CITTÀ METROPOLITANA DI GENOVA

COMUNE DI MIGNANEGO

PARCO EOLICO PASSO DELLA BOCCHETTA



RELAZIONE DI PRODUCIBILITA'

PROPONENTE

SEVA S.r.l. Società Benefit

Rue des Forges 5, 11013 Courmayeur (AO) - P.I. 00196480073

Sedi operative:

Corso Sempione 33, 20145 Milano – Tel. 02-34938076

Via San Lorenzo 21, 16123 Genova – Tel 010-2518834

ORDINE DEGLI INGEGNERI DELLA PROVINCIA DI MILANO
DOTT. ING. CORONA ANDREA
Sez. A Settori: a) civile e ambientale b) industriale c) dell'informazione
n° A 25329

Data	*Rev.*	*Descrizione*	Elaborato	Approvato
Dicembre 2021	0	Prima emiss.	Ing. A. Corona	Ing. A. Corona

Sommario

1. INTRODUZIONE 1
2. ELABORAZIONI DATI DEL VENTO 3
2.1 CAMPAGNA ANEMOMETRICA MONTE CALVO 4
2.2 PROFILO VERTICALE DELLA VELOCITA' 9
3. STIMA DELLA PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO 13
3.1 VALUTAZIONI CONCLUSIVE 18

1. INTRODUZIONE

La presente relazione ha lo scopo di caratterizzare la ventosità del sito prescelto per l'installazione del Parco Eolico Passo della Bocchetta e di stimare la producibilità ottenibile.

Lo studio della ventosità del sito rappresenta l'aspetto più delicato e importante di tutto il progetto di un impianto eolico in quanto tale studio influenza la scelta degli aerogeneratori e la loro disposizione planimetrica fornendo importanti indicazioni in merito alla producibilità dello stesso.

Il progetto prevede l'installazione di 5 aerogeneratori ad asse orizzontale del tipo VESTAS V112[1] della potenza elettrica nominale di 3220 kW cadauno, per una potenza elettrica nominale complessiva pari a 16.1 MW, posizionati alla quota di circa 800 m s.l.m. sulla dorsale che congiunge il passo della Bocchetta (777 m s.l.m.) al Monte Calvo (826 m s.l.m.) in territorio comunale di Mignanego (GE). Le turbine previste hanno un'altezza al mozzo pari a 94.0 metri ed un diametro del rotore pari a 112 metri.

La localizzazione su base cartografica IGM (Scala: 1:25.000) e DEM degli aerogeneratori del layout di progetto e della torre anemometrica sono riportati nelle figure seguenti.

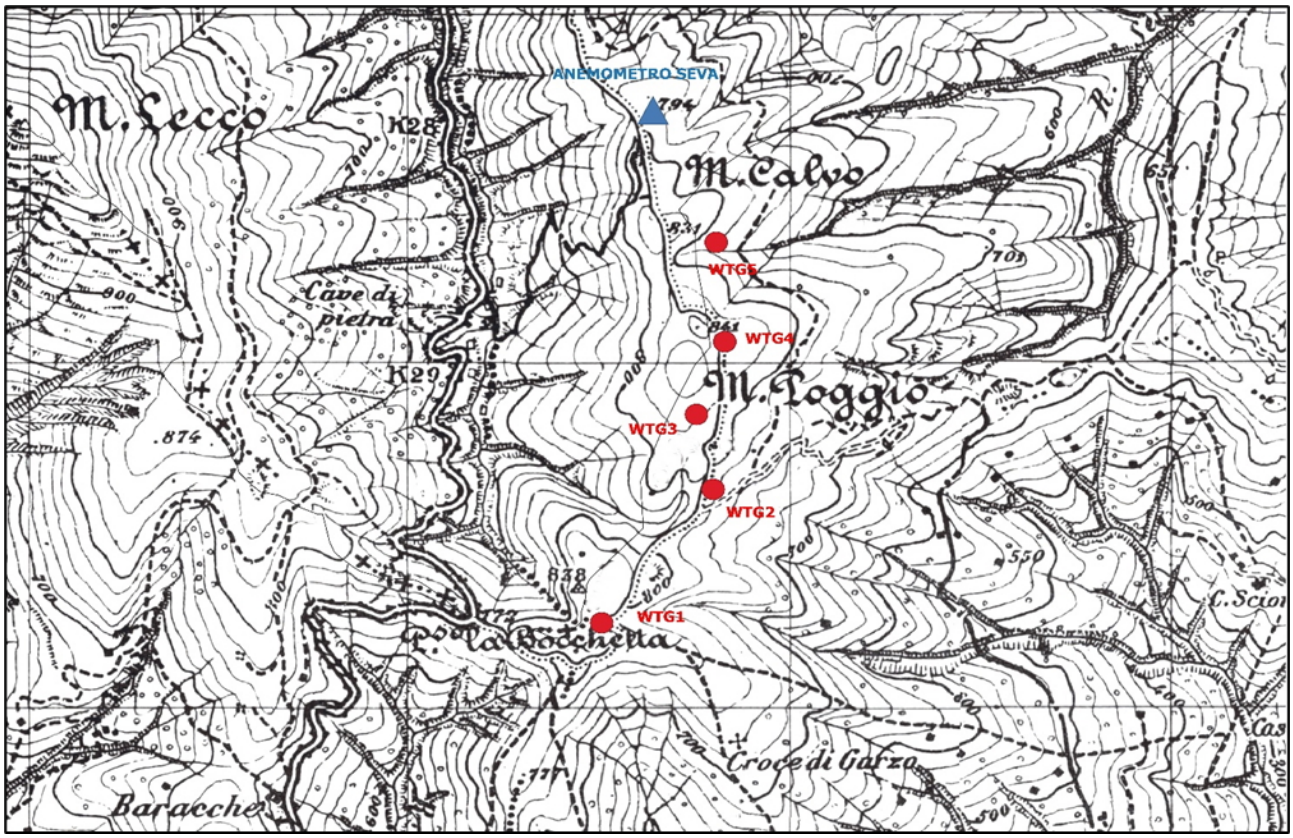


Figura 1.1 – Localizzazione su IGM 25.000 degli aerogeneratori in progetto e della torre anemometrica.

[1] In sede di Progettazione Definitiva sono state individuate le turbine con le caratteristiche descritte in seguito e in relazione Tecnica, modello VESTAS V112. Come da prassi la scelta non è da considerarsi vincolante, né per tipologia di aerogeneratore né per marca dello stesso: la scelta definitiva del generatore eolico sarà fatta solamente in sede di progetto esecutivo stante la disponibilità a mercato.

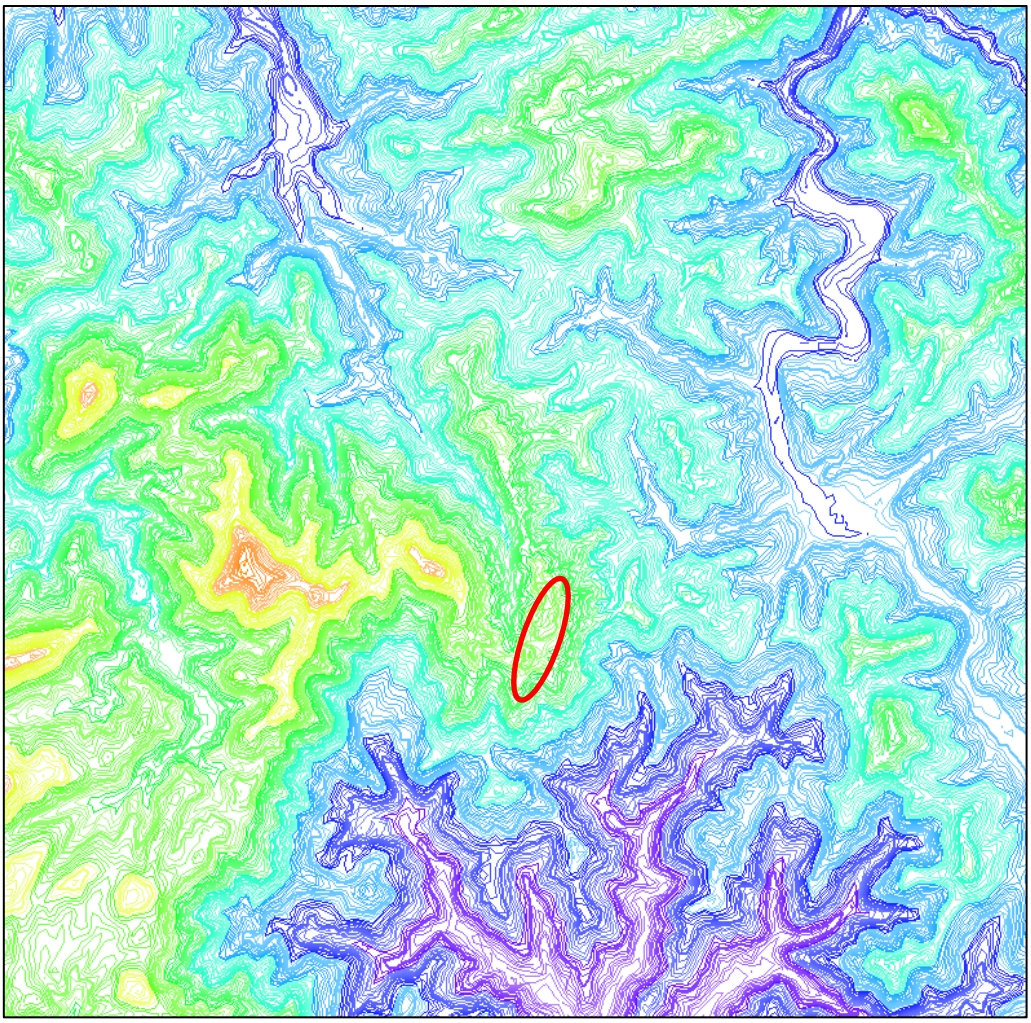


Figura 1.2 – Localizzazione su DEM (Digital Elevation Model) del parco eolico in progetto.

In particolare la posizione dei n. 5 aerogeneratori di progetto (ID.: WTG1, WTG2, WTG3, WTG4, WTG5) e della torre anemometrica istallata da SEVA Srl SB in data 05 gennaio 2012, ubicati nel territorio comunale di Mignanego (GE), è riassunta in Tabella 1.1 con le rispettive coordinate espresse nelle nel sistema di riferimento WGS84.

WTG	LATITUDINE	LONGITUDINE
1	44.550649°	8.891965°
2	44.554118°	8.895646°
3	44.555809°	8.894856°
4	44.557950°	8.896024°
5	44.560532°	8.895735°
ANEMOMETRO	44.564267°	8.893600°

Tabella 1.1 - Coordinate degli aerogeneratori degli aerogeneratori in progetto e della torre anemometrica (WGS84).

2. ELABORAZIONI DATI DEL VENTO

L'elaborazione di dati rilevati è necessaria per la determinazione dell'AEP (Annual Energy Production), per l'ottimizzazione del layout impiantistico al fine di ridurre eventuali perdite per effetto scia tra gli aerogeneratori e per determinare gli indicatori sintetici delle caratteristiche anemologiche quali la velocità media, il parametro di forma k e il parametro di rugosità α.

L'elaborazione è stata condotta con l'ausilio del software di simulazione WindPro, sviluppato da EMD International, software che, a sua volta, esegue i calcoli di previsione della produzione dell'impianto sulla base del programma WasP (Wind Atlas Analysis and Application Program), un algoritmo di calcolo lineare ampiamente testato.

WindPro consiste di più moduli ciascuno con il suo scopo (Figura 2.1). Tale software offre una gamma di opzioni per calcolare la produzione di energia. Si tratta dello strumento più flessibile nel suo genere per gestire e combinare differenti turbine e dati di vento in qualunque formato.

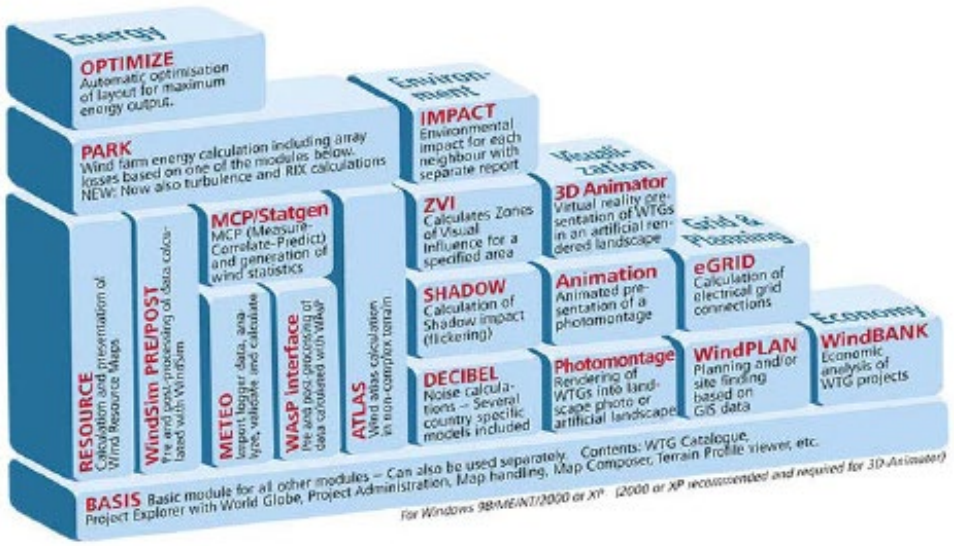


Figura 2.1 – Organizzazione di WindPro in moduli.

L'elaborazione prende avvio dalla creazione di un modello virtuale dell'ambiente, costruito a partire dai parametri statici del territorio (orografia, rugosità ed ostacoli) e dai parametri dinamici del vento.

Per quanto riguarda quest'ultimi, si è proceduto alla raccolta ed elaborazione di numerosi dati anemometrici di velocità e direzione del vento rilevati in situ mediante una torre anemometrica tralicciata installata sul Monte Calvo tuttora in funzione, in prossimità dell'area d'intervento, estesi su un range temporale di circa dieci anni, ovvero dal 1° gennaio 2012 ad oggi (Aprile 2021).

La strumentazione anemometrica è stata mantenuta efficiente e conforme agli standard richiesti tramite manutenzioni e sopralluoghi continui.

Il presente report sulla producibilità e i calcoli relativi all'AEP (Annual Energy Production) sono stati redatti sulla scorta della ormai consolidata letteratura di settore.

2.1 CAMPAGNA ANEMOMETRICA MONTE CALVO

Alla fine del 2011, SEVA Srl SB ha provveduto ad installare una torre anemometrica, al fine di rendere ancora più precisa la qualificazione anemologica del sito, sulla cima del Monte Calvo ad una quota pari a circa 800 m s.l.m. (44°33'51'' N – 8°53'37'' E).

La stazione meteorologica (Figura 2.2), ubicata in comune di Fraconalto, è costituita da un traliccio di altezza complessiva pari a 70 m s.l.t. sul quale sono fissati sette ordini di stralli costituiti ognuno da 3 tiranti assicurati al terreno mediante piastre interrate 1.5 m sotto terra (Figura 2.9). Lo schema strutturale della stazione anemometrica è riportato in Figura 2.4: la disposizione dei sensori è in totale rispetto della specifica IEC 61400.



Figura 2.2 – Stazione anemometrica di tipo tralicciato per la rilevazione del vento sul Monte Calvo.

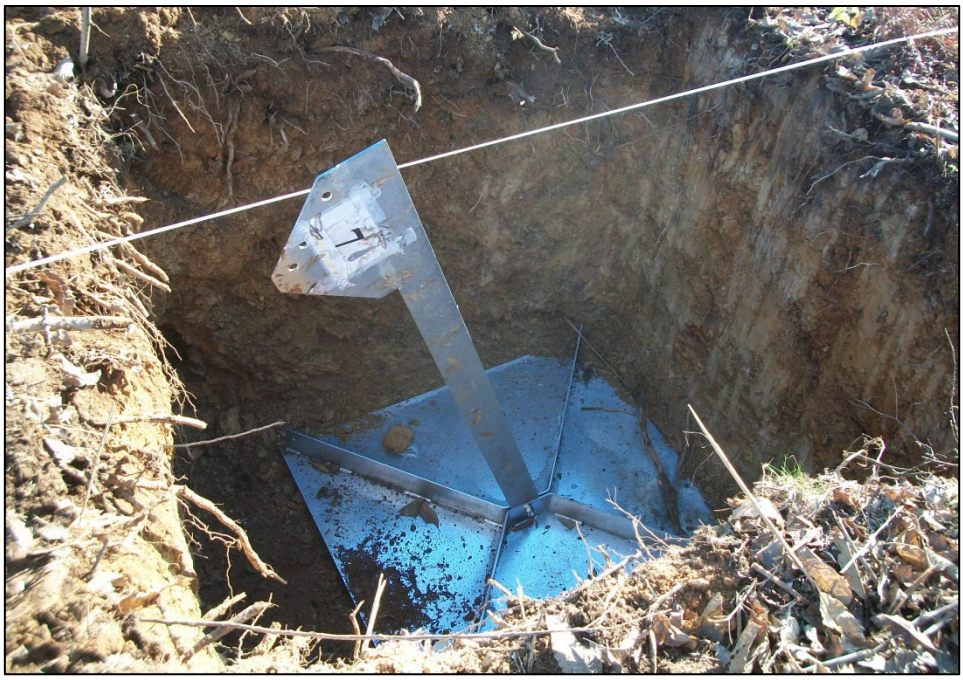


Figura 2.3 – Modalità di ancoraggio tramite piastre interrate.

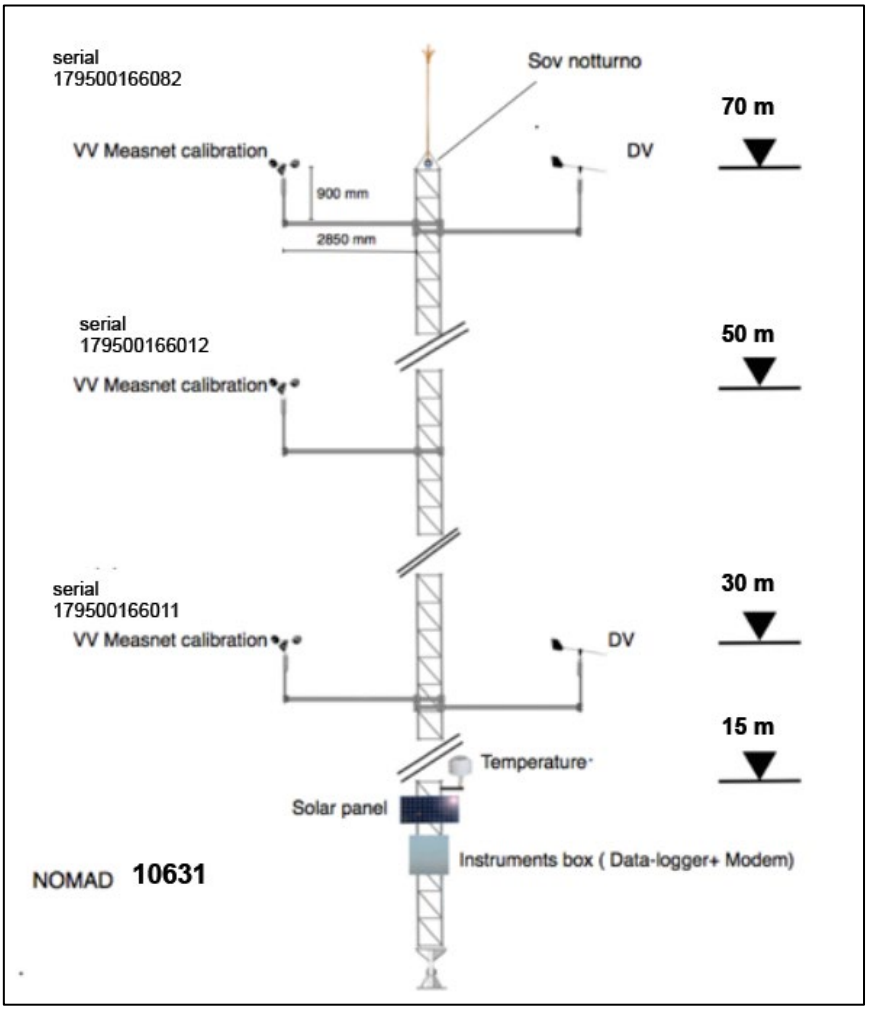


Figura 2.4 – Schema strutturale della stazione anemometrica.

La struttura portante sopra descritta ospita la seguente strumentazione:

- ✓ 3 sensori di tipo NRG 40C per la rilevazione della velocità del vento, posizionati alle quote di 30, 50 e 70 m s.l.t. e orientati a 67.5° N: tutti i sensori sono calibrati Measnet;
- ✓ 2 sensori di tipo NRG 200P per la rilevazione della direzione del vento, posizionati alle quote di 30 e 70 m s.l.t. e orientati a 247.5° N;
- ✓ 1 sensore NRG 110S per la rilevazione della temperatura dell'aria fissato a 15 m s.l.t.;
- ✓ acquisitore dati modello Secondwind Nomad2 (datalogger): esso campiona i valori di velocità e direzione ogni 2 secondi e registra su memoria statica i valori medi di velocità e direzione ogni 10 minuti;
- ✓ modem GSM/GPRS modello Maestro;
- ✓ lampada SOV per l'illuminazione notturna.

La stazione è alimentata in continuo da un pannello solare da 10 W unitamente ad una batteria da 14 Ah. I dati rilevati dalla strumentazione necessaria all'individuazione delle potenzialità anemologiche di un sito, possono ritenersi rappresentativi di tutta l'area interessata alla realizzazione dell'impianto, se tale strumentazione è a considerevole distanza da ostacoli o irregolarità territoriali che modificano il flusso indisturbato della vena fluida. Relativamente il parco eolico in oggetto è stata condotta una campagna anemometrica in un'area distante in media solo 1 km. La ventosità rilevata nel punto d'installazione della stazione di misura risulta essere perfettamente rappresentativa dell'area d'interesse data la perfetta analogia in termini di orografia, rugosità ed esposizione ai venti predominanti.

Come descritto in precedenza i dati anemometrici rilevati dai sensori montati sulla suddetta torre anemometrica riguardano la misurazione dei valori medi, massimi, minimi, e di deviazione standard delle velocità del vento alla quota di misura di 30, 50 e 70 m s.l.t e della misurazione dei valori medi e di deviazione standard delle direzioni del vento attraverso il sensore di direzione posto all'altezza di 30 e 70 m s.l.t.

I risultati riportati nel presente report sono il frutto delle analisi e delle elaborazioni eseguite sui dati originali provenienti dalle registrazioni del datalogger. Le misurazioni ritenute non valide a causa di fenomeni o eventi atmosferici che hanno indotto un temporaneo malfunzionamento dei sensori (per esempio sensori ghiacciati per le basse temperature) e che quindi potrebbero alterare e falsare le stime, sono stati filtrati e pertanto esclusi dalle elaborazioni eseguite per calcolare tutti i parametri quali velocità media, valori min, max, turbolenze etc.

I dati dello studio sono relativi a un periodo di misura compresi nell'arco temporale dal 1 Gennaio 2012 ad oggi (Aprile 2021), per complessivi 9 anni e 3 mesi e pertanto altamente rappresentativi delle condizioni anemometriche del sito e pienamente rispondenti a quanto richiesto da Regione Liguria nelle "Linee guida per l'autorizzazione, la valutazione ambientale, la realizzazione e la gestione degli impianti per lo sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili" e nella Sezione 7.2 "Wind Speed" del documento tecnico "Evaluation of site-specific wind conditions (Version 2, April 2016)" del MEASNET, nella quale si stabilisce che il periodo di misurazione deve coprire almeno 12 mesi completi e consecutivi, al fine di valutare adeguatamente le variazioni stagionali.

I dati grezzi così rilevati, ovvero intensità e direzione medie del vento ogni dieci minuti, sono file binari che vengono successivamente trascodificati in formato testo leggibile. La trascodificazione del "dato grezzo" proveniente dall'anemometro ed acquisito dal data-logger è stata effettuata adottando idonea funzione di trasferimento, così come indicato nel relativo certificato di calibrazione di ogni sensore di velocità. Successivamente, la serie filtrata di dati è stata convertita con il modulo interno del software WindPro,

Dal punto di vista della qualificazione anemologica di un sito la velocità media non è un parametro sufficiente a determinare lo stato di ventosità dell'area, pertanto deve essere introdotto il diagramma di frequenza ore-vento, strettamente legato al concetto di probabilità del vento. Suddividendo il dominio di velocità del vento in bande di ampiezza (tipicamente 0,5 o 1 m/s) per ciascun intervallo di osservazione si può rapportare il tempo in cui si è osservato il fenomeno rispetto al periodo totale di osservazione.

Esistono diversi modelli matematici che consentono di simulare una distribuzione statistica di probabilità del vento; il più utilizzato è il modello a due parametri di Weibull espresso dalla seguente relazione:

$$f_i = \frac{k}{c}\left(\frac{v_i}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v_i}{c}\right)^k}$$

dove f_i è la probabilità che la velocità del vento risulti compresa tra il valore minimo e quello massimo dell'i-esimo intervallo, v_i è il valore centrale dell'intervallo, k è il parametro di forma della distribuzione (adimensionale) e c il parametro di scala (m/s), legato alla velocità media della distribuzione.

Nota la distribuzione delle velocità del vento medie viene definita, successivamente, la densità di potenza sfruttabile come la potenza media del flusso di vento ad unità di area spazzata dal rotore: una quota parte di questa verrà convertita dal rotore in potenza meccanica disponibile all'asse del generatore.

Analizzando i dati di velocità disponibili, misurati a 30, 60 e 90 m s.l.t. presso il sito d'intervento, si sono ricavate le distribuzioni percentuali i cui parametri sono riassunti in Tabella 2.1 che non corrispondono necessariamente al dato puramente osservato essendo, come detto, il modello matematico che meglio interpola detti valori.

	30 m	**50 m**	**70 m**
V_{med}	5.82 m/s	6.10 m/s	6.20 m/s
Weibull k	1.88	1.96	1.98
Weibull c (m/s)	5.55 m/s	6.10 m/s	6.18 m/s

Tabella 2.1 – Parametri caratteristici della distribuzione della velocità del vento a 30, 50 e 70 m.

In Tabella 2.2 vengono riportati, i valori di velocità caratteristici del vento registrati alle varie quote di rilevazione.

Quota	Velocità media	Velocità massima
30 m	5.82 m/s	26.41 m/s
50 m	6.00 m/s	30.67 m/s
70 m	6.20 m/s	32.81 m/s

Tabella 2.2 – Valori di velocità media e massima rilevati alle varie quote.

La distribuzione del vento avviene generalmente attorno ad un cerchio ideale suddiviso in n. 12 settori di direzione uguali, con ampiezza di 30°.

All'interno di WindPro il dato di distribuzione è normalmente specificato come una tabella di frequenza la quale fornisce il numero di ore a ogni velocità del vento e per ogni settore. In aggiunta all'altezza di riferimento del dato di distribuzione del vento, l'intensità della turbolenza e l'informazione sul profilo del vento (uniforme, logaritmico o esponenziale) sono specificati per ogni settore. In Figura 2.5 si riporta la rosa dei venti registrata dalla stazione alla quota di 70 m s.l.t., mantenendo un intervallo di campionamento del dato pari a 30° (12 settori di interesse): la wind rose ottenuta indica che la direzione principale del vento interessa l'arco del settore Nord Nord Ovest e Sud.

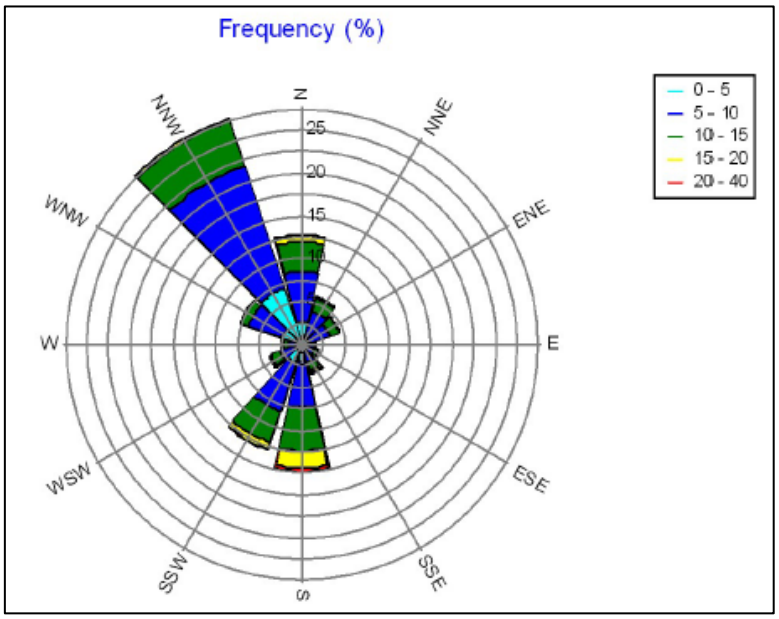


Figura 2.5 – Rosa dei venti rilevata dal sensore posto a 70 m s.l.t. della stazione di Monte Calvo – frequenza.

Il grafico sopra riportato mette in evidenza come il vento dominante sia il maestrale, denotando quindi una direzione prevalente dai quadranti nordoccidentali; è presente inoltre una componente di mezzogiorno (vento proveniente dai quadranti meridionali).

Le direzioni regnanti (a maggiore frequenza) e dominanti (caratterizzate dalla maggiore intensità della velocita) coincidono, per cui sono ben definite le due direzioni Principali, in particolare sembra essere con maggiore contributo energetico la direzione Sud.

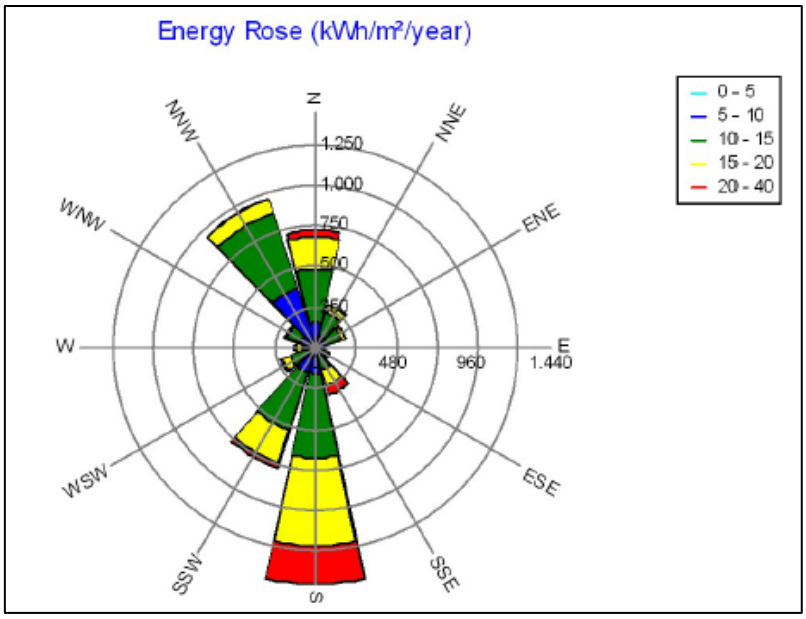


Figura 2.6 – Rosa dei venti rilevata dal sensore posto a 70 m s.l.t. della stazione di Monte Calvo – contributo energetico.

2.2 PROFILO VERTICALE DELLA VELOCITA'

Un fattore non trascurabile nella valutazione della velocità media del vento è la rugosità del terreno, con la quale s'intende la capacità degli elementi orografici presenti nel rallentare i flussi di corrente, creando un profilo di velocità anche detto "strato limite" dovuto al fatto che l'effetto di rallentamento è meno rilevante all'allontanarsi dal suolo. Con l'aumento di quota tale fattore esercita un'influenza minore, permettendo una progressiva accelerazione delle velocità medie; così, se una turbina eolica è localizzata su un terreno completamente pianeggiante, con una rugosità uniforme, allora le caratteristiche di velocità del vento saranno le stesse su tutta la regione. Pertanto, al fine di procedere alla stima della producibilità energetica attesa del parco eolico di progetto, è necessario calcolare la variazione della velocità del vento attraverso il paesaggio; questa variazione dipende dalla direzione del vento e dall'altezza rispetto al suolo della turbina in progetto e della torre anemometrica. I dati di orografia e di rugosità dell'area d'intervento sono dunque fondamentali per una corretta analisi del flusso di vento sulla regione delle turbine eoliche.

L'andamento della velocità con la quota dipende per la maggior parte dalla natura del terreno e dagli ostacoli presenti: edifici, alberi, cespugli, rocce. A grande distanza dal terreno (1.500 – 2.000 m) l'effetto del suolo è trascurabile e la velocità del vento dipende soltanto dalle condizioni meteorologiche, mentre alle altezze tipiche di installazione degli aerogeneratori (20 – 100 m), a parità di vento in quota, la velocità del vento sarà minore per terreni di maggiore scabrezza. Nel caso di specie si rileva un'assenza di ostacoli e copertura vegetazionale mista caratterizzata da arbusti e boschi con altezza dal suolo di massimo 5-10 m. Per determinare il profilo di velocità del vento con la quota possono adoperarsi diversi modelli, di diversa complessità e accuratezza.

Uno dei modelli più utilizzati è quello logaritmico, che deriva dalla teoria dello strato limite per il caso di flusso su lastra piana: tale modello consente la determinazione della velocità del vento all'i-esima quota (v_i) note che siano le condizioni di riferimento v_0 alla quota z_0 ed il coefficiente di scabrezza m:

$$v_i = v_0 \frac{\ln\left(\frac{z_i}{m}\right)}{\ln\left(\frac{z_0}{m}\right)}$$

I valori del coefficiente di scabrezza m possono essere desunti, come nel caso di specie, con buona accuratezza effettuando dei rilievi di velocità del vento a varie quote (almeno due), ricavando il valore di m dalla manipolazione dell'equazione precedente. In particolare nell'ipotesi in cui vengano effettuati due rilievi alla quota z_0 ed alla quota z_1, risulta:

$$m = e^{\frac{v_1 \ln(z_0) - v_0 \ln(z_1)}{v_1 - v_0}}$$

In sede di analisi preliminare, si può invece desumere un valore indicativo del coefficiente m (valori espressi in metri) dalla Tabella 2.3 in funzione di quella che si ipotizza essere la classe di rugosità del territorio sulla base di un'analisi visiva della zona. La determinazione dei parametri locali di rugosità, infatti, richiede sia i dati del profilo del vento e anche osservazioni di turbolenza o di raffiche di vento rilevati da un anemometro esposto a un livello ben sopra la media di altezza degli ostacoli vicini; tali dati sono raramente disponibili nelle situazioni di lavoro tranne nel caso di specie, disponendo quasi 10 anni di rilevazioni.

Classe	m	Descrizione
0	0,0002	Mare aperto senza onde
0,5	0,0024	Terreni completamente aperti con superficie liscia
1	0,03	Aree agricole aperte con presenza limitata di ostacoli bassi
1,5	0,055	Aree agricole con presenza limitata di ostacoli di media grandezza (6-8 m)
2	0,1	Aree agricole con presenza di ostacoli di media grandezza (6-8 m)
2,5	0,2	Aree agricole con presenza numerosa di ostacoli di media grandezza (6-8 m)
3	0,4	Piccoli centri abitati, boschi
3,5	0,8	Città con edifici alti
4	1,6	Metropoli con edifici alti e grattacieli

Tabella 2.3 – Classi di rugosità del terreno e loro descrizione.

Talvolta, in alternativa al profilo logaritmico viene utilizzata la legge di potenza (sperimentale), che allo stesso modo consente la determinazione della velocità del vento alla i-esima quota (v_i), note che siano le condizioni di riferimento v_0 alla quota z_0 ed il parametro di rugosità α:

$$v_i = v_0 \left(\frac{z_i}{z_0}\right)^{\alpha}$$

Analogamente a quanto visto in precedenza, qualora si disponga dei rilievi di velocità del vento per due quote differenti, si può ricavare il parametro di rugosità α come:

$$\alpha = \frac{\log\left(\frac{v_0}{v_1}\right)}{\log\left(\frac{z_0}{z_1}\right)}$$

Mentre, in sede di analisi preliminare, si può desumere un valore indicativo del parametro di rugosità α (adimensionale) dalla Tabella 2.4.

Alfa	Descrizione
0,12	Aree agricole aperte con presenza limitata di ostacoli bassi
0,16	Aree agricole con presenza limitata di ostacoli di media grandezza (6-8 m)
0,2	Aree agricole con presenza numerosa di ostacoli di media grandezza (6-8 m)
0,3	Zone urbane, boschi
0,4	Città con edifici alti

Tabella 2.4 – Valori indicativi del parametro di rugosità α.

L'espressione su esposta è rappresentata, in alcuni casi tipici, nella Figura 2.7.

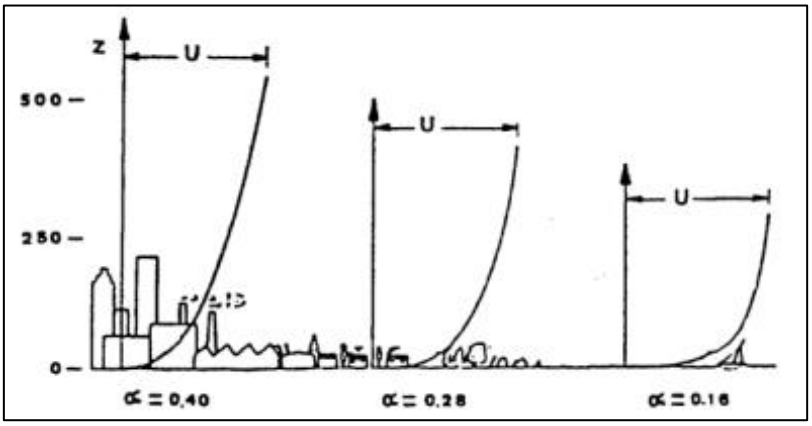


Figura 2.7 – Profili della velocità media del vento (U) per terreni variamente accidentati.

L'orografia del territorio, invece, è stata ottenuta mediante l'importazione di un file DTM a curve di livello della regione integrato nella funzionalità del software WindPro.

Avendo a disposizione più di una quota di misura della velocità del vento, il software è in grado di estrapolare il coefficiente di scabrezza del profilo logaritmico e il coefficiente di rugosità del profilo esponenziale. Nel caso di specie per quanto riguarda quello logaritmico si è calcolato un valore di m

pari a 0.151 (sito cautelativamente assegnato a classe di rugosità 2) mentre per quello esponenziale un valore di alfa pari a 0.174.

In Figura 2.8 si riportano entrambe le tipologie di profili sopra descritte ottenute con il software WindPro: si ritiene che il profilo logaritmico che interpola i valori medi misurati permetta una discreta estrapolazione in quota.

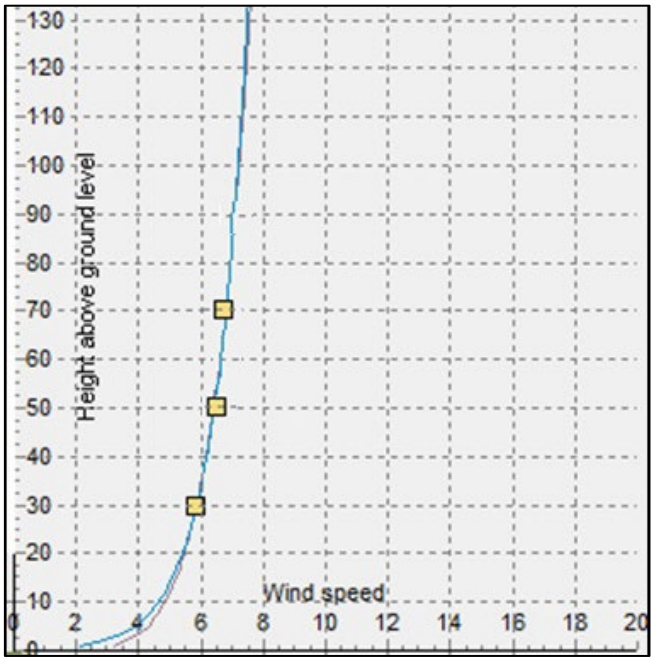


Figura 2.8 – Profili di vento calcolati con Wind Pro. in azzurro quello logaritmico, in viola l'esponenziale.

Quanto descritto consente di stimare con sufficiente approssimazione la velocità del vento alle diverse quote previste dagli aerogeneratori analizzati nella presente analisi.

Tale operazione viene effettuata in automatico dal software WindPro: il programma utilizza i dati anemologici misurati, le informazioni di rugosità superficiale e di orografia in ingresso nel punto di misura per determinare il vento geostrofico (vento indisturbato in quota, in assenza delle azioni di attrito esercitate dalla superficie terrestre sulla vena fluida) per una superficie di diversi kmq di estensione. Riportando tali dati di vento estrapolati in prossimità della superficie tridimensionale rappresentante il territorio d'interesse, il programma valuta i parametri statistici della distribuzione di frequenza della velocità e della direzione in punti arbitrari di tale superficie tenendo conto della sua natura orografica, della rugosità del terreno e dell'eventuale presenza di ostacoli al flusso del vento. Il campo di velocità fornito è tridimensionale e ciò consente di disporre della velocità media del vento a varie altezze dal suolo, compresa l'altezza mozzo dell'aerogeneratore considerato, come precedentemente sottolineato.

WindPro possiede infine un database di misure di temperatura, pressione e densità per alcune stazioni storiche vicine alle aree interessate alla realizzazione dell'impianto. Il codice, in funzione della quota altimetrica, calcola il corretto valor medio annuo della densità dell'aria ad altezza mozzo per ogni singola posizione degli aerogeneratori considerati. La densità dell'aria così calcolata varia nei casi considerati fra 1.126 e 1.131 Kg/m^3.

3. STIMA DELLA PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO

La simulazione numerica del flusso aerodinamico e stata condotta per una velocita di riferimento per ognuno dei 12 settori di provenienza del vento in cui è suddivisa la rosa del vento. In base alla distribuzione in frequenza annuale della velocita introdotta il contributo di ogni singolo settore di provenienza del vento, e stato adeguatamente pesato per ottenere la ventosità media annuale prevista e dalla curva di potenza dell'aerogeneratore analizzato la produzione elettrica.

La determinazione dell'AEP (Annual Energy Production) è ottenuta pertanto eseguendo una doppia integrazione per tutte le direzioni e su tutto il range di velocità del vento che interesseranno le turbine eoliche. Questa si basa su una wind rose specificata alla posizione della torre anemometrica e all'altezza dei sensori. La wind rose contiene informazioni sul profilo del vento per ogni settore e quell'informazione è usata per estrapolare la velocità del vento all'altezza dell'hub delle turbine eoliche in corrispondenza della posizione della torre anemometrica. La variazione della forma del profilo del vento è specificata nella wind rose come esponenziale o logaritmica, con un valore appropriato che definisce la variazione con l'altezza. La velocità del vento all'altezza dell'hub della turbina eolica è ottenuta ricavando i valori di velocità del vento all'altezza dell'hub in corrispondenza dell'anemometro e poi traslandola in associazione all'orografia locale tramite modello numerico integrato all'interno del software WindPro.

Sulla base della wind rose traslata in funzione dell'orografia e della curva di potenza del modello di turbina eolica ipotizzato ai fini delle simulazioni, è stata stimata la producibilità energia attesa dell'impianto eolico di progetto costituito da n° 5 aerogeneratori, espressa in ore equivalenti annue.

L'efficienza dell'impianto eolico è inficiata da vari fattori di cui il modulo tiene conto nella simulazione quali:

- ✓ le turbolenze dovute all'orografia e agli ostacoli presenti nell'area d'indagine;
- ✓ l'effetto scia, ovvero quando le turbine interagiscono tra loro tramite turbolenze e scie dovute al loro funzionamento,
- ✓ eventi meteoclimatici estremi, presenza di terra o ghiaccio sulle pale.

Dalla producibilità ottenuta sono sottratte per cautela le ulteriori perdite dovute alle perdite elettriche di rete e di trasformazione (4%), alla disponibilità delle macchine (manutenzione, errori di sistema, rotture accidentali, ecc.), valutabile nel 3% e alla degradazione aerodinamica delle pale (3%), stimati diminuendo a titolo cautelativo complessivamente del 10% il totale di produzione netta attesa del parco come descritto nel prosieguo della presente trattazione.

Un'analisi più sofisticata e completa è stata realizzata ancora una volta con il software WindPro: il modulo RESOURCE consente di creare una mappa della risorsa eolica, che fornisce informazioni necessarie alla selezione dei siti adatti, a livello di micrositing, per il miglior posizionamento delle singole turbine, o per il calcolo di aree più vaste, in cui trovare i siti più adatti per i progetti eolici.

La mappa della risorsa eolica a 70 m s.l.t. per l'area di progetto è riportata in Figura 3.1 e su applicativo Google Earth in Figura 3.2:

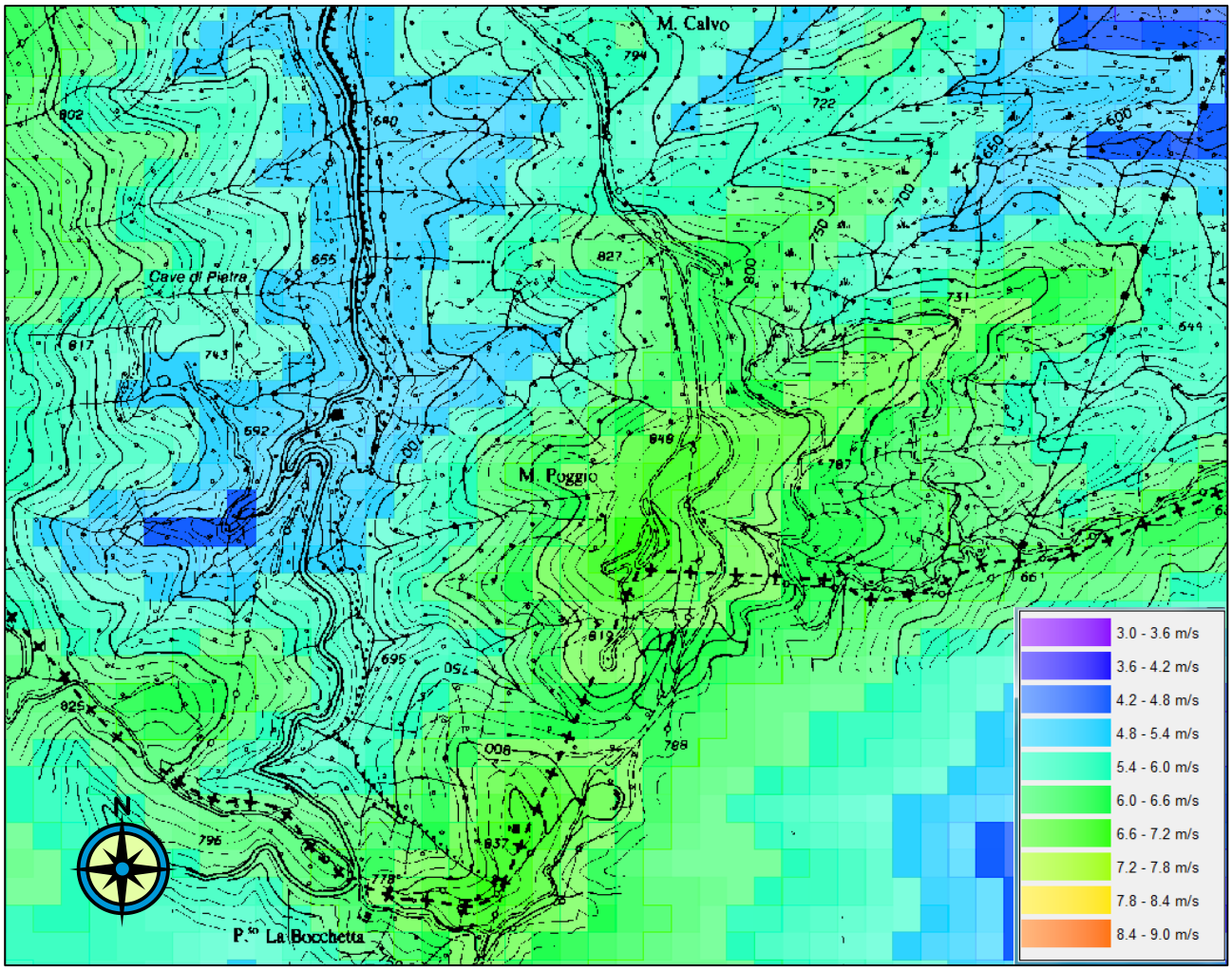


Figura 3.1 – Mappa di risorsa eolica a 70 m s.l.t.

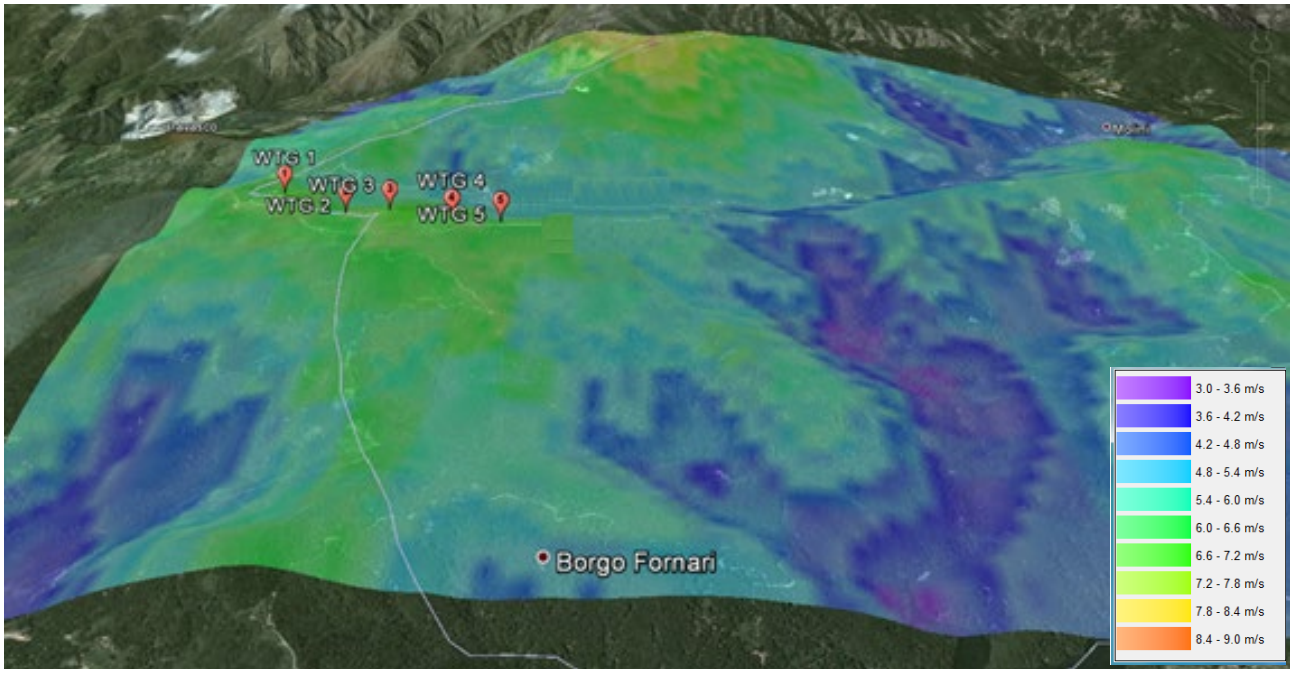


Figura 3.2 - Mappa di risorsa eolica a 70 m riportata su Google Earth.

I moduli per il calcolo dell'energia con WindPro sono tre, per calcoli su "singolo punto" (una WTG) o come base per i calcoli PARK (forniscono i dati di vento come input per il calcolo delle perdite in scia di una centrale eolica):

- **ATLAS –** Con questo modulo si può calcolare la produzione di energia sulla base del semplice modello ATLAS (metodo dell'atlante eolico), basato su una descrizione del terreno (rugosità, alture ed ostacoli semplici) ed una statistica del vento. Il modello della rugosità è lo stesso che in WAsP, ma le alture e gli ostacoli vengono calcolati con modelli più semplici del modello di flusso di WAsP. Dunque ATLAS è adatto solo a terreno non complesso, e non è mai raccomandato su terreno montagnoso.

- **METEO** – Con questo modulo si può calcolare la produzione di energia sulla base di dati di vento misurati nel luogo esatto in cui le WTG opereranno (su terreno pianeggiante i dati possono di norma essere utilizzati per aree più vaste). Se le misure sono effettuate ad un'altezza diversa da quella proposta per il mozzo delle WTG, i dati possono essere estrapolati inserendo un esponente del gradiente di vento, ma ciò va fatto con cautela. Soltanto su terreno pianeggiante e semplice (bassa rugosità) si può assumere che l'estrapolazione dell'altezza segua regole semplici.

- **Interfaccia WAsP** – Con questo modulo si può calcolare la produzione di energia usando come "motore di calcolo" WAsP (software del RISØ, DK), cioè si potrà calcolare in terreno complesso usando il metodo dell'atlante eolico con il modello avanzato di flusso contenuto in WAsP. L'Interfaccia WAsP è sia un pre-processore per elaborare e verificare i dati, sia un post-processore, per stampare i risultati in una relazione e per eseguire e stampare alcune analisi, che forniscano all'utente utili informazioni per valutare la qualità dei calcoli.

PARK è il modulo per calcolare le perdite in scia e la produzione di energia di una centrale eolica. I dati da inserire per il calcolo PARK sono la posizione, il modello e le altezze del mozzo delle WTG, oltre ai dati di vento forniti da uno dei tre moduli menzionati sopra (ATLAS, METEO o Interfaccia WAsP), oppure dati da un file .rsf ottenuto dal modulo RESOURCE.

Il modulo PARK calcola le perdite in scia dovute all'effetto di copertura reciproca tra WTG vicine (centrali eoliche e clusters). PARK offre tre diversi metodi di calcolo delle perdite di scia. Il metodo standard raccomandato da EMD segue quello creato da N.O. Jensen del Risø, ma con piccole modifiche che consentono di lavorare con modelli di WTG e altezze differenti nello stesso layout.

L'equazione fondamentale per calcolare le perdite in scia dietro il rotore è:

$$v = u[1-\frac{2}{3}(\frac{R}{R+\alpha x})^2]$$

dove:

- ✓ v è la velocità del vento ad una distanza x dietro il rotore;
- ✓ u è la velocità del vento libero subito a monte del rotore;
- ✓ R è il raggio del rotore;

- ✓ α è la costante di decadimento di scia;
- ✓ 2/3 è un valore approssimato del parametro Ct nel modello di calcolo; il valore esatto di Ct è usato in ciascun intervallo di velocità del vento.

La Figura 3.3 mostra l'idea di base dietro il modello semplificato delle perdite di scia oltre una turbina. La costante di decadimento è una misura dell'allargamento del "cono d'ombra" a valle della turbina. Essa è definita come l'allargamento in metri per metro a valle del rotore. Di norma si raccomanda un valore di 0,075 m, corrispondente ad un angolo di apertura di circa 4°.

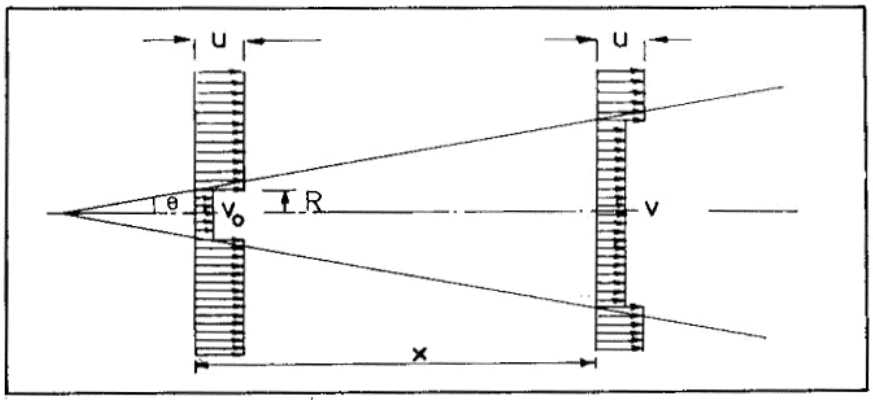


Figura 3.3 – Perdite di scia oltre una turbina.

Le misure eseguite dal Risø in svariati parchi eolici indicano che la costante di decadimento in scia dipende dalla turbolenza e quindi dalla classe di rugosità. Si ritiene che l'uso del valore standard 0.075 per tutti i calcoli sulla terraferma abbia un'influenza solo marginale sui risultati.

Tramite il modulo PARK è stato possibile calcolare la producibilità del parco eolico in progetto a partire dai dati rilevati, prima senza modello Wasp e poi con il modello Wasp di terreno complesso.

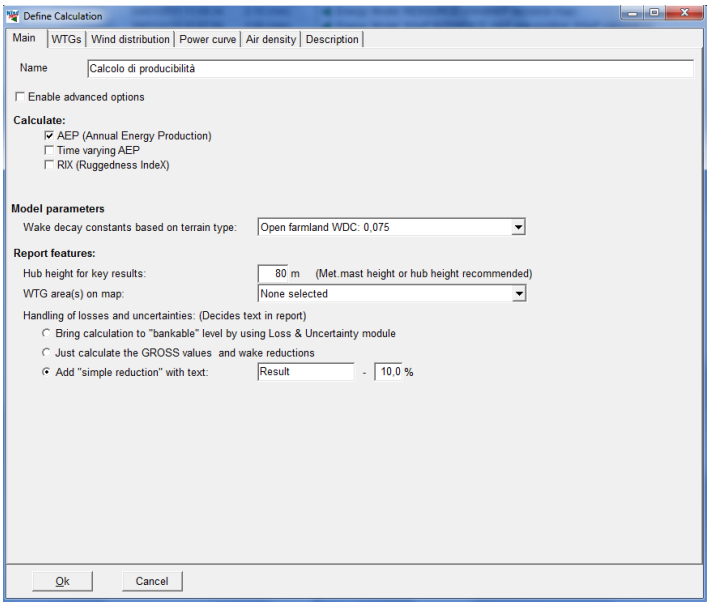


Figura 2.4 – Impostazione del calcolo PARK.

La metodologia Wasp è lo standard attuale per i calcoli di energia. Per stimare l'AEP di una centrale eolica utilizzando tale approccio, è necessario eseguire una stima del clima regionale del vento o "Statistica del Vento", sopra lo strato limite superficiale (boundary layer). Tale calcolo considera la rugosità della superficie, l'orografia, i dati di vento e l'eventuale presenza di ostacoli. Una volta calcolata, la "Statistica del Vento" viene riportata al suolo per stimare la produzione (Figura 2.17).

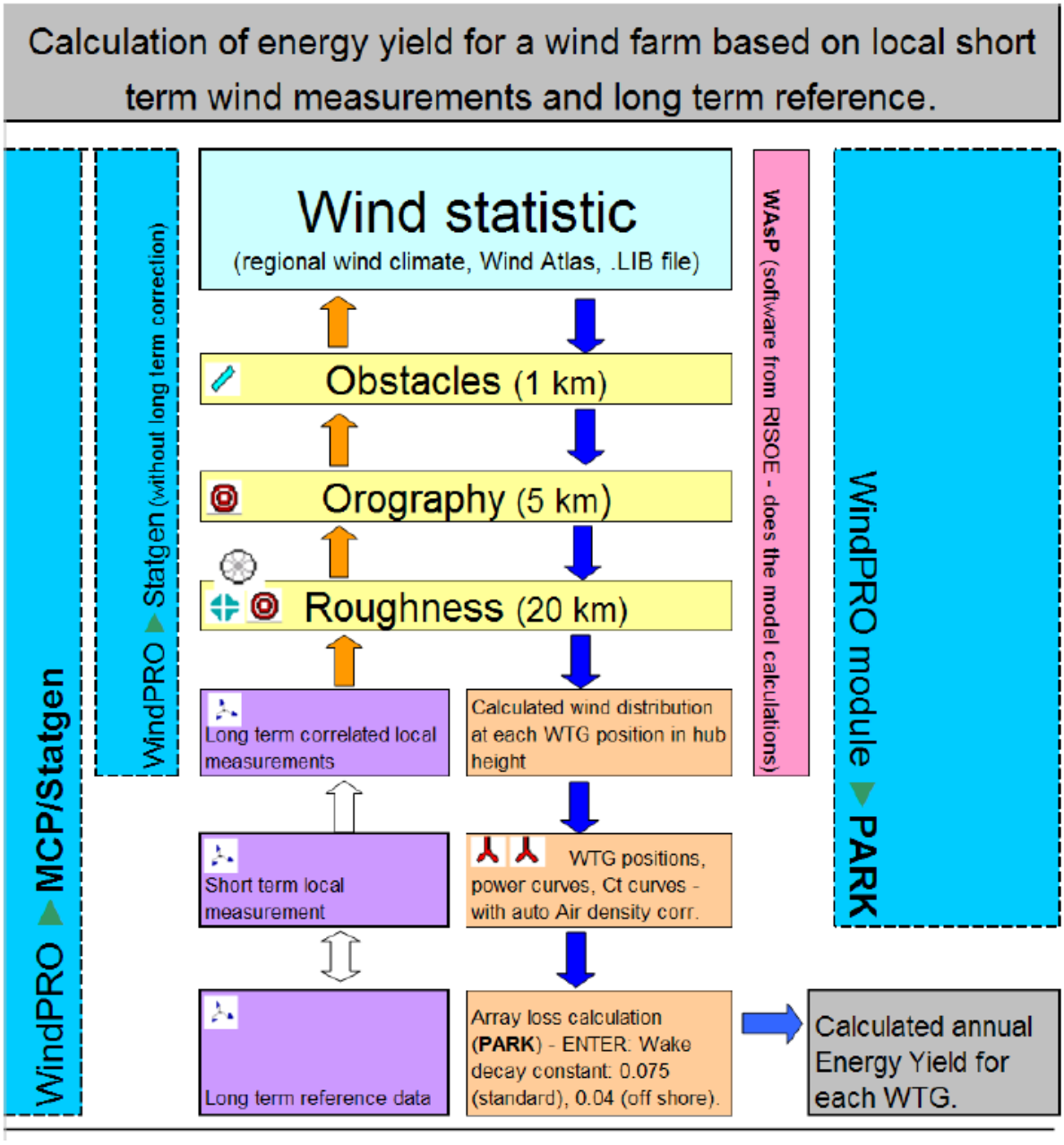


Figura 3.5 – Schema di funzionamento di Wind Pro con Wasp.

In altre parole, Wasp lavora:

- ✓ "Verso l'alto" – per calcolare una statistica del vento (clima regionale del vento, atlante del vento) usando STATGEN;
- ✓ "Verso il basso" – per calcolare l'AEP di una centrale eolica usando il calcolo PARK basato sulla Statistica del Vento.

I valori di producibilità netta annuale (AEP) prevista per i vari aerogeneratori considerati, sono stati ottenuti dai dati misurati dall'anemometro posizionato in prossimità di Monte Calvo e analizzati attraverso il software WindPro. Le misurazioni sono state eseguite conformemente alle norme internazionali per la misura dei parametri meteo, tra i quali il vento, di cui alla guida della World Meteorological Organization.

Tale stima di produzione annua netta rappresenta la $P_{50\%}$ ossia il valor medio della distribuzione statistica della produzione annua (che corrisponde ad una produzione attesa tale che la produzione reale è superiore o uguale ad essa con una probabilità del 50%). Tale valore di produzione è stato calcolato sulla base dei seguenti elementi:

- ✓ dati del vento disponibili;
- ✓ orografia e mappa di rugosità del terreno;
- ✓ specifiche tecniche e curve di potenza degli aerogeneratori considerati;
- ✓ perdite per effetto scia, per disponibilità macchine e perdite tecniche generali.

La stima di producibilità elettrica a $P_{50\%}$ si intende al netto delle perdite elettriche e per indisponibilità macchina. Queste ulteriori fonti di perdita si possono identificare nel seguente modo:

- ✓ indisponibilità dell'aerogeneratore: 3%;
- ✓ perdite elettriche: 4%;
- ✓ ghiaccio e degrado della pala: 3%.

In totale, a titolo cautelativo, si aggiunge pertanto una perdita del 10% per ottenere i valori di energia elettrica netta a $P_{50\%}$.

3.1 VALUTAZIONI CONCLUSIVE

Per dare maggiore generalità a quanto su esposto, e soprattutto per permettere un confronto con altri parchi eolici esistenti si è cercato di determinare la producibilità specifica dell'impianto, intesa come producibilità media annua di un aerogeneratore rapportata alla sua potenza nominale. Se la producibilità annua è espressa in MWh e la potenza nominale in MW, allora la producibilità specifica risulta espressa in ore, e può essere interpretata come **numero di ore annue di funzionamento alla piena potenza nominale**; tale dato viene anche chiamato *Capacity factor*.

Questa operazione ci permette, inoltre, di ottimizzare il layout impiantistico con particolare riferimento alla tipologia di turbina da installare: sono stati, pertanto, testati alcuni modelli delle principali ditte costruttrici di turbine per il mercato italiano, focalizzando l'attenzione su due taglie di potenza, attualmente disponibili a mercato dato il continuo miglioramento tecnologico che caratterizza il settore, una media di circa 2.000 kW ed una grande di circa 3.000 kW.

Questa scelta è motivata dalla possibilità di valutare impatti e benefici di due soglie particolari di potenza, una minima che garantisce la fattibilità economica dell'investimento e una massima dettata principalmente da soluzioni logistiche di trasporto oltre la quale è tecnicamente impossibile andare.

Le caratteristiche degli aerogeneratori scelti per l'analisi sono riportate in Tabella 3.1.

	VESTAS V80	VESTAS V90	VESTAS V112	ENERCON E82	ENERCON E101
Potenza nominale [kW]	2.000	3.000	3.220	2.000	3.000
Altezza mozzo [m]	67	80	94	84	99
Diametro rotore [m]	80	90	112	82	101

Tabella 3.1 – Caratteristiche dei modelli di aerogeneratori scelti per l'analisi di producibilità.

Sono stati testati gli aerogeneratori elencati in Tabella 3.3: i risultati ottenuti per la $P_{50\%}$ al netto delle perdite con il software WindPro utilizzando il modello di terreno complesso tramite l'interfaccia Wasp, sono di seguito riportati:

	VESTAS V80	VESTAS V90	VESTAS V112	ENERCON E82	ENERCON E101
Producibilità [MWh/y]	17.000	30.000	34.000	20.000	31.000
Ore equiv.	1.700	2.000	2.112	2.000	2.050

Tabella 3.2 – Confronto sulle producibilità nette (P_{50}) del Parco Eolico Passo della Bocchetta (5 aerogeneratori).

Dai risultati ottenuti si evince che la miglior soluzione in termini di ottimizzazione della produzione di energia elettrica specifica (kWh/kW installato) è quella di utilizzare le turbine della ENERCON E101 o della VESTAS V112.

Considerate le dimensioni del rotore, tali macchine iniziano a ruotare e quindi a produrre energia per velocità del vento ridotte pari a circa a 3.0 m/s, valore perfettamente compatibile con le caratteristiche del sito.

Alla luce delle analisi effettuate l'aerogeneratore di progetto risulta la macchina VESTAS 112 (o equivalente) che, rispetto alla turbina ENERCON E101, risulta caratterizzata da:

- ✓ ingombri minori dei singoli pezzi da trasportare (tipicamente il generatore, che risulta la componente principale);
- ✓ un'altezza della torre minore con sostanziale livello di produzione energetica/ore equivalenti;

- ✓ un elevata dimensione del rotore, che consente di ottimizzare la produzione energetica e al contempo di mantenere una più bassa velocità angolare di rotazione, determinando l'invarianza degli impatti acustici e un più basso rischio di collisione per l'avifauna.

In definitiva la scelta tra le due opzioni sopra menzionate è ricaduta sull'aerogeneratore VESTAS V112 da 3.2 MW: l'utilizzo di aerogeneratori di elevata potenza ed elevato contenuto tecnologico permette di utilizzare al meglio il potenziale eolico offerto dal sito e di ottimizzare la quantità di energia pulita prodotta in rapporto agli impatti ambientali generati.

Inoltre è stato appurato nella Relazione di Trasportabilità, a cui si rimanda per i dettagli, che questo tipo di aerogeneratore è trasportabile sul sito in progetto, con l'accorgimento del trasporto della pala con rimorchio semovente, al fine di limitare i lavori sulla viabilità ordinaria e quindi gli impatti sull'ambiente.

Con questa soluzione la producibilità annuale stimata al netto di tutte le perdite per il parco eolico risulta pari a **34.000 MWh** all'anno, con un numero di **ore equivalenti pari a 2.112**.

Quanto atteso è rispondente alle richieste di Regione Liguria in recepimento delle Linee Guida Nazionali di cui al DM 10 settembre 2010, e aventi valenza di Norma Tecnica per la VIA di cui al comma 1 art. 16 della l.r. n. 38/98, in sostituzione degli indirizzi regionali in materia di cui alle DGR n. 966/2002, DGR n. 551/2008, DGR n. 183/2008, "*Linee guida per l'autorizzazione, la valutazione ambientale, la realizzazione e la gestione degli impianti per lo sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili*" che richiedono una producibilità specifica, da stimarsi per gli impianti industriali sulla base di un rilievo anemologico e anemometrico nel sito di interesse della durata di non meno di un anno, non inferiore alle 2100 ore equivalenti.