcolo:

- Soluzione del modello fluidodinamico implementato col software.
- Dati anemometrici Vortex 50-100 m
- La tipologia di turbina scelta.
- La densità dell'aria, necessaria per il calcolo dell'energia estratta dalle turbine al flusso, è stata fissata individualmente per la turbina sulla base della quota mozzo e delle misure di temperatura effettuate in sito, che riportano una temperatura media annua pari a 16,3°C all'altezza di circa 466av sul livello del mare (mediana impianto)
- In generale si possono stimare le perdite tecniche generali, per un totale approssimato al 6,5% (riferito alla Wind Farm).


La produzione netta annuale (AEP) corrisponderebbe ad una produzione attesa tale che la produzione reale è superiore o uguale ad essa con una probabilità del 50%.

La valutazione delle differenti cause di incertezza considerate sono rappresentate per gli aspetti afferenti a:

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

In particolare, per quanto concerne la misurazione del vento, si sono considerati i seguenti contributi di incertezza:

- Periodo di misura e filtraggio: si è inclusa in questa voce l'incertezza relativa al periodo di misura, e dei vari malfunzionamenti e intervalli di dati mancanti. Il contributo di incertezza è tuttavia significativamente ridotto, sia mediante la procedura di pesatura implementata per ovviare ad artefatti di stagionalità dei dati, sia in seguito alla correlazione con i dati, che illustra come i valori misurati siano rappresentativi di un periodo di 14 anni dal 2008 al 2021 (gennaio).
- 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 anche non prossime al sito. Si è inoltre tenuto conto di come tale valore di incertezza si riduca considerando un orizzonte temporale più esteso, alcune volte maggiore di 10 anni, come in questo caso.


	<p style="text-align: center;"><b>ALBERTO LAUDADIO</b>  Project &amp; Energy Manager  Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)  P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A  <a href="mailto:albilauda@gmail.com">albilauda@gmail.com</a> – <a href="mailto:albilauda@pec.it">albilauda@pec.it</a></p>	<p style="text-align: center;"><b>ASSIREP</b>  <small>ASSOCIAZIONE ITALIANA RESPONSABILI ED ESPERTI  DI GESTIONE PROGETTO</small></p> <p style="text-align: center;">"Professionista, Socio Qualificato di  ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito  delle prerogative di cui alla Legge n.  4/2013".</p>
---	---	---

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

- Accuratezza 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 di tipo non lineare e l'ottimo confronto tra il profilo verticale misurato sperimentalmente e quello calcolato numericamente, si è tenuto conto dell'incertezza legata alla disponibilità dei dati di un solo anemometro per la valutazione della risorsa eolica. Si è assunta comunque un'incertezza generale del 13% (% già compresa nei calcoli finali effettuati).
- 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 complessità orografica del territorio.

Sulla base dell'analisi di incertezza effettuata su questi parametri è stata quindi calcolata la produzione energetica corrispondente ad una produzione attesa tale che la produzione reale è superiore o uguale con una probabilità rispettivamente al 75% e al 90%. Tra i fattori più importanti legati al sito ci sono la velocità media annua del vento e il fattore di forma  $k$  (che per il sito in questione assumiamo = 2.1) della distribuzione della velocità del vento durante l'anno. La distribuzione delle ore di vento alle varie velocità nel corso di un anno, incrociando i dati con la curva di potenza dell'aerogeneratore scelto, consente di definire la produzione energetica ricavabile dal progetto e, quindi, le ore annue equivalenti di funzionamento dall'aerogeneratore preso in esame. Questa stima del valore statistico centrale (P50), seguita da un'analisi delle possibili perdite e incertezze insistenti sul modello implementato, restituisce le probabilità di superamento su diversi livelli di confidenza (P75, P90), come da figura. Generalmente, la simulazione è effettuata su percentuali probabilistiche a 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 (i.e. "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.

Le stime di producibilità calcolate, già al netto delle perdite e incertezze considerate rappresentano la cosiddetta P50%, ossia la producibilità calcolata con le condizioni medie di vento, nell'estrapolazione di lungo periodo, che dalle analisi effettuate ha dato un leggero incremento di intensità e la media estrapolata con le stazioni di riferimento prese a correlazione, verrà assunta cautelativamente pari a  $V_{125m} = 6,06 \text{ m/s}$ .

	<p style="text-align: center;"><b>ALBERTO LAUDADIO</b>  Project &amp; Energy Manager  Via Corradino, 53 – 09016 Iglesias (SU)  P.I. 03953370925 – LDDLRT72A25E281A  <a href="mailto:albilauda@gmail.com">albilauda@gmail.com</a> – <a href="mailto:albilauda@pec.it">albilauda@pec.it</a></p>	<p style="text-align: center;"><b>ASSIREP</b>  <small>ASSOCIAZIONE ITALIANA RESPONSABILI ED ESPERTI  DI GESTIONE PROGETTO</small></p> <p style="text-align: center;">"Professionista, Socio Qualificato di  ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito  delle prerogative di cui alla Legge n.  4/2013".</p>
---	---	---

In considerazione delle incertezze ottenute, semplici considerazioni di statistica consentono di determinare i valori di P75% e P90%, vale a dire le producibilità che presentano rispettivamente una probabilità del 75% e del 90% di essere superate nel corso di un anno di produzione.

**TABELLA PRODUCIBILITA' – VESTAS V162 (HH125m – Ø162m) - 6000 kWp**

P50	<b>144.652.890</b>	<b>KWh/anno</b>	Ore equivalenti nette [KWh/KWe]	<b>2.411 heq</b>
P75	<b>129.970.622</b>	<b>KWh/anno</b>	Ore equivalenti nette [KWh/KWe]	<b>2.166 heq</b>
P90	<b>119.092.725</b>	<b>KWh/anno</b>	Ore equivalenti nette [KWh/KWe]	<b>1.985 heq</b>

La velocità vento media annua di riferimento di lungo periodo, ad altezza h=125 m sls, è pari a 6.06 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.