





REGIONI MOLISE, CAMPANIA E PUGLIA

Province di Campobasso, Benevento e Foggia

COMUNI DI TUFARA E SAN BARTOLOMEO IN GALDO E
SAN MARCO LA CATOLA



REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	CONTROL.	APPROV.
1	EMISSIONE PER ENTI ESTERNI	28/03/22	ANTEX	FURNO C.	NASTASI A.
0	EMISSIONE PER COMMENTI	21/03/22	ANTEX	FURNO C.	NASTASI A.

Committente:				
WIND 2 ENERGY ITALY SRL				
Sede legale in Corso Statuto, 2/C, 12084, Mondovì (CN) Partita I.V.A. 03945600041 - PEC: wind2energyitalysrl@pec.it				
Società di Progettazione:			<i>Ingegneria & Innovazione</i>	
			Via Jonica, 16 - Loc. Belvedere - 96100 Siracusa (SR) Tel. 0931.1663409 Web: www.antexgroup.it e-mail: info@antexgroup.it	
Progetto:			Progettista/Resp. Tecnico:	
PARCO EOLICO DI "TUFARA"			Dott. Ing. Cesare Furno Ordine degli Ingegneri della Provincia di Catania n° 6130 sez. A	
Elaborato:			Professionista:	
RELAZIONE ANEMOLOGICA PRELIMINARE E DI PRODUCIBILITÀ			Samuele Viara VIA Damilano, 24 12049 Trinità (CN) Ordine degli Ingegneri di Cuneo A1949	
Scala:	Nome DIS/FILE:	Allegato:	F.to:	Livello:
NA	C21024S05-VA-RT-02-01	1/1	A4	DEFINITIVO
<i>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.</i>				
			 	

INDICE



1. Introduzione	2
2. Obiettivi dello studio	3
3. Localizzazione del progetto	4
4. Descrizione dello studio	4
4.1. Metodologia di analisi	4
4.2. Banca dati vento disponibili	5
4.3. Elaborazione e validazione dei dati vento	6
4.3.1. Analisi dati vento della stazione anemometrica	6
4.4. Modello digitale del Terreno	9
4.5. Layout di progetto del Parco Eolico	12
5. Risultati dello studio	13
5.1. Risorsa eolica dell'area	13
5.2. Analisi aerodinamica	14
5.3. Risultati di produzione	19
5.3.1. Modelli di aerogeneratori testati	21
5.3.2. Risultati delle simulazioni	22
5.4. Considerazioni finali	22



1. Introduzione

La **Wind 2 Energy Italy srl** (d'ora in avanti denominata "Wind 2") è una Società nata per sviluppare il Parco Eolico oggetto del presente Studio Anemologico situato nei Comuni di Tufara (CB), San Bartolomeo in Galdo (BN) e San Marco la Catola (FG) (d'ora in avanti denominato l'"Impianto"), nelle province di Campobasso (Molise), Benevento (Campania) e Foggia (Puglia) rispettivamente.

Lo Studio Anemologico, descritto nel seguito, è relativo ad un Layout di Impianto che è il risultato del miglior compromesso tra i seguenti aspetti, oltre quello del potenziale eolico:

- Impatto sulla Fauna, in particolare, ornitofauna e chiroterro fauna, per cui è in corso, dall'autunno del 2021 un monitoraggio ad hoc in sito secondo protocollo ANEV
- Accessibilità
- Aspetto geologico
- Disponibilità dei suoli

Al di là di questi aspetti che hanno guidato la definizione del Layout di Impianto, il presente documento rappresenta il report dell'attività di analisi e di elaborazione dei dati anemometrici del progetto.

Il lavoro è principalmente basato sulle seguenti informazioni e dati:

- Dati vento relativi ad una posizione baricentrica rispetto al sito in esame, relativi ad un anno (nell'**Allegato 2** sono riportate le caratteristiche dei dati utilizzati);
- mappe vettoriali digitali del terreno;
- cartografia dell'area;
- caratteristiche e tipologia degli aerogeneratori di progetto;
- dimensioni del parco eolico e vincoli relativi.

Diversi sopralluoghi sono stati effettuati in sito, relativamente al tema anemologico, per:

- effettuare una valutazione del sito sia dal punto di vista dell'orografia sia da quello della rugosità;
- valutare la posizione degli aerogeneratori in rapporto all'orografia del terreno, alla esposizione al vento, a gli spazi disponibili ed alla vegetazione presente, al fine di minimizzare gli impatti.

2. Obiettivi dello studio



Le attività principali del lavoro eseguito e descritto in questo documento sono lo studio anemologico del progetto, basato su dati vento relativi all'area di interesse, e finalizzato alla stima di producibilità del parco eolico. In particolare gli obiettivi dello studio sono:

- verifica dei dati anemologici disponibili e filtraggio degli stessi;
- modellazione del terreno;
- definizione della mappa di rugosità;
- studio di ventosità dell'area ed analisi della turbolenza;
- individuazione del layout ottimale di progetto;
- stima di producibilità del parco eolico con il layout di progetto;
- quantificazione delle perdite di scia.

3. Localizzazione del progetto

Il progetto prevede la realizzazione di 6 aerogeneratori ed opere di connessione, inclusive di piazzole di costruzione e di esercizio, viabilità di accesso, cavidotti fino all'area di consegna utente, ubicati in agro nei Comuni di Tufara, San Bartolomeo in Galdo e San Marco la Catola, Province di Campobasso, Benevento e Foggia, di potenza complessiva di 30.6 MW, denominato "Tufara". L'energia prodotta dagli aerogeneratori verrà trasportata, tramite cavidotti interrati, alla cabina elettrica di centrale, posta nel territorio Comunale di Tufara, e consegnata a 36 kV sulla rete fisica di TERNA.

I centri urbani più vicini, Tufara, San Bartolomeo in Galdo e San Marco la Catola, distano rispettivamente 3,9 km dalla turbina T01-T05 e 5,7 km dalla turbina T06 e 3 km dalla turbina T01. L'area di consegna utente sarà ubicata nel Comune di Tufara e dista circa 4 km dal centro abitato di appartenenza.

Il progetto si colloca all'interno delle seguenti cartografie:

- Fogli IGM in scala 1:25.000 di cui alle seguenti codifiche: 406 I Gambatesa, 406 II Riccia, 407 III San Bartolomeo in Galdo.

I fogli di mappa catastali interessati dagli aerogeneratori e le loro componenti sono:

- Fogli di mappa n. 17 e 18 del Comune di Tufara;
- Fogli di mappa n. 2 e 3 del Comune di San Bartolomeo in Galdo;
- Foglio di mappa n. 26 del Comune di San Marco la Catola;

I fogli di mappa interessati dal solo passaggio del cavidotto, peraltro su strade comunali o provinciali, sono:

- Fogli di mappa n. 1, 2, 6, 10, 17, 18 e 25 del Comune di Tufara;
- Fogli di mappa n. 2 e 3 del Comune di San Bartolomeo in Galdo;
- Fogli di mappa n. 2, 24, 25, 26 e 29 del Comune di San Marco la Catola;
- Fogli di mappa n. 15 del Comune di Volturara Appula.

Il foglio di mappa interessato dall'area di consegna utente é:

- Fogli di mappa n. 1 del Comune di Tufara.

4. Descrizione dello studio

Nel seguito del presente documento saranno sviluppati in dettaglio la metodologia di studio, i dati di input e ciascuno dei punti menzionati nel Capitolo 2.

4.1. Metodologia di analisi

Lo studio anemologico è stato condotto elaborando i dati raccolti con l'ausilio delle tecniche di analisi e di calcolo più innovative attualmente presenti sul mercato, nel settore dell'energia eolica; in particolare sono stati utilizzati i seguenti software:

- **Windographer**, per il filtraggio dei dati vento, l'analisi statistica dei dati e la simulazione di brevi periodi di dati mancanti.
- **WindSim**, della Vector, per l'analisi e l'elaborazione delle condizioni di vento e per la stima di producibilità degli aerogeneratori. Questo prodotto è particolarmente indicato per terreni dall'orografia complessa come il sito in oggetto, in quanto il metodo di calcolo che applica è del tipo non-lineare e permette di simulare fenomeni aerodinamici del secondo ordine.
- **Excel**, per l'elaborazione finale dei risultati.



La procedura di analisi è stata condotta secondo le seguenti fasi successive:

- analisi preliminare dei dati vento, filtraggio dei dati, preparazione dei dati di input per i software di calcolo della ventosità;
- preparazione del modello digitale del terreno, da dare in input, nel formato e nelle dimensioni opportune, al software di calcolo della ventosità;
- elaborazione del calcolo fluidodinamico, con l'uso di WindSim, analisi delle condizioni di vento presenti nel sito;
- preparazione del layout di progetto, posizionamento degli aerogeneratori e definizione delle loro caratteristiche tecniche;
- calcolo della produttività dell'Impianto, con l'uso di WindSim;
- calcolo delle perdite di scia, con l'uso di WindSim;
- valutazione della produzione del layout ottimizzato.

4.2. Banca dati vento disponibili

I dati vento utilizzati e analizzati per lo studio e la definizione dell'impianto in oggetto sono quelli acquistati da VORTEX.

Vortex LES è un framework accoppiato online NWP-CFD basato sul modello WRF basato sul Mesoscale and Microscale Meteorology Laboratory (MMM) dell'NCAR.

Per le applicazioni su microscala, il modello WRF utilizza un algoritmo CFD basato sull'approccio LES. Quando WRF è accoppiato con il modello LES, il risultato è comunemente noto come modello WRF-LES. Ciò significa che le simulazioni vengono eseguite normalmente, ma la parametrizzazione della turbolenza viene sostituita dal modello LES e quindi i vortici turbolenti vengono esplicitamente risolti.

Vortex ha migliorato il codice sorgente in due modi:

- il problema delle condizioni al contorno laterali (LBC) è stato risolto includendo una perturbazione nella temperatura potenziale
- il codice sorgente del modello WRF è stato migliorato attraverso l'ottimizzazione delle esigenze computazionali. La versione modificata dei modelli si chiama Vortex-LES.

Vortex utilizza la versione adattata del modello per fornire set di dati virtuali modellati ad alta risoluzione (100 m) per qualsiasi parte del mondo.

La capacità della tecnologia WRF-LES di fornire dati modellati di 10 minuti rende queste serie temporali virtuali un buon candidato per colmare le lacune su scala giornaliera dei dati misurati .

Caratteristiche tecniche:

- Serie temporali di 10 minuti simulate con una risoluzione orizzontale di 100 m.
- Non sono necessarie misurazioni.
- Periodo di 1 anno intero.
- Record di media di 10 minuti calcolati fisicamente.
- Basato su campioni a 4 Hz, inclusa raffica di 3 secondi.
- Deviazione standard della velocità del vento per il calcolo dell'intensità della turbolenza.
- Tutte le altezze comprese tra 50 e 300 m consentono il calcolo di taglio e virata.
- Rianalisi ECMWF ERA-5.

In sito si è previsto di installare una stazione anemometrica che rispecchi le caratteristiche della IEC 61400-12.

4.3. Elaborazione e validazione dei dati vento

I dati vento disponibili sono di un anno completo.

Data la tipologia di aerogeneratori che si prevede di installare, come sarà descritto nei paragrafi successivi, ovvero con un'altezza torre pari a 135 metri, è prevista nei prossimi mesi l'installazione di una stazione anemometrica tralicciata di altezza pari a 80 / 100 metri, supportata eventualmente da misurazioni puntuali nelle posizioni degli aerogeneratori con un sistema LIDAR, il WinCube, già in possesso della Wind 2, per una caratterizzazione anemometrica ottimale dell'area.

4.3.1. Analisi dati vento della stazione anemometrica

Il periodo esaminato, per redigere il presente studio, va dal 26 ottobre 2017 al 26 ottobre 2018.

In Tabella 3, è riportata una sintesi dei dati di velocità a diverse quote: 120 e 140 [m].

I valori medi indicano una discreta ventosità del sito. Il periodo temporale cui i dati si riferiscono è un periodo di 12 mesi rappresentativo negli ultimi 20 anni.

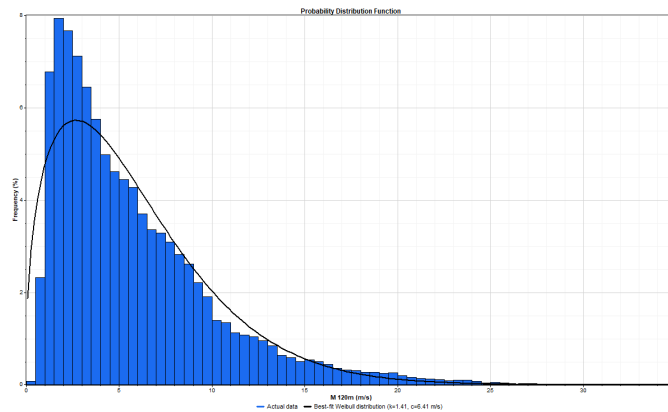


Punto di misura 120m				Punto di misura 140m			
Month	Recovery	Mean	Max	Month	Recovery	Mean	Max
	Rate (%)	(m/s)	(m/s)		Rate (%)	(m/s)	(m/s)
Jan	100	6.783	27.28	Jan	100	6.911	27.610
Feb	100	6.594	25.77	Feb	100	6.737	25.660
Mar	100	8.984	24.49	Mar	100	9.147	24.650
Apr	100	5.162	18.81	Apr	100	5.232	18.850
May	100	3.877	18.58	May	100	3.926	18.070
Jun	100	5.278	14.51	Jun	100	5.374	14.400
Jul	100	4.577	14.38	Jul	100	4.639	14.420
Aug	100	3.399	11.42	Aug	100	3.480	11.510
Sep	100	4.071	15.94	Sep	100	4.163	16.040
Oct	100	5.133	19.68	Oct	100	5.266	19.910
Nov	100	6.822	28.13	Nov	100	6.940	28.850
Dec	100	8.987	30.3	Dec	100	9.165	30.750
All data	100	5.804	30.3	All data	100	5.914	30.75

Tabella 1 – Sintesi dei dati a 120 e a 140 metri

Nell'immagine seguente viene rappresentata la distribuzione in frequenza delle misure di velocità.

Punto di Misura 120 [m]



Punto di Misura 140 [m]

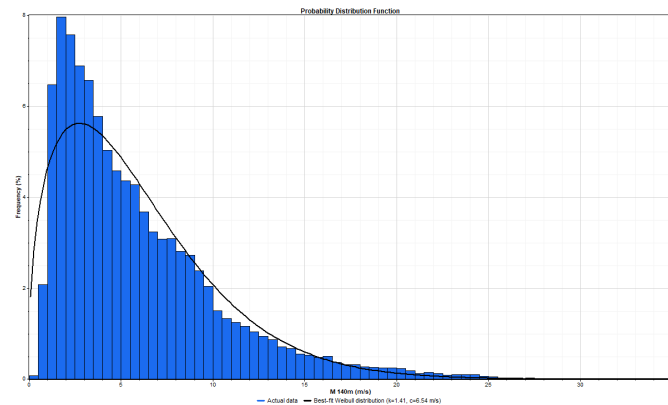


Figura 1 – Distribuzione in frequenza delle velocità del vento a 120 e 140[m]

Così come si presenta, la distribuzione di frequenza appare regolare, con un picco di frequenza intorno ai 4 - 5 [m/s]. Nonostante la velocità media non sia molto elevata si ha una buona frequenza di venti di intensità superiore ai 5 [m/s], questo fa presumere la possibilità di impiegare aerogeneratori con una potenza nominale elevata ed aventi diametro di pale molto grande, in modo tale da sfruttare al massimo il potenziale eolico presente nel sito. Nelle immagini seguenti sono rappresentate le rose dei venti derivanti dall'elaborazione dei dati a 120 [m] di quota rispetto al suolo, relative al periodo di interesse.

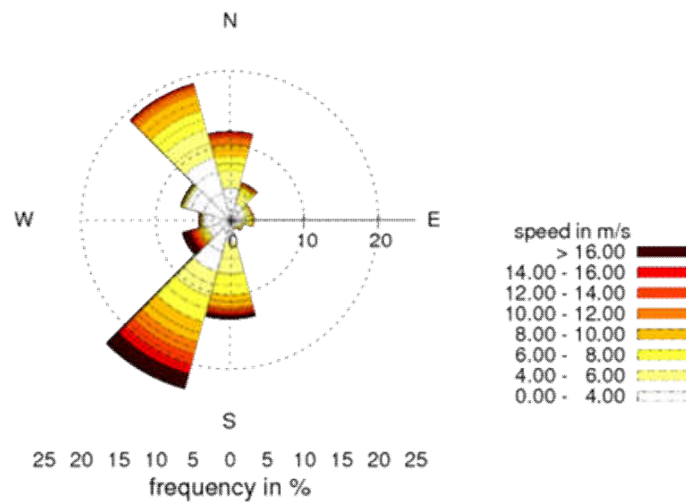


Figura 2 – Rosa dei venti direzione a 120 [m]. Elaborazione Software WindSim.

Ciò che si può notare è che le direzioni principali sono quelle da Sud-Ovest e da Nord-Ovest, la posizione geografica del sito conferma queste due direzioni. Le due direzioni principali forniscono una prima ed utile informazione su un possibile orientamento del layout che si è realizzato.

Il Layout dovrà dunque prevedere una direzione di massima distanza tra gli aerogeneratori in direzione Nord Ovest / Sud Ovest per minimizzare le interferenze di scia tra gli aerogeneratori del parco. Tale distanza sarà funzione dei diametri dei rotori degli aerogeneratori scelti per l'impianto in questione.

Analizzando le velocità medie alle differenti altezze di misurazione si nota una buona aderenza alla crescita logaritmica, in Figura 7 si può osservare che nel punto di misura, in cui peraltro sarà installato l'anemometro, si ha una discreta ventosità e che la velocità media a 50 [m] di altezza è di circa 5,3 [m/s].

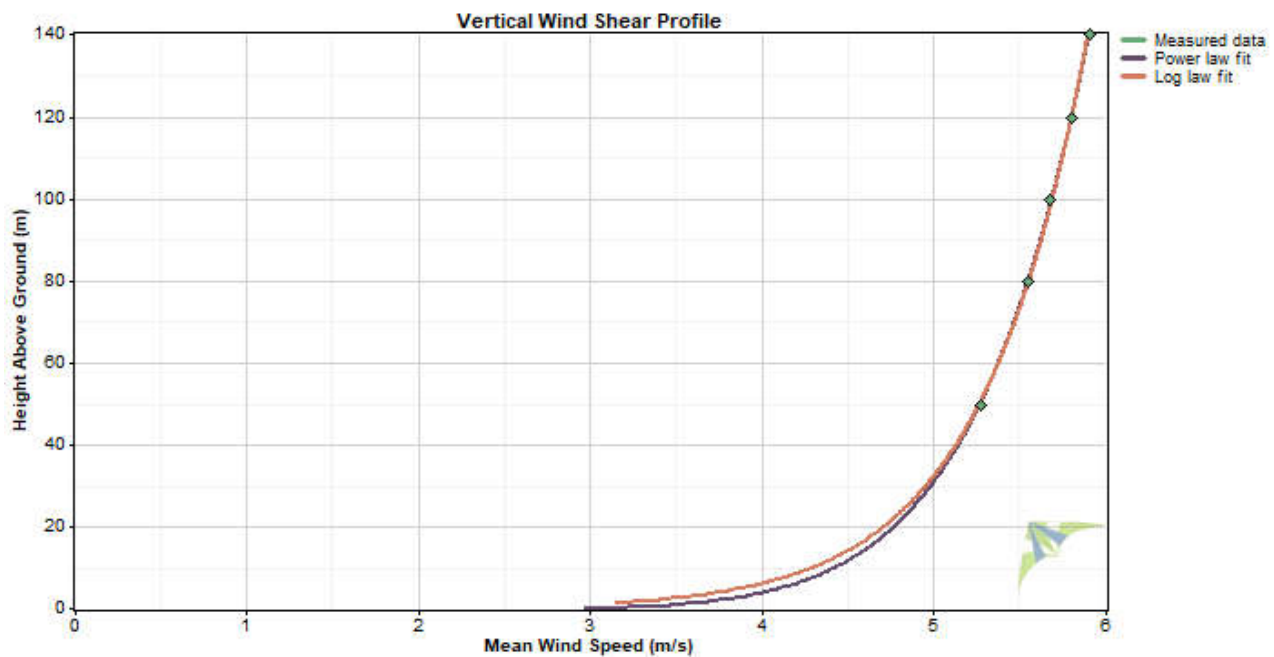


Figura 3 – Profilo verticale delle velocità del vento

L'aver considerato un intervallo temporale di 12 mesi consecutivi, consente di trascurare la presenza di effetti stagionali (Seasonal Bias).

I risultati ottenuti dallo studio accurato effettuato hanno permesso di convergere alla definizione di un layout ottimale, a fronte delle varie argomentazioni tecniche (bilancio, aspetti geomorfologici, vegetazionali, faunistici, etc...), che sono parti complementari e integranti del progetto eolico.

4.4. Modello digitale del Terreno

Il sito eolico di TUFARA si estende su un'area di circa 3 x 1 [Km], lungo un crinale in direzione sud est / nord ovest al confine orientale del territorio comunale, nel punto di incontro dei tre confini regionali, MOLISE / CAMPANIA / PUGLIA.

L'orografia dell'area oggetto di studio è mediamente complessa; nel calcolo della ventosità, con il software Windsim, il modello del terreno ottenuto presenta le seguenti caratteristiche:

- Modello DTM: Area di 34215 x 34596 [m], discretizzata con 5.118.750 celle complessive di calcolo e con una risoluzione spaziale in X di 76 [m] ed in Y di 76 [m]

Il calcolo iterativo delle equazioni di Navier – Stokes, per il calcolo del flusso del vento sul terreno, ha portato a soluzioni convergenti su tutti e 12 i settori di direzione con valori residui al di sotto del limite di convergenza fissato, a riprova della correttezza della soluzione aerodinamica ottenuta. Ciò diminuisce, dunque, anche l'incertezza legata al calcolo finale della producibilità.

La rugosità del terreno, nell'area presa in considerazione, è un aspetto importante ed influente sul profilo dei venti di bassa quota quali quelli considerati nello studio anemologico di un impianto eolico. Proprio per tale motivo e per ottenere valori ancor più realistici, a valle dei sopralluoghi effettuati in loco, e dall'esame delle immagini in ortofoto dell'area, si è realizzata una mappa di rugosità variabile da zona a zona. Nella seguente tabella sono riassunte le caratteristiche dei modelli del terreno utilizzati:

Estensione Area [Km]	Numero di celle	Z ₀ [m]	Risoluzione spaziale [m]
34215 x 34596	5.118.750	variabile tra 0,01 ÷ 1,5	X = 76

Tabella 2 – caratteristiche modello digitale del terreno realizzato con il software Windsim

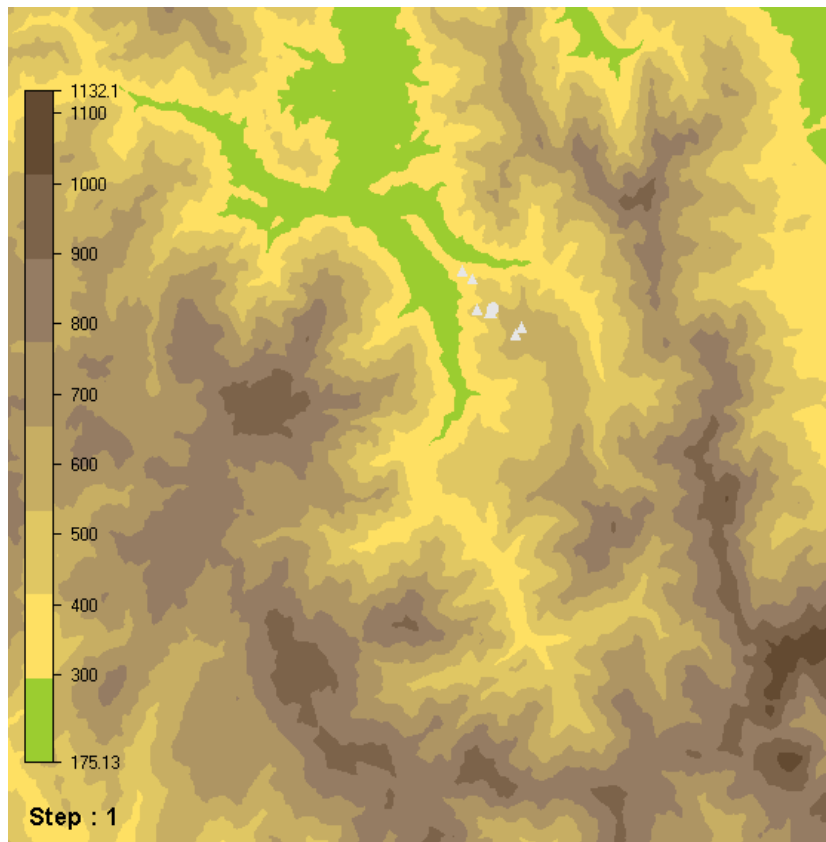


Figura 4 – Rappresentazione grafica del Layout definitivo inquadrato nel modello DTM realizzato. Software Windsim

Nella seguente immagine (Figura 9), è rappresentato il modello digitale del terreno, in visualizzazione 3D, insieme alla localizzazione del sito del progetto.

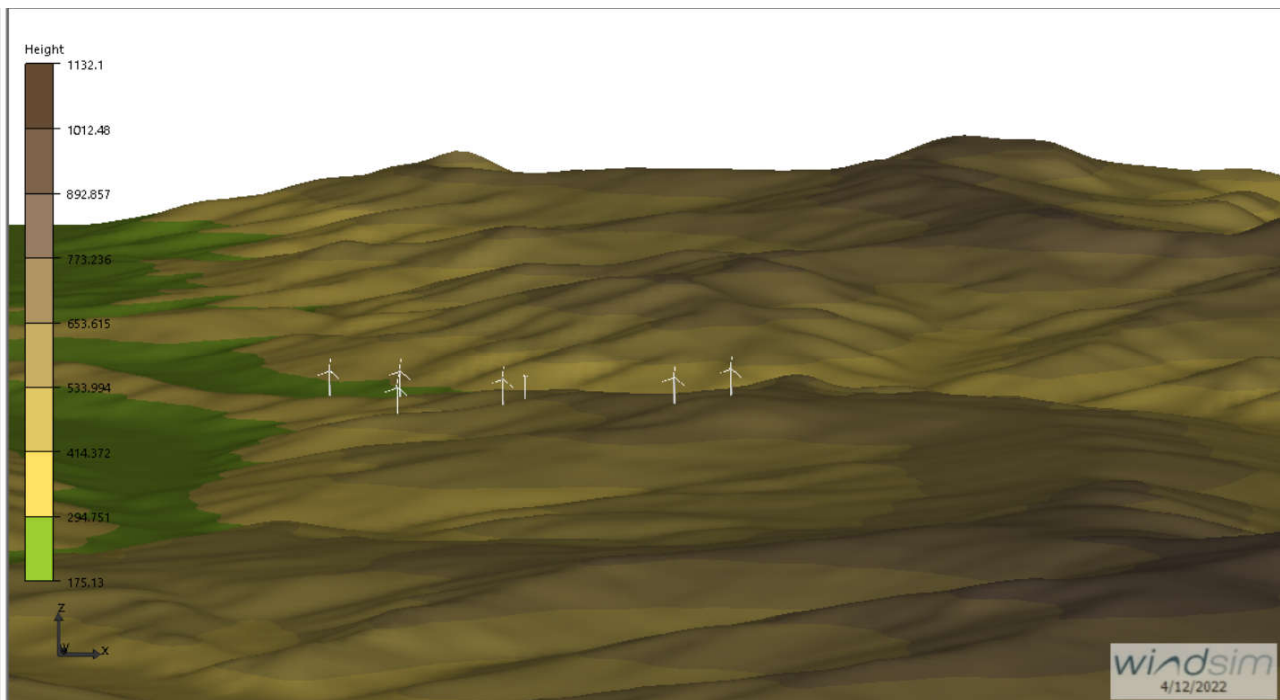


Figura 5 – Modello digitale del terreno. Realizzato con il software WindSim; visuale da Sud

Di seguito si riporta la mappa di rugosità realizzata come input per il calcolo del flusso del vento. Sono stati considerati valori di rugosità per z_0 da 0,01 [m], per l'area del sito ed i terreni limitrofi, fino a 1,5 [m], per i centri abitati, con tutti i valori intermedi necessari.

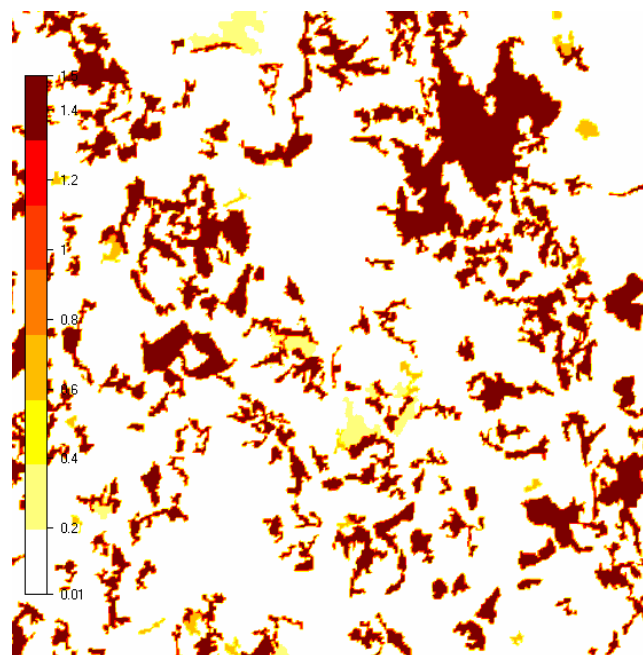


Figura 6 – Mappa di rugosità dell'area utilizzata in input per la realizzazione del modello digitale del terreno con Windsim

4.5. Layout di progetto del Parco Eolico



Il sito di TUFARA, SAN BARTOLOMEO IN GALDO, SAN MARCO LA CATOLA, in Località MONTE CALVO, prevede un layout definitivo di progetto formato da 6 aerogeneratori. Per realizzare il layout definitivo ottimizzato, si sono prospettate varie possibilità. Si descrive nel seguito solamente la configurazione finale:

- Potenza nominale, 5057 [KW]
- Altezza torre, 125 [m]
- Diametro rotore, 162 [m]

La scelta di queste caratteristiche deriva principalmente da:

- Facilità di trasporto (Viabilità di accesso)
- Massimizzazione della Produzione Specifica

Il modello di aerogeneratore che presenta le caratteristiche su descritto, utilizzato per i calcoli di producibilità nel presente studio è **VESTAS V162 – (in configurazione OPERATIVE MODE OS2)**.

Il numero di aerogeneratori del layout di progetto e la loro posizione sono stati definiti in base alle seguenti considerazioni:

- Direzione dei venti prevalenti della zona
- Morfologia e vincoli geologici del territorio
- Disponibilità dei terreni
- Appartenenza alle aree considerate idonee alle installazioni eoliche dal Comune
- Accessibilità
- Tipologia e dimensioni degli aerogeneratori da installare
- Risultati monitoraggi ambientali in loco

I possibili Layout sono stati realizzati nel rispetto dei vincoli suddetti. L'area dell'impianto è risultata essere in generale discretamente ventosa.

Lo studio effettuato sul territorio e le successive elaborazioni hanno portato alla definizione di diverse possibili configurazioni; i differenti layout sono stati verificati in base alla disponibilità dei terreni e soprattutto al fine di ottimizzare la produzione energetica del parco eolico, sia in termini di energia prodotta, sia di ore equivalenti alla massima produzione, nel rispetto dei vincoli prima illustrati, sia di minimizzazione delle perdite per scia.

5. Risultati dello studio

5.1. Risorsa eolica dell'area

La risorsa eolica disponibile nel sito è stata esplorata elaborando i seguenti dati:

- Dati vento vortex relativi ad una posizione baricentrica rispetto all'area interessata dal layout in prossimità del sito
- Caratteristiche del terreno, quota e mappa di rugosità dell'area, densità media dell'aria ottenuta dalle misure di temperatura in prossimità del sito

Le seguenti figure illustrano le mappe di ventosità dell'area a 125 [m], quota di progetto degli aerogeneratori, nella versione definitiva e riportano anche la posizione degli aerogeneratori nel layout definitivo.

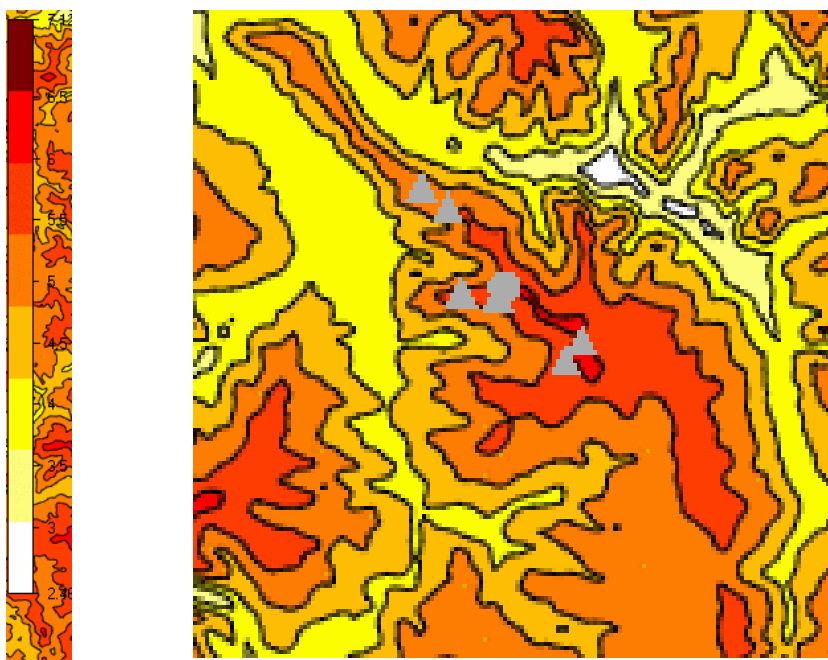


Figura 7 – Mappe isovento a 125 [m] di altezza, software Windsim

Come si vede dalle figura, gli aerogeneratori sono posizionati nelle aree maggiormente ventose, e tutti insistono su un'area in cui la velocità media bidimensionale del vento, a 125 [m] di quota, è superiore ai 6 [m/s].

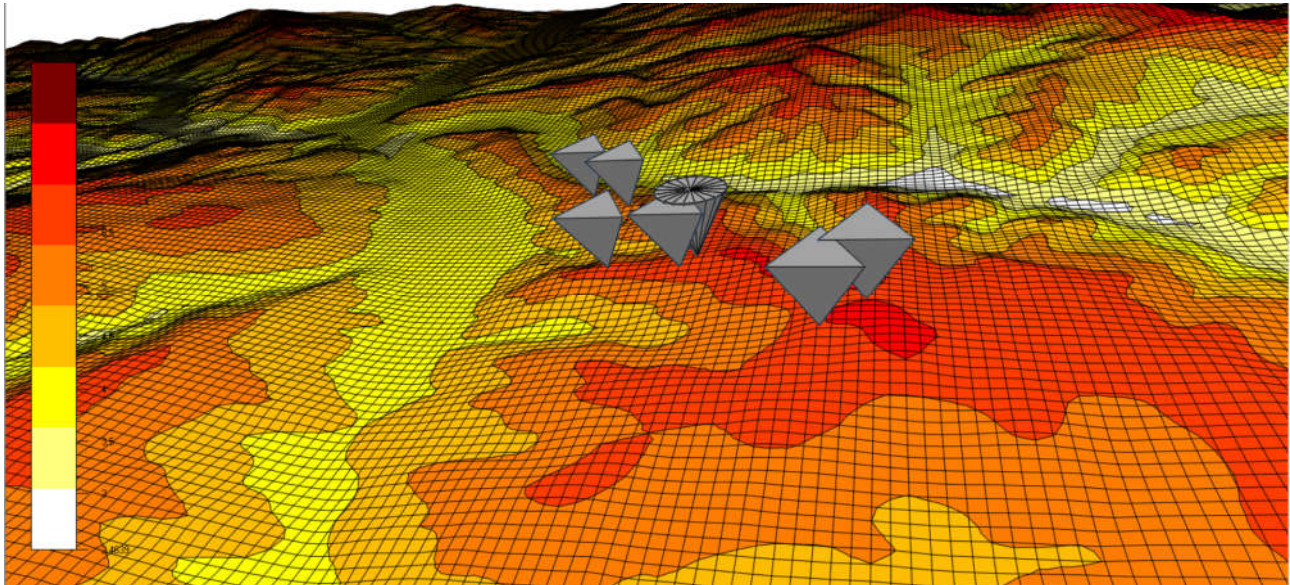


Figura 8 – Mappe isovento a 125 metri di altezza. Visualizzazione 3D del Layout definitivo. software Windsim

5.2. Analisi aerodinamica

Di seguito si riporta un'analisi delle caratteristiche aerodinamiche del sito, per evidenziare il comportamento di importanti fattori quali velocità verticale ed orizzontale, la turbolenza e l'accelerazione verticale, che indurranno particolari sollecitazioni negli aerogeneratori.

L'analisi è stata condotta per le direzioni di vento prevalenti nel sito, cioè i settori:

- Ovest, compreso tra 195° e 225°
- Nord-Nord-Ovest, compreso tra 315° e 345°

Il sito è caratterizzato da un'orografia mediamente complessa e quindi è opportuno valutarne il comportamento delle principali caratteristiche aerodinamiche lungo i profili verticali.

Sono state analizzate le seguenti variabili, relativamente alla posizione di ciascun aerogeneratore:

- Profilo verticale della velocità media nel piano orizzontale
- Profilo verticale della componente di velocità verticale
- Profilo verticale del "wind-shear" o gradiente verticale della velocità del vento
- Profilo verticale dei livelli di intensità turbolenta

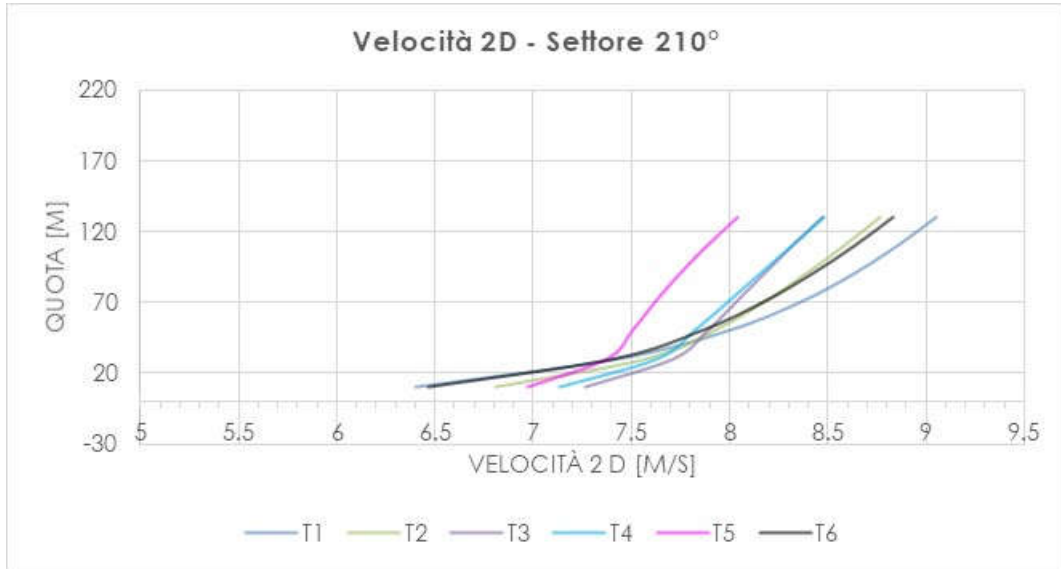


Figura 9 – Variazione della velocità media nel piano orizzontale in funzione della quota, direzione del vento da 210°

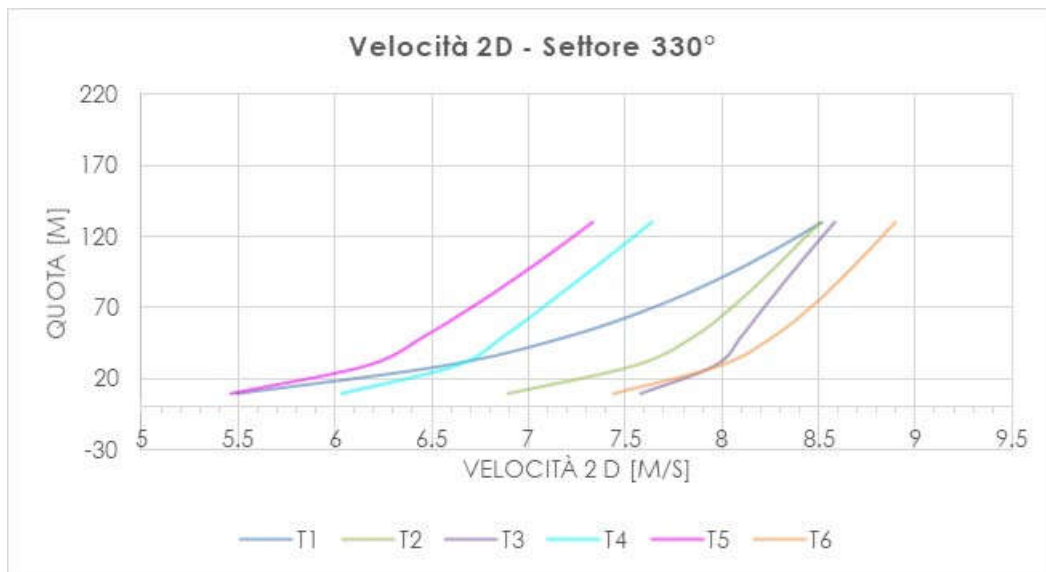


Figura 10 – Variazione della velocità media nel piano orizzontale in funzione della quota, direzione del vento da 330°

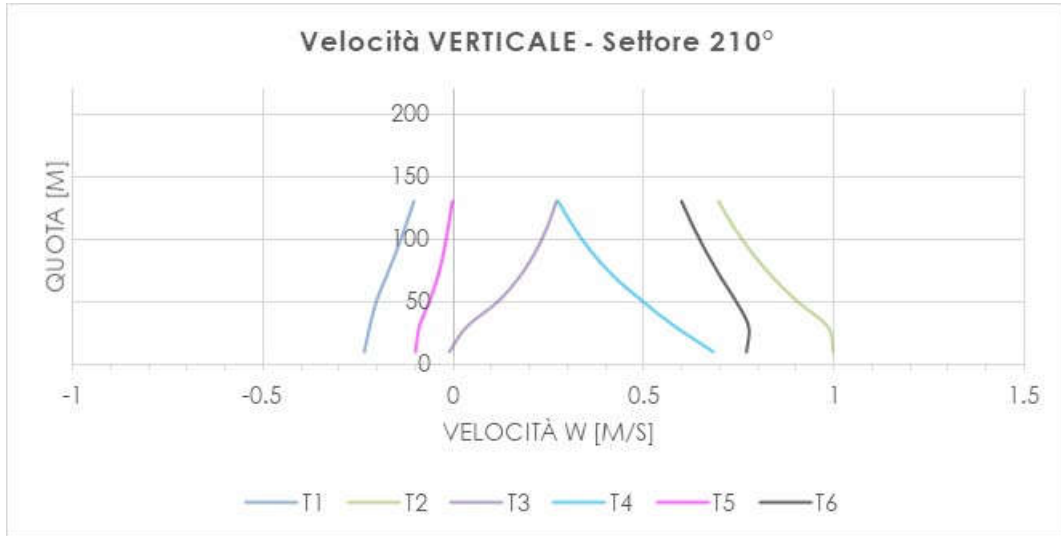


Figura 11 – Velocità verticale in funzione della quota, direzione del vento da 270°

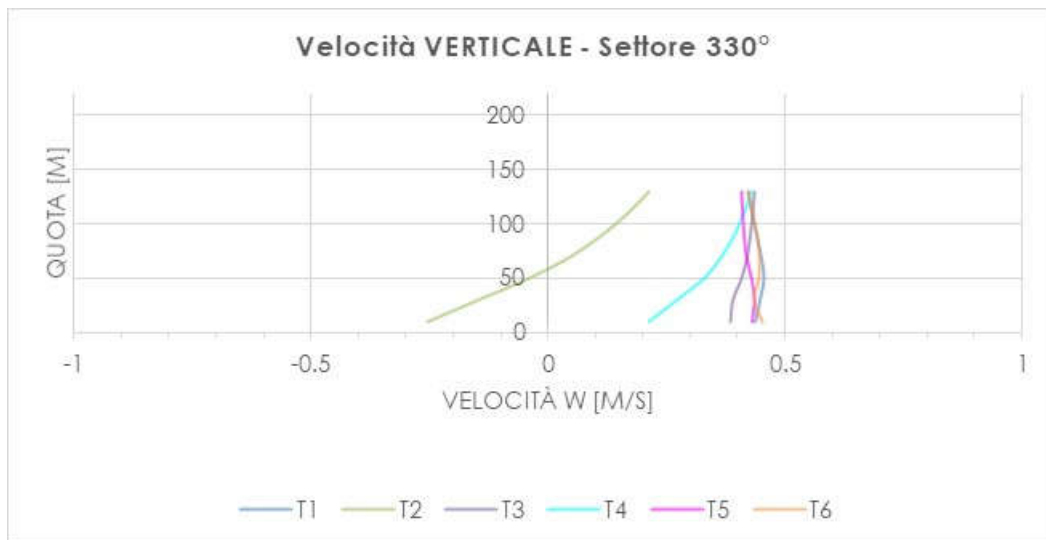


Figura 12 – Velocità verticale in funzione della quota, direzione del vento da 330°

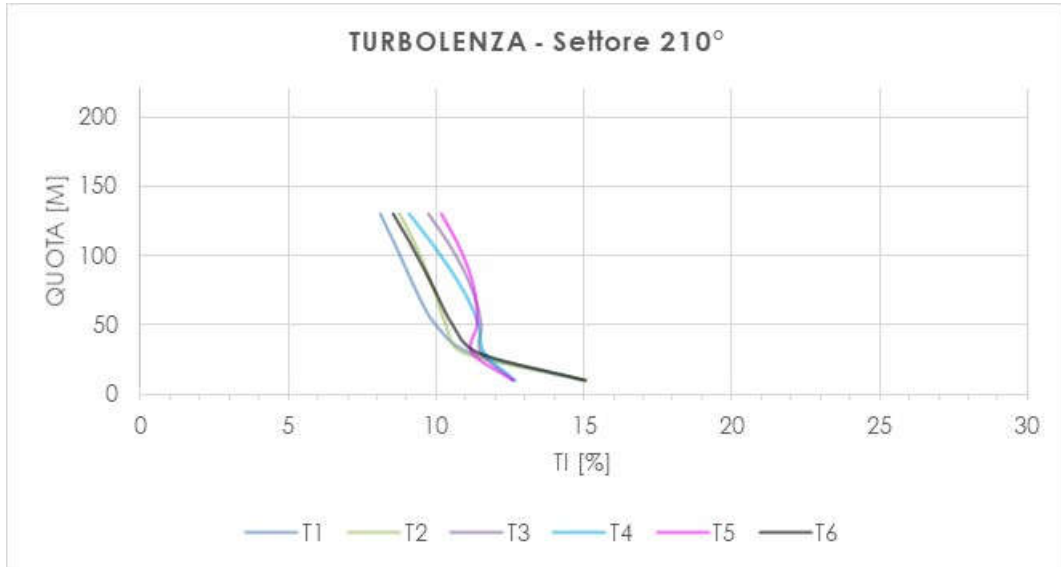


Figura 13 – Profilo verticale del “wind-shear” o gradiente verticale della velocità del vento, direzione del vento da 210°

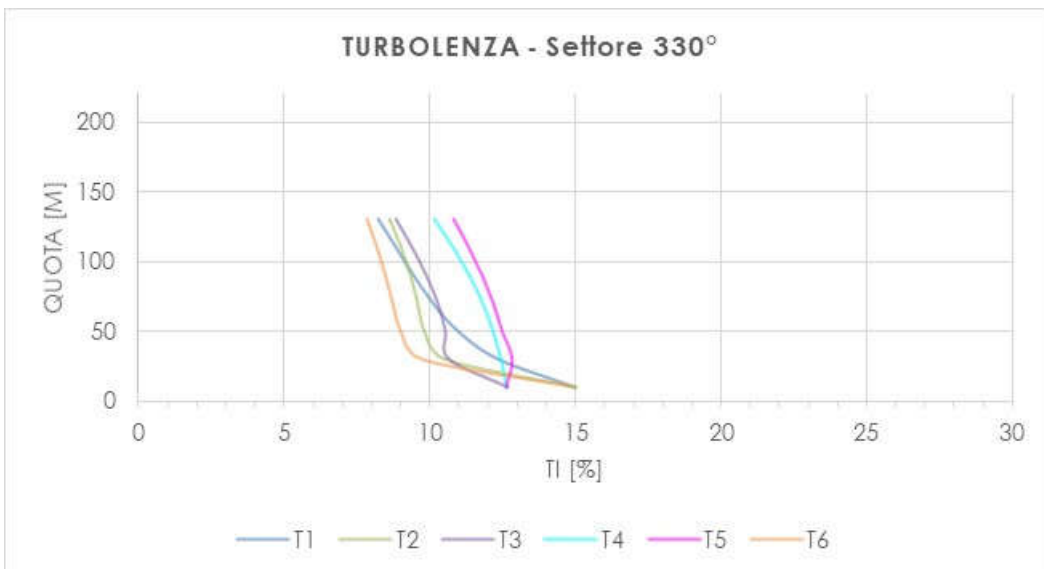


Figura 14 – Profilo verticale del “wind-shear” o gradiente verticale della velocità del vento, direzione del vento da 330°

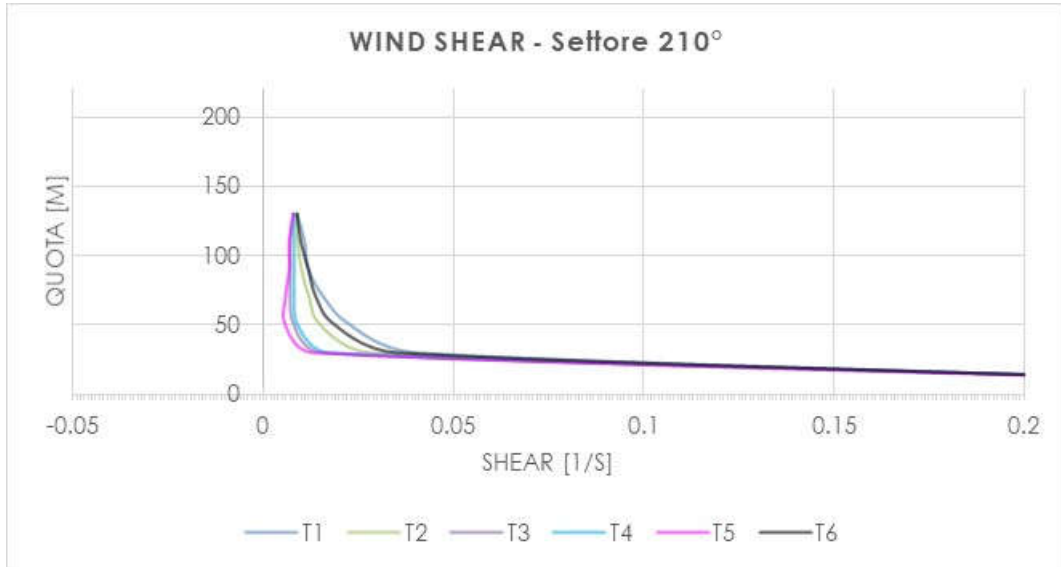


Figura 15 – Profilo verticale dei livelli di intensità turbolenta, direzione vento da 210°

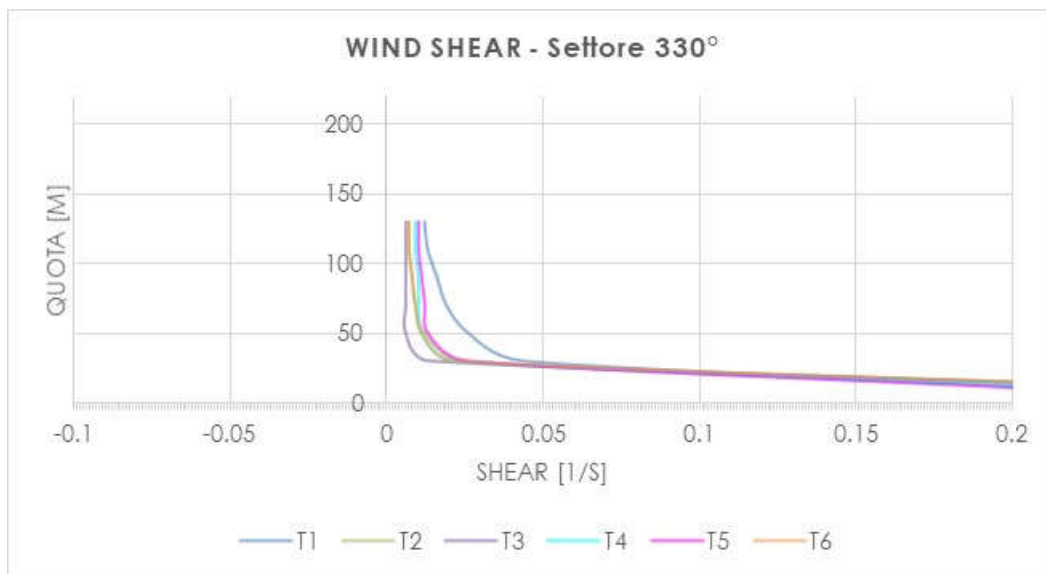


Figura 16 – Profilo verticale dei livelli di intensità turbolenta, direzione vento da 330°

I dati riportati nelle figure precedenti sono il risultato delle elaborazioni del software WindSim e tradotti in forma grafica mediante il software Excel.

Tali dati sono disponibili per tutti i settori e per tutti gli aerogeneratori: sono stati riportati solamente i settori corrispondenti alle direzioni prevalenti, sia per quel che riguarda la frequenza che per quel che riguarda l'intensità del vento.

Come sottolineato in figura 6 le direzioni quello Sud Ovest (210° N) e quello Nord-Nord-Ovest (330° N).

Si osserva che:

- il profilo di velocità orizzontale è regolare e crescente con la quota, per il settore 210° si nota che alcune posizioni presentano una crescita più ripida, questo è dovuto a effetti orografici di speed-up.

in entrambe i casi si hanno velocità medie di buona intensità.

- le velocità verticali alle altezze del mozzo (125 [m]) dell'aerogeneratore sono in valore assoluto trascurabili, un po' maggiori nel caso del settore da sud, ma comunque inferiori ad 1 [m/s].
- i gradienti di velocità decrescono con l'altezza
- l'intensità di turbolenza risulta buona in entrambe i settori principali, si ottengono valori di intensità di turbolenza alle altezze di interesse (125 [m]) al di sotto del 11% per tutti gli aerogeneratori.

Pertanto tutte le variabili aerodinamiche prese in considerazione hanno andamenti nella norma e non si rilevano particolari problematiche all'installazione di qualsiasi aerogeneratore.

La definizione esatta della classe di vento del sito sarà oggetto di una successiva analisi coerentemente con quanto specificato nella Normativa IEC 61400-12.

5.3. Risultati di produzione

Di seguito, si riportano i risultati del calcolo della produzione del parco eolico, secondo il layout definitivo.

Sono state fatte le seguenti assunzioni:

- Per il calcolo della produzione, si sono prese in considerazione le curve di potenza, certificate dal produttore
- La densità dell'aria è stata calcolata con due metodologie differenti, individualmente per ogni aerogeneratore all'altezza del mozzo:

- a) La densità viene calcolata in ciascun punto dell'atmosfera standard prendendo in considerazione il cambio di quota secondo la formula:

$$\rho = [1.225 - (1.194 \cdot 10^{-4}) \cdot z]$$

dove z è la quota sul il livello del mare. Ciò fornisce un buon valore medio a lungo termine della densità dell'aria in aree moderatamente complesse;

- b) La densità viene calcolata in ogni punto dell'atmosfera standard con una decrescita della temperatura di 0,65 °K / 100m e la pressione è 1013,25 hPa a livello del mare.

Dalle prove eseguite per il calcolo della producibilità si è constatato che il metodo b) è più conservativo, pertanto per il calcolo della densità quello descritto al punto b) è quello che è stato adottato.

Tenuto conto dell'altezza media del sito a 150 [m] s.l.m. e delle altezze degli aerogeneratori il calcolo ha determinato un valore medio di densità dell'aria in sito, nel corso dell'anno di **1,153 [Kg/m³]**. In ogni caso con la teoria anzidetta è stato calcolato il valore di densità ad altezza mozzo per ogni aerogeneratore

- I dati di produzione sono integrati con le perdite di scia, calcolate con un modello analitico che fornisce la diminuzione di velocità al passaggio attraverso il rotore, normalizzata, ovvero in linea generale:

$$\delta v = (U - V) / U$$

Nel caso specifico, il modello utilizzato è definito Modello Jensen. Questo modello fornisce una semplice espansione lineare della scia, determinata da "k", il fattore di decadimento della scia. Il fattore di decadimento della scia "k" aumenta con il livello di turbolenza ambientale (tipicamente tra 0,04 e 0,075).

$$\delta v = (1 - \text{SQRT}(1 - CT)) / (1 + (2kx/D))^2$$

dove: CT = coefficiente di spinta, $k = A/\ln(h/z_0) \rightarrow A = 0,5$; h = altezza mozzo [m] ; z₀ = rugosità del suolo [m]

Essendoci più aerogeneratori installati nella stessa area, ogni turbina subisce allo stesso tempo l'influenza di più scie; i decrementi di velocità calcolati dai modelli analitici di scia singola, vengono combinati per ottenere un deficit di scia equivalente. In questo caso si è utilizzato la radice quadrata della somma dei quadrati dei decrementi per fornire il valore di decremento di velocità finale:

$$\delta v = \text{SQRT}(\sum \delta v_i^2)$$

- I dati vento considerati sono quelli risultanti dal monitoraggio diretto in sito per i periodi che vanno dal 26 ottobre 2017 - 26 ottobre 2018, per un totale di **12 mesi di monitoraggio**
- Il modello digitale del terreno è quello di cui al paragrafo 4.4

Le perdite tecniche generali, considerate in aggiunta alle perdite per scia, sono state così calcolate:

→ **Perdita per disponibilità delle macchine:**

3% - (secondo la macchina) dato coerente con le prestazioni delle moderne Wind Farm già operative. È un dato legato alla garanzia rilasciata dal singolo fornitore per siti non eccessivamente complessi e/o particolarmente isolati

→ **Perdite elettriche:**

2% - valore di massima, una definizione più precisa sarà fatta, in fase esecutiva, quando potranno essere definiti esattamente tutti i sistemi elettrici dell'Impianto

→ **Degrado delle pale:**

1% - la produzione delle turbine può essere influenzata da diversi fattori (es.: usura e/o variazione profilo delle pale, stratificazione di insetti, sporco sulle pale, sfogliamento delle pale dovuto al loro naturale degrado etc.). Questi fenomeni, col tempo, vanno a variare il profilo aerodinamico delle pale e, conseguentemente, le loro prestazioni e la produttività della turbina.

→ **Manutenzione della Sottostazione:**

0,2% - La produzione netta di un impianto eolico può essere ridotta a causa dell'impossibilità di consegnare l'energia prodotta in rete per fuori servizio della sottostazione. Usualmente si considera equivalente ad un giorno di manutenzione ordinaria all'anno.

→ **Interruzione della Rete:**

La produzione dell'Impianto potrebbe altresì essere influenzata dall'impossibilità di immettere in rete l'energia prodotta per cause esterne all'impianto. Questa perdita non è stata considerata in questa analisi.

Si arriva così ad un totale del 6,2% di perdite generali oltre alle perdite per scia.



Considerando la dimensione dell'area disponibile, nel rispetto dei vincoli, si è giunti alla definizione di un layout composto da 6 macchine; in tabella 5 sono riportati i risultati di produzione dell'intero sito in funzione dei modelli di aerogeneratori testati nel layout definitivo. Nei paragrafi successivi saranno riportate nel dettaglio le stime di producibilità di tutte le macchine.

N°	Modello	Potenza [MW]	Rotore [m]	Hub [m]	AEP scia [MWh/Anno]	AEP P50 [MWh/Anno]	Ore equivalenti P50 [h]
1	VESTAS 162	5057	162	125	72461	68231	2249

Tabella 3 – Risultati di produzione. Layout definitivo

Aerogeneratore	X	Y
T 1	499695	4592662
T 2	500238	4592586
T 3	501471	4591942
T 4	499513	4593912
T 5	499102	4594225
T 6	501229	4591648

Tabella 4 – Posizioni delle turbine nel layout definitivo in coordinate UTM WGS 84

5.3.1. Modelli di aerogeneratori testati

Modello testato con generatori **VESTAS 162**, con le seguenti caratteristiche:

- Diametro del rotore di **160 [m]**
- Altezza di torre (hub) di **125 [m]**
- Potenza nominale di ciascun aerogeneratore **5057 [KW]**

Si ricava la tabella di produzione:



Aerogeneratore V 162	AEP lorda [MWh/Anno]	AEP scia [MWh/Anno]	Scia [%]	AEP P50 [MWh/Anno]	Ore equivalenti P50 [h]
T 1	12691.32	12176.68	4.06	11465.8	2267.3
T 2	13028.93	12667.75	2.77	11928.2	2358.8
T 3	13071.84	11856.7	9.3	11164.5	2207.7
T 4	11393.67	11116.7	2.43	10467.7	2069.9
T 5	11762.29	11709.08	0.45	11025.5	2180.2
T 6	13297.94	12935.05	2.73	12179.9	2408.5
Impianto:			3.70	68231	2249

Tabella 5 – Risultati di produzione con l'aerogeneratore VESTAS 162 - 162 [m] - Hub 125 [m]

5.3.2. Risultati delle simulazioni

Dai risultati ottenuti, il modello VESTAS - 162 con potenza nominale di 5057 [KW] (nel modo operativo OS-2) e altezza hub 125 [m], ha fornito un valore medio di producibilità pari a 2249 ore equivalenti (P50) con le assunzioni anzidette. Le perdite per scia in questo caso valutabili al 3,70 % circa sono piuttosto basse.

5.4. Considerazioni finali

Dati Vento

I dati vento disponibili sono sufficienti ai fini di uno studio anemologico dettagliato (micrositing).

Nell'approccio descritto i dati di vento sono stati elaborati mediante WindSim, in particolare per il calcolo della ventosità del sito e della produzione degli aerogeneratori e dell'analisi delle grandezze aerodinamiche coinvolte.

I valori di ventosità medi rilevati sono ritenuti discreti. Infatti vi è una buona frequenza di rilevazioni di velocità del vento comprese tra 3 e 25 [m/s], e queste sono particolarmente interessanti poiché corrisponde al range di funzionamento degli aerogeneratori commercializzati

Layout del sito:

Il layout del parco eolico prevede dunque l'installazione di 6 aerogeneratori della potenza di 5,1 [MW] cadauno con rotore di diametro massimo di 162 [m] e altezza torre (hub) massima di 125 [m], per una potenza complessiva del Parco eolico di 30,5 [MW].

Nel processo di ottimizzazione del layout si sono considerati vari aspetti oltre quello prettamente anemologico, di seguito indicati.

Anemologia:

Si è ottimizzata la posizione degli aerogeneratori in modo opportuno, con l'obiettivo di minimizzare le perdite per effetto scia e di avere un adeguato valore di produzione netta.

Inoltre con il proseguimento del monitoraggio, il reperimento di nuovi dati storici relativi all'area considerata, la loro comparazione e / o correlazione, si potranno ulteriormente affinare i calcoli soprattutto per definire esattamente la Vref e Iref e quindi la classe di vento del sito.

Morfologia e geologia:

A valle di differenti sopralluoghi in sito, si sono circoscritte delle aree di fattibilità per l'installazione delle turbine, la relativa realizzazione delle piazzole nella fase di cantiere e la successiva rimozione prima dell'entrata in esercizio. Studi geologici - geotecnici più approfonditi (carotaggi in fase esecutiva), contribuiranno alla corretta definizione e al dimensionamento delle fondazioni da utilizzare e quindi alla scelta dell'aerogeneratore più indicato per il sito oggetto del presente studio.

Indagine floro – vegetazionale:

Le aree prescelte sono quelle a minor impatto sull'ambiente circostante.

Produzione parco eolico:

La stima di produzione del parco eolico è stata ottenuta mediante utilizzo del software WindSim, che per le sue caratteristiche di non-linearità nel metodo di calcolo meglio si adatta ad un sito mediamente complesso come quello oggetto del presente studio

Sono state considerate le perdite dovute alla scia e le perdite tecniche generali (disponibilità macchine, perdite elettriche ed altro).

Dal layout definitivo con una potenza installabile di 30,5 [MW] complessivi, si ha una produzione media netta complessiva (P50) piuttosto buona che porta a un soddisfacente numero di ore equivalenti.

Sulla base di queste considerazioni, e dello studio effettuato, si ritiene che considerando gli spazi disponibili, i limiti e i vincoli presenti, il sito in oggetto abbia un potenziale eolico soddisfacente.