

# REGIONE SARDEGNA

Provincia del Sulcis Iglesiente

## COMUNI DI CARBONIA E IGLESIAS



REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	CONTROL.	APPROV.
1	EMISSIONE PER ENTI ESTERNI	27/05/22	LAUDADIO A.	FURNO C.	NASTASI A.
0	EMISSIONE PER COMMENTI	20/05/22	LAUDADIO A.	FURNO C.	NASTASI A.

Committente:

**IBERDROLA RENEWABLES 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](http://www.antexgroup.it) e-mail: [info@antexgroup.it](mailto:info@antexgroup.it)

Progetto:

**PARCO EOLICO "CARBONIA"**

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

Elaborato:

RELAZIONE ANEMOLOGICA E STIMA DI PRODUCIBILITA'

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:

C20033S05-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.





**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*



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

## Sommario

<b>1. INTRODUZIONE</b> .....	3
<b>2. PREMESSA</b> .....	5
<b>2.1. Inquadramento geografico</b> .....	6
<b>2.2. Campagna di misurazione del vento</b> .....	7
<b>2.3. Descrizione del sistema di monitoraggio</b> .....	9
<b>2.4. Copertura dati del territorio</b> .....	11
<b>3. OBIETTIVO DELL'ANALISI</b> .....	22
<b>4. DESCRIZIONE DELLE ATTIVITA' DI ANALISI</b> .....	24
<b>5. MODELLAZIONE ANEMOLOGICA</b> .....	25
<b>5.1. Area geografica e modello orografico 3D</b> .....	25
<b>5.2. Input regime di vento da elaborazione</b> .....	27
<b>5.3. Analisi di complessità orografica del sito</b> .....	31
<b>6. ANALISI DI PRODUCIBILITA'</b> .....	31
<b>6.1. Layout di progetto</b> .....	31
<b>6.2. Configurazione d'impianto e Turbina</b> .....	31
<b>6.3. Verifica stazioni di misura</b> .....	33
<b>7. ANALISI DI LUNGO PERIODO - Metodologia MCP (Measure, Correlate, Predict)</b> .....	34
<b>7.1. Producibilità con probabilità di essere superate in un anno</b> .....	35
<b>8. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE</b> .....	40

---



**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*



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

## RELAZIONE ANEMOLOGICA PRELIMINARE

### VALUTAZIONI ANEMOLOGICHE PRELIMINARI E PRODUCIBILITA' ATTESA CON DATI ACQUISITI DELOCALIZZATI

#### RESPONSABILITÀ DEL PROFESSIONISTA

Redatto a cura di: Alberto Laudadio - Project Manager Settore Eolico

Socio Ordinario di



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

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'espresso 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**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*

**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".

## 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.

---



## ALBERTO LAUDADIO

### Project & Energy Manager

*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer  
More than 20 years of experience*



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

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**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*

**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".

## 2. PREMESSA

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, Vortex), 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 sono state 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.

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,

---



**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*

**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".

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.

## 2.1. Inquadramento geografico

Oggetto del presente studio Anemologico Preliminare è un sito localizzato nella Regione Sardegna, individuabile nel territorio comunale di Carbonia - Iglesias, località Piolanas, Barega, Cixerri, sulla cui area estesa è prevista la realizzazione di un nuovo impianto per la produzione di energia rinnovabile da fonte eolica, comprendente 11 turbine di grande taglia, di cui 4 nel comune di Iglesias e 7 nel comune di Carbonia. L'area globale di impianto si presenta nel complesso pianeggiante con rilievi leggeri che non pregiudicano la vena fluida e le intensità relative. I quadranti sui venti prevalenti risultano puliti e la rugosità praticamente assente per via della destinazione prevalentemente agricola della quasi totalità dei terreni coinvolti nell'area vasta.

---



**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*

**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".

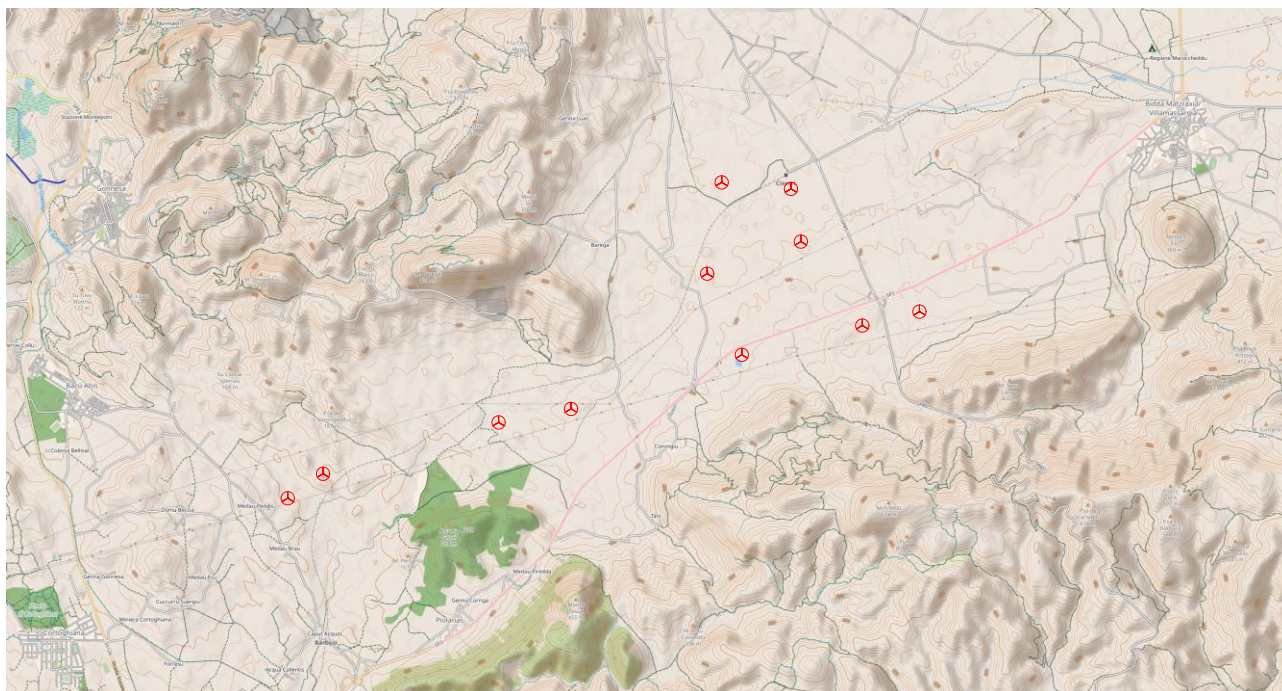


Figura: stralcio IGM 50k

Il sito impegna un'area vasta dalla conformazione a pianura estesa, con discreti speed up orografici su tutta l'area, provenienti dalla direttrice di Nordovest e Sudest. Di seguito alcune foto del sito.

## 2.2. Campagna di misurazione del vento

In data 06/10/2021 è stata presentata regolare autorizzazione al SUAPE del Comune di Carbonia per una Torre Anemometrica di altezza pari a max 96 metri (debitamente autorizzata anche da ENAC con Nulla Osta del 11/01/2022). La torre è in previsione di essere installata a giugno 2022 e già i primi dati che verranno processati alla fine dell'anno quale aggiornamento della presente relazione preliminare, consentiranno una più precisa stima del regime anemologico del sito. Il punto su cui è stata installata la torre anemometrica è il seguente. La torre sarà posizionata praticamente nella posizione della turbina C05 da progetto (rappresentativa di una posizione macchina).





**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*

**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:** punto di installazione della TA96 metri di futura installazione su posizione turbina C05



**Foto:** punto di installazione della stazione HH96m e simulazione



**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*



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

L'area di installazione della TA96m è stata individuata ad una quota di circa 126 m s.l.m., ed è situata in un punto abbastanza aperto senza ostacoli a pregiudicare l'intensità dei venti predominanti.

### 2.3. 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 dell'impianto oggetto di studio, 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.
  - Anemometro (sensore velocità vento):
    - o Tipo a mulinello di Robinson a 3 coppette con profilo aerodinamico studiato per installazioni in campo aperto;
-



## **ALBERTO LAUDADIO**

### **Project & Energy Manager**

*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer  
More than 20 years of experience*



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

- o Precisione: elevato numero di impulsi/giro;
- o Certificazione 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 di area vasta è monitorato da tempo (almeno una decina di anni), sull'area vasta e sono disponibili numerose serie di dati storici per un ragionevole calcolo preliminare dei regimi di vento della zona vasta, grazie ai software disponibili sul mercato per tali valutazioni e notevoli elaborazioni e dati restituiti da stazioni anemometriche distribuite sul territorio per lo sviluppo di iniziative analoghe mai concretizzate.

Per una analisi, quindi, della ventosità attesa e per una successiva stima della producibilità del sistema eolico ci si dovrà riferire a dati e stazioni anemometriche "delocalizzate", ma pur sempre rappresentative delle condizioni anemometriche del territorio.

---



**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*

**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".

## 2.4. Copertura dati del territorio

Lo studio commissionato dal Cliente prende come riferimento i seguenti dati, a copertura del territorio e per ogni punto saranno inseriti i dati di input sulla modellazione orografica successiva per la lettura dell'andamento della vena fluida sul territorio vasto.

Verranno presi in considerazione i seguenti dati di input a 100 m sls:

1. Virtual Met Mast Vortex su posizione della futura TA96m;
2. Virtual Met Mast Vortex su posizione TA40<sub>REF</sub> di M.ti Oi ad Iglesias;
3. Virtual Met Mast Vortex su posizione TA25<sub>REF</sub> Zona Industriale Industriale di Iglesias;
4. GWA su posizione della futura TA96m;
5. GWA su posizione TA40<sub>REF</sub> di M.ti Oi ad Iglesias;
6. GWA su posizione TA25m area Industriale di Iglesias

### 01 - Vortex su posizione della futura TA96m;

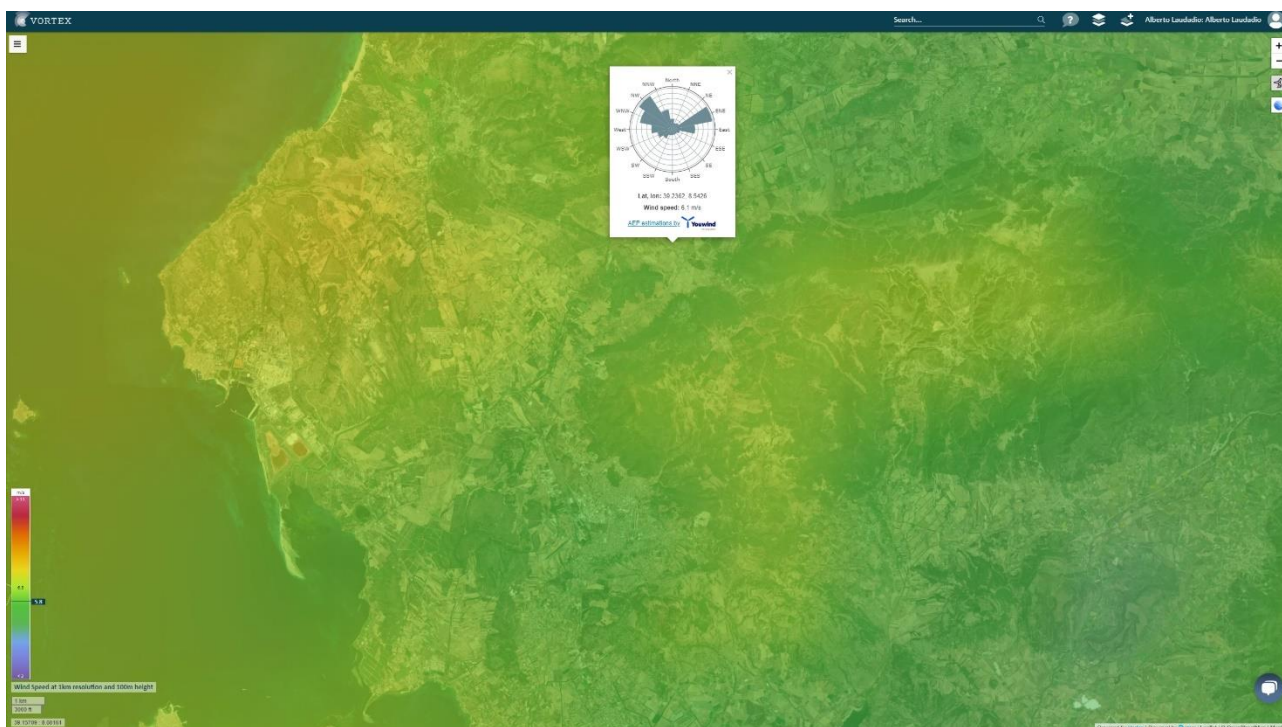


Foto: Elaborazione Vortex sul punto di installazione della futura TA96m: **6,1 m/s**



**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*

**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".

## 02 - Vortex su posizione TA40<sub>REF</sub> di M.ti Oi ad Iglesias;

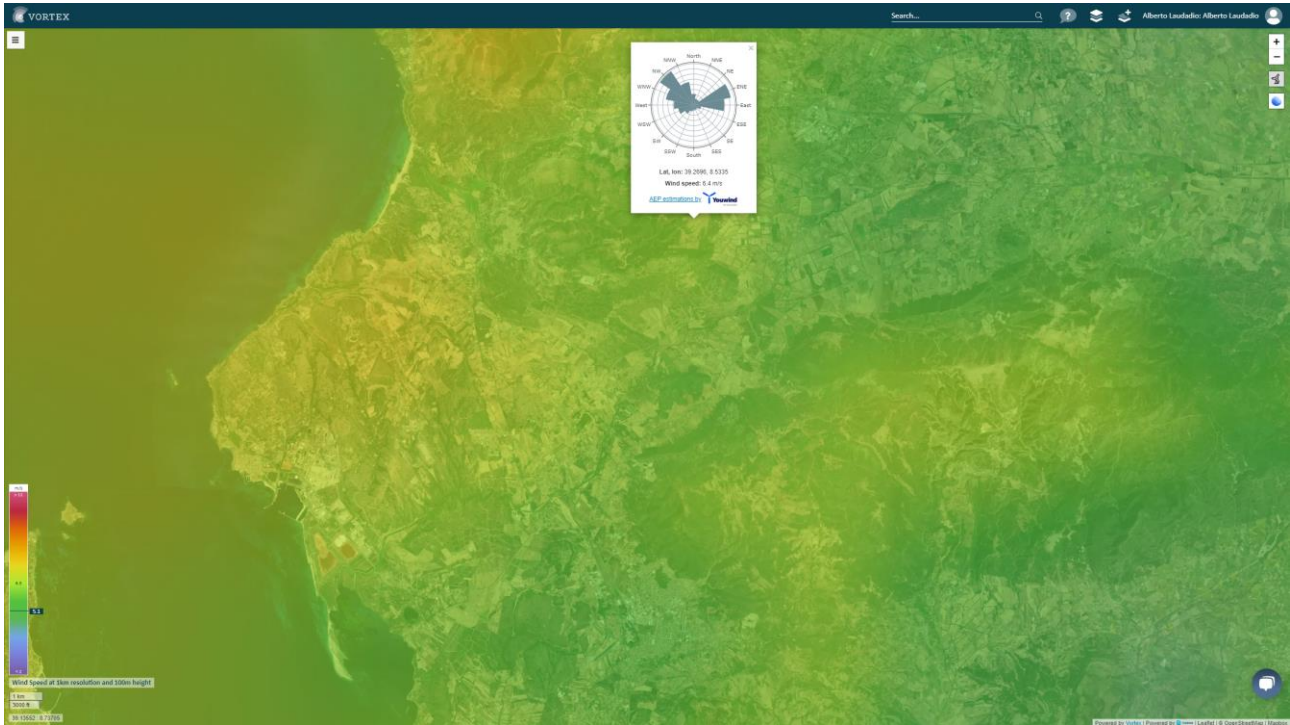


Foto: Elaborazione Vortex sul punto di installazione della TA<sub>REF</sub> M.ti Oi ad Iglesias: **6,4 m/s**

## 03 - Vortex su posizione TA25<sub>REF</sub> ZIR Iglesias;

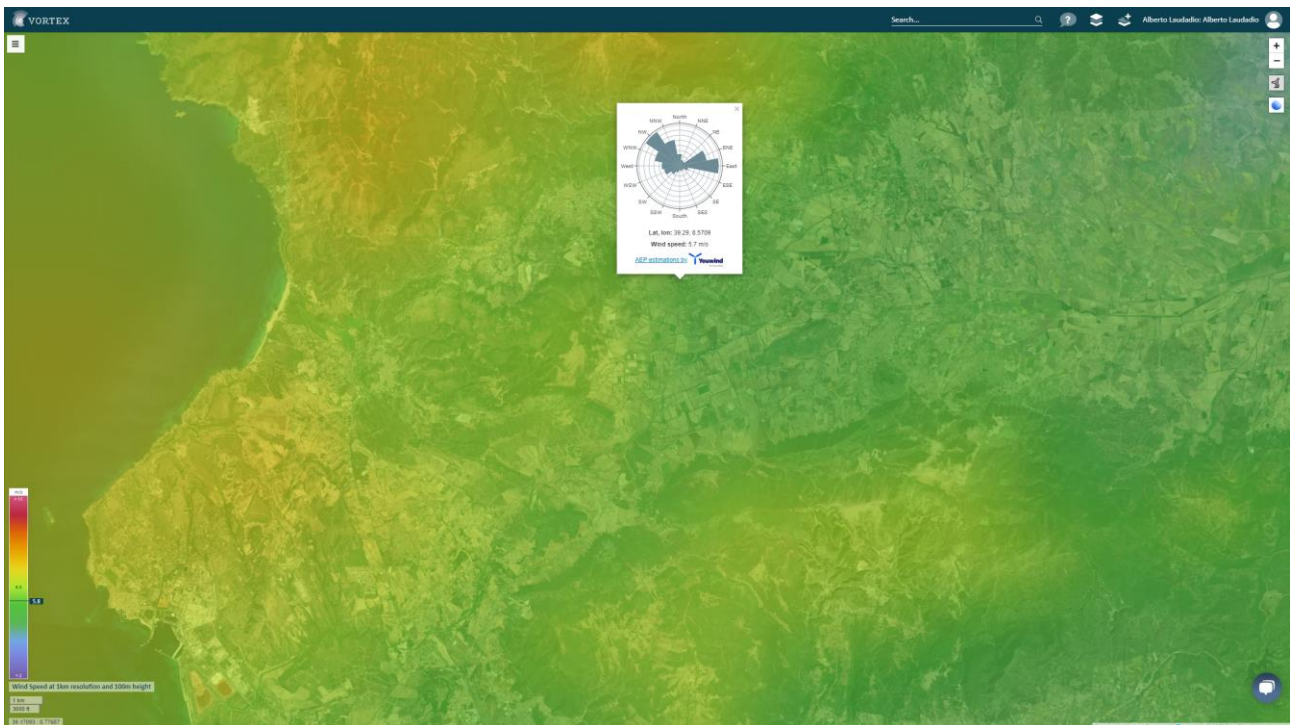


Foto: Elaborazione Vortex sul punto di installazione della TA<sub>REF</sub> ZIR ad Iglesias: **5,7 m/s**



**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*



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

#### 04 - GWA su posizione della futura TA96m;

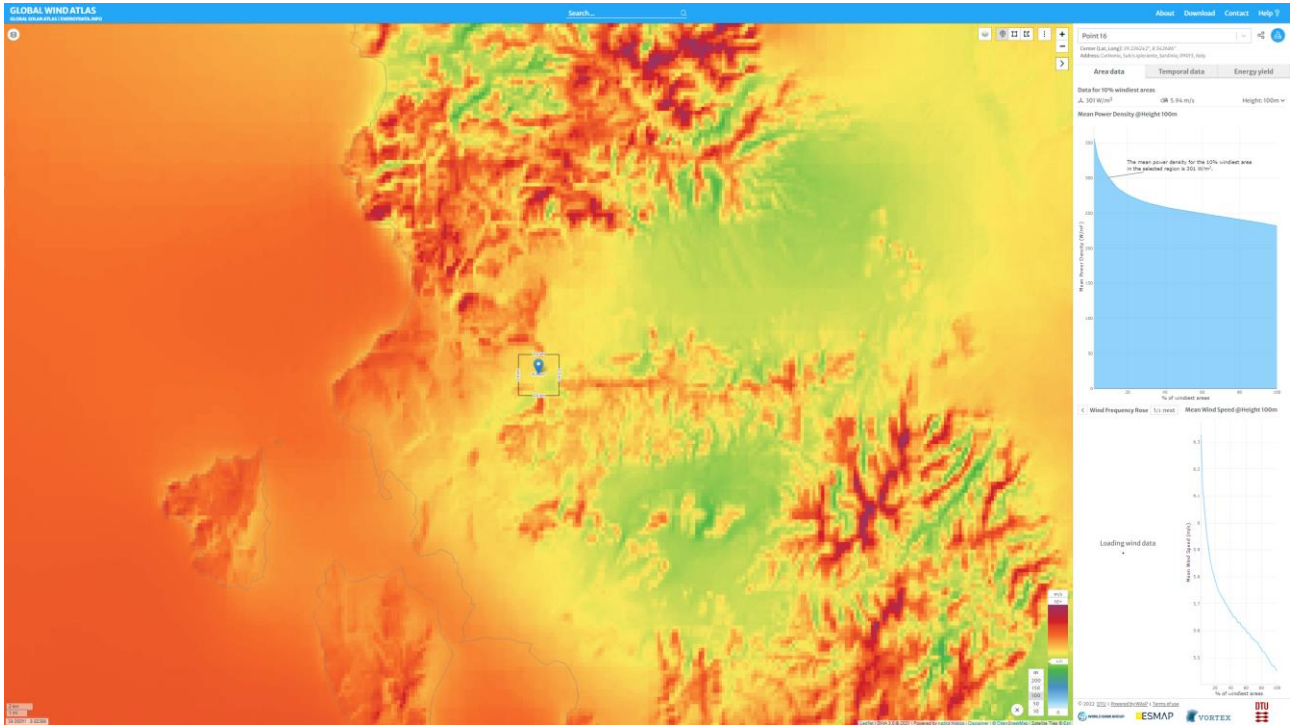


Foto: Elaborazione GWA sul punto di installazione della futura TA96m: **5,94 m/s**

#### 05 - GWA su posizione TA40<sub>REF</sub> di M.ti Oi ad Iglesias;

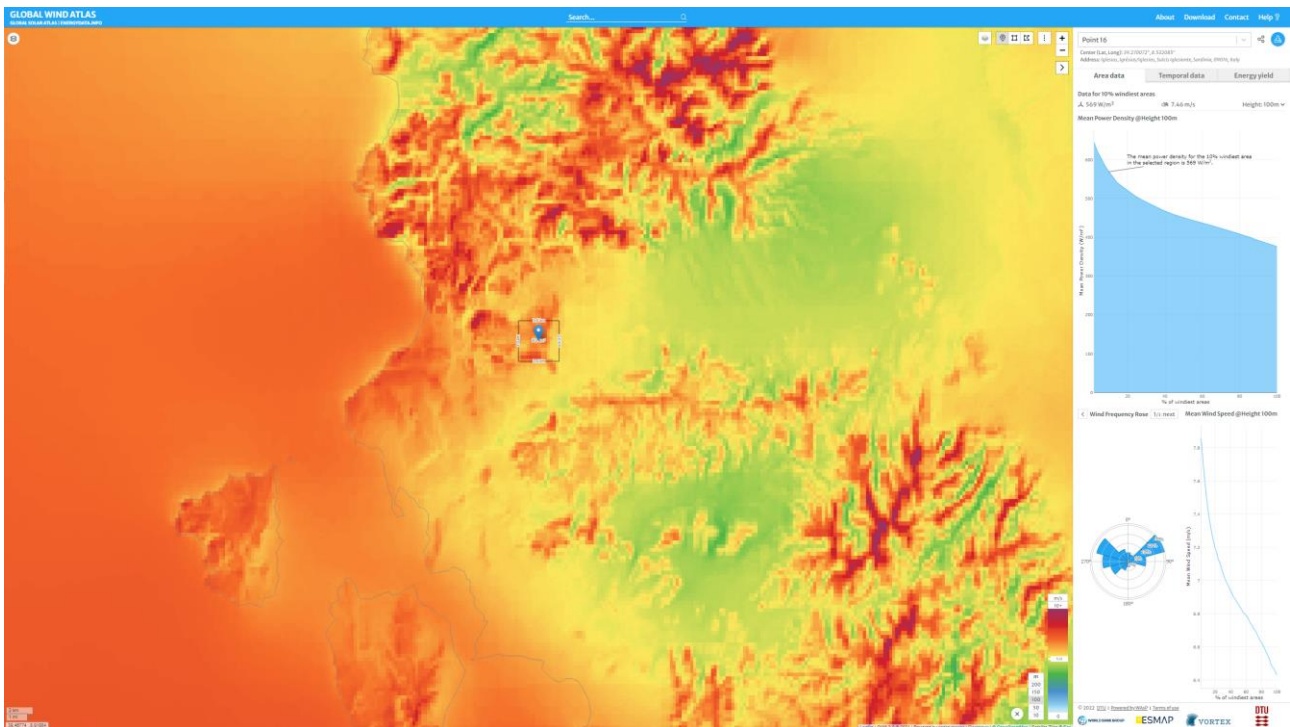


Foto: Elaborazione GWA sul punto di installazione della TA<sub>REF</sub> M.ti Oi ad Iglesias: **7,46 m/s**



**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*

**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".

## 06 - GWA su posizione TA25<sub>REF</sub> ZIR Iglesias;

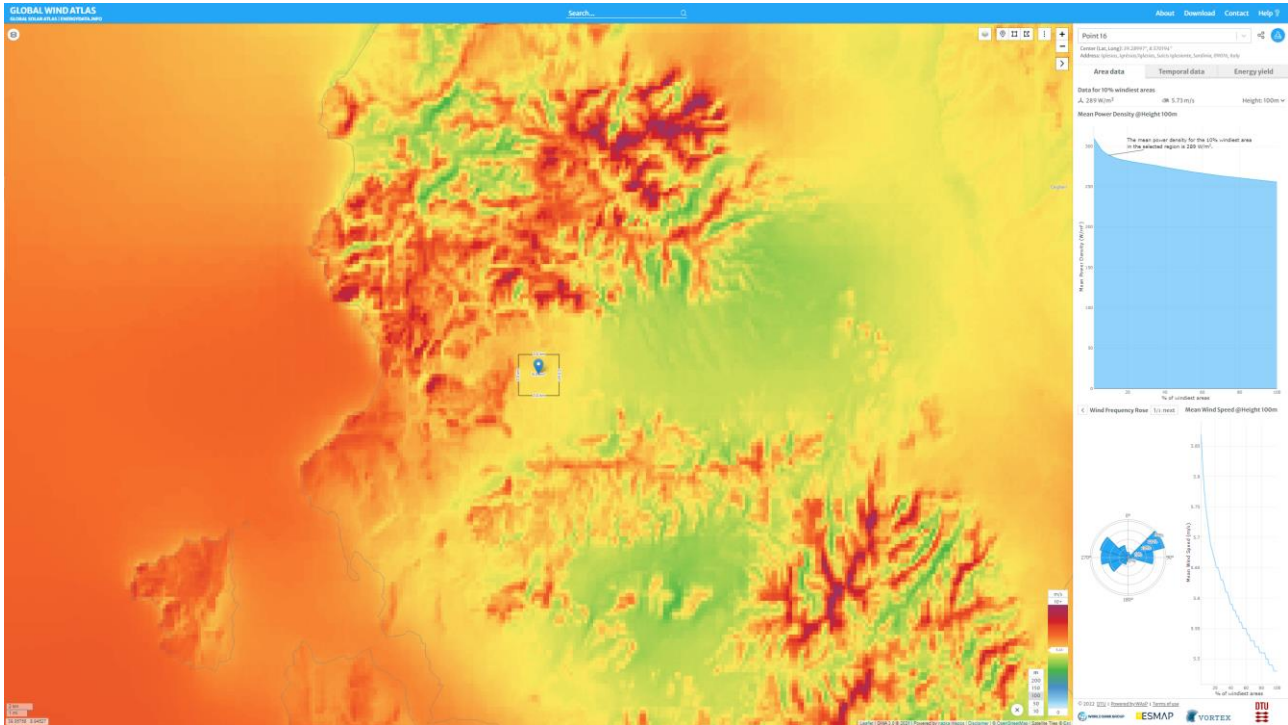


Foto: Elaborazione GWA sul punto di installazione della TA<sub>REF</sub> ZIR ad Iglesias: **5,73 m/s**

- **TA40m – località Monti Oi ad Iglesias:** stazione di monitoraggio installata il 09/05/2004 e in funzione fino al 03/08/2012 per un periodo temporale di ben 8 anni, con copertura del 94% dei dati acquisiti dalla centralina. Il dato medio di ventosità, acquisito dal sistema di monitoraggio è stato di **6,4 m/s a 99 m s/s** (in linea con quanto restituito da Vortex). In allegato alla presente relazione anche il report di installazione del 2004. Attualmente il sistema di monitoraggio è ancora presente ma non funzionante. Si pensa di ripristinare il sistema a breve per avere una mole di dati comparabile con la futura TA96m. Qui sotto i dati estrapolati dal report WindPRO elaborato per analogo intervento proprio sull'altopiano di Monti Oi ad altezza di riferimento di 99 m hub.



**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*



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

WindPRO version 2.7.486 Jun 2022

<b>Project:</b> E_2011_493	<b>Description:</b> The energy yield was estimated using local wind data. As energy yield estimations hold uncertainties in WAsP calculation model, in description of height contours, roughness and obstacles and in inaccuracy of used maps a safety reduction as stated in this report is recommended.	<b>Printed Page:</b> 08-06-2022 16:58 / 1
	<b>Remark:</b> Albiren SRL does not take any responsibility for the use of the performed calculations. Further Albiren SRL can not be held responsible for direct or indirect economical or other losses which are caused by errors or omissions in the delivery of energy and environmental data.	<b>Licensed user:</b> Alberto Laudadio / Site Assessment

**PARK - Main Result**

**Calculation: Monti Oi Yield Estimation with 99m Hub Height**

**Wake Model** N.O. Jensen (RISØ/EMD)

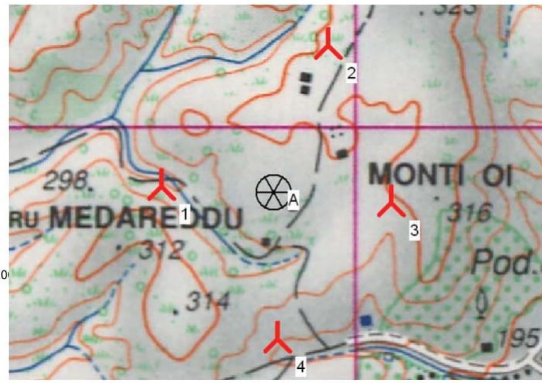
**Calculation Settings**  
 Air density calculation mode Individual per WTG  
 Result for WTG at hub altitude 1.175 kg/m³ to 1.180 kg/m³  
 Air density relative to standard 96.3 %  
 Hub altitude above sea level (asl) 353.1 m to 399.0 m  
 Annual mean temperature at hub alt. 13.9 °C to 14.2 °C  
 Pressure at WTGs 968.2 hPa to 973.5 hPa

**Wake Model Parameters**  
 Wake Decay Constant 0.075 Open farmland

**Wake calculation settings**  
 Angle [°] Wind speed [m/s]  
 start end step start end step  
 0.5 360.0 1.0 0.5 30.5 1.0

**Wind statistics** IT MAST\_TA40\_10.5months\_NEW DATA\_ONE YEAR - 1 40.0

**WAsP version** WAsP 6-9 for Windows 2.7.486



Scale 1:17 000  
 New WTG Site Data

**Key results for height 50.0 m above ground level**

Terrain	UTM ED50 Zone:	East	North	Name of wind distribution	Type	Wind energy [kWh/m²]	Mean wind speed [m/s]	Equivalent roughness
A	459 861	4 347 010	Site data	12 sectors; Radius: 20 000 m (1)	WAsP (WAsP 6-9 for Windows 2.7.486)	1 588	5.4	0.9

**Calculated Annual Energy for Wind Farm**

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	Result-10.0% [MWh]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Specific results <sup>a)</sup>
								Mean wind speed @hub height [m/s]
Wind farm	28 444.8	25 600.4	30 145.2	94.4	24.3	6 400.1	2 133	6.4

<sup>a)</sup> Based on Result-10.0%

**Calculated Annual Energy for each of 4 new WTGs with total 12.0 MW rated power**

WTG type	Terrain	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Power curve Creator	Name	Annual Energy		Park	
										Result [MWh]	Result-10.0% [MWh]	Efficiency [%]	Mean wind speed [m/s]
1 A	Yes				3 000	101.0	99.0	USER	Power Curve E-101 calculated Rev 2.0	6 418.5	5 777	94.2	6.08
2 A	Yes				3 000	101.0	99.0	USER	Power Curve E-101 calculated Rev 2.0	7 847.8	7 063	97.7	6.56
3 A	Yes				3 000	101.0	99.0	USER	Power Curve E-101 calculated Rev 2.0	7 583.7	6 825	91.1	6.67
4 A	Yes				3 000	101.0	99.0	USER	Power Curve E-101 calculated Rev 2.0	6 594.9	5 935	94.5	6.14

**WTG siting**

	UTM ED50 Zone: 32			
	East	North	Z	Row data/Description
	UTM ED50 Zone: 32			
1 New	459 550	4 347 029	257.0	WTG_1
2 New	460 012	4 347 420	300.0	WTG_2
3 New	460 188	4 346 984	294.5	WTG_3
4 New	459 871	4 346 604	254.1	WTG_4





**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*



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

WindPRO version 2.7.486 Jun 2022

Project:  
**E\_2011\_493**

Description:  
 The energy yield was estimated using local wind data. As energy yield estimations hold uncertainties in WAsP calculation model, in description of height contours, roughness and obstacles and in inaccuracy of used maps a safety reduction as stated in this report is recommended.

Printed/Page  
 08-06-2022 16:58 / 4  
 Licensed user:

Remark:  
 Albiren SRL does not take any responsibility for the use of the performed calculations. Further Albiren SRL can not be held responsible for direct or indirect economical or other losses which are caused by errors or omissions in the delivery of energy and environmental data.

Alberto Laudadio / Site Assessment  
 Calculated:

**PARK - Wind Data Analysis**

Calculation: Monti Oi Yield Estimation with 99m Hub Height Wind data: A - Site data 12 sectors; Radius: 20 000 m (1); Hub height: 50.0

**Site Coordinates**

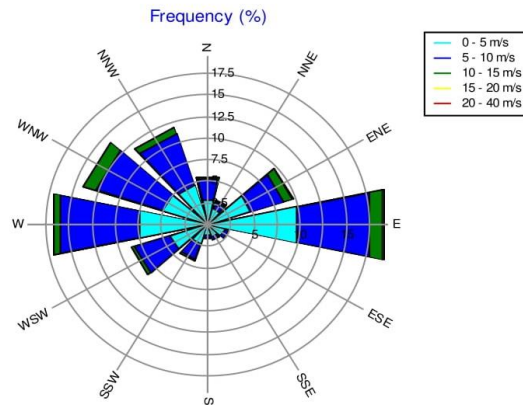
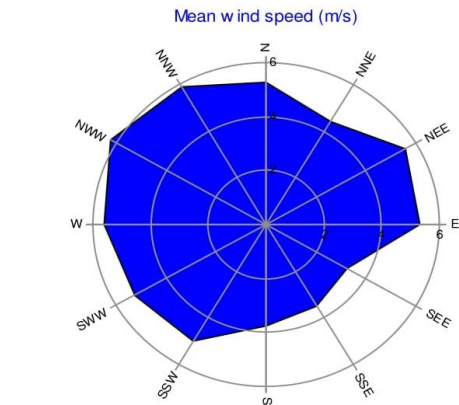
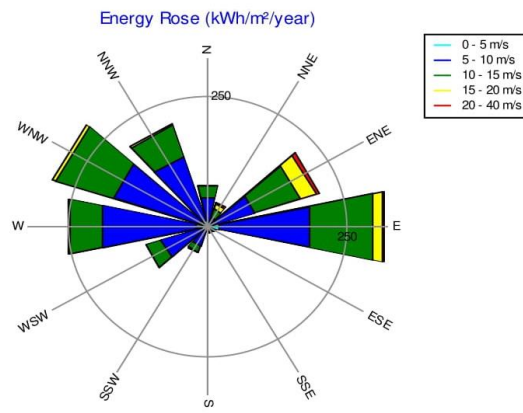
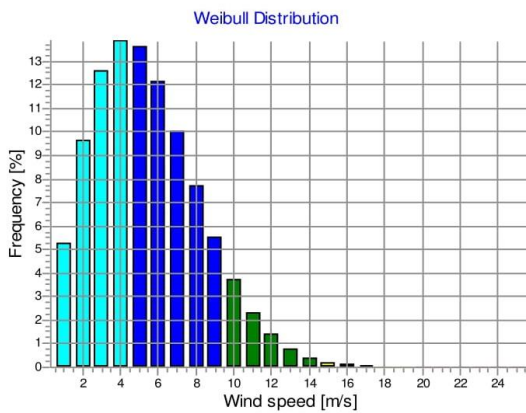
UTM ED50 Zone: 32 East: 459 861 North: 4 347 010

**Wind statistics**

IT MAST\_TA40\_10.5months\_NEW DATA\_ONE YEAR - 1 40.00 m.wvs

**Weibull Data**

Sector	Current site		k- parameter	Frequency [%]
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]		
0 N	5.96	5.28	2.080	5.6
1 NNE	4.76	4.42	1.260	3.0
2 ENE	6.23	5.57	1.654	9.7
3 E	6.02	5.35	1.869	19.4
4 ESE	3.52	3.23	1.342	2.5
5 SSE	3.88	3.52	1.447	1.9
6 S	4.21	3.73	1.924	1.7
7 SSW	5.64	5.00	2.115	4.4
8 WSW	5.94	5.26	2.189	8.7
9 W	6.29	5.58	2.400	17.1
10 WNW	7.01	6.21	2.396	14.1
11 NNW	6.62	5.87	2.385	11.8
All	6.12	5.42	1.986	100.0





**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*



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

WindPRO version 2.7.486 Jun 2022

Project:  
**E\_2011\_493**

Description:  
The energy yield was estimated using local wind data. As energy yield estimations hold uncertainties in WAsP calculation model, in description of height contours, roughness and obstacles and in inaccuracy of used maps a safety reduction as stated in this report is recommended.

Printed/Page  
08-06-2022 16:58 / 6

Remark:  
albiren SRL does not take any responsibility for the use of the performed calculations. Further Albiren SRL can not be held responsible for direct or indirect economical or other losses which are caused by errors or omissions in the delivery of energy and environmental data.

Alberto Laudadio / Site Assessment  
Calculated:

### PARK - Map

Calculation: Monti Oi Yield Estimation of 4xWTGs with 99m Hub Height



Map : Print scale 1:17 000, Map center UTM ED50 Zone: 32 East: 459 954 North: 4 347 131  
New WTG Site Data

**Foto:** Elaborazione WindPRO sulla TA<sub>REF</sub> di Monti Oi che restituisce una media di 6,4 m/s a 99 metri hub.



**ALBERTO LAUDADIO**

**Project & Energy Manager**

*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer  
More than 20 years of experience*

**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".

- **TA25m – località Zona Industriale ad Iglesias:** stazione di monitoraggio facente parte del Database di WindPRO, che restituisce un dato medio di ventosità, acquisito dal sistema di monitoraggio pari a **6,4 m/s a 99 m sls** (in linea con quanto restituito da Vortex). In allegato alla presente relazione anche il report di installazione del 2004. Attualmente il sistema di monitoraggio è ancora presente ma non funzionante. Si pensa di ripristinare il sistema a breve per avere una mole di dati comparabile con la futura TA96m. Qui sotto i dati estrapolati dal report WindPRO elaborato per analogo intervento proprio sull'altopiano di Monti Oi ad altezza di riferimento di 99 m hub.



**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*



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

WindPRO version 2.9.269 Nov 2021

Project: **Laudadio** Printed Page: 19/11/2021 13:35 / 1  
 Licensed user: Alberto Laudadio /  
 Calculated:

**METEO - Main Result**

**Calculation: Iglesias ZIR**

Name: EmdConwx\_Iglesias ZIR  
 Site coordinates: UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 462,918 North: 4,349,047  
 Air density calculation mode: Fixed for all WTGs (Based on Std. Atmosphere Model)  
 Result for site center elevation+key height: 1.178 kg/m<sup>3</sup>  
 Air density relative to standard: 96.1 %  
 Hub altitude above sea level (ast): 300.0 m  
 Annual mean temperature at hub alt.: 16.2 °C



Scale 1:25,000

Meteorological Data

Calculation is based on "EmdConwx\_Iglesias ZIR", giving the Weibull distribution for the wind speed on the site.  
 Using the selected power curve, the expected annual energy production is calculated.

**Weibull data 25 m above ground level**

Sector	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]	Wind gradient exponent
0 N	4.46	3.96	1.810	4.5	0.265
1 NNE	3.59	3.22	1.605	2.7	0.181
2 ENE	4.71	4.18	1.897	11.4	0.190
3 E	5.79	5.16	1.722	15.0	0.150
4 ESE	5.42	4.83	1.792	4.4	0.117
5 SSE	3.58	3.24	1.466	1.8	0.221
6 S	3.98	3.56	1.634	2.0	0.212
7 SSW	4.60	4.09	1.743	3.1	0.174
8 WSW	5.54	4.93	1.797	7.9	0.112
9 W	6.22	5.52	2.000	15.5	0.125
10 WNW	7.52	6.67	2.459	21.7	0.151
11 NNW	5.64	4.99	2.086	10.2	0.217
All	5.83	5.17	1.850	100.0	

**Calculation Results**

Key results for height 50.0 m above ground level  
 Wind energy: 1,860 kWh/m<sup>2</sup>; Mean wind speed: 5.8 m/s;

**Calculated Annual Energy**

WTG type			Power curve			Annual Energy					
Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Creator	Name	Result	P75-20.0%	Mean wind speed	Capacity factor
			[kW]	[m]	[m]			[MWh]	[MWh]	[m/s]	[%]
Yes					36.8	USER		236.5	189	5.50	45.0



**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*



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

WindPRO version 2.9.269 Nov 2021

Project:  
**Laudadio**

Printed Page:  
 19/11/2021 13:35 / 4

Licensed user:

Alberto Laudadio /  
 Calculated:

**METEO - Wind Data Analysis**

Calculation: Iglesias ZIR Wind data: A - EmdConwx Iglesias ZIR; Hub height: 50.0

**Site coordinates**

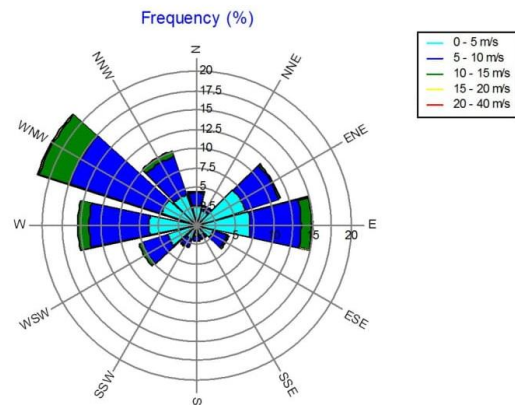
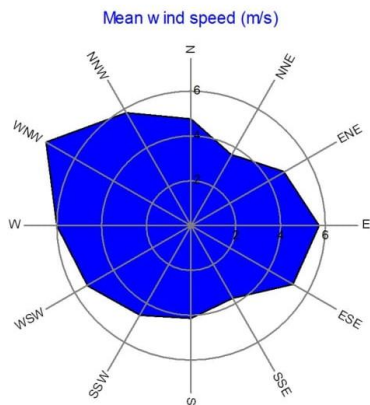
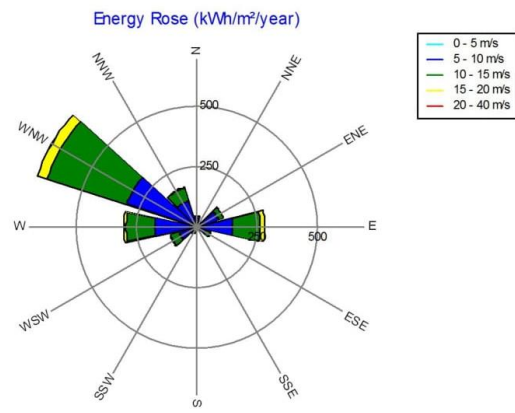
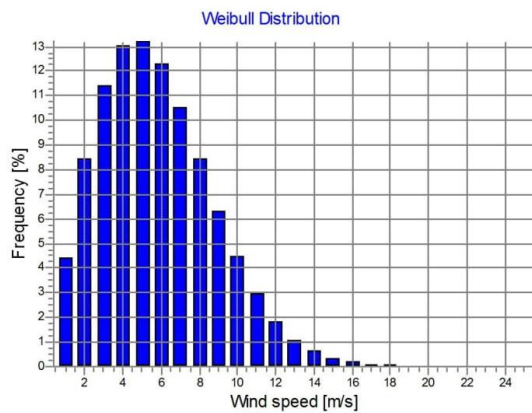
UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 462,918 North: 4,349,047

**Weibull Data**

Sector	A- parameter	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]	Wind gradient exponent
0 N	5.36	4.75	2.010	4.5	0.265
1 NNE	4.07	3.62	1.805	2.7	0.181
2 ENE	5.37	4.76	2.097	11.4	0.190
3 E	6.42	5.69	1.922	15.0	0.150
4 ESE	5.88	5.21	1.992	4.4	0.117
5 SSE	4.17	3.73	1.666	1.8	0.221
6 S	4.61	4.09	1.834	2.0	0.212
7 SSW	5.19	4.60	1.943	3.1	0.174
8 WSW	5.99	5.31	1.997	7.9	0.112
9 W	6.78	6.01	2.200	15.5	0.125
10 WNW	8.35	7.42	2.659	21.7	0.151
11 NNW	6.55	5.81	2.286	10.2	0.217
All	6.51	5.77	2.029	100.0	

**Meteo data**

EmdConwx\_Iglesias Cadoni





**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*



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

WindPRO version 2.9.269 Nov 2021

Project:  
**Laudadio**

Printed Page:  
19/11/2021 13:35 / 6

Licensed user:

Alberto Laudadio /  
Calculated:

### METEO - Map

Calculation: Iglesias ZIR Wind data: A - EmdConwx Iglesias ZIR; Hub height: 50.0



0 250 500 750 1000m

Map: WindPRO map, Print scale 1:25,000, Map center UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 462,918 North: 4,349,047

New WTG Meteorological Data

**Foto:** Elaborazione WindPRO sulla  $T_{A_{REF}}$  della ZIR che restituisce una media di 5,77 m/s a 50 metri hub.



**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*

**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".

### 3. OBIETTIVO DELL'ANALISI

Sulla base dei dati di input e le restituzioni dei valori in putput riepiloghiamo quanto segue:

- VMM Vortex su posizione TA96 di futura installazione: **6,10 m/s a 100 m sls**
- VMM Vortex su posizione TA<sub>REF</sub> Monti Oi: **6,40 m/s a 100 m sls**
- VMM Vortex su posizione TA<sub>REF</sub> ZIR: **5,70 m/s a 100 m sls**
- GWA su posizione TA96 di futura installazione: **5,94 m/s a 100 m sls**
- GWA su posizione TA<sub>REF</sub> Monti Oi: **6,40 m/s a 7,46 m sls**
- GWA su posizione TA<sub>REF</sub> ZIR: **5,73 m/s a 100 m sls**
- (Misurato) TA40m Monti Oi: **6,40 m/s a 99 m sls**
- (Misurato) TA25m ZIR: **5,77 m/s a 50 m sls**

I dati analizzati dalla campagna di misurazione sui siti delocalizzati, o da anemometri virtuali su base satellitare e in Mesoscala, come quelli utilizzati della VORTEX e GWA, vengono normalmente sempre acquisiti con una frequenza temporale pari a 10 minuti e coprono un periodo complessivo adatto alle analisi per lo scopo del presente elaborato. L'esame delle serie temporali disponibili per le altezze di riferimento analizzate non ha mostrato particolari anomalie o intervalli temporali di mancata acquisizione, e la disponibilità complessiva dei dati è pertanto superiore al 94,0% per tutte le altezze di monitoraggio dal suolo.

Le analisi complessive evidenziano un regime anemologico caratterizzato da alcune componenti energetiche indotte, con prevalenza dai quadranti di ONO e di SO con una piccola componente del NE, che coprono gran parte del potenziale eolico complessivamente disponibile sull'area. La distribuzione della frequenza di occorrenza, ad  $h = 100_{REF}$ , è stata riportata sui relativi diagrammi azimutali (Rose dei Venti), unitamente alla nube di punti formata dai dati di intensità della velocità vento, ed alle relative componenti energetiche in termini di potenza specifica della vena fluida.

L'obiettivo è quello di stimare la producibilità preliminare attesa per la configurazione d'impianto proposta, eseguita sulla base di informazioni sintetiche in relazione al regime del vento che caratterizza la zona, per fornire gli elementi decisionali utili all'avanzamento dell'azione di sviluppo dell'iniziativa, che ha previsto anche l'avvio a breve di un'adeguata campagna di monitoraggio anemometrico sull'area d'intervento.

In particolare, sarà stimata la producibilità attesa dall'impianto, utilizzando, da consuetudine, una distribuzione di frequenze di occorrenza della velocità vento, a diverse altezze rispetto al suolo, elaborata da modelli di flusso mesoscala ed estrapolata su una posizione indicata dal Cliente con il punto di installazione coincidente con la posizione della turbina codice C05 e la TA96m installata per la misurazione del vento come in figura sotto.

---



**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*

**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".



I dati sono stati forniti al Consulente dalla società di consulenza spagnola Vortex SL.

Il Consulente, inoltre, ha nella sua disponibilità i dati grezzi della stazione TA<sub>REF</sub> di Monti Oi, delocalizzata come abbiamo visto sull'altopiano a Nord Ovest del sito.

Sarà, quindi, stimata le producibilità attese dal modello di macchina caratterizzata da una potenza nominale unitaria pari a 6.0 MW, e proposta da Vestas, quale principale fornitore di aerogeneratori di grande taglia attualmente presenti sul mercato nazionale.





**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*

**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:** planimetria satellitare del layout di impianto e delle turbine da progetto e delle posizioni della 2 TA<sub>REF</sub>

## 4. DESCRIZIONE DELLE ATTIVITA' DI ANALISI

L'input dei dati anemometrici è costituito da una tabella di sintesi della distribuzione azimutale, per 12 settori di provenienza, della frequenza di occorrenza del vento per classi di velocità con intervallo pari a 1 m/s, disponibile dalle stazioni virtuali e di misurazione prese in considerazione, derivate da modelli satellitari in mesoscala, con risoluzione territoriale pari a 100 m e da misurazioni in sito delocalizzato.

Il modello Anemologico dell'impianto, impiegato per il calcolo della resa energetica attesa sarà utilizzato implementando separatamente i dati di performance del modello di turbina proposto dal Cliente, di potenza nominale unitaria pari a circa 6.0 MW, e selezionati per siti caratterizzati da vento medio/basso, quale è quello individuato per la realizzazione del progetto.

La configurazione di torre 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 (curve di performance di macchina, provenienza/elaborazione dei dati anemometrici, modellazione orografica, etc.), e fissato essere



**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*

**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".

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.

## 5. MODELLAZIONE ANEMOLOGICA

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

Il progetto definitivo per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica, denominato Parco Eolico "Carbonia", con potenza nominale installata pari a 66 MW, da realizzarsi nei territori dei Comuni di Carbonia e Iglesias nella Provincia di Sulcis Iglesiente. Il numero totale di turbine eoliche che saranno installate è pari a 11 con una potenza nominale pari a 6 MW per ogni aerogeneratore.

Gli aerogeneratori saranno collegati alla nuova Stazione di trasformazione Utente, posta nel comune di Gonnessa, tramite cavidotti interrati con tensione nominale pari a 33 kV.

La stazione di trasformazione utente riceverà l'energia proveniente dall'impianto eolico a 33 kV e la eleverà alla tensione di 220 kV. Tutta l'energia elettrica prodotta verrà ceduta alla rete tramite collegamento in antenna a 220 kV sulla futura Stazione Elettrica (SE) di Smistamento 220 kV della RTN da inserire in entrata – uscita alla linea RTN a 220 kV "Sulcis - Oristano".

L'area oggetto del presente sviluppo progettuale si presenta a carattere prettamente collinare con il suolo che evidenzia una variabilità topografica ed altimetrica abbastanza omogenea nella sua parte a Est e poco più complessa nella sua parte a Ovest. L'elevazione dell'area di installazione del parco eolico varia dai 95 m ai 185 m s.l.m circa. La variabilità si presenta anche dal punto di vista di copertura vegetazionale delle aree: alcune presentano vegetazione arbustiva, altre vegetazione arborea e altre ancora si presentano come semplici campi coltivati a seminativo (erbaio/pascolo).



**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*



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

*Coordinate aerogeneratori (UTM - WGS 84)*

ID	Est	Ovest
I01	464837.00 m E	4344326.00 m N
I02	465533.00 m E	4344496.00 m N
I03	464089.00 m E	4345349.00 m N
I04	463370.00 m E	4343970.00 m N
C01	462948.00 m E	4344958.00 m N
C02	463125.00 m E	4346070.00 m N
C03	463968.04 m E	4345991.47 m N
C04	461290.35 m E	4343311.58 m N
C05	460408.00 m E	4343146.00 m N
C06	458270.00 m E	4342521.00 m N
C07	457840.00 m E	4342223.00 m N

**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 20 km<sup>2</sup>, che si estende fino a coprire un raggio d'influenza pari ad almeno 10 km di distanza dal punto di riferimento per i dati anemologici "Vortex", fissato dal Cliente in corrispondenza della posizione di prevista installazione per la turbina codice C05 e ubicazione della stazione di misura da 93 metri. 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 sul sito, eseguita con il codice di calcolo Anemologico.

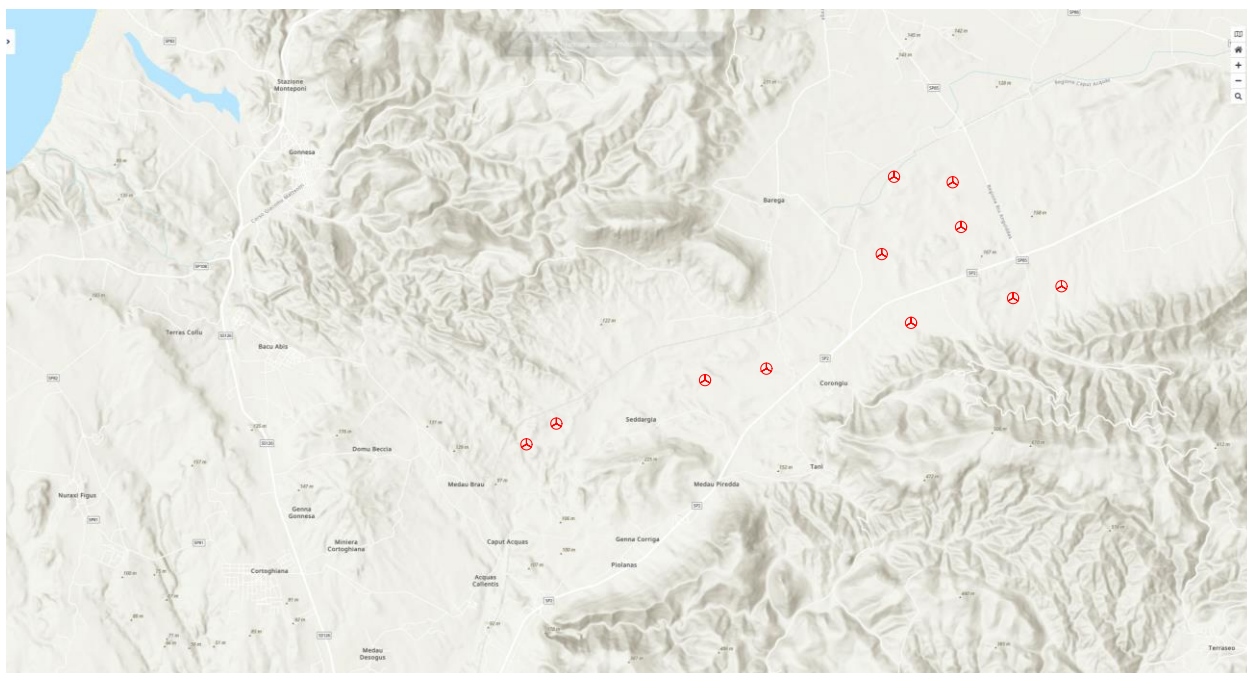
È stata implementata anche una mappatura automatica della rugosità superficiale del terreno, ottenuta da database GWA-Warehouse, e derivata da un progetto ESA per la copertura a livello globale dell'utilizzo dei terreni nell'ambito di una delle iniziative per la lotta ai cambiamenti climatici. I valori di rugosità superficiale del terreno variano per il modello da z0=0.05 a z0=1.5 (massimo valore per alberi alti e foreste).



**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*

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

## 5.2. Input regime di vento da elaborazione

L'area di progetto sarà monitorata dal mese di giugno 2022 ma i primi dati disponibili, da soli, non consentiranno una adeguata stima della ventosità, essendo passati solo 88 giorni dall'avventura installazione della stazione di misura.

Per la definizione preliminare del regime anemologico sulla zona interessata dal progetto d'impianto è stata pertanto impiegata una distribuzione virtuale, proposta dalle società GWA/VORTEX <https://vortexfdc.com/virtual-met-mast/> e derivante da modelli anemologici mesoscala con risoluzione di calcolo geografica pari a 50/120 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 C05, e disponibili per un'altezza dal suolo pari a 100 m, vengono introdotte nel software di simulazione sotto forma di file in formato [\*.tab], contenente i dati discretizzati per 12 settori di provenienza del vento e per intervalli di velocità pari a 1 m/s, come riportato dalla Tab. seguente.

Sono stati utilizzati anche i dati di input di 2 stazioni di misura delocalizzate nel vicino altopiano di Monti Oi e all'interno della Zona Industriale di Iglesias.

Il codice di calcolo 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 nove posizioni turbina previste dal progetto. Le frequenze



**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*



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

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 forniscono 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. Il codice di calcolo Anemologico 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 undici 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. VORTEX ha inoltre fornito le medesime distribuzioni alle altezze dal suolo aggiuntive di 50 m, 70 m, 90 m, 100 m e 110 m, oltre a quella di 120 m utilizzata per le simulazioni di producibilità, sempre sul medesimo punto previsto per la turbina C05.

### Wind Profile Calculator

**Caution:** A logarithmic wind profile is a very rough estimat. Especially on hills and ridges, the effective wind profile can vary greatly from the theoretical, logarithmic one. Therefore, it is indispensable to measure wind speed at hub height of a future wind turbine with SODAR or a high mast or model it with a suitable wind model.

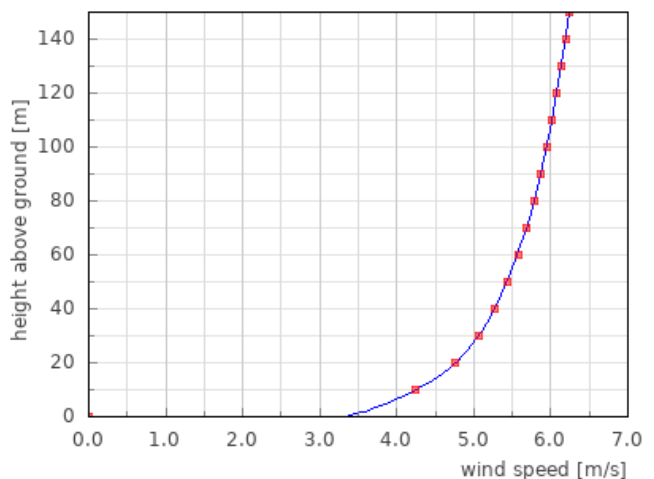
Please specify parameters

height above ground	<input type="text" value="100"/> m	
wind speed	<input type="text" value="5.94"/> m/s	
roughness length $z_0$ (see table below)	<input type="text" value="0.03"/> m	<input type="button" value="Refresh"/>

Result

height above ground	wind speed
150 m	6.24 m/s
140 m	6.19 m/s
130 m	6.13 m/s
120 m	6.07 m/s
110 m	6.01 m/s
100 m	5.94 m/s
90 m	5.86 m/s
80 m	5.78 m/s
70 m	5.68 m/s
60 m	5.57 m/s
50 m	5.43 m/s
40 m	5.27 m/s
30 m	5.06 m/s
20 m	4.76 m/s
10 m	4.25 m/s

vertical profile of wind speed





**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*

**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".

## Roughness Classes and Lengths

Roughness class	Roughness length $z_0$	Land cover types
0	0.0002 m	Water surfaces: seas and Lakes
0.5	0.0024 m	Open terrain with smooth surface, e.g. concrete, airport runways, mown grass etc.
1	0.03 m	Open agricultural land without fences and hedges; maybe some far apart buildings and very gentle hills
1.5	0.055 m	Agricultural land with a few buildings and 8 m high hedges separated by more than 1 km
2	0.1 m	Agricultural land with a few buildings and 8 m high hedges separated by approx. 500 m
2.5	0.2 m	Agricultural land with many trees, bushes and plants, or 8 m high hedges separated by approx. 250 m
3	0.4 m	Towns, villages, agricultural land with many or high hedges, forests and very rough and uneven terrain
3.5	0.6 m	Large towns with high buildings
4	1.6 m	Large cities with high buildings and skyscrapers

## Explanations for the Wind Profile

On the ground, the wind is strongly braked by obstacles and surface roughness. High above the ground in the undisturbed air layers of the geostrophic wind (at approx. 5 km above ground) the wind is no longer influenced by the surface. Between these two extremes, wind speed changes with height. This phenomenon is called vertical wind shear.

In flat terrain and with a neutrally stratified atmosphere, the logarithmic wind profile is a good estimation for the vertical wind shear:

$$v_2 = v_1 \frac{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)}$$

The reference wind speed  $v_1$  is measured at height  $h_1$ .  $v_2$  is the wind speed at height  $h_2$ .  $z_0$  is the roughness length (see table above).

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 **0.188**, è stato quindi confrontato con quello calcolato attraverso il codice Anemologico, interpolando sempre con la legge delle potenze i valori di velocità generati dalla simulazione sulla posizione C05, alle stesse altezze dal suolo. Come prevedibile, il valore di wind shear calcolato si ripete indipendentemente dalle altezze di input, essendo strettamente legato alle caratteristiche del modello di terreno introdotto, in termini di altimetria e rugosità superficiale, seppur con qualche lieve scostamento, oscillando tra 0.234 e 0.266, con un valor medio pari a 0.247. 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 6,1 m/s (dati Vortex ad  $h=100$  m sls) ed un massimo di 6,5 m/s (dati Vortex ad  $h=150$  m sls).

Si è pertanto ritenuto di adottare la distribuzione Vortex ad altezza suolo più elevata, ovvero a 120 m sls, che minimizza tale discrepanza in via conservativa, ed è inoltre più coerente con il valore di velocità vento media annua che ci si potrebbe attendere in relazione all'area geografica interessata e ai dati misurati delocalizzati con stazioni di misura ad hoc.



**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*



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

L'estrapolazione della velocità vento ad altezze maggiori e minori di quella pari a 125 m, assunta come riferimento al mozzo, è stata eseguita impiegando il wind shear di simulazione, pari a 0.249, sostanzialmente non dissimile dal valor medio 0.247 dei coefficienti ottenuti per interpolazione implementando le altre distribuzioni disponibili da Vortex per altezze minori rispetto al suolo.

Ciò compensa gli effetti della scelta del valore più basso di velocità selezionato per h=120 m e consente di non eccedere in valutazioni troppo conservative. Si riportano di seguito le distribuzioni, ad altezza h=120 m sls, dei valori associati ai parametri di input anemologici implementati nel codice di simulazione Anemologico, nonché la relativa densità di potenza calcolata per ciascun settore di provenienza del vento.

### Directional Analysis

Sector		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy	[MWh]	1 837.7	748.1	3 000.8	3 765.6	126.1	172.6	228.8	1 261.8	2 141.8	3 560.3	3 706.5	3 629.2	24 179.3
+Increase due to hills	[MWh]	-170.5	9.1	460.1	1 683.0	69.3	30.4	-26.6	-56.1	519.5	1 804.0	1 300.0	343.8	5 965.9
-Decrease due to array losses	[MWh]	70.7	41.6	154.2	259.9	2.0	29.5	12.5	108.2	184.1	295.7	39.1	502.9	1 700.3
<b>Resulting energy</b>	<b>[MWh]</b>	<b>1 596.5</b>	<b>715.6</b>	<b>3 306.6</b>	<b>5 188.7</b>	<b>193.4</b>	<b>173.6</b>	<b>189.8</b>	<b>1 097.6</b>	<b>2 477.2</b>	<b>5 068.6</b>	<b>4 967.4</b>	<b>3 470.1</b>	<b>28 444.8</b>
Specific energy	[kWh/m <sup>2</sup> ]													888
Specific energy	[kWh/kW]													2 370
Increase due to hills	[%]	-9.3	1.2	15.3	44.7	54.9	17.6	-11.6	-4.4	24.3	50.7	35.1	9.5	24.67
Decrease due to array losses	[%]	4.2	5.5	4.5	4.8	1.0	14.5	6.2	9.0	6.9	5.5	0.8	12.7	5.64
Utilization	[%]	39.4	29.4	30.8	37.1	41.9	36.0	42.0	38.3	39.1	40.6	40.4	37.0	37.4
Operational	[Hours/year]	494	281	885	1 648	195	157	146	393	790	1 484	1 148	1 014	8 635
Full Load Equivalent	[Hours/year]	133	60	276	432	16	14	16	91	206	422	414	289	2 370

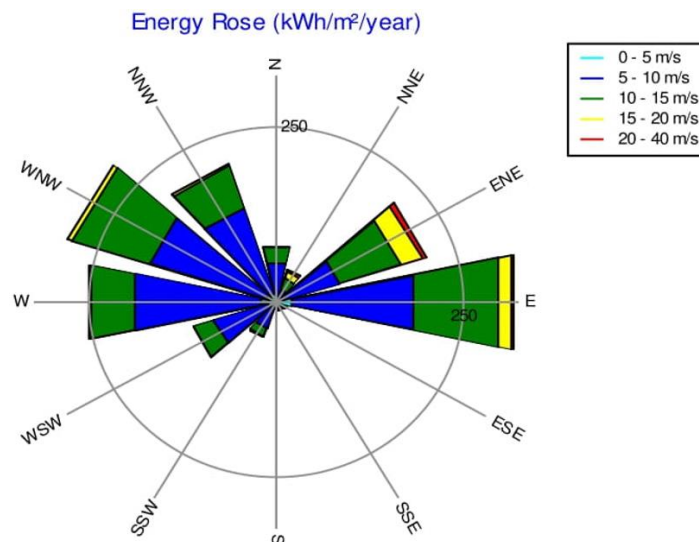


Figura: Regime anemologico di LP ad h=120 m sls (distribuzione polare)

Come si può constatare dall'osservazione delle distribuzioni dei parametri anemologici, soprariportate sia per classi di velocità con step 1 m/s che per 12 settori di provenienza del vento, la risorsa eolica in sito è sostanzialmente concentrata sulla direzione di provenienza da Ovest-Nordovest, con un vento di Maestrale



**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*

**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".

che alimenta circa il 73% dell'intera risorsa energetica disponibile in sito. Buona parte della quota rimanente è invece attribuibile a venti di Grecale e Levante con componente principale da Est-Nordest.

### 5.3. Analisi di complessità orografica del sito

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.

Sulla base di tali evidenze, si esclude l'eventuale esigenza di correzione della velocità estrapolata sui punti d'installazione turbina.

## 6. ANALISI DI PRODUCIBILITA'

### 6.1. Layout di progetto

La posizione 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 all'asse Nordovest/Sudest, dalle cui direzioni di provenienza spirano i venti dominanti in sito.

Le raccomandazioni progettuali inerenti alla disposizione delle turbine d'impianto, che prescrivono una distanza reciproca minima tra due turbine adiacenti pari ad almeno tre/cinque diametri di rotore nella direzione ortogonale a quella di provenienza dei venti dominanti, e di cinque/sette diametri in quella ad essa parallela, sono sufficientemente rispettate.

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'interesse tra le turbine analizzate, quantificate in termini assoluti e di diametri di rotore, per il massimo diametro di rotore, pari a 162 m, delle turbine analizzate.

### 6.2. Configurazione d'impianto e Turbina

La posizione delle turbine di progetto, così come la scelta del relativo modello di macchina, 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.

---





**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*

**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".

La stima della resa energetica per le turbine è stata eseguita attraverso il calcolo della producibilità attesa, considerando la nuova dislocazione territoriale fornita dal Cliente e la configurazione per la selezione della turbina d'impianto, come riportato dalla tabella seguente che ne riassume i dati identificativi.

Cfg#	Costruttore	Modello Versione	Potenza Nominale (kW)	Classe di vento IEC	Altezza Mozzo (m)
VES	VESTAS	V162-6.0 MW	6000	S	125

### 3.1 Climate and Site Conditions

The standard turbine is designed for the wind climate conditions listed below. Values refer to hub height.

Wind Climate	IEC S	IEC S	IEC S	IEC S
Power Rating	6.0 MW	6.0 MW	6.0 MW	6.0 MW
Hub Height	119 m	125 m	149 m	166 m
<i>Average design parameters - IEC</i>				
Wind Speed (10 min average), $V_{ave}$	7.4 m/s	8.5 m/s	7.9 m/s	7.9 m/s
Weibull Scale Factor, C	8.3 m/s	9.6 m/s	8.9 m/s	8.9 m/s
Weibull Shape Factor, k	2.48	2.3	2.48	2.48
$I_{ref}$ acc. to IEC 61400-1	0.15	0.14	0.15	0.15
Turbulence Intensity acc. to IEC 61400-1, Including Wind Farm Turbulence (@15 m/s) $I_{s0}$ (90% quantile)	16.9%	15.7%	16.9 %	16.9 %
Wind Shear, $\alpha$	0.30	0.20	0.30	0.30
Inflow Angle (vertical)	8°	8°	8°	8°
<i>Extreme design parameters - IEC</i>				
Extr. Wind Speed (10 min average), $V_{50}$	37.1 m/s	37.5 m/s	39.5 m/s	39.5 m/s
Survival Wind Speed (3 s gust), $V_{e50}$	51.9 m/s	52.5 m/s	55.3 m/s	55.3 m/s
Turbulence Intensity, $I_{V50}$	11%	11 %	11 %	11 %

La velocità vento su ogni posizione, estrapolata alla relativa altezza mozzo, è stata calcolata attraverso l'applicazione dell'atlante di vento ottenuto dall'implementazione dei parametri anemologici associati alla stazione anemometrica virtuale Vortex, con posizione di riferimento coincidente con il punto di prevista installazione della turbina C05, e disponibili da modello mesoscala ad altezza h=120 m sls.



**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*

**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".

La producibilità così calcolata 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.

<b>Fattore di perdita impianto</b>	<b>Perdita (%)</b>
Perdite elettriche d'impianto	<b>2.2%</b>
Indisponibilità di macchina per manutenzione ordinaria e/o straordinaria	<b>3.0%</b>
Ghiaccio e/o depositi sulle pale	<b>0.5%</b>
Lavori di manutenzione sottostazione	<b>0.2%</b>
<b>Totale</b>	<b>5.8%</b>

Tabella: Stima perdite fisse d'impianto.

### 6.3. Verifica stazioni di misura

È stata eseguita un'ulteriore verifica sul regime di vento in sito procedendo all'elaborazione di un set di dati forniti e in disponibilità del Consulente e già considerati precedentemente in relazione. I dati di velocità e direzione vento, disponibili con frequenza 10 min, sono stati registrati, ad un'altezza dal suolo pari a 40 (TA<sub>REF</sub> Monti Oi) e 25 m (TA<sub>REF</sub> ZIR), durante 8 anni consecutivi intercorrenti tra il 2004 e il 2012.

La stazione da 40 m è ubicata a 3,8 km a NNW della futura TA96m mentre la TA25 ZIR è ubicata a circa 6,5 km a NNE a duna quota rispettiva di 305 m slm la prima, e 134 m slm la seconda.

Il filtraggio e l'elaborazione dei dati anemometrici ha condotto ad ottenere un valore di velocità vento media annua, nei periodi annui completi disponibili, pari a

- (Misurato) TA40m Monti Oi: **6,40 m/s a 99 m sls**
  - (estrapolato per la posizione della turbina) = **5,82 m/s** altezza HUB 125 m sls *(dato cautelativo che si assumerà come rappresentativo per la posizione della TA96m di futura installazione)*
- (Misurato) TA25m ZIR: **5,77 m/s a 50 m sls**
  - (estrapolato per la posizione della turbina) = **5,93 m/s** altezza HUB 125 m sls

I risultati ottenuti con la sovrapposizione della Rosa dei Venti sono coerenti, per quanto riguarda la distribuzione azimutale dei parametri energetici, con quelli attesi che, sulla base di analisi con modelli già validati e di sufficiente affidabilità, attendono sull'area una preponderante componente dal quadrante di



**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*

**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".

Nordovest, sia in termini di velocità, che di frequenza. Si conclude, pertanto, che il contributo informativo delle stazioni delocalizzate elaborata non influisce sui risultati virtuali, stante anche l'assenza di altezze di rilevamento significative e l'elevata probabilità che le acquisizioni disponibili siano sensibilmente influenzate da orografia ed ostacoli locali.

I valori di velocità di vento media annua di lungo periodo, assunto per essere pari a **6,12 m/s ad altezza Hub HH125**, risultano comunque sufficientemente in linea con quello di lungo periodo, pari a **5,94 m/s di GWA e di 6,1 m/s di Vortex**, simulato ad altezza  $h=100$  m sls sulla posizione della futura TA96m attraverso la modellazione orografica.

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

La resa energetica d'impianto, calcolata sulla base dei dati di vento preliminari VORTEX, non acquisiti in sito durante un periodo di misurazione e 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.

**L'effettivo calcolo delle incertezze e dei valori di LP potranno essere maggiormente validati una volta conclusa la campagna di misura con la TA96m installata, che normalmente deve durare minimo un anno solare (4 stagioni effettive).**

Il vento è soggetto a numerose e pesanti variazioni interannue della sua velocità media, e quella registrata durante il monitoraggio della stazione TA96m 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 [LP]", sono sintetizzate dalle tre seguenti attività, che si rifanno all'applicazione del metodo MCP (Measure, Correlate, Predict):

- 1 Raccolta ed elaborazione dei dati registrati dalla TA96m di monitoraggio in contemporaneità alle elaborazioni VORTEX e correlazione, la velocità e la direzione vento su una località sufficientemente prossima all'area di prevista installazione dell'impianto (Virtual Met Mast nella medesima posizione);
  - 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 (Regression Lineare).
-



**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*

**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".

Tali coefficienti di perdita saranno 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.

Le tabelle con i risultati di dettaglio delle simulazioni sono presentate in calce al presente documento, per ciascuna delle configurazioni considerate. Le tabelle seguenti riportano, invece, la sintesi della producibilità calcolata per il modello di turbina.

I risultati saranno 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, assumendo un livello medio di incertezza, pari al 10% su dieci anni, in termini di deviazione standard della P50.

**Tale valore potrà essere definito a valle di almeno un anno dall'inizio della campagna di misura con la TA96m. Il dato cautelativo con cui faremo girare l'analisi preliminare si attesterà sul valore determinato pari a 5,82 m/s prima restituito (dato cautelativo).**

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

L'analisi dei risultati finali (post campagna di misura) di produzione energetica suggerirà 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 a HH125m Hub.

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

- Soluzione del modello fluidodinamico implementato col software.
- Dati anemometrici Vortex 100-150 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 16,4°C all'altezza di circa 97av sul livello del mare (mediana impianto al mozzo).
- In generale si potranno stimare le perdite tecniche generali, per un totale approssimato preliminare pari al 5,8% (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 incertezze considerate sarà rappresentata per gli aspetti afferenti a:

- Misurazione del vento
-



**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*

**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".

- Elaborazione dei dati
- Calcolo di produzione energetica

In particolare, per quanto concerne la misurazione del vento, saranno 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 di eventuali dati misurati e utilizzati. 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 significativamente valido.
- **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.

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 della turbina:** 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 potrà essere 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 = 1.63)** 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.



**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*

**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".

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.

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.

Quindi si determinerà 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, restituita dai calcoli, ad altezza **h = 125 m s.l.s.**, è stata confermata ad un valore pari a **5,82 m/s**, media che potrà essere confermata o meno alla fine della campagna di misura della TA96m.

Il livello d'incertezza complessiva adottato sarà assunto, in misura ragionevole (per via della non completa campagna di misurazione) pari al **15% della P50** in termini della sua deviazione standard, con proiezione a 10 anni, sulla base dell'esperienza consolidata per gli studi anemologici per i quali non si dispone ancora di dati anemometrici di monitoraggio, completi, registrati in sito. La tabella seguente esprime la sintesi di tutti i risultati ottenuti. In considerazione delle incertezze ottenute (calcolate sulla base dei dati VORTEX) semplici considerazioni preliminari 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. I valori definiti, chiaramente, di tali valori probabilistici, otterranno una percentuale di incertezza inferiore, non appena potrà essere disponibile il periodo minimo ammissibile dei dati della TA96m.



**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*



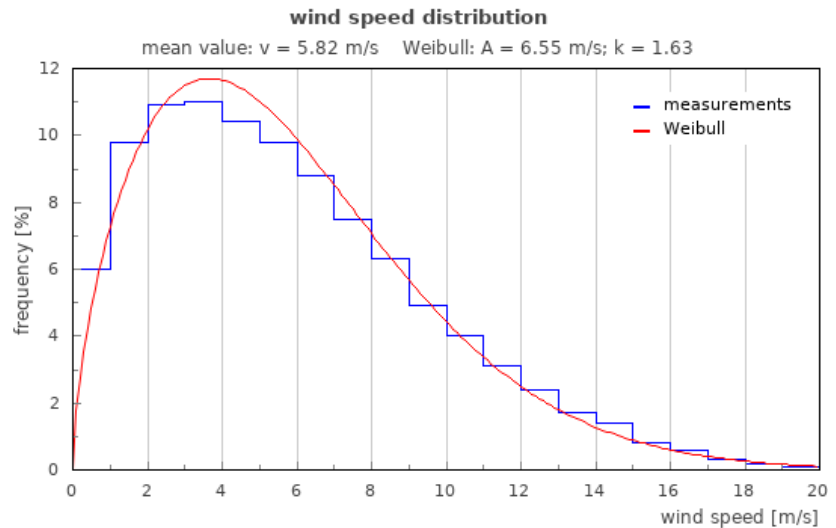
"Professionista, Socio Qualificato di ASSIREP, n. 567, operante nell'ambito delle prerogative di cui alla Legge n. 4/2013".

## Weibull Calculator

Please enter the wind speed distribution into the table.

Class	Frequency in %
0 - 1 m/s	6.00
1 - 2 m/s	9.80
2 - 3 m/s	10.90
3 - 4 m/s	11.00
4 - 5 m/s	10.40
5 - 6 m/s	9.80
6 - 7 m/s	8.80
7 - 8 m/s	7.50
8 - 9 m/s	6.30
9 - 10 m/s	4.90
10 - 11 m/s	4.00
11 - 12 m/s	3.10
12 - 13 m/s	2.40
13 - 14 m/s	1.70
14 - 15 m/s	1.40
15 - 16 m/s	0.80
16 - 17 m/s	0.60
17 - 18 m/s	0.30
18 - 19 m/s	0.20
19 - 20 m/s	0.10
<b>Sum</b>	<b>100.00</b>

Result



Refresh

## Explanations for the Weibull Distribution

Naturally, the wind's speed constantly varies. In order to be able to predict a wind turbine's production it is necessary to know exactly how often the wind blows how strongly. Normally, the wind is measured with an anemometer and the mean wind speed is recorded every 10 minutes. This data can be sorted into wind speed classes of 1 m/s each. The energy contained in the wind at a certain site may then be expressed by this frequency distribution

The Weibull distribution is often a good approximation for the wind speed distribution:

$$f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right)$$

A is the Weibull scale parameter in m/s; a measure for the characteristic wind speed of the distribution. A is proportional to the mean wind speed.

k is the Weibull form parameter. It specifies the shape of a Weibull distribution and takes on a value of between 1 and 3. A small value for k signifies very variable winds, while constant winds are characterized by a larger k.



**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*



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

## RISULTATI PRODUCIBILITA' VESTAS V162-6.0 MW

Anemometro di simulazione [Stazione virtuale VORTEX, h=120 m sls \(su pos. C05 / TA96m\)](#)

Coordinate stazione anemometrica [UTM-wgs84: 494159 Lg.E, 4371614 Lt.N](#)

n° turbine simulate **11**

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>] **1.230**

Potenza nominale unitaria [kW] **6000**

Potenza nominale complessiva impianto [MW] **66.0**

Producibilità lorda [GWh/a] **172.2**

Perdite generali normalizzate a tutto l'impianto **5.80%**

Producibilità netta [GWh/a] **156.0**

### Power Calculator

#### Wind speed distribution

Either you can estimate the Weibull distribution for your site with the [Weibull calculator](#) or the power calculator approximates a distribution for the mean wind speed that is entered.

Weibull parameters A:  m/s k:

mean wind speed v:  m/s

#### Air Density

You can calculate the air density for your site with the [air density calculator](#).

Air density:  kg/m<sup>3</sup>

#### Power curve

Choose a turbine type from the list or choose "user-defined power curve" and enter your own power curve in the table.

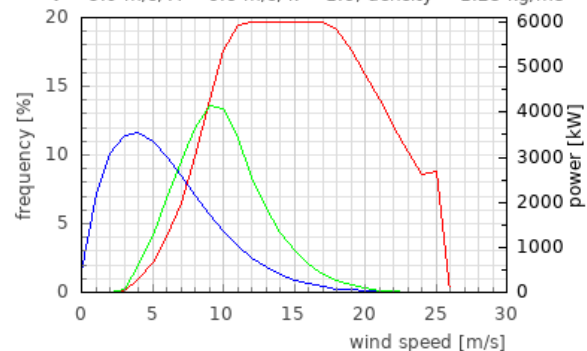
1 m/s	<input type="text" value="0"/> kW	11 m/s	<input type="text" value="5932"/> kW	21 m/s	<input type="text" value="4268"/> kW
2 m/s	<input type="text" value="0"/> kW	12 m/s	<input type="text" value="5998"/> kW	22 m/s	<input type="text" value="3690"/> kW
3 m/s	<input type="text" value="32"/> kW	13 m/s	<input type="text" value="6000"/> kW	23 m/s	<input type="text" value="3102"/> kW
4 m/s	<input type="text" value="292"/> kW	14 m/s	<input type="text" value="6000"/> kW	24 m/s	<input type="text" value="2616"/> kW
5 m/s	<input type="text" value="676"/> kW	15 m/s	<input type="text" value="6000"/> kW	25 m/s	<input type="text" value="2700"/> kW
6 m/s	<input type="text" value="1229"/> kW	16 m/s	<input type="text" value="6000"/> kW	26 m/s	<input type="text" value="0"/> kW
7 m/s	<input type="text" value="2000"/> kW	17 m/s	<input type="text" value="6000"/> kW	27 m/s	<input type="text" value="0"/> kW
8 m/s	<input type="text" value="3017"/> kW	18 m/s	<input type="text" value="5846"/> kW	28 m/s	<input type="text" value="0"/> kW
9 m/s	<input type="text" value="4264"/> kW	19 m/s	<input type="text" value="5360"/> kW	29 m/s	<input type="text" value="0"/> kW
10 m/s	<input type="text" value="5380"/> kW	20 m/s	<input type="text" value="4844"/> kW	30 m/s	<input type="text" value="0"/> kW

#### Result

Producer	k.A.
Type	k.A.
Capacity	6'000 kW
Rotor diameter	k.A.
Power Production	15'619'471 kWh/year
Capacity factor <sup>1</sup>	29.7%
Full load hours <sup>2</sup>	2'601 h/year
Operating hours <sup>3</sup>	7'114 h/year

#### eigene Leistungskurve

v = 5.9 m/s, A = 6.6 m/s, k = 1.6, density = 1.23 kg/m<sup>3</sup>



— Wind speed distribution  
— power production distribution  
— power curve





**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*

**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".

## 8. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

L'analisi Anemologica preliminare del progetto coi diversi input dei dati di vento, nonché dei risultati ottenuti in termini di stima della producibilità attesa d'impianto, suggerisce alcune considerazioni conclusive di seguito elencate:

- Si conferma la distribuzione polare storica dei parametri anemologici che caratterizzano il regime di vento nell'area vasta, con componenti energetiche principali lungo l'asse Ovest-Nordovest/Est-Nordest e preponderanza del vento di Maestrale, che contribuisce con una quota quasi superiore ai 2/3 dell'intera risorsa eolica disponibile sull'area di progetto.
- La posizione delle macchine segue l'indicazione delle norme tecniche, con schiere allineate secondo l'asse ortogonale, e posizioni turbina selezionate in accordo con le raccomandazioni "Measnet" per il numero minimo di diametri di rotore da mantenere per le distanze d'interasse.
- Il layout di centrale, legato ad un'orografia medio complessa, conferma la scelta di modelli turbina da 6.0 MW con diametri di rotore fino a 162 m, quale quello simulato. Le perdite medie per turbolenza di scia da interferenza aerodinamica si attestano su un valore medio/basso di poco meno del 6%.
- Pur essendo interessato da vento medio/basso, ma costante, il sito è caratterizzato da un andamento altimetrico sostanzialmente pianeggiante, con elevati gradienti di velocità rispetto al suolo. Il valore del coefficiente di wind shear, che si stima possa oscillare mediamente intorno ad un valore pari a 0.2, ha suggerito l'adozione di altezze al mozzo a 125 metri.
- Secondo la nuova DGR 59/90 del 27/11/2020 (Allegato 'e', par. 2 di cui lo stralcio seguente), che di fatto ha abrogato la 3/17 da cui doveva emergere una ventosità minima a 70 sls pari a 5,0 m/s, definisce la quota minima di producibilità che per turbine > 200 kW dovrebbe attestarsi ad una quota maggiore alle 2000 heq (kWh/kW), secondo lo schema seguente:

***a) Indicazioni per la valorizzazione della risorsa eolica: Al fine di massimizzare il contributo della fonte eolica alla produzione di energia da fonte rinnovabile anche sulla base delle indicazioni dello studio GSE Il punto sull'eolico (ottobre 2017) e con riferimento al tematismo producibilità specifica dell'Atlante Eolico di RSE (<http://atlanteolico.rse-web.it/>), i progetti di realizzazione di impianti eolici dovrebbero valorizzare adeguatamente le seguenti aree:***

- ***areali con producibilità specifica pari almeno a 1.000 MWh/MW a 25 m s.l.t./s.l.m.***
  - ***areali con producibilità specifica pari almeno a 1.500 MWh/MW a 50 m s.l.t./s.l.m.***
  - ***areali con producibilità specifica pari almeno a 2.000 MWh/MW a 75 m s.l.t./s.l.m.***
  - ***areali con producibilità specifica pari almeno a 2.500 MWh/MW a 100 m s.l.t./s.l.m.***
-



**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*

**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".

***b) In generale in termini di ore annue equivalenti (o.a.e.), la producibilità per le diverse categorie di impianti dovrebbe essere:***

- ***I.  $P \leq 200$  kW: > 1.200 o.a.e;***
- ***II.  $P > 200$  kW: >2.000 o.a.e.***

La producibilità dell'impianto in progetto per il sito, considerate comunque le perdite, è conforme a quanto indicato al punto II dalla stessa D.G.R. garantendo di aver soddisfatto il parametro stabilito con le **2.400 heq circa (ore equivalenti espresse in kWh/kW)** come da tabella qui sotto riportata:

Tabella relativa a singola turbina C05 (posizione TA96m)

P50	14.223.130	KWh/anno	Ore equivalenti nette [KWh/KWe]	2.371 heq
P75	12.416.793	KWh/anno	Ore equivalenti nette [KWh/KWe]	2.069 heq
P90	11.418.329	KWh/anno	Ore equivalenti nette [KWh/KWe]	1.903 heq

Tabella relativa all'intero parco standardizzato

P50	156.454.435	KWh/anno	Ore equivalenti nette [KWh/KWe]	2.371 heq
P75	136.584.722	KWh/anno	Ore equivalenti nette [KWh/KWe]	2.069 heq
P90	125.601.620	KWh/anno	Ore equivalenti nette [KWh/KWe]	1.903 heq

La conferma è data anche dal richiamato Atlante Eolico RSE sul cui punto della TA96m restituisce un valore di producibilità compreso tra le 2000 e le 2500 heq (kWh/kW), come indicato in figura sotto, range entro il quale si colloca la presente analisi richiesta dal Cliente.

---



**ALBERTO LAUDADIO**  
**Project & Energy Manager**  
*Wind & Photovoltaic Consultant and Developer*  
*More than 20 years of experience*



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



**Figura:** elaborazione atlante RSE sulla posizione della TA96m di futura installazione



**ALBERTO LAUDADIO**  
Project & Energy Manager  
Wind & Photovoltaic Consultant and Developer  
More than 20 years of experience



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

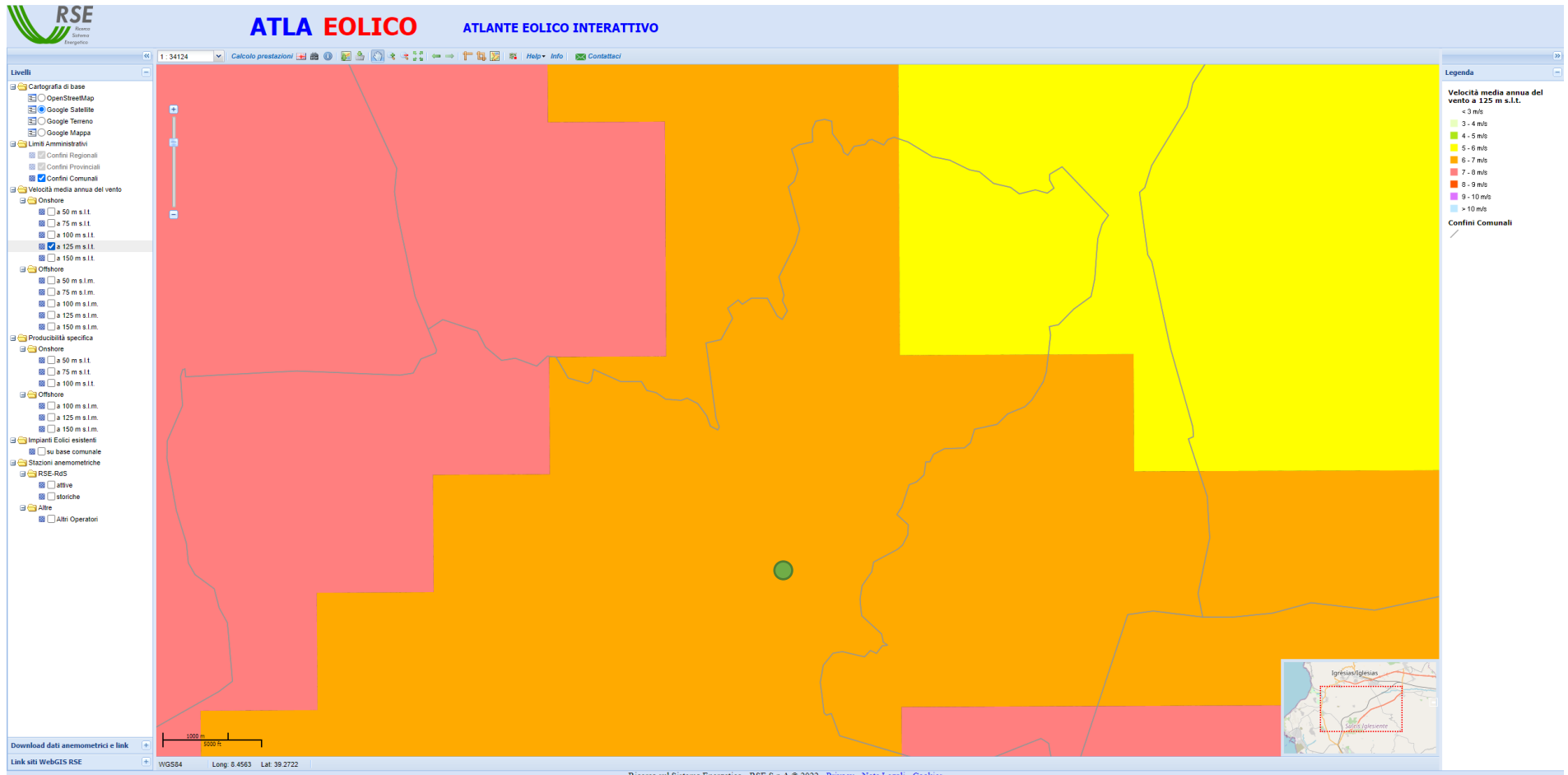


Figura: Velocità media del vento tra i 6 e 7 m/s



**ALBERTO LAUDADIO**  
Project & Energy Manager  
Wind & Photovoltaic Consultant and Developer  
More than 20 years of experience



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

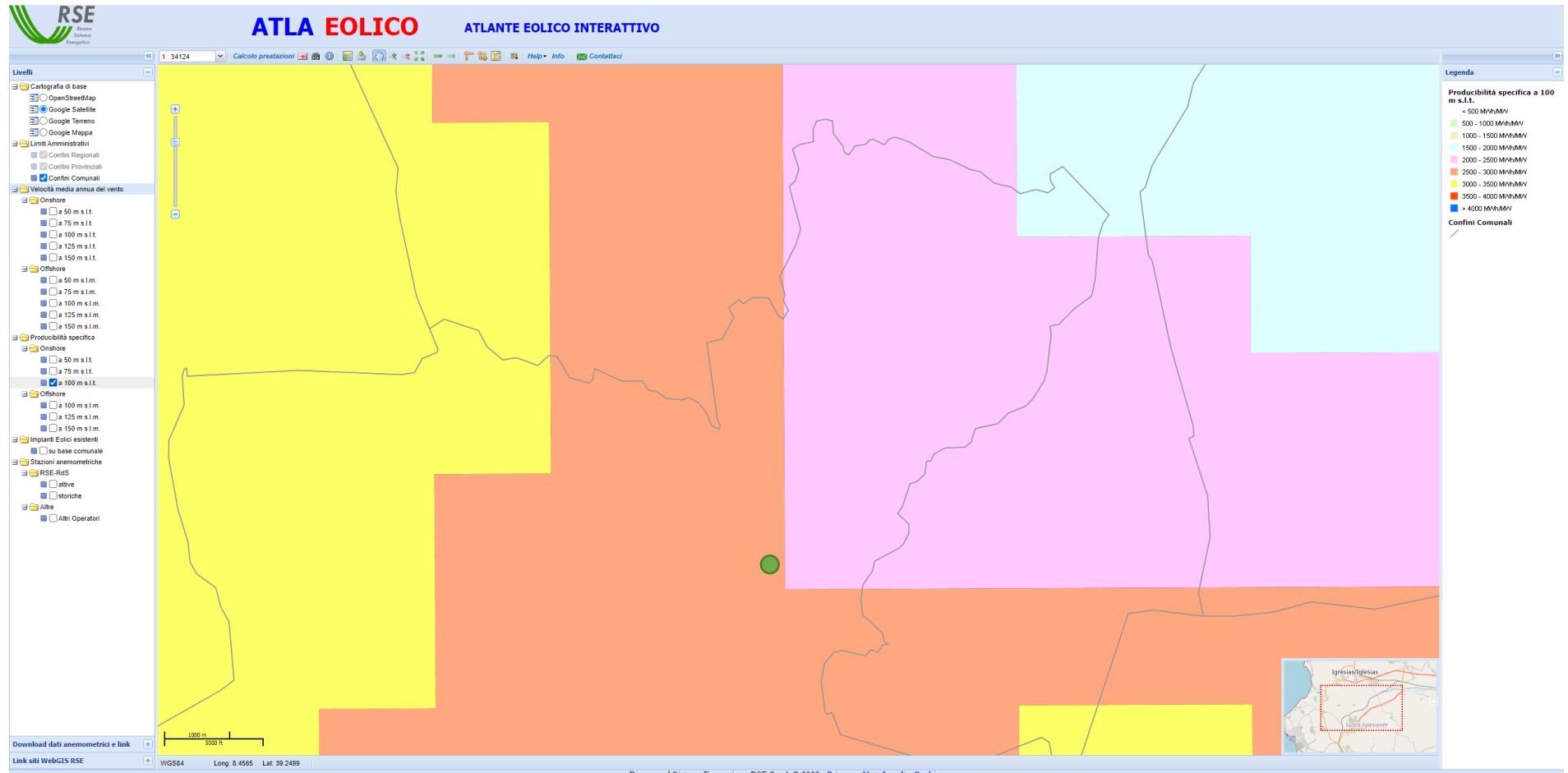


Figura: Produttività specifica tra le 2500 e le 3000 heq (kWh/kW)