

REGIONE SARDEGNA

Provincia del Medio Campidano (VS)

COMUNI DI SAMASSI E SERRENTI



REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	CONTROL.	APPROV.
1	EMISSIONE PER ENTI ESTERNI	01/10/21	LAUDADIO A.	FURNO C.	NASTASI A.
0	EMISSIONE PER COMMENTI	19/09/21	LAUDADIO A.	FURNO C.	NASTASI A.

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.



Sede legale in Via Algardi Alessandro, 4, 20148, Milano (MI)
Partita I.V.A. 10300050969 - PEC: sorgenia.renewables@legalmail.it

Società di Progettazione:

Ingegneria & Innovazione



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

Progetto:

PARCO EOLICO DI "SAMASSI - SERRENTI"

Progettista/Resp. Tecnico

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

Elaborato:

RELAZIONE ANEMOLOGICA PRELIMINARE E DI PRODUCIBILITÀ

Professionista:

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

Scala:

NA

Nome DIS/FILE:

C20010S05-VA-RT-07-01

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.



Sommario

1. Premessa	4
2. L'ANALISI ANEMOLOGICA PRELIMINARE.....	5
2.1. L'importanza di una corretta valutazione Anemologica per il settore bancario.....	5
2.2. Lo studio della producibilità: considerazioni generali	6
3. DESCRIZIONE DELL'ANALISI	6
3.1. Inquadramento geografico.....	7
3.2. Campagna di misurazione del vento	9
3.3. Descrizione del sistema di monitoraggio.....	12
3.4. Copertura dati del territorio	13
4. OBIETTIVO DELL'ANALISI	15
5. DESCRIZIONE DELLE ATTIVITA' DI ANALISI	19
6. MODELLAZIONE ANEMOLOGICA.....	20
6.1. Area geografica e modello orografico 3D.....	20
6.2. Input regime di vento da elaborazione VORTEX	22
6.3. Analisi di complessità orografica del sito	26
7. ANALISI DI PRODUCIBILITA'	26
7.1. Layout di progetto	26
7.2. Configurazione d'impianto e Turbina	27
7.3. Verifica stazione ARPAS.....	28
8. ANALISI DI LUNGO PERIODO - Metodologia MCP (Measure, Correlate, Predict)	30
8.1. Producibilità con probabilità di essere superate in un anno.....	31
9. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE	35

	<p align="center">PARCO EOLICO DI "SAMASSI-SERRENTI"</p> <p align="center">RELAZIONE ANEMOLOGICA PRELIMINARE E DI PRODUCIBILITÀ</p>	 Ingegneria & Innovazione	
		01/10/2021	REV: 1

RESPONSABILITÀ DEL PROFESSIONISTA

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

Socio Ordinario di

ASSIREP

*"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'espreso consenso scritto del Consulente.

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

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

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

1. Premessa

Il soggetto proponente del progetto in esame è Sorgenia Renewables S.r.l., interamente parte del gruppo Sorgenia, uno dei maggiori operatori energetici italiani. Il Gruppo è attivo nella produzione di energia elettrica con oltre 4.750 MW di capacità di generazione installata e oltre 400.000 clienti in fornitura in tutta Italia. Efficienza energetica e attenzione all'ambiente sono le linee guida della sua crescita. Il parco di generazione, distribuito su tutto il territorio nazionale, è costituito dai più avanzati impianti a ciclo combinato e da impianti a fonte rinnovabile, per una capacità di circa 370 MW tra biomassa ed eolico. Nell'ambito delle energie rinnovabili, il Gruppo, nel corso della sua storia, ha anche sviluppato, realizzato e gestito impianti di tipo fotovoltaico (ca. 24 MW), ed idroelettrico (ca.33 MW). In quest'ultimo settore, Sorgenia è attiva con oltre 75 MW di potenza installata gestita tramite la società Tirreno Power, detenuta al 50%. Il Gruppo Sorgenia, tramite le sue controllate, fra le quali Sorgenia Renewables S.r.l., è attualmente impegnata nello sviluppo di un importante portafoglio di progetti rinnovabili di tipo eolico, fotovoltaico, biometano, geotermico ed idroelettrico, caratterizzati dall'impiego delle Best Available Technologies nel pieno rispetto dell'ambiente.

Su incarico di SORGENIA Renewables Srl, la società Antex Group Srl ha redatto il progetto definitivo relativo alla realizzazione di un impianto eolico nei comuni di Samassi e Serrenti, nella provincia di Medio Campidano (ex Sud Sardegna).

Il progetto prevede l'installazione di n. 11 nuovi aerogeneratori con potenza unitaria di 6 MW, per una potenza complessiva di impianto di 66 MW.

Nel dettaglio il progetto prevede l'installazione di n.6 aerogeneratori nei terreni del Comune di Samassi (VS) e di n.5 aerogeneratori nei terreni del Comune di Serrenti (VS).

Gli aerogeneratori saranno collegati alla nuova Stazione di trasformazione Utente, posta nel comune di Sanluri (VS), tramite cavidotti interrati con tensione nominale pari a 30 kV.

La stazione di trasformazione utente riceverà l'energia proveniente dall'impianto eolico a 30 kV e la eleverà alla tensione di 150 kV. Tutta l'energia elettrica prodotta verrà ceduta alla rete tramite collegamento in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione a 380/150 kV della RTN, denominata "Sanluri", da inserire in entra-esce alla linea RTN 380 kV "Ittiri-Selargius", la cui autorizzazione è oggetto di altra iniziativa (benessere requisiti tecnici richiesto da altro produttore nominato capofila in sede di tavolo tecnico con Terna).

Le attività di progettazione definitiva e di studio di impatto ambientale sono state sviluppate dalla società di ingegneria Antex Group Srl.

Antex Group Srl è una società che fornisce servizi globali di consulenza e management ad Aziende private ed Enti pubblici che intendono realizzare opere ed investimenti su scala nazionale ed internazionale.

È costituita da selezionati e qualificati professionisti uniti dalla comune esperienza professionale nell'ambito delle consulenze ingegneristiche, tecniche, ambientali e gestionali.

Sia Antex che Sorgenia pongono a fondamento delle attività e delle proprie iniziative, i principi della qualità, dell'ambiente e della sicurezza come espressi dalle norme ISO 9001, ISO 14001 e OHSAS 18001 nelle loro ultime edizioni.

Difatti, in un'ottica di sviluppo sostenibile proprio e per i propri clienti e fornitori, le Aziende citate posseggono un proprio Sistema di Gestione Integrato Qualità-Sicurezza-Ambiente.

2. L'ANALISI ANEMOLOGICA PRELIMINARE

2.1. 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.

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.

2.2. 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.

3. DESCRIZIONE DELL'ANALISI

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 verranno vagliate tutte le possibili fonti, quali Soggetti pubblici proprietari di dati misurati (Aeronautica Militare, ARPA e ARSIA/SIR regionali, altri Enti e/o fonti, etc.), o Enti/Istituti che dispongano di specifici archivi di stime da modello (Servizi Agrometeorologici Regionali, Aeroporti, etc.). Ciò comporterà un attento esame sia delle caratteristiche dei dati misurati (ubicazione stazione, quota verticale, periodo temporale di copertura, risoluzione

temporale, etc.) che di quelli stimati: in quest'ultimo caso, sarà di particolare interesse la risoluzione spaziale di una griglia territoriale del modello DTM (ad es. 5 Km, 10 Km, etc.). Nella ricognizione dei dati la priorità verrà ovviamente data a quelli misurati con campionamento a 10 minuti.

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

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

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

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

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

3.1. Inquadramento geografico

Oggetto del presente studio Anemologico Preliminare è un sito localizzato nella Regione Sardegna, individuabile nei territori comunali di Samassi e Serrenti, in varie località, data l'estensione, sulla cui area è prevista la realizzazione di un nuovo impianto per la produzione di energia rinnovabile da fonte eolica, comprendente i soli Comune di Samassi (6 WTGs) e Serrenti (5 WTGs), nella provincia neocostituita del Medio Campidano (VS), come indicato nelle figure sotto. L'area globale di impianto si presenta nel complesso pianeggiante con rilievi leggeri che non pregiudicano la vena fluida. 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.

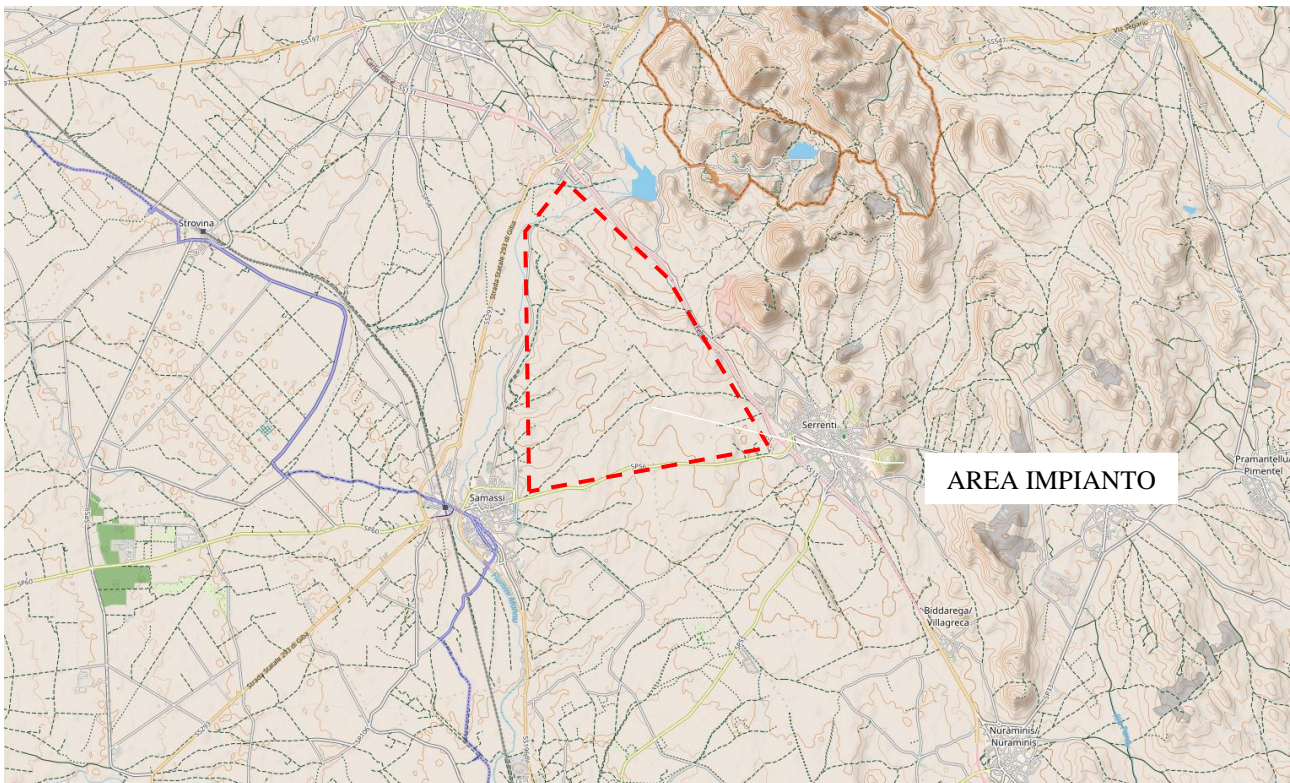


Figura: stralcio IGM 50k

Il sito impegna un'area vasta di circa 6,27 kmq (627 ettari) dalla conformazione a pianura estesa, con discreti speed up orografici su tutta l'area, provenienti dalla direttrice di Nordovest e Sudest.

3.2. Campagna di misurazione del vento

In data 24/06/2021 è stata installata una torre di misura di altezza pari a 93 metri (si allega report di installazione), con pochi dati a supporto, che verranno processati alla fine dell'anno quale aggiornamento della presente relazione preliminare. Il punto su cui è stata installata la torre anemometrica da 93 metri di altezza è il seguente.

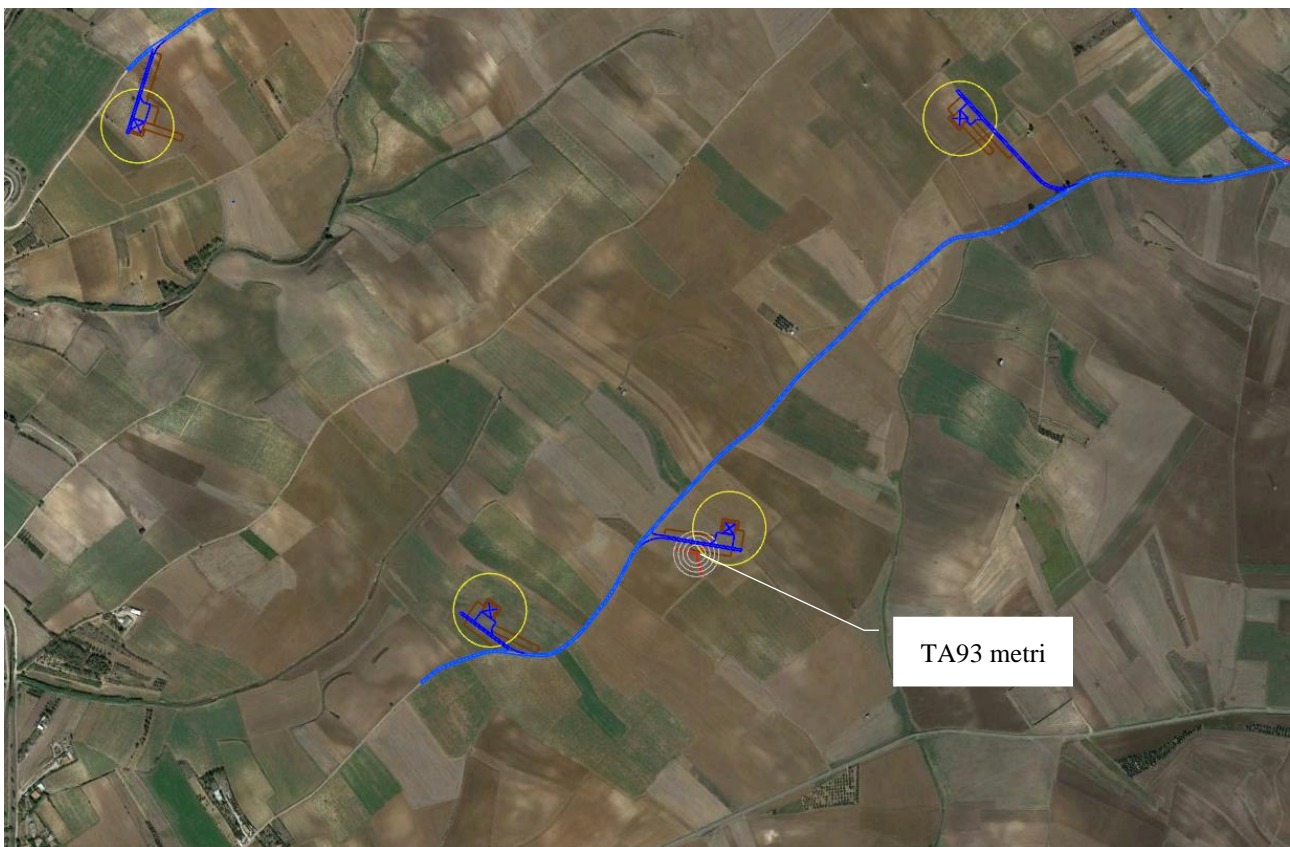


Figura: punto di installazione della TA93 metri installata in data 24/06/2021

L'area di installazione della TA93m è stata individuata ad una quota di circa 95 m s.l.m. circa, ed è situata in un punto abbastanza aperto senza ostacoli a pregiudicare l'intensità dei venti predominanti.



Foto: punto di installazione della stazione di misura da 93 metri a Samassi

ALLEGATO A 1 alla pratica operativa

Rapporto di prima installazione stazione

Stazione Anemometrica di

SAMASSI (SU) H93.5

Codice Stazione

--

S I T O	Reticolo UTM	Map datum: European 1950	Altitudine: qt. s.l.m. 95	Zone 32 S	Longitudine X: EST 494176	Latitudine Y: NORD 4371698	
	Reticolo UTM	Map datum: WGS 84	Altitudine: qt. s.l.m. 95	Zone 32 S	Longitudine X: EST 494093	Latitudine Y: NORD 4371505	
	Suolo	Prevalenza Terra X		Misto Terra-Roccia		Prevalenza Roccia	
	Terreno	Incolto	Seminativo X	Frutteto	Abitativo	Industriale	Pascolo
		Assente		Brullo	Macchia X	Foresta	Alberi Sparsi
	Morfologia	Pianura X	Collina	Fondovalle	Altopiano	Sommità	Crinale

S T R U M E N T I	Descrizione	Matricola	Tipo	Orientamento direzioni	Orientamento supporti sensori	Lunghezza supporti sensori
	Sensore Velocità a m 93.5	330429	NRG #40C	----	TOP	1.00 m
	Sensore Velocità a m 90	333893	NRG #40C	----	255°	3.00 m
	Sensore Velocità a m 65	333883	NRG #40C	----	255°	3.00 m
	Sensore Velocità a m 40	333896	NRG #40C	----	255°	3.00 m
	Sensore Velocità a m 15	333850	NRG #40C	----	255°	3.00 m
	Sensore Velocità a m					
	Sensore Velocità a m					
	Sensore Direzione a m 90	10565	NRG200M	75°	75°	3.00 m
	Sensore Direzione a m 65	10563	NRG200M	75°	75°	3.00 m
	Sensore Direzione a m 40	8898	NRG200M	75°	75°	3.00 m
	Sensore Direzione a m 15	10566	NRG200M	75°	75°	
	Sensore di Temperatura a m 3	2133	NRG T60			
	Logger 2	5018312718	Kintech Orbit360			
	Luce di Segnalazione	<input checked="" type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO	N°1 lampada da 32cd Liol-B a 93 metri			
	Memory Card	Orbit360				
Torre tipo	Estudener LT+					
Calata in rame per scarico a terra	Gialloverde Ø 35					
Captatore di fulmini	Asta + Parafulmine (orientato a 165°)					
Dispersore di terra	N. 2 puntazze in acciaio ramato					

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

3.3. 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;
 - 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: $\pm 2^\circ$.
- 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, sull'area vasta e sono disponibili numerose serie di dati storici per un ragionevole calcolo dei regimi di vento della zona vasta, grazie ai software disponibili sul mercato per tali valutazioni e notevoli elaborazioni e dati restituiti dal "minieolico" installato da anni nel territorio vasto.

Per una analisi, quindi, della ventosità attesa 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.

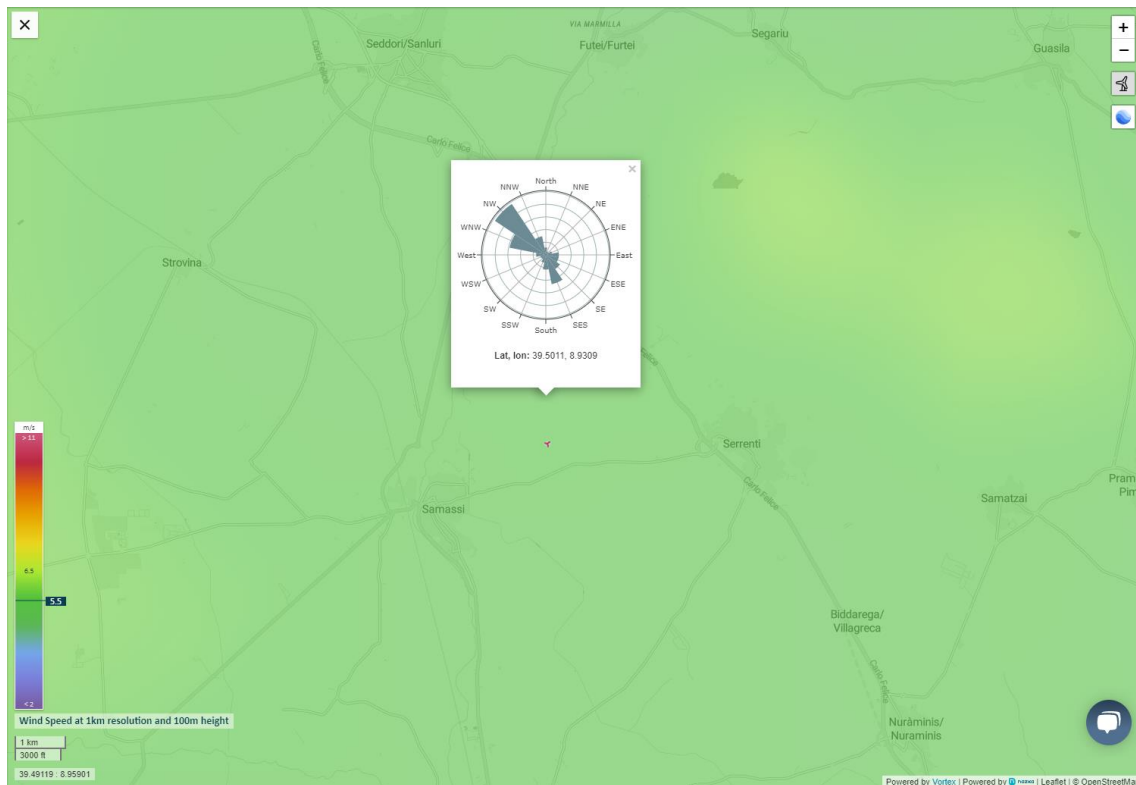
Come già scritto, inoltre, il Cliente ha provveduto ad installare una torre tralicciata con altezza pari a 93 metri, iniziando la campagna di misura in data 24/06/2021. I dati di tale misurazione potranno essere disponibili dai sei mesi in avanti per una correlazione e aggiornamento della presente Relazione preliminare.

In allegato alla presente relazione la descrizione tecnica del sistema di monitoraggio (All. AL2).

3.4. Copertura dati del territorio

Lo studio commissionato dal Cliente prende come riferimento i seguenti dati, a copertura del territorio:

- Virtual MeM mast VORTEX sulla posizione della TA93m installata, min. 50 m - max 120 m: sono allegati alla presente relazione i report relativi alle singole altezze definite 50/70/90/100/110/120;



- Dati ARPAS: centralina Anemometrica da 10 m s.l.s, che copre un periodo di 3 anni dal 2015 al 2017, ubicata in agro del Comune di Samassi, installata sul punto di coordinate (493096 Lg.E, 4375110 Lt.N)

Convertitore

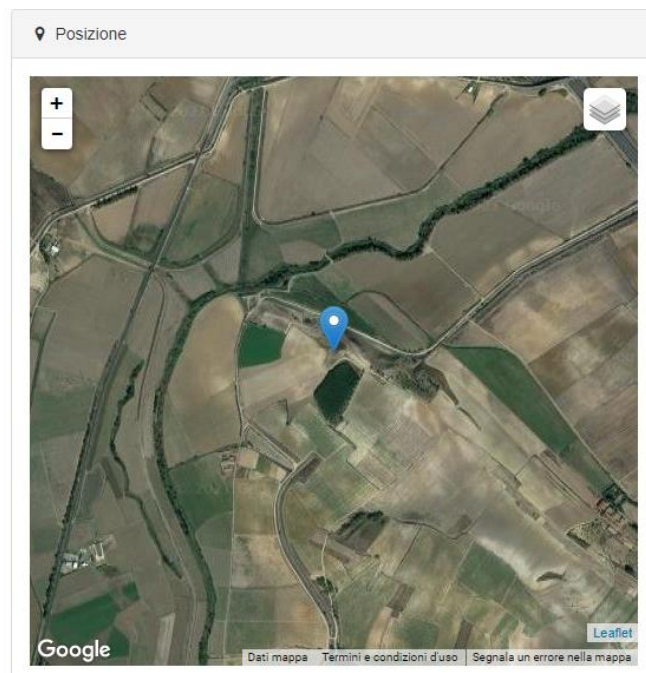
Per convertire le coordinate di un punto inserisci i valori nelle caselle di testo corrispondenti al sistema di riferimento a cui appartengono e premi il pulsante 'Converti'.

Monte mario / Gauss Boaga zona 1 EPSG:3003
 Est: Nord:

ED50 / UTM Zone 32N EPSG:23032
 Est: Nord:

ED50 EPSG:4230
 Lon: Lat:

WGS84 EPSG:4326
 Lon: Lat:



4. OBIETTIVO DELL'ANALISI

I dati analizzati dalla campagna di misurazione, o da anemometri virtuali come quello utilizzato della VORTEX, 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 50, 70, 90, 100, 110, 120, non ha mostrato particolari anomalie o intervalli temporali di mancata acquisizione, e la disponibilità complessiva dei dati è pertanto superiore al 96,0% per tutte le altezze di monitoraggio dal suolo.

Le analisi complessive evidenziano un regime anemologico caratterizzato da alcune componenti energetiche bidirezionali, con prevalenza dai quadranti di ONO e di SE, 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.

Wind Direction Rose

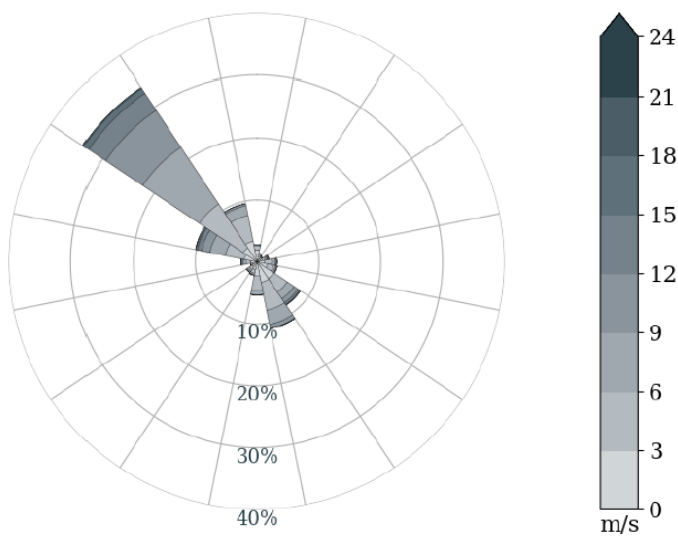


Figure 1: The radius of each sector is proportional to its frequency in the total wind speed distribution. The color of each bin depends on the wind speed as referred in the legend.

Wind Speed Histogram

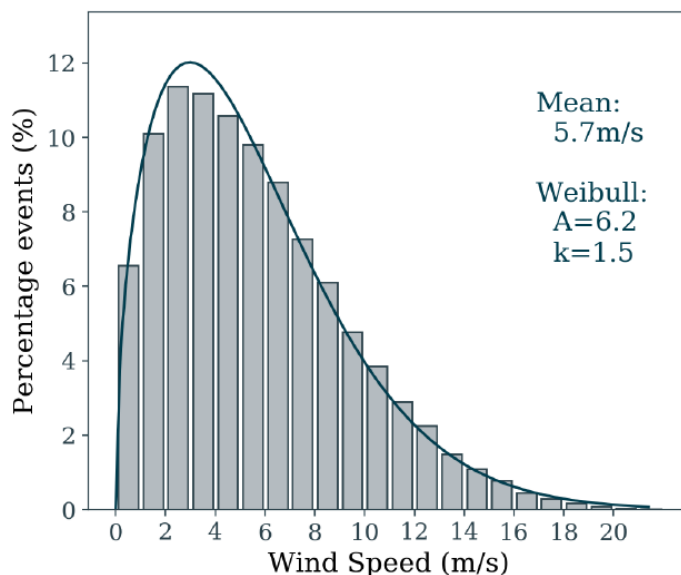


Figure 2: A, K parameters indicate Weibull fitting for total (all-sector) histogram.

Il baricentro di progetto più prossime ai centri abitati baricentro si colloca a circa 4.5 km in direzione Nordest dal primo dei due centri abitati, e mantiene la stessa distanza in direzione Nordovest dall'altro.

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 di un'adeguata campagna di monitoraggio anemometrico sull'area d'intervento.

Infatti, in data 24/06/2021 è stata installata una stazione di misura (Anemometro), a traliccio, alta ben 93 metri, a rappresentare i 2/3 dell'altezza mozzo delle turbine ipotizzate nel progetto (HH125m Hub).

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 SM05 e la TA93m installata per la misurazione del vento.

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

Il cliente ha inoltre recuperato i dati grezzi della stazione di misura dell'ARPAS di Samassi, localizzata tra le macchine SM08 ed SR10 (vedi par. 6.3).

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.

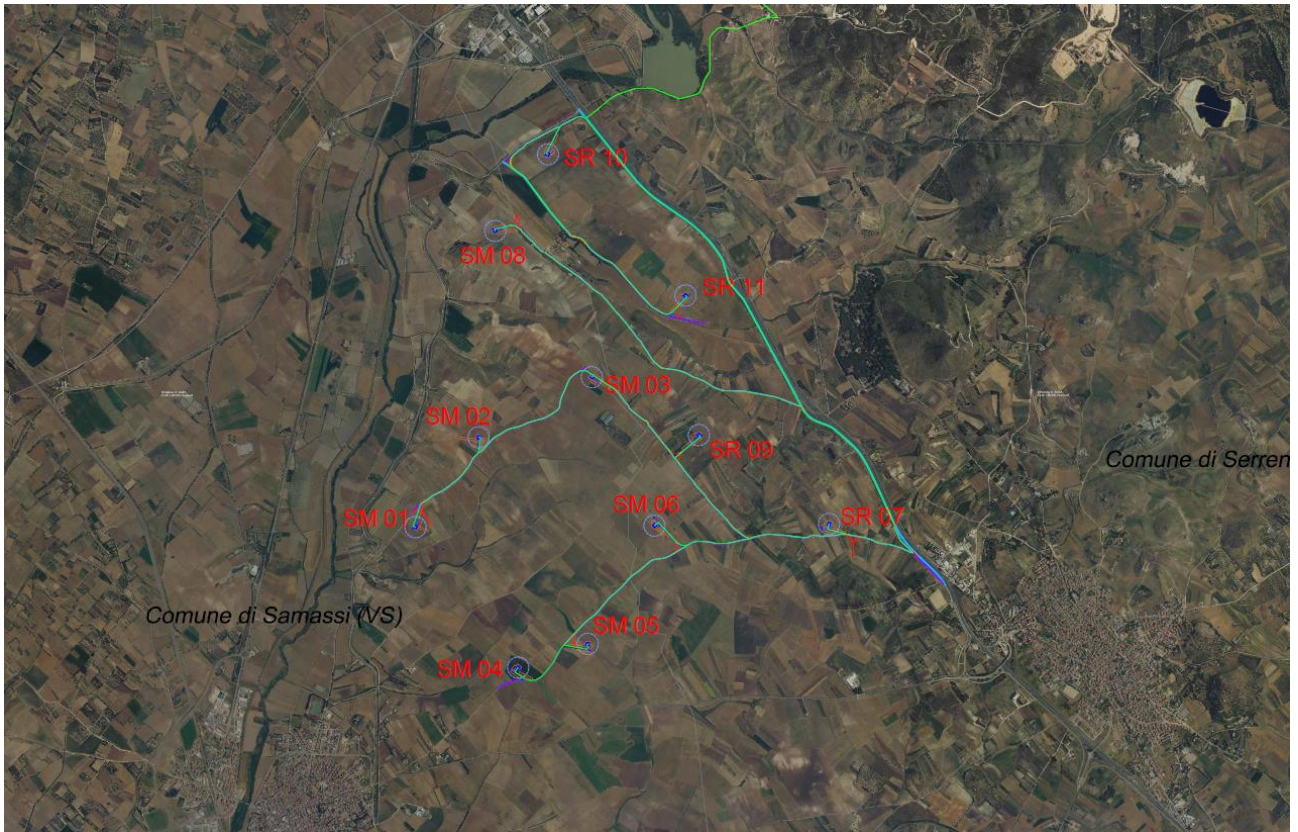


Figura: planimetria satellitare del layout di impianto e delle turbine da progetto

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

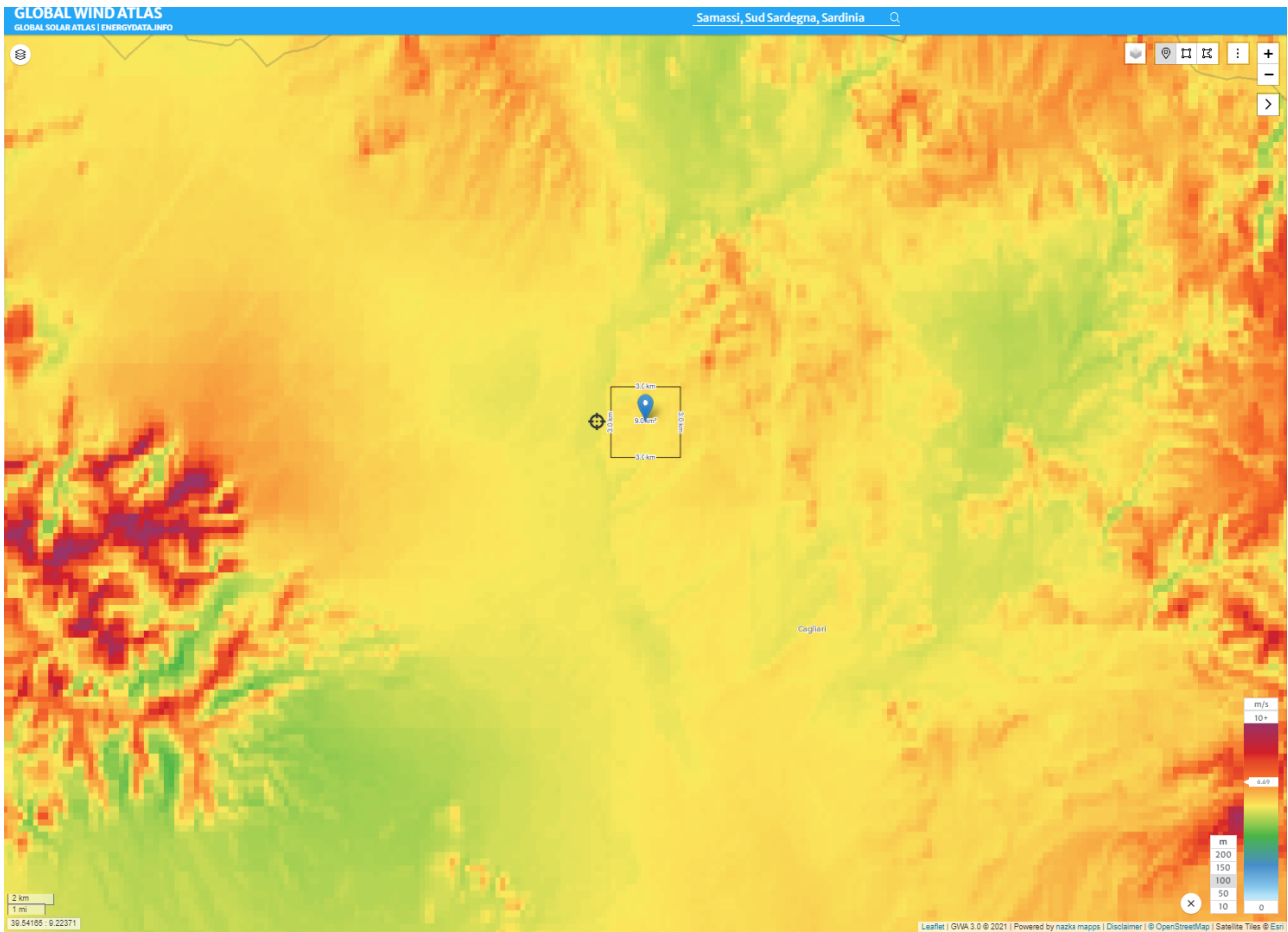
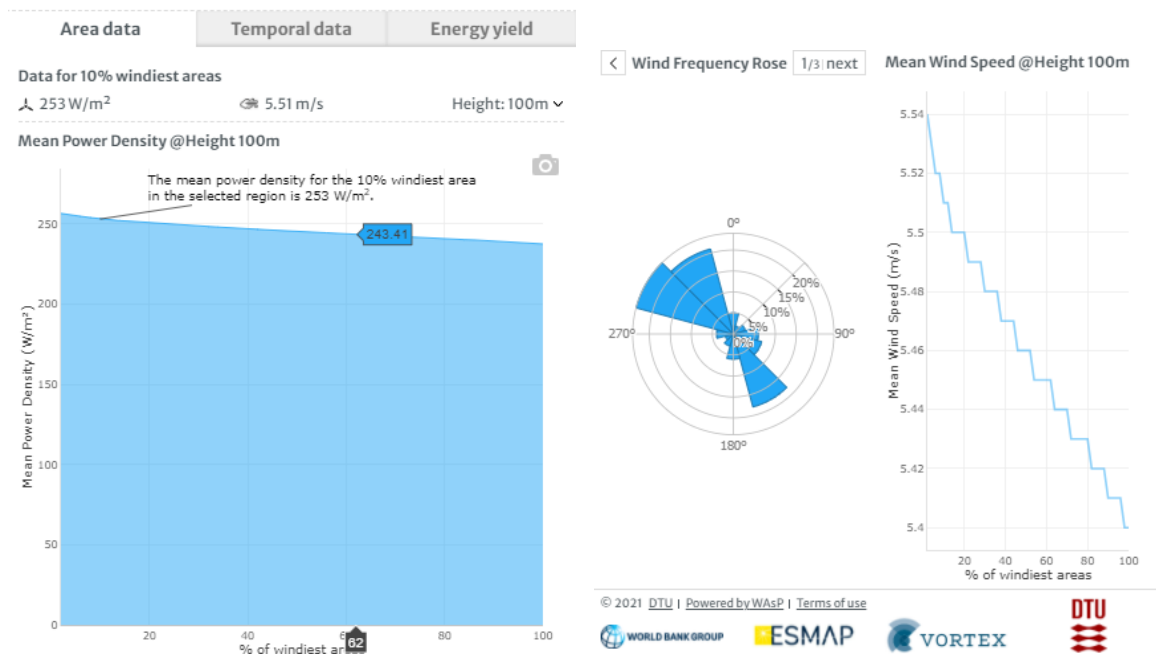


Figura: fonte Global Wind Atlas (Vortex) – Mean Wind Speed



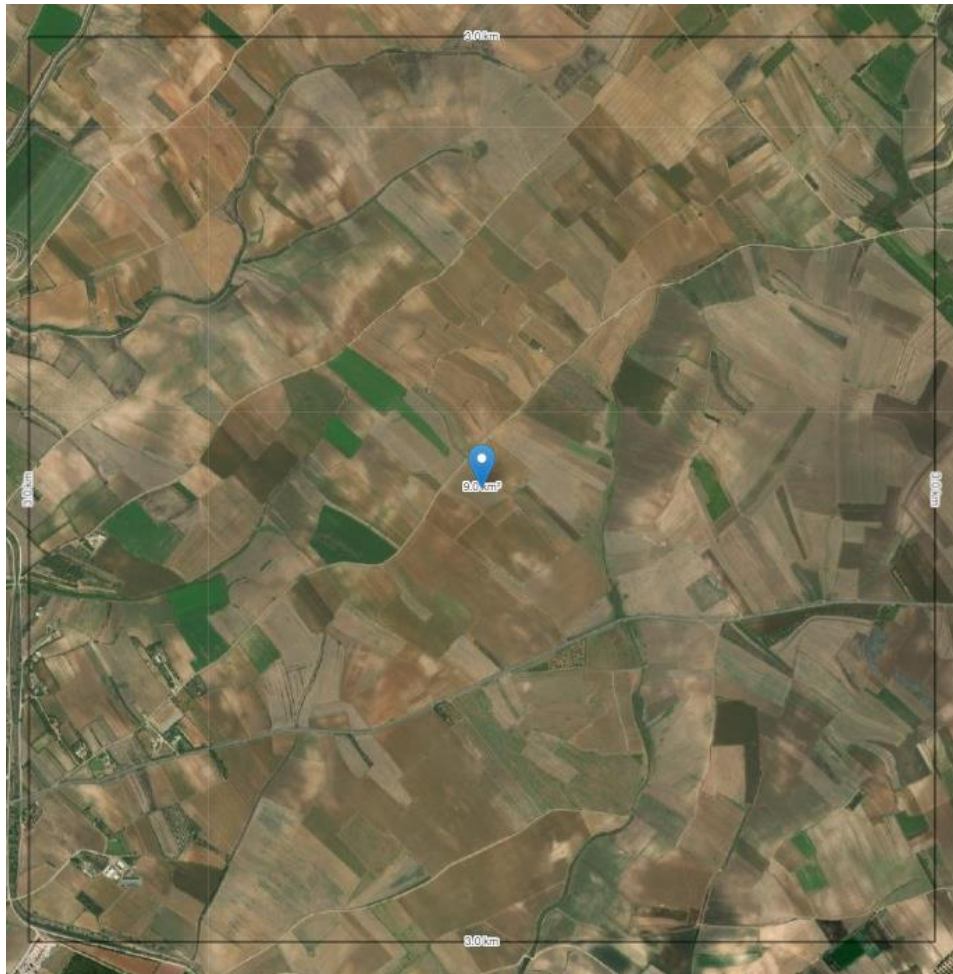


Figura: Inquadramento del punto di installazione della TA93m.

5. DESCRIZIONE DELLE ATTIVITA' DI ANALISI

L'input dei dati anemometrici è costituito da una tabella di sintesi della distribuzione azimutale, per 16 settori di provenienza, della frequenza di occorrenza del vento per classi di velocità con intervallo pari a 1 m/s, disponibile dalla stazione virtuale proposta da VORTEX, società che fornisce dati anemologici sulla base di estrapolazioni derivate da modelli satellitari in mesoscala, con risoluzione territoriale pari a 100 m.

Il modello Anemologico dell'impianto, impiegato per il calcolo della resa energetica attesa sarà utilizzato implementando separatamente i dati di performance di due modelli turbina proposti dal Cliente, entrambi di potenza nominale unitaria pari a 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 pari al 13% della P50 in termini di deviazione standard, saranno, in analogia a quanto sopra descritto, calcolati anche i valori di P75 e P90, presentati in termini assoluti e di ore equivalenti annue a potenza nominale.

6. MODELLAZIONE ANEMOLOGICA

6.1. Area geografica e modello orografico 3D

L'installazione delle turbine è prevista su un'area sostanzialmente pianeggiante, priva di sensibili discontinuità orografiche o variazioni di rugosità superficiale, con presenza di vegetazione rada, alberi isolati a basso fusto e case sparse. Il sito interessato dal progetto è localizzabile a circa 4.5 km in direzione Nordest dal centro abitato di Samassi e 4.5 km in direzione Nordovest da quello di Serrenti, sui cui territori comunali insiste a non meno di 1 km dal perimetro urbano. Le altitudini d'installazione delle macchine oscillano tra 77 e 118 m slm, con un valore altimetrico medio di 97 m slm ed un dislivello massimo pari a 41 m. Si riportano di seguito le posizioni turbina di progetto nel sistema di riferimento geografico UTM/wgs84.

Le coordinate sono state estrapolate dal relativo file GIS in formato [kmz] trasmesso dal Cliente, mentre le relative altitudini dei punti d'installazione sono state calcolate per interpolazione dal modello orografico digitale 3D creato per le simulazioni.

Turbina #	UTM wgs84		Altitudine [m slm]
	Long.E	Lat.N	
SM01	492852.0	4372437	83.6
SM02	493333.0	4373121	95.9
SM03	494151.7	4373616	114.0
SM04	493426.4	4371281	85.9
SM05	494159.1	4371614	95.3
SR06	494776.6	4372320	98.8
SR07	496015.7	4372440	114.2
SM08	493458.6	4374692	89.5
SR09	495132.7	4373101	118.1
SR10	493831.6	4375295	76.6
SR11	494953.6	4374203	99.9
Altitudine media			97

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 km², 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 SM05 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).

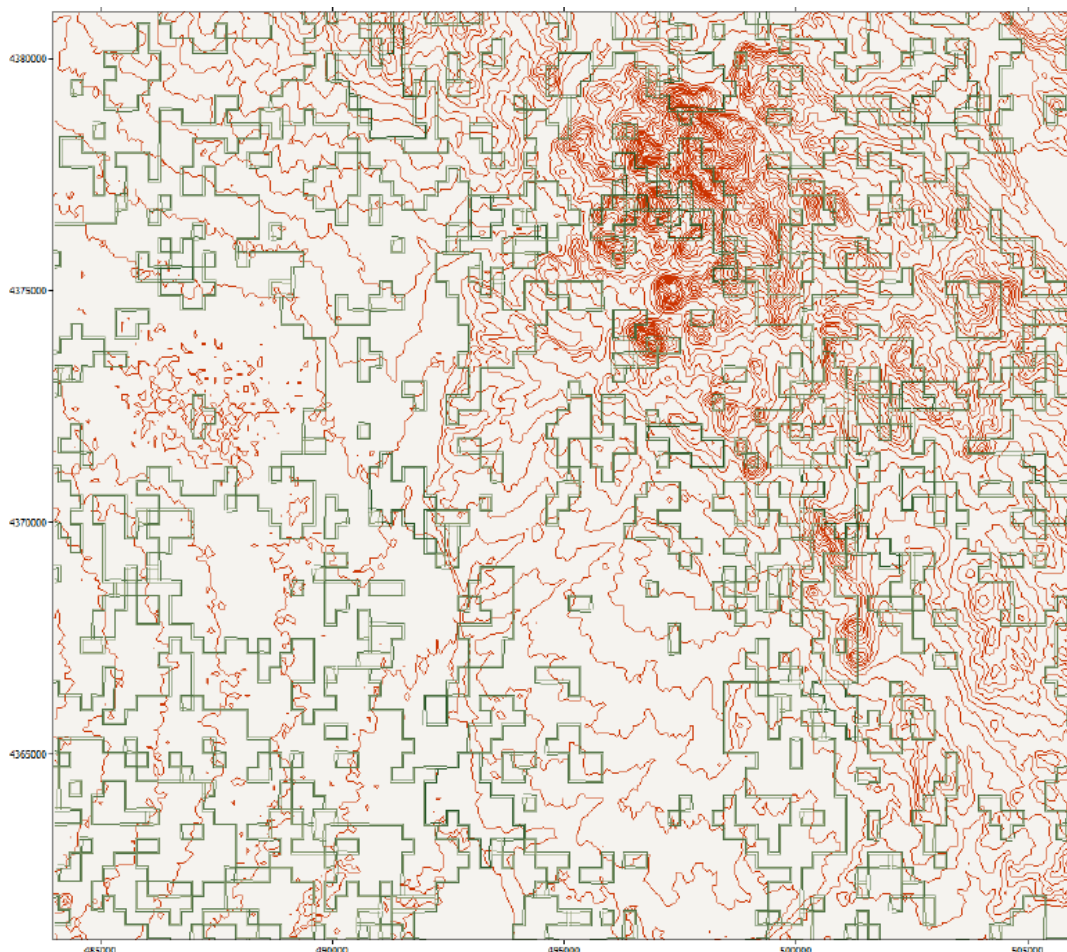


Figura: Altimetria e rugosità superficiale per modello digitale del terreno

6.2. Input regime di vento da elaborazione VORTEX

L'area di progetto è monitorata dal 24/06/2021 ma i dati disponibili, da soli, non consentono 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 dalla 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 SM05, e disponibili per un'altezza dal suolo pari a 120 m, vengono introdotte nel software di simulazione sotto forma di file in formato [*.tab], contenente i dati discretizzati per 16 settori di provenienza del vento e per intervalli di velocità pari a 1 m/s, come riportato dalla Tab. seguente.

Bin/Sector Occurrence Table

deg → m/s ↓	0.0	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5	%
0-1	47.1	33.5	23.1	26.5	26.5	38.6	57.0	45.4	32.8	32.7	23.2	25.7	24.1	32.0	20.9	39.3	6.0
1-2	57.6	31.0	17.6	22.8	37.7	49.4	84.3	103.7	80.7	42.2	28.6	22.5	31.1	66.4	74.1	105.3	9.8
2-3	46.6	21.1	11.0	18.6	32.2	42.3	89.8	146.6	98.6	34.5	27.5	16.9	28.8	82.3	128.4	133.5	10.9
3-4	32.8	11.5	9.9	15.1	31.6	34.9	78.8	163.3	95.8	25.0	19.8	11.6	26.3	89.1	176.5	145.6	11.0
4-5	19.5	6.3	8.2	13.3	30.0	28.2	65.5	140.5	77.2	20.2	16.8	7.4	23.8	95.4	233.4	126.8	10.4
5-6	13.6	4.5	4.9	11.1	26.1	23.8	55.4	128.2	52.4	15.7	15.5	4.6	21.1	90.6	290.8	102.6	9.8
6-7	9.0	2.3	4.3	8.9	22.6	15.4	44.4	104.0	32.3	11.3	12.9	3.8	16.5	81.8	323.8	74.7	8.8
7-8	5.6	1.5	3.6	7.7	15.5	12.1	34.8	74.6	16.0	7.4	11.2	2.9	12.4	74.4	327.7	48.0	7.5
8-9	3.5	1.0	3.4	6.0	11.4	10.1	29.6	48.2	7.5	5.0	9.5	2.0	11.7	66.7	304.4	30.2	6.3
9-10	1.9	0.0	2.6	5.4	8.7	8.5	23.2	32.7	2.1	3.4	8.3	1.2	8.3	52.6	253.8	16.9	4.9
10-11	1.0	0.0	2.3	4.1	8.5	5.2	26.1	20.3	0.7	2.9	5.4	1.6	6.6	43.1	215.4	10.5	4.0
11-12	0.0	0.0	1.6	3.3	5.6	4.5	18.8	9.2	0.0	2.8	3.7	0.0	5.9	32.4	176.4	5.2	3.1
12-13	0.0	0.0	1.5	2.9	2.7	3.1	15.0	5.0	0.0	1.2	2.0	0.0	5.7	24.8	143.5	2.3	2.4
13-14	0.0	0.0	1.2	3.3	1.5	1.8	9.2	2.9	0.0	0.0	1.5	0.0	3.9	20.0	102.1	1.2	1.7
14-15	0.0	0.0	1.1	3.0	1.1	1.6	9.1	1.0	0.0	0.0	0.8	0.0	2.7	15.5	68.6	0.0	1.2
15-16	0.0	0.0	1.1	3.7	0.0	0.0	6.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	13.8	46.8	0.0	0.8
16-17	0.0	0.0	0.6	2.8	0.0	0.0	5.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	9.3	29.6	0.0	0.6
17-18	0.0	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0	2.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	6.2	16.6	0.0	0.3
18-19	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	5.2	10.8	0.0	0.2
19-20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	5.2	0.0	0.1
20-21	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	2.7	0.0	0.1
21-22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	1.2	0.0	0.0
22-23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
%	2.7	1.3	1.1	1.9	3.0	3.2	7.5	11.7	5.7	2.3	2.1	1.2	2.7	10.3	33.7	9.6	

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

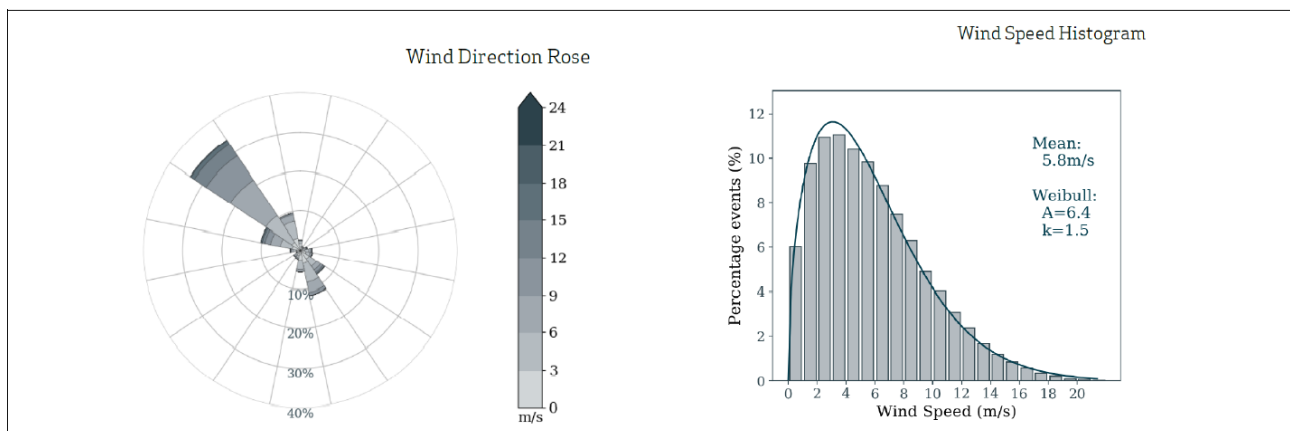


Tabella: Distribuzione VORTEX frequenze di occorrenza su posizione TA93m (h=100 m sls)

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 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 fornisce le medesime distribuzioni ad altezze dal suolo standard aggiuntive, con intervallo discretizzato variabile tra 10 m (altezze minori) e 20 m (altezze superiori), dalla minima di 50 m fino alla massima pari a 300 m. 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 SM05.

Height a g.1 [m]	Mean Wind Speed [m/s]	Weibull A	Weibull K	Temperature [°]	Density [kg/m ³]
50	5.1	5.7	1.5	16.6	1.198
70	5.3	5.9	1.5	16.5	1.196
90	5.6	6.1	1.5	16.5	1.193
100	5.7	6.2	1.5	16.4	1.192
110	5.7	6.3	1.5	16.4	1.191
120	5.8	6.4	1.5	16.4	1.189

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 **0.158**, 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 SM05, alle stesse altezze dal suolo. La tabella riportata di seguito riassume i risultati di tale confronto:

Altezza dal suolo (m)	Velocità del vento (m/s)						
	Virtuale MAst VORTEX	Input Vortex (h=120 m sls)	Input Vortex (h=110 m sls)	Input Vortex (h=100 m sls)	Input Vortex (h=90 m sls)	Input Vortex (h=70 m sls)	Input Vortex (h=50 m sls)
50	5.06	4.67	4.72	4.77	4.81	4.92	5.06
70	5.32	5.08	5.14	5.19	5.24	5.32	5.51
90	5.54	5.39	5.45	5.50	5.54	5.69	5.85
100	5.63	5.52	5.58	5.63	5.69	5.82	5.99
110	5.73	5.69	5.73	5.81	5.87	6.00	6.17
120	5.80	5.80	5.91	5.97	6.03	6.17	6.34
Coefficiente di Wind Shear (interpolazione)	0.158	0.249	0.247	0.234	0.234	0.266	0.251

Come prevedibile, il valore di wind shear calcolato si ripete indipendentemente dalle altezze di input di Vortex, 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 5.80 m/s (dati Vortex ad h=120 m sls) ed un massimo di 6.34 m/s (dati Vortex ad h=50 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.

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 "Vortex", 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.

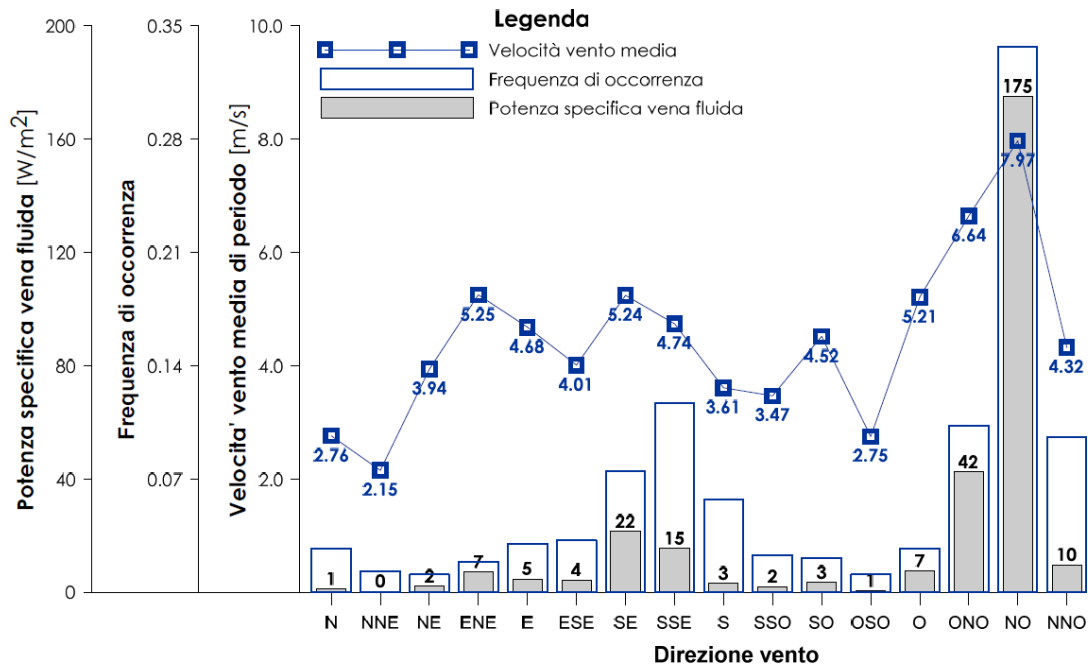


Figura: Regime anemologico di LP ad h=120 m sls (istogramma)

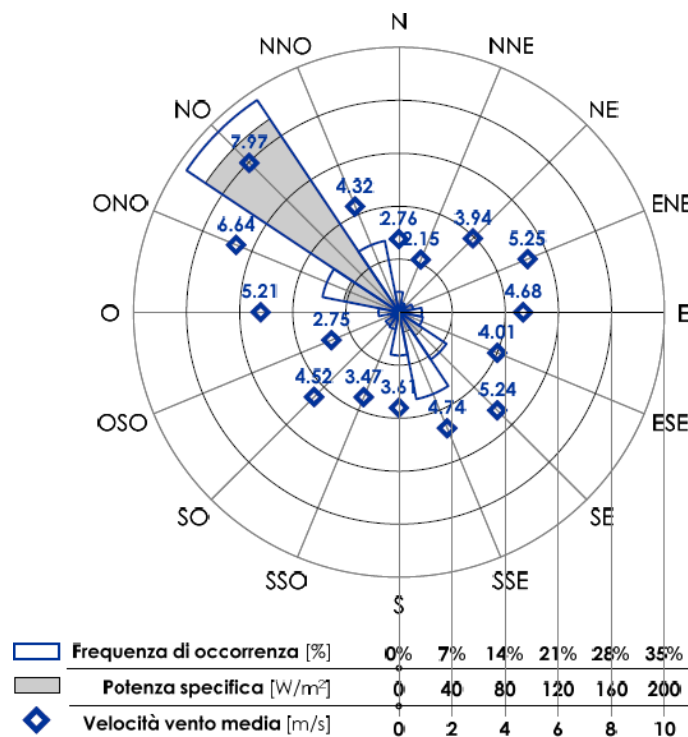


Figura: Regime anemologico di LP ad h=120 m sls (distribuzione polare)

Come si può constatare dall'osservazione delle distribuzioni dei parametri anemologici, soprariportate sia per classi di velocità con step 1 m/s che per 16 settori di provenienza del vento, la risorsa eolica in sito è sostanzialmente concentrata

sulla direzione di provenienza Nordovest, con un vento di Maestrale che alimenta circa il 73% dell'intera risorsa energetica disponibile in sito. Buona parte della quota rimanente è invece attribuibile a venti di Scirocco e Ostro con componente principale da Sud/Sudest.

6.3. 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.

7. ANALISI DI PRODUCIBILITA'

7.1. 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 diametri di rotore nella direzione ortogonale a quella di provenienza dei venti dominanti, e di cinque/sei diametri in quella ad essa parallela, sono sufficientemente rispettate.

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.

Turbina Cod.#	Sistema di coord. Piane		Turbina più prossima	Allineamento <i>Rispetto al vento prevalente</i>	Distanza reciproca	
	Lg.E (m)	Lt.N (m)			Assoluta (m)	N° Ø rotore
SM01	492852.0	4372436.6	SM02	Normale	836	4.92
SM02	493333.0	4373120.3	SM01	Normale	836	4.92
SM03	494151.7	4373615.6	SM02	Normale	957	5.63
SM04	493426.4	4371281.0	SM05	Normale	805	4.73
SM05	494159.1	4371613.6	SM04	Normale	805	4.73
SR06	494776.6	4372319.6	SR09	Normale	858	5.05
SR07	496015.7	4372439.9	SR09	Parallelo	1103	6.49
SM08	493458.6	4374691.5	SR10	Normale	709	4.17
SR09	495132.7	4373100.5	SR06	Normale	858	5.05
SR10	493831.6	4375294.8	SM08	Normale	709	4.17
SR11	494953.6	4374202.5	SM03	Normale	994	5.85

Tabella: Distanze reciproche d'interesse turbine analizzate

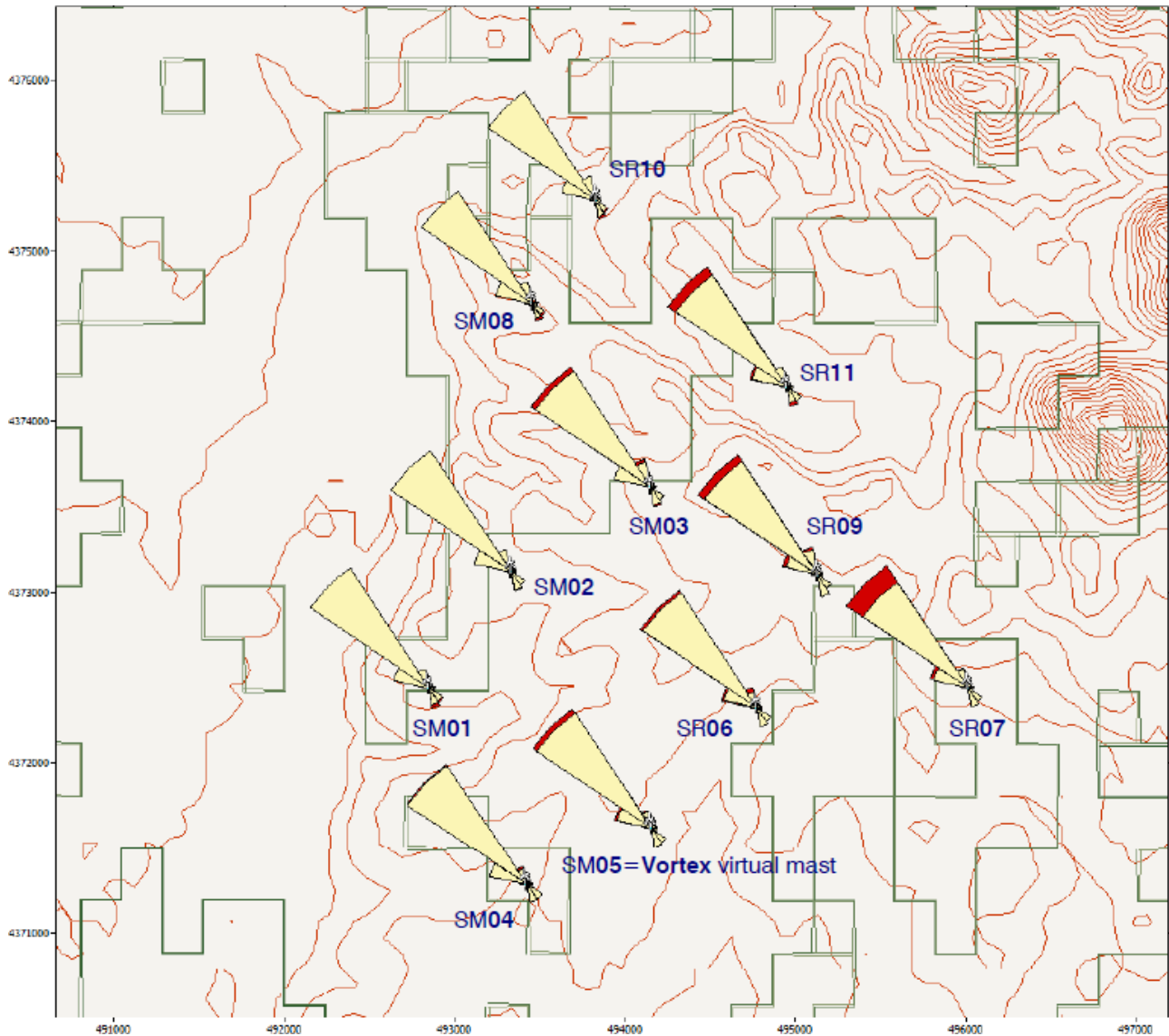


Figura: Diagramma polare puntuale di producibilità e perdita per scia su modello DTM Area impianto.

7.2. 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.

La stima della resa energetica per le undici turbine è stata eseguita attraverso il calcolo della producibilità attesa per ciascuna delle turbine analizzate, considerando la nuova dislocazione territoriale fornita dal Cliente e n°2 configurazioni

per la selezione della turbina d'impianto, come riportato dalla tabella seguente che riassume i dati identificativi di ciascuna di esse:

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

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 SM05, e disponibili da modello mesoscala ad altezza h=120 m sls.

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.

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

Tabella: Stima perdite fisse d'impianto.

7.3. Verifica stazione ARPAS

È stata eseguita un'ulteriore verifica sul regime di vento in sito procedendo all'elaborazione di un set di dati fornito dal Cliente e registrato dalla stazione codice CA003S034, appartenente alla rete di monitoraggio del Servizio agrometeorologico della Regione Sardegna, gestita dall'ARPAS (Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente). I dati di velocità e direzione vento, disponibili con frequenza 10 min, sono stati registrati, ad un'altezza dal suolo pari a 10 m, durante i tre anni consecutivi intercorrenti tra Gen15 e Dic17.

La stazione, che ricade sul territorio comunale i Samassi, è installata sul punto di coordinate (493096 Lg.E, 4375110 Lt.N) nel sistema di riferimento geografico UTM wgs84, a circa 550 m in direzione Nordovest dal punto di prevista installazione della turbina SM08.

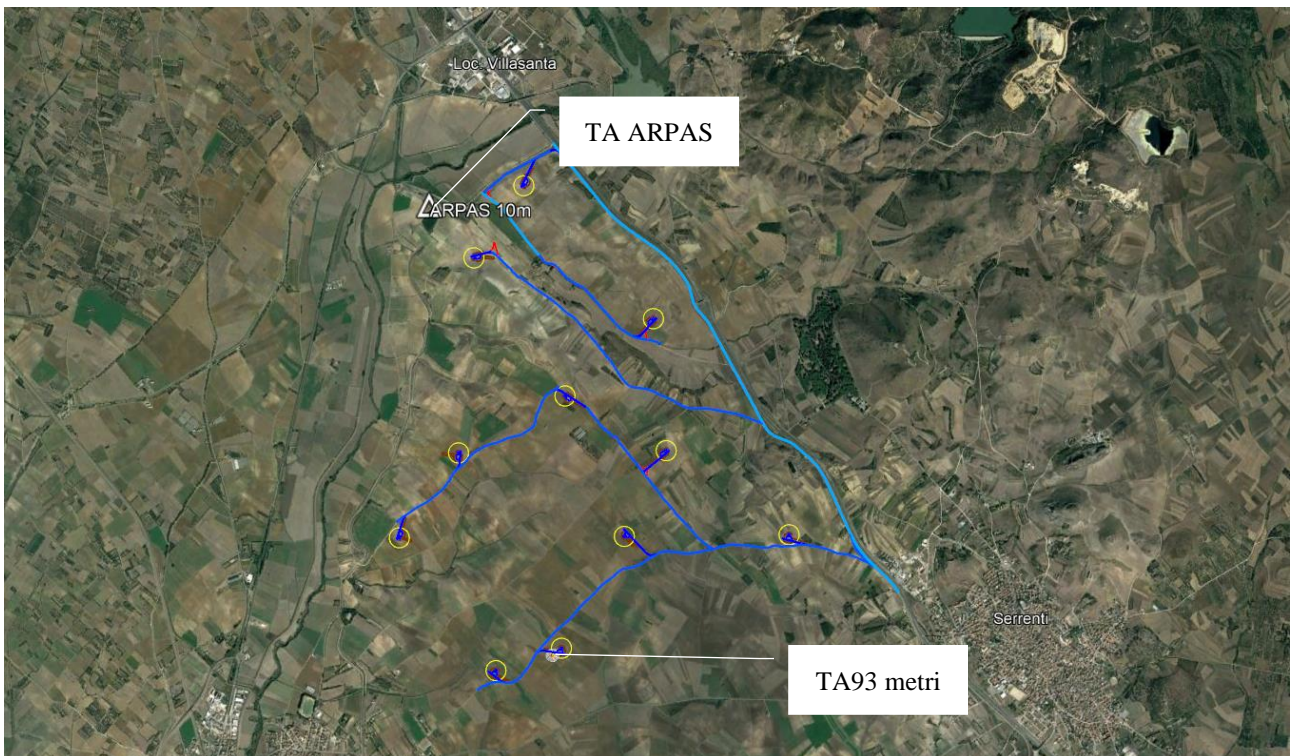


Figura: Posizione Stazione meteo ARPAS h=10 sls su mappa satellitare Google Earth

Il filtraggio e l'elaborazione dei dati anemometrici ha condotto ad ottenere un valore di velocità vento media annua, sui tre periodi annui completi disponibili, pari a **3.67 m/s**, registrato all'altezza di acquisizione di 10 m sls. Le distribuzioni dei relativi parametri anemologici sono state quindi calcolate e sono riportate di seguito per 16 direzioni di provenienza e per classi di velocità con passo pari a 1 m/s.

Sector	number	Wind climate angle [°]	frequency [%]	Weibull-A [m/s]	Weibull-k	mean speed [m/s]	Power (at 1.225 kg/m³)	
								power density [W/m²]
	1	0	3.7	2.6	1.03	2.59		59
	2	22.5	9.6	3.2	1.19	3.04		70
	3	45	16.2	4.2	1.22	3.93		144
	4	67.5	7.3	4.6	1.43	4.19		132
	5	90	4.4	3.5	1.28	3.22		73
	6	112.5	3.8	2.7	1.24	2.56		38
	7	135	9.1	2.9	1.79	2.62		24
	8	157.5	7.2	2.8	1.51	2.57		28
	9	180	3.7	2.9	1.37	2.68		37
	10	202.5	3.2	3.1	1.40	2.83		42
	11	225	2.8	2.9	1.39	2.62		34
	12	247.5	3.3	3.4	1.44	3.10		53
	13	270	5.8	5.0	1.65	4.51		133
	14	292.5	9.6	6.4	1.93	5.68		223
	15	315	6.7	5.2	1.60	4.66		154
	16	337.5	3.6	3.1	1.28	2.87		52
All (emergent)						3.58		97
Source data						n/a		n/a

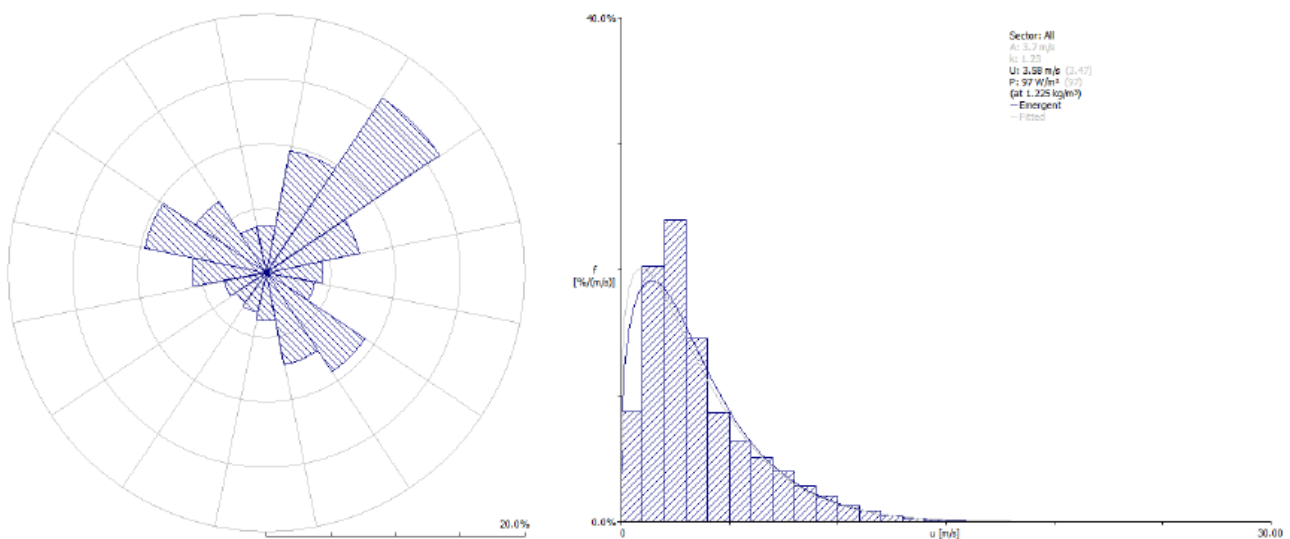


Figura: Regime anemologico di BP ad h=10 m sls da stazione ARPAS, Periodo: Gen15 – Dic17

I risultati ottenuti, però, con la sovrapposizione della Rosa dei Venti, non 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 Nordovest, sia in termini di velocità, che di frequenza. Si conclude, pertanto, che il contributo informativo della stazione ARPAS elaborata non influisce sui risultati già ottenuti, 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.

Il valore di velocità vento media annua di breve periodo, calcolato essere pari a 3.67 m/s, risulta comunque sufficientemente in linea con quello di lungo periodo, pari a 3.53 m/s, simulato ad altezza h=10 m sls sulla posizione della stazione attraverso la modellazione che impiega i dati VORTEX.

8. 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 TA93m 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 TA93m 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 TA93m 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 (Regressione Lineare).

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.

8.1. 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 (Ø162.0 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 50-120 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
- 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 = 1.57)** della distribuzione della velocità del vento durante l'anno. La distribuzione delle ore di vento alle varie velocità nel corso di un anno, incrociando i dati con la curva di potenza dell'aerogeneratore scelto,

consente di definire la produzione energetica ricavabile dal progetto e, quindi, le ore annue equivalenti di funzionamento dall'aerogeneratore preso in esame.

Questa stima del valore statistico centrale (P50), seguita da un'analisi delle possibili perdite e incertezze insistenti sul modello implementato, restituisce le probabilità di superamento su diversi livelli di confidenza (P75, P90), come da figura. Generalmente, la simulazione è effettuata su percentuali probabilistiche a P50, P75 e P90, ossia le produzioni annue la cui probabilità di essere superate è pari, rispettivamente, al 50%, al 75% e al 90%: maggiore è la probabilità di superamento "P", minore risulterà la produzione attesa e, di conseguenza, maggiore sarà il livello di cautela adottato. Nella pratica tecnica, è prassi considerare il livello P75 per modellizzare il "Caso Base" del modello economico, utilizzando gli altri due scenari come input per l'analisi di sensitività (i.e. "Best Case" per il P50 e "Worst Case" per il P90) finalizzata a valutare la solidità dell'operazione.

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 **5,88 m/s**, media che potrà esse confermata o meno alla fine della campagna di misura della TA93m.

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 TA93m.

RISULTATI PRDUZCIBILITA' VESTAS V162-6.0 MW

Anemometro di simulazione [Stazione virtuale VORTEX, h=120 m sls \(su pos. SM05 / TA93m\)](#)

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/m3] **1.200**

Potenza nominale unitaria [kW] **6000**

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

Producibilità lorda [GWh/a] **172.2**

Perdite per effetto scia **4.15%**

Producibilità netta (scie) [GWh/a] **165.0**

Wtg#	Lg.E (UTM- wgs84)	Lt.N (UTM- wgs84)	Alt. [m]	A [m/s]	K	U [m/s]	AEP Lorda [GWh/anno]	AEP Netta [GWh/anno]	Perdite (Scia) [%]
SM01	492852.0	4372436.6	84	6.54	1.57	5.87	15.598	15.302	1.9
SM02	493333.0	4373120.3	96	6.61	1.57	5.94	15.890	15.567	2.0
SM03	494151.7	4373615.6	114	6.70	1.58	6.01	16.195	15.359	5.2
SM04	493426.4	4371281.0	86	6.56	1.56	5.90	15.701	15.401	1.9
SM05	494159.1	4371613.6	95	6.55	1.57	5.88	15.644	15.048	3.8
SR06	494776.6	4372319.6	99	6.48	1.58	5.82	15.383	14.749	4.1
SR07	496015.7	4372439.9	114	6.60	1.57	5.93	15.865	14.480	8.7
SM08	493458.6	4374691.5	90	6.48	1.58	5.82	15.352	14.962	2.5
SR09	495132.7	4373100.5	118	6.7	1.58	6.01	16.227	15.153	6.6
SR10	493831.6	4375294.8	77	6.34	1.59	5.69	14.809	14.448	2.4
SR11	494953.6	4374202.5	100	6.51	1.57	5.85	15.527	14.543	6.3
			97	6.55	1.57	5.88	15.654	15.001	4.15
			77	6.34	1.56	5.69	14.809	14.448	1.90
			118	6.70	1.59	6.01	16.227	15.567	8.73
			Totale				172.19		
			P50 – h_{eq}					159.85	2.442
			P75 – h_{eq}					139.55	2.114
			P90 - h_{eq}					128.33	1.944

9. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

L'analisi Anemologica preliminare del progetto con il nuovo input del vento da dati VORTEX, 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 in sito, con componenti energetiche principali lungo l'asse Nordovest/Sudest e preponderanza del vento di Maestrale, che contribuisce con una quota superiore a 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 poco 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 più del 4%, con un picco dell'8.7% che riguarda la sola turbina codice SR07.
- 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 torre elevate.
- 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://atlanteeolico.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.***

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

- ***I. P<=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 (ore equivalenti espresse in kWh/kW)**.

La conferma è data anche dal richiamato Atlante Eolico RSE sul cui punto della TA93m 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.

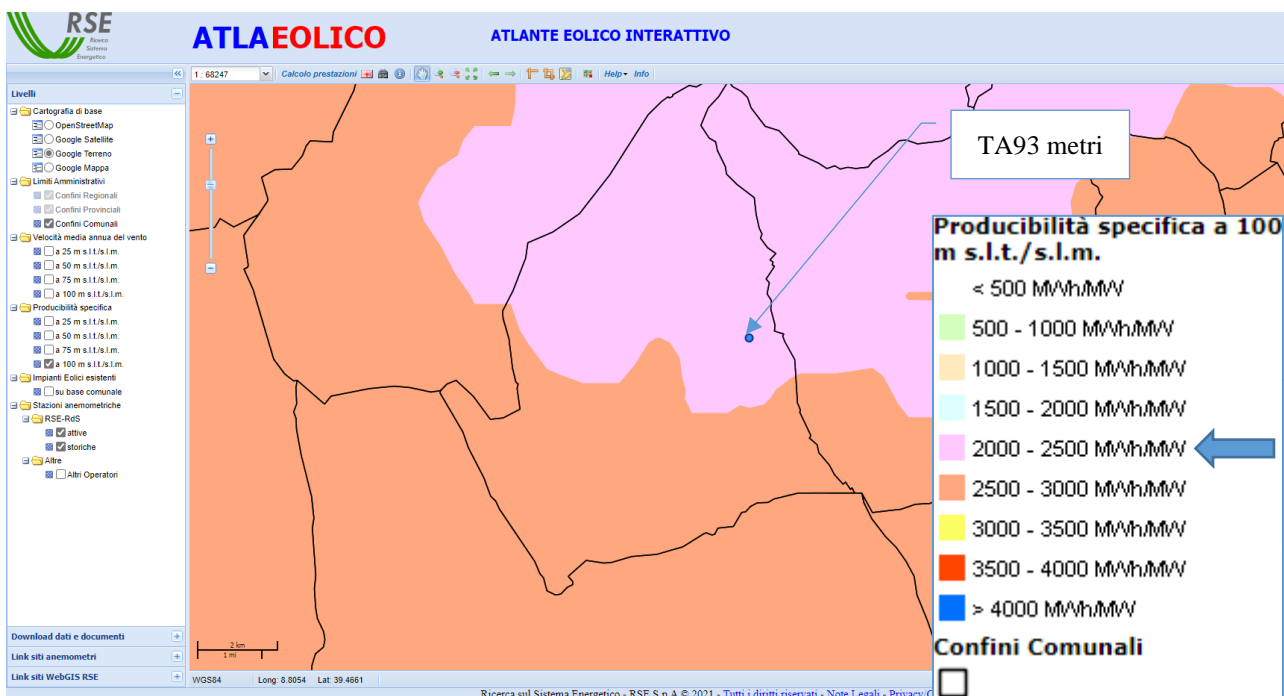


Figura: elaborazione atlante RSE sulla posizione della TA93m installata il 24/06/2021 in agro del Comune di Samassi