PROVINCIA DI ALESSANDRIA

COMUNE DI FRACONALTO

PARCO EOLICO MONTE POGGIO

PROGETTO DEFINITIVO



RELAZIONE DI PRODUCIBILITA' - Dicembre 2014

PROPONENTE

SEVA S.r.l.

Fraz. PILA n° 78 – 11020 Gressan (Aosta)

Tel. 02-34938076

P.I. 00196480073

Data	*Rev.*	*Descrizione*	Elaborato	Approvato
Dic 2014	1	Testo coordinato	Ing. A. Ratti	Ing. A. Corona
Giu 2013	0	Prima emiss.	Ing. A. Ratti	Ing. A. Corona

GRUPPO DI LAVORO:

Ing. Andrea Corona	SEVA SRL
Ing. Alessandro Ratti	SEVA SRL
Ing. Antonella Caimi	SEVA SRL
Ing. Mario Marchesi	SEVA SRL
Geom. Veronica Vinci	SEVA SRL
Geom. Andrea Zanola	SEVA SRL
Ing. Mauro Candido	SEVA SRL
Ing. Massimiliano Riva	SEVA SRL
Ing. Paolo Porrini	SEVA SRL
Ing. Riccardo Bassi	SEVA SRL
Ing. Elena Bertolotto	SEVA SRL
Dott.ssa Myriam Perna	SEVA SRL
Geol. Carmine Bonvino	STUDIO TECNICO DI GEOLOGIA E DIAGNOSI AMBIENTALE (GE)
Dott. Biol. Paolo Bonazzi	STUDIO DI CONSULENZE AMBIENTALI FAUNAVIVA - MONITORAGGIO AVIFAUNA E CHIROTTEROFAUNA
Dott. Biol. Jacopo Tonetti	STUDIO DI CONSULENZE AMBIENTALI FAUNAVIVA - MONITORAGGIO AVIFAUNA E CHIROTTEROFAUNA
Dott. Biol. Vincenzo Sechi	CONSULENTE TECNICO PER MONITORAGGIO AVIFAUNA
Sig. F. Cardone	SAE TRASPORTI SRL
Sig. A. Di Palma	LA MOLISANA TRASPORTI SRL
Dott.ssa N. Colombi	SERVIZI PER L'ARCHEOLOGIA E LA GEOLOGIA

Sommario

1. INTRODUZIONE 1
2. ELABORAZIONE DATI DEL VENTO 2
2.1 DATI ANEMOMETRICI MM5 3
2.2 CAMPAGNA ANEMOMETRICA MONTE CALVO 12
2.3 STIMA DELLA PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO 16

1. INTRODUZIONE

Così come richiesto dalla Provincia di Alessandria, è stata prodotta una versione del progetto coordinata con le integrazioni del Dicembre 2014 di modo da rendere il progetto di più agevole lettura e caricarlo in forma completa sul sito della Provincia per permetterne la consultazione.

Il presente elaborato è quindi la versione della Relazione di Producibilità già presentata, coordinata con le integrazioni presentate nel Dicembre 2014.

Il testo contiene le considerazioni già esposte nella precedente versione, aggiornate in considerazione delle modifiche al progetto volte ad una maggiore integrazione con le infrastrutture esistenti e in via di realizzazione (modifica della viabilità di accesso, modifica del punto di allaccio alla rete), nonché degli ulteriori studi svolti (ulteriore monitoraggio dell'avifauna e del vento) e degli incontri intercorsi con alcuni portatori di interesse (SNAM, comunità locali).

La presente relazione ha lo scopo di caratterizzare la ventosità del sito prescelto per l'installazione del parco eolico Monte Poggio 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 dell'impianto.

Il progetto prevede l'installazione di 7 aerogeneratori di potenza complessiva pari a 14 MW, posizionati alla quota di circa 800 m s.l.m. sulla dorsale del Monte Poggio – Monte Calvo, in territorio comunale di Fraconalto (AL).

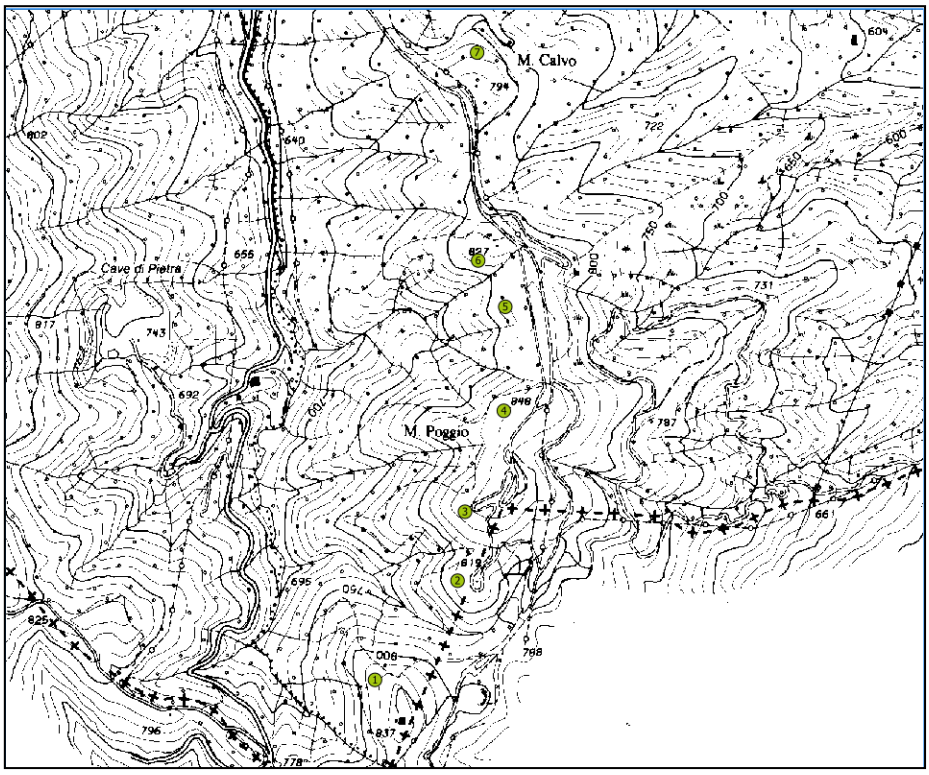


Figura 1.1 – Localizzazione su CTR degli aerogeneratori in progetto (estratto da Tavola FRA001).

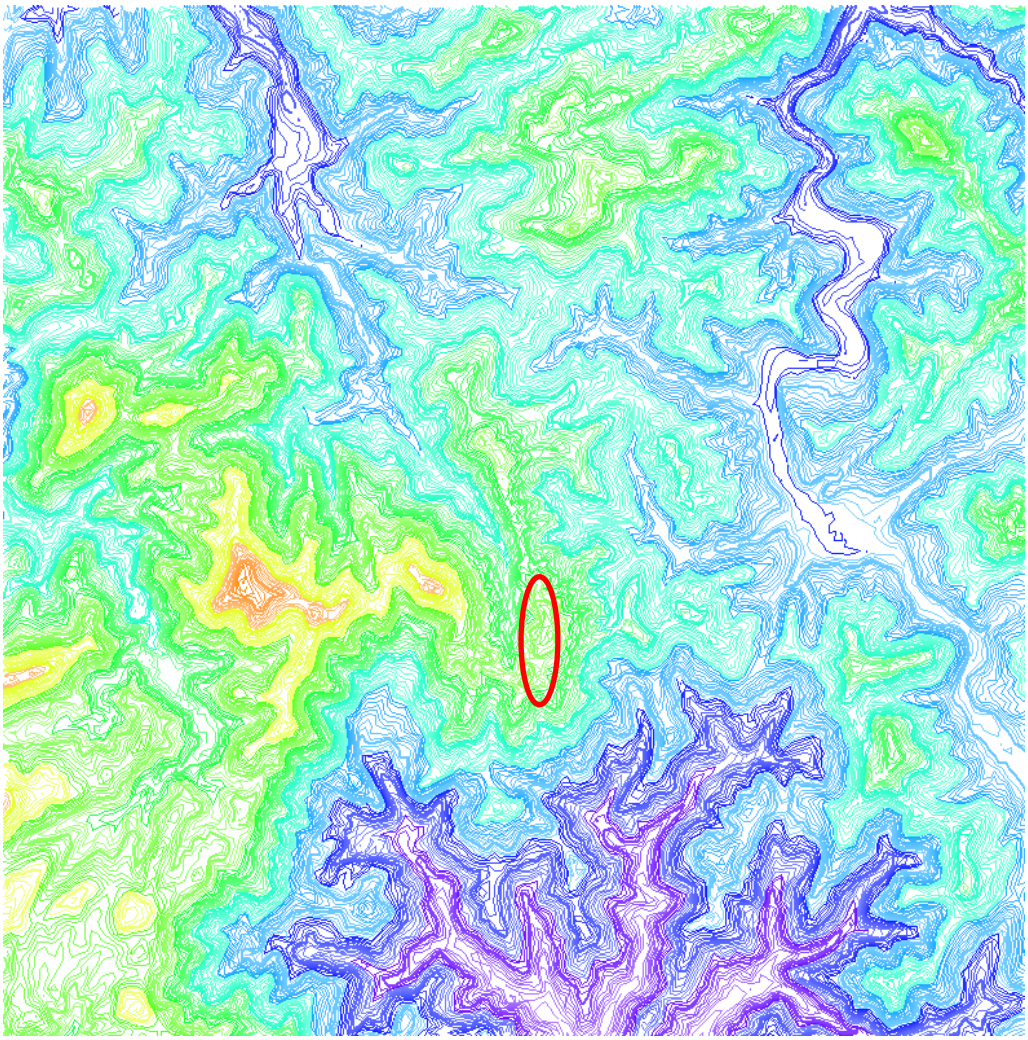


Figura 1.2 – Localizzazione su DEM (Digital Elevation Model) del parco eolico in progetto.

2. ELABORAZIONE 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 2.7, 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.

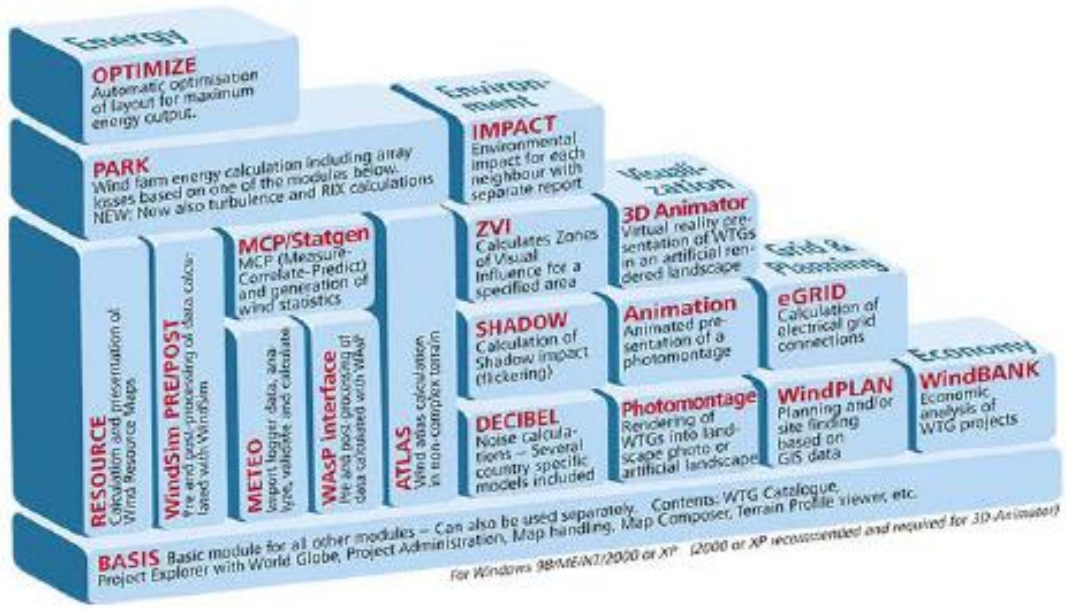


Figura 2.1 – Organizzazione di WindPro 2.7 in moduli.

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 ricavati da due diverse campagne anemometriche:

- Dati puntuali ricavati dal modello americano MM5;
- 36 mesi di misura da dicembre 2011 a Dicembre 2014 mediante stazione anemometrica tralicciata installata sul Monte Calvo.

2.1 DATI ANEMOMETRICI MM5

MM5 è un modello a mesoscala sviluppato dalla Pennsylvania State University (PSU) e dal National Center for Atmospheric Research (NCAR). Si tratta di un modello ad area limitata, che consente di utilizzare griglie innestate, simulare la dinamica non-idrostatica, nonché assimilare nel tempo e nello spazio dati meteorologici osservati. E' stato sviluppato dalla PSU e dal NCAR come modello a mesoscala di pubblico dominio ed è continuamente aggiornato attraverso contributi provenienti dagli utenti dislocati presso parecchie università e laboratori governativi.

Il modello a mesoscala di quinta generazione del PSU/NCAR (MM5) è l'ultimo di una serie di modelli a mesoscala sviluppati da Anthes presso la PSU nei primi anni settanta e che furono successivamente documentati dallo stesso Anthes e da Warner (1978). Da allora, esso ha subito molti cambiamenti finalizzati ad ampliarne il suo uso. Tali aggiustamenti includono:

1. capacità *multiple-nest*
2. dinamiche non-idrostatiche, che offrono la possibilità di usare il modello su scala di pochi chilometri
3. capacità *multitasking* su macchine a memoria condivisa e distribuita
4. capacità di assimilazione dati quadridimensionale
5. un maggior numero di opzioni fisiche.

Il modello (noto come MM5) è accompagnato da numerosi programmi ausiliari, che presi tutti insieme formano il sistema di modellazione MM5.

Un diagramma schematico è messo a disposizione per facilitare la disamina del sistema completo di modellazione. Il diagramma (Figura 2.2) nasce con il compito di mostrare l'ordine dei programmi e il flusso dei dati, e di descrivere brevemente le loro funzioni principali.

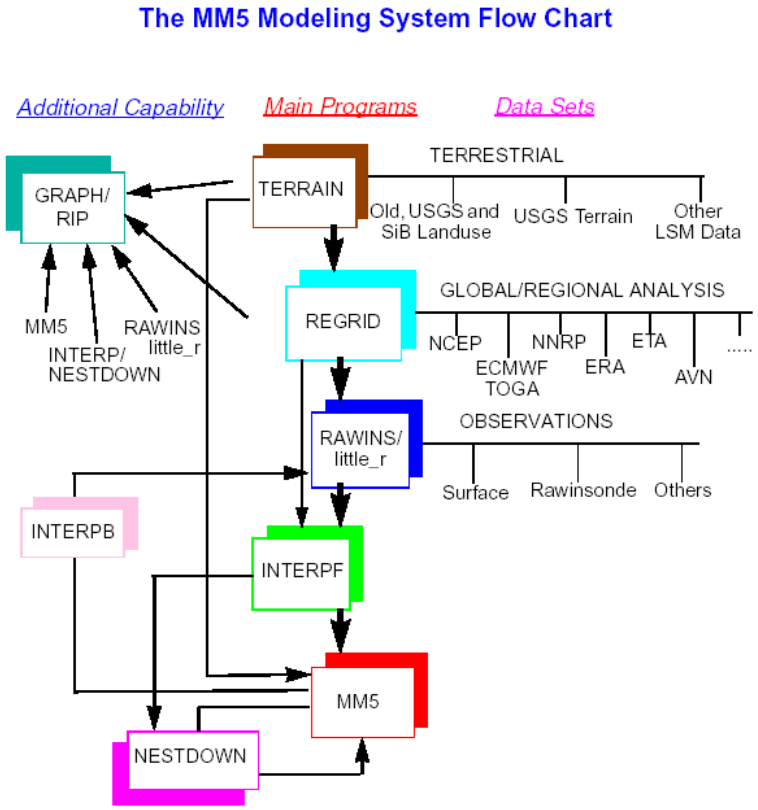


Figura 2.2 - Schema del modello MM5.

Il software TERRAIN permette di definire la configurazione del modello; genera, infatti, i valori grigliati di tutte le variabili geo-referenziabili non dipendenti dal tempo: posizione in latitudine e longitudine dei punti *dot* e *cross*, elevazione del suolo, uso del suolo, ecc.

REGRID ha il compito di generare i dati meteorologici per ciascun punto di griglia, a partire da dati estratti dai database dei centri che forniscono servizi di carattere meteorologico. Più precisamente REGRID si distingue in due moduli: Pregrid e Regridder, di cui il primo trascrive i campi meteorologici nel cosiddetto "formato comune", a partire dai dati in formato grid forniti da un

centro meteorologico di cui è definito il meccanismo di decodifica; il secondo utilizza tali dati, e l'output del TERRAIN, per fornire le cosiddette *first guess*.

Infine INTERPF provvede all'interpolazione verticale dei dati dai livelli di pressione ai livelli di tipo sigma, coordinata verticale utilizzata nell'MM5.

Le superfici sigma prossime al suolo seguono da vicino il terreno, e le superfici sigma dei livelli più alti tendono ad approssimare le superfici isobariche.

Essendo MM5 un modello regionale, per girare ha necessità di conoscere sia le condizioni iniziali che quelle al contorno laterale. Per produrre condizioni al contorno laterale per una corsa del modello, sono necessari dati di griglia che coprano l'intero periodo di tempo in cui il modello viene integrato.

Tramite un sistema di decodifica dei file del modello MM5 è stato possibile generare un file di dati compatibile con i software di elaborazione dei dati meteorologici quali ad es. CALMET o WindPro.

Il file estratto è un file ASCII nel quale sono contenute le seguenti informazioni:

- Data e ora;
- Velocità media del vento (30, 60 e 90 metri);
- Direzione del vento (30, 60 e 90 metri);

I dati si riferiscono temporalmente all'anno 2006 e spazialmente ad un punto ben preciso del crinale del Monte Poggio e più precisamente al baricentro del layout dell'impianto (44°33'23'' N – 8°53'40'' E).

L'introduzione dei dati di vento all'interno del software viene fatta tramite un Oggetto Meteo, importando il file di output del modello MM5 opportunamente decodificato. WindPro è in grado di rilevare automaticamente la struttura del file: la sola operazione da fare in questa fase è la definizione manuale dei vari campi del file (formato della data, velocità e direzione ecc.) verificando che nella colonna Converted i dati vengano letti e trasformati correttamente (Figura 2.3).

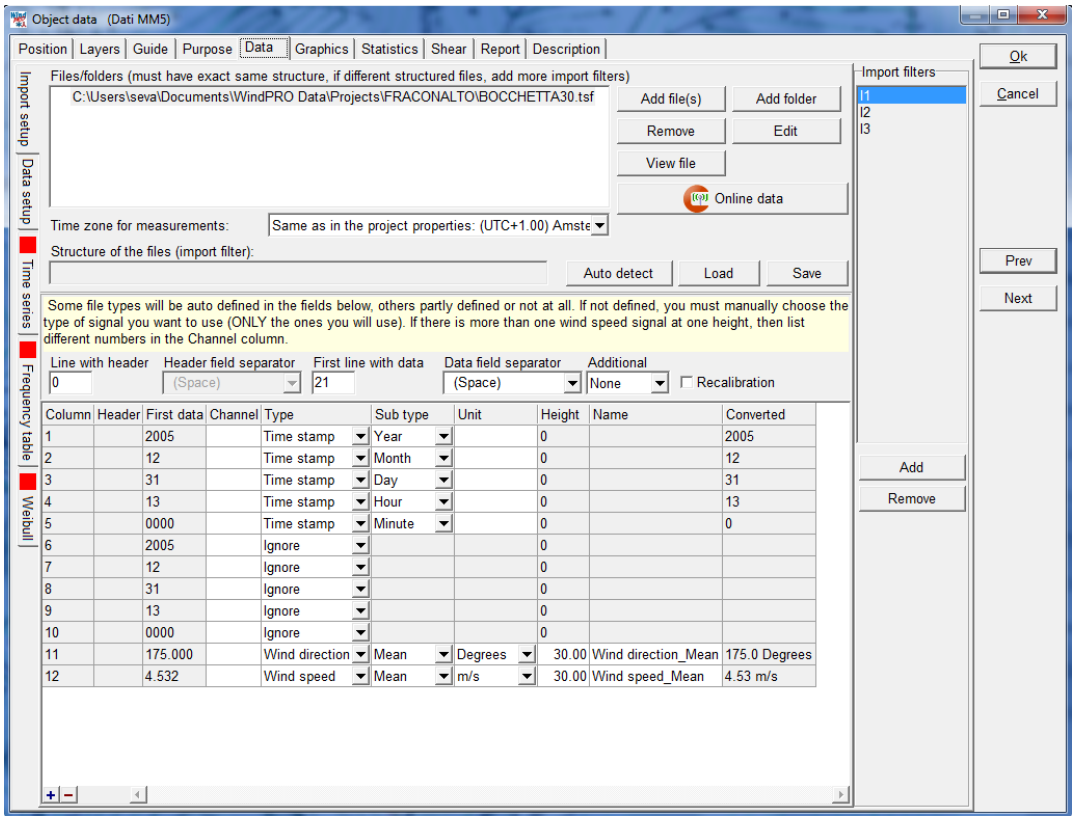


Figura 2.3 – Definizione dei campi del file importato.

Il controllo di qualità dei dati di vento è fondamentale per una valutazione affidabile della produzione; dati errati devono essere eliminati in modo da non pesare sul risultato finale. WindPro elimina immediatamente i dati fuori dall'intervallo definito nel tabsheet data (-1 ÷ 75 m/s per la velocità e 0 ÷ 360 per la direzione).

Un controllo visivo permette poi di individuare ulteriori possibili dati erronei, confrontando graficamente le serie temporali registrate dai sensori (Figura 2.4).

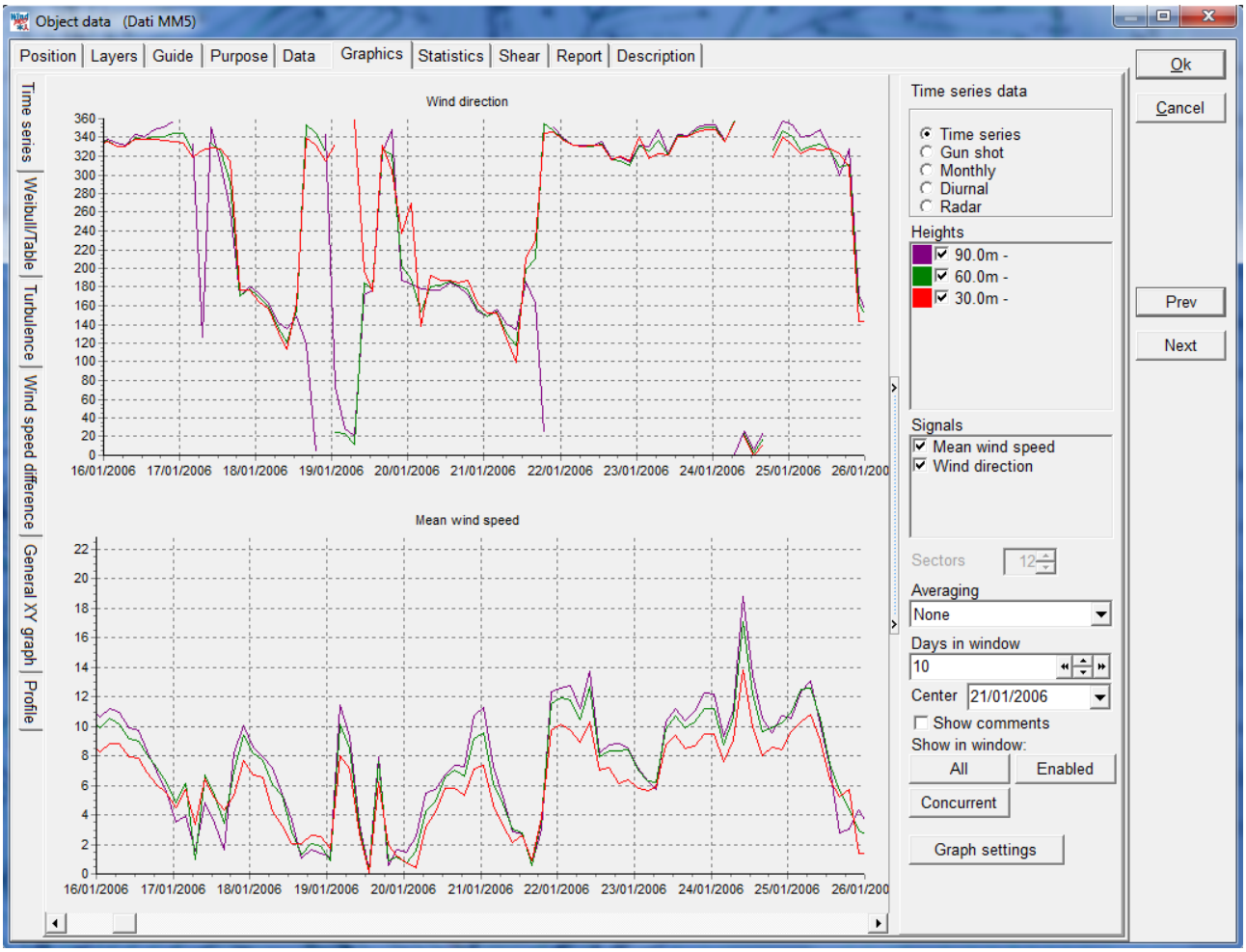


Figura 2.4 – Visualizzazione grafica delle serie temporali.

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.

Viene definita, infine, la densità di potenza come la potenza media del flusso 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 a 30, 60 e 90 m s.l.t. 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, un modello matematico.

	30 m	**60 m**	**90 m**
V_{med}	5,72 m/s	6,02 m/s	6,51 m/s
k	2,27	2,10	2,01
c	6,27 m/s	6,60 m/s	6,91 m/
Densità di potenza[1]	185,3 W/m^2	240,8 W/m^2	300,1 W/m^2

Tabella 2.1 – Parametri caratteristici delle distribuzioni della velocità del vento a 30, 60 e 90 m.

In Tabella 2.2 vengono riportati, i valori di velocità del vento registrati alle varie quote di rilevazione del dato MM5:

Quota	**Velocità media**	**Velocità massima**
30 m	5,72 m/s	26,41 m/s
60 m	6,02 m/s	30,67 m/s
90 m	6,51 m/s	32,81 m/s

Tabella 2.2 – Valori di velocità media e massima rilevati alle varie quote dal modello MM5.

Per quanto riguarda la direzione del vento, l'intervallo di campionamento scelto è stato di 30° (12 settori d'interesse). L'analisi applicata al caso di studio in esame, porta alla determinazione della rosa dei venti a 90 m, riportata in Figura 2.5.

[1] Calcolata sulla base dei dati tecnici dell'aerogeneratore Enercon E92 da 2000 kW.

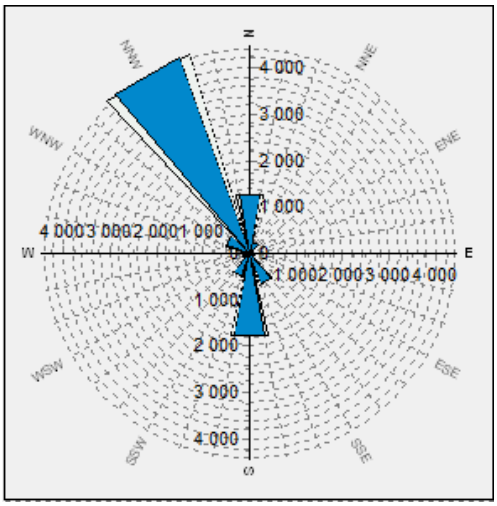


Figura 2.5 – Rosa dei venti.

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).

Un'altra questione di rilevante importanza è la determinazione delle caratteristiche di ventosità al variare della quota rispetto al piano del terreno, poiché l'attrito tra l'aria e il terreno rallenta il vento in prossimità del suolo, creando un profilo di velocità anche detto "strato limite" dovuto al fatto che l'effetto di rallentamento è meno rilevante all'allontanarsi dal suolo. 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 – 80 m), a parità di vento in quota, la velocità del vento sarà minore per terreni di maggiore scabrezza.

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 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.

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 2.6.

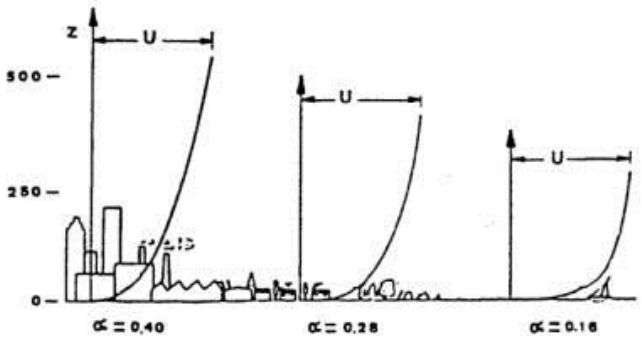


Figura 2.6 – Profili della velocità media del vento (U) per terreni variamente accidentati.

In Figura 2.7 si riportano entrambe le tipologie di profili sopra descritte ottenute con il software WindPro.

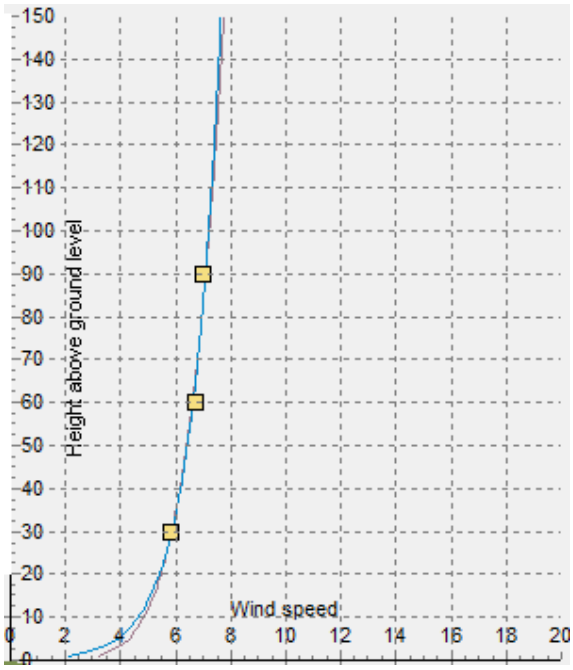


Figura 2.7 – Profili di vento calcolati con Wind Pro 2.7: in azzurro quello logaritmico, in viola l'esponenziale.

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: per quanto riguarda quello logaritmico si è calcolato un valore di m pari a 0,151 (sito

cautelativamente di classe di rugosità 2) mentre per quello esponenziale un valore di alfa pari a 0,174.

2.2 CAMPAGNA ANEMOMETRICA MONTE CALVO

Alla fine del 2011, SEVA Srl 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 794 m s.l.m. (44°33’51’’ N – 8°53’37’’ E). La stazione meteorologica (Figura 2.8), 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 2.10: la disposizione dei sensori è in totale rispetto della specifica IEC 61400.

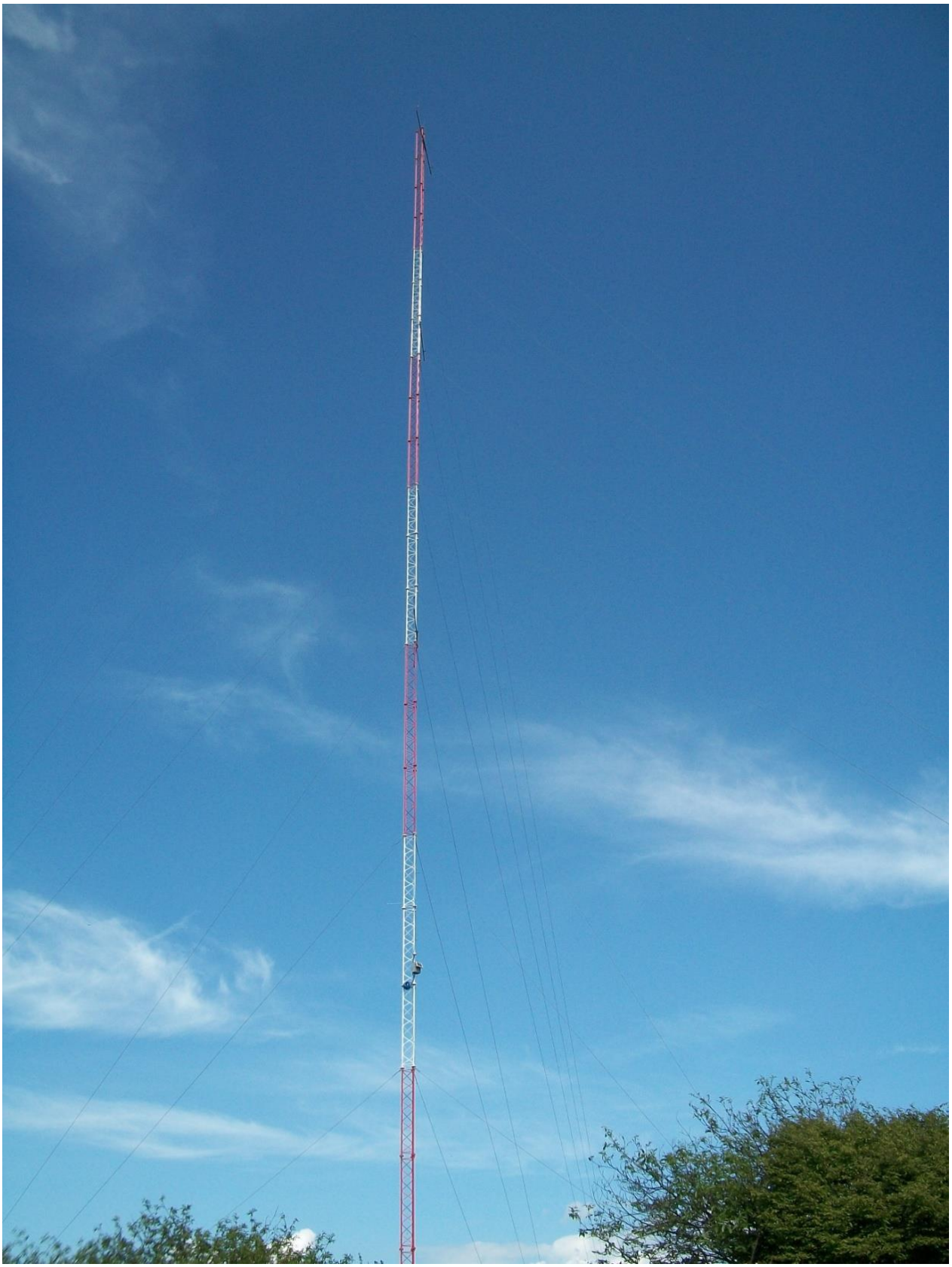


Figura 2.8 – Stazione anemometrica di tipo tralicciato per la rilevazione del vento sul Monte Calvo.



Figura 2.9 – Modalità di ancoraggio tramite piastre interrate.

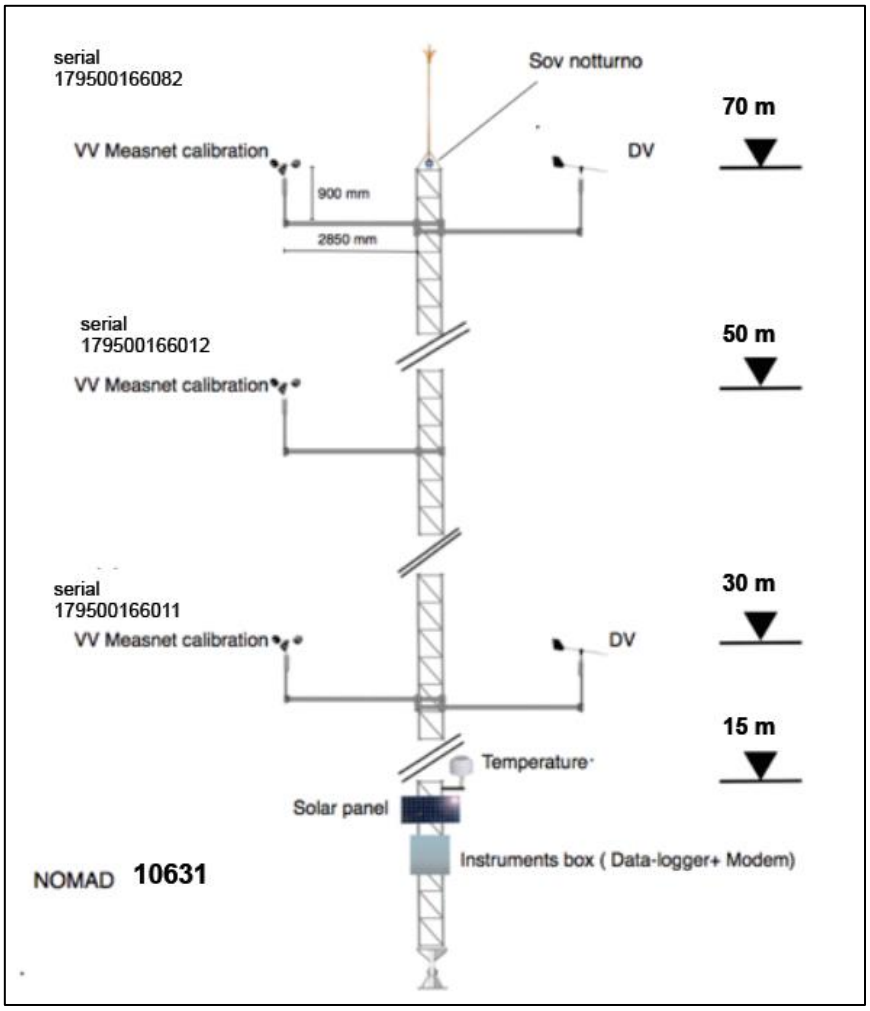
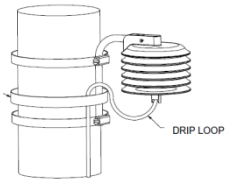


Figura 2.10 – Schema strutturale della stazione anemometrica.

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 metri di altezza;
- acquisitore dati modello Secondwind Nomad2;
- modem GSM/GPRS modello Maestro;
- lampada SOV per l'illuminazione notturna.





La stazione è alimentata da un pannello solare da 10 W unitamente ad una batteria da 14 Ah. La campagna anemometrica è durata 1 anno e mezzo ed è tutt'ora in corso.

Analizzando i dati di velocità a 30, 50 e 70 m s.l.t. sempre tramite l'ausilio del software WindPro 2.7, si sono ricavate le distribuzioni percentuali i cui parametri sono riassunti in Tabella 2.5:

	30 m	**50 m**	**70 m**
V_{med}	5,42 m/s	5,78 m/s	6,01 m/s
k	1,87	1,99	2,08
c	5,57 m/s	6,04 m/s	6,34 m/
Densità di potenza[2]	164,3 W/m^2	218,7 W/m^2	245,3 W/m^2

Tabella 2.5 – Parametri caratteristici della distribuzione della velocità del vento a 30, 50 e 70 m.

In Figura 2.11 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): come si può notare, le direzioni coincidono in gran parte con il dato del modello americano MM5:

[2] Calcolata sulla base dei dati tecnici dell'aerogeneratore Enercon E92 da 2000 kW.

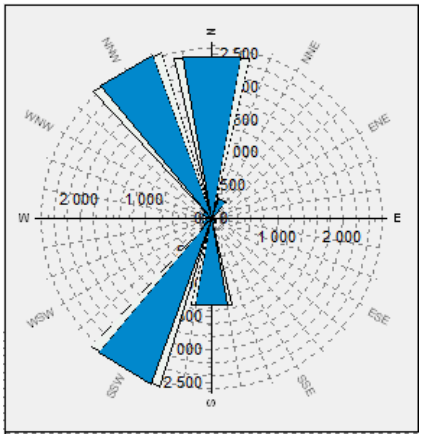


Figura 2.11 – Rosa dei venti rilevata dal sensore posto a 70 m s.l.t. della stazione di Monte Calvo.

Le velocità medie totali fin'ora rilevate (16 mesi) risultano essere pari a:

Quota	Velocità media
30 m	5,54 m/s
50 m	5,89 m/s
70 m	6,17 m/s

Tabella 2.6 - Velocità medie totali per la stazione anemometrica Monte Calvo.

2.3 STIMA DELLA PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO

Nota la frequenza ore-vento $f(v_i)$ e la curva di potenza erogata dall'aerogeneratore $P(v_i)$ è possibile determinare l'AEP come:

$$AEP = \sum_i f(v_i) \cdot P(v_i) \cdot 8764$$

Raffrontando le curve di diverse tipologie di aerogeneratori è possibile determinare i rispettivi dati di producibilità ottenibili con quel tipo di macchina installata nel sito di progetto.

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, una media di circa 800 kW ed una grande di 2.000 kW.

Questa scelta è motivata dal fatto 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 2.7:

	ENERCON E53	**ENERCON E92**	**GAMESA G52**	**GAMESA G80**	**VESTAS V52**	**VESTAS V80**
Potenza nominale	800 kW	2000 kW	850 kW	2000 kW	850 kW	2000 kW
Altezza mozzo	73 m	85 m	65 m	78 m	60 m	78 m
Diametro rotore	53 m	92 m	52 m	80 m	52 m	80 m

Tabella 2.7 – Caratteristiche dei modelli di aerogeneratori scelti per l'analisi di producibilità.

Utilizzando in via preliminare il software SimulWind Pro 1.0, un simulatore economico-eolico in grado di effettuare, in relazione a diversi fattori tecnico-economici, una stima della producibilità dell'impianto, è stato possibile estrapolare un primo dato di producibilità delle turbine scelte alla rispettiva quota del mozzo.

Il software prende in ingresso il dato di velocità media (6,17 m/s del dato anemometrico di Monte Calvo), la relativa altezza s.l.t. a cui è stata rilevata (70 m), il fattore di forma della distribuzione di Weibull *k* (2,08) e il coefficiente di scabrezza *m* individuato dalla classe del sito (0,15 calcolato in precedenza, sito di classe 2); l'output è costituito dal dato di producibilità attesa alla quota del mozzo dell'aerogeneratore.

Caratteristiche turbine eolica/Sito		
P,nominale Turbina [kW]	*Costruttore*	*Modello*
2,000.00	Enercon	E92
Diametro del rotore [m]	92.00	
Distribuzione di Weibull k	2.08	
Velocità media rilevata [m/s]	6.17	
Quota dati s.l.t [m]	70	
Quota mozzo aerogeneratore [m]	85	
Coefficiente di scabrezza		0.1
Aree agricole con presenza di ostacoli di media grandezza (6 - 8 m) - Classe 2		
Velocità media aerogeneratore [m/s]		6.35
Produbilità attesa [kWh/anno]		4,827,140.00
Ore equivalenti [kWh/kWe]		2,413.57
Densità di potenza ad altezza mozzo [W/mq]		288.70

Figura 2.12 – Esempio di inserimento delle caratteristiche degli aerogeneratori e del sito eolico di progetto.

I risultati dell'analisi condotta con il software SimulWind Pro 1.0 sono riportati in Tabella 2.8:

	ENERCON E53	ENERCON E92	GAMESA G52	GAMESA G80	VESTAS V52	VESTAS V80
Producibilità (MWh/y)	1.945	4.827	1.741	4.238	1.685	4.118
Ore equiv.	2.432	2.413	2.049	2.119	1.982	2.059

Tabella 2.8 – Dati di producibilità di alcuni modelli di aerogeneratori ottenuti con il software SimulWind Pro 1.0.

Un'analisi più sofisticata e completa è stata realizzata ancora una volta con il software WindPRO 2.7: 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 2.13 e su applicativo Google Earth in Figura 2.14:

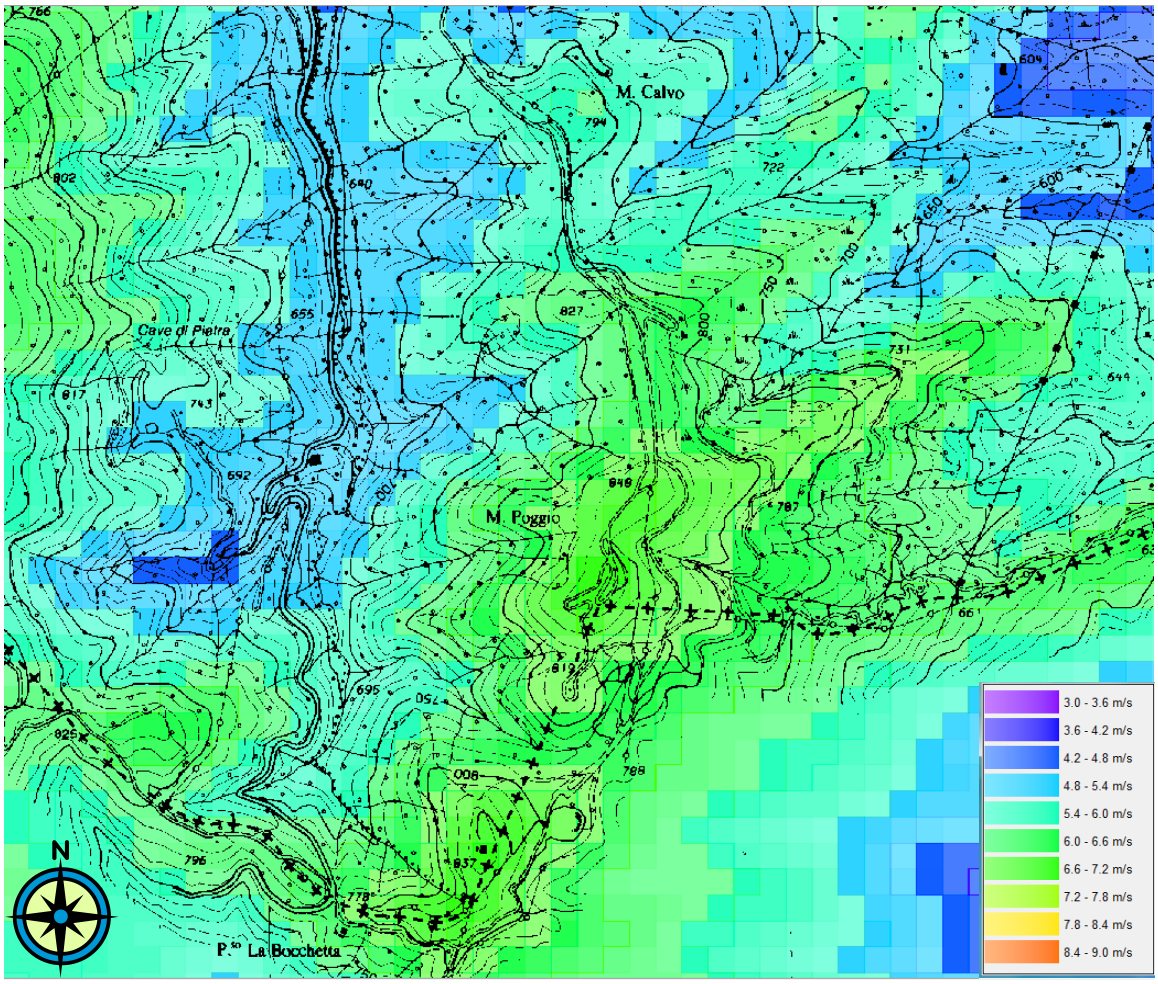


Figura 2.13 – Mappa di risorsa eolica a 70 m s.l.t.

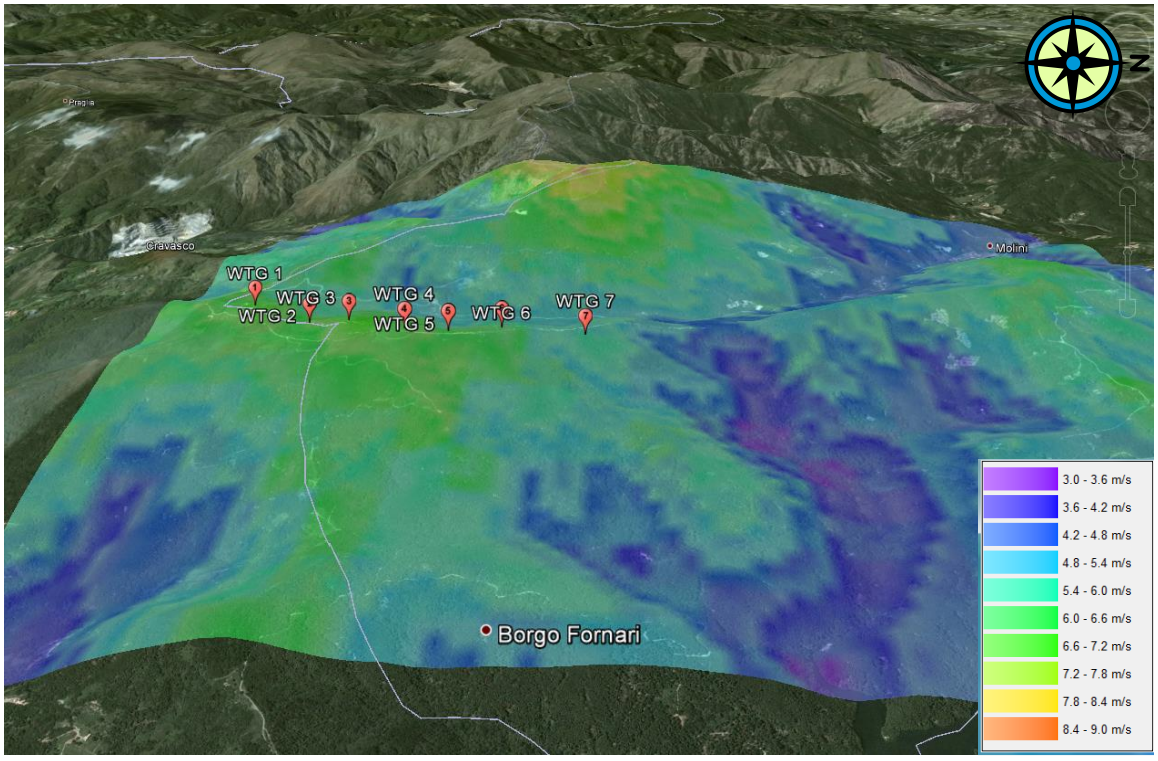


Figura 2.14 - Mappa di risorsa eolica a 70 m riportata su Google Earth.

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 2.15 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°.

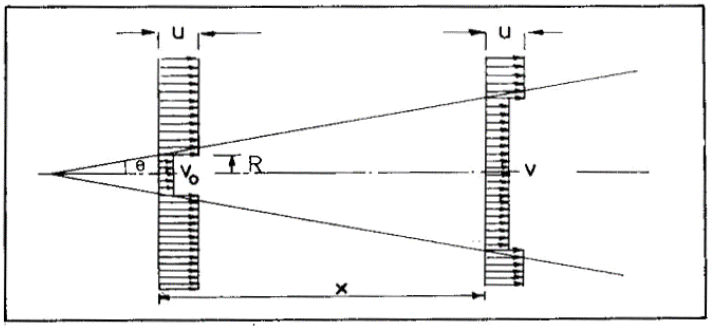


Figura 2.15 – Perdite di scia oltre una turbina.

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 – variando tra 0,04 per una classe di rugosità 0, a 0,1 per una classe 3. 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.

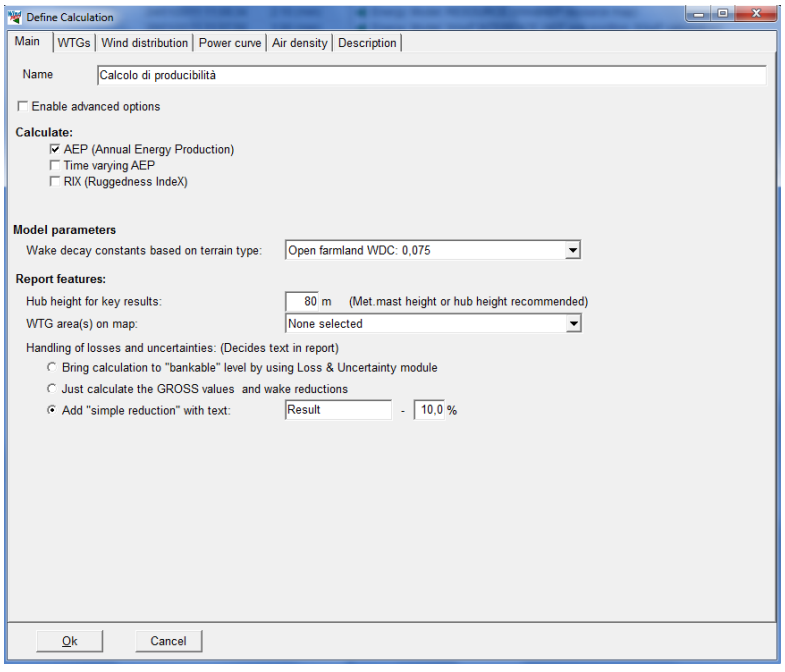


Figura 2.16 – Impostazione del calcolo PARK.

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).

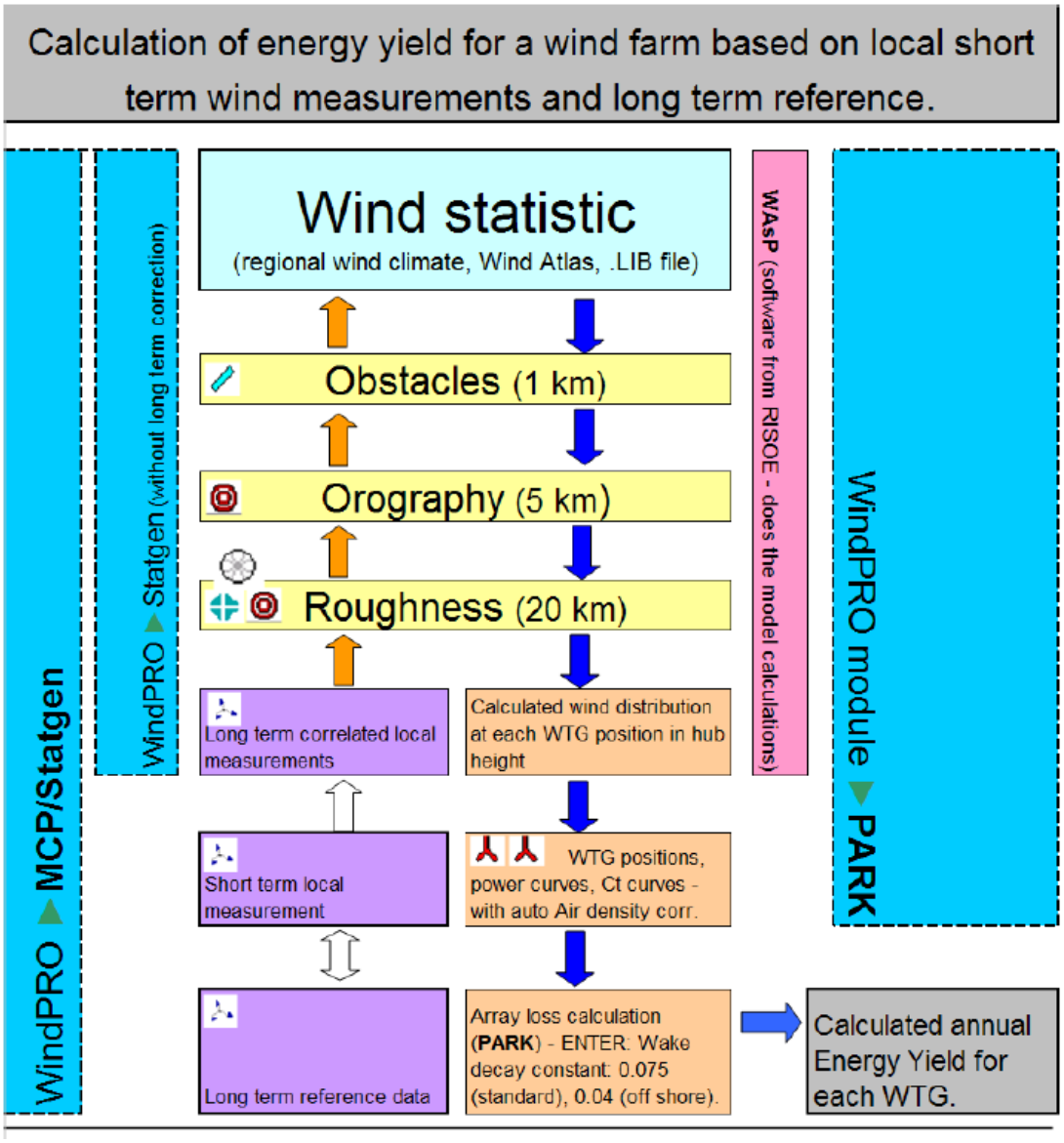


Figura 2.17 – Schema di funzionamento di Wind Pro con Wasp.

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) (P50 e P75 ad 1 anno), prevista per i vari aerogeneratori considerati, sono stati ottenuti dai dati misurati dall'anemometro Monte Calvo e analizzati attraverso il software Windpro.
La produzione netta annuale (AEP) a P50 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 P50 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 si aggiunge una perdita del 10% per ottenere i valori di energia elettrica netta a P50 al contatore. Nel calcolo effettuato quindi non si tiene conto di alcuna incertezza di misura e di calcolo che possa influenzare la stima di produzione. Le incertezze cui si fa riferimento sono legate essenzialmente a due aspetti:

- Le misurazioni sperimentali di vento sul sito:
    - Caratteristiche dei sensori utilizzati
    - Calibrazione degli anemometri
    - Caratteristiche della stazione di misura e montaggio
    - Filtraggio e validazione dei dati
    - Periodo di misura disponibile
    - Correlazione dei dati del vento
- Le elaborazioni delle misure ed il metodo di calcolo adottato:
    - Incertezze dell'algoritmo di calcolo
    - Valutazione delle perdite di scia
    - Incertezze sulle curve di potenza

Sulla base dell'analisi di incertezza effettuata su questi parametri è stata quindi calcolata la produzione energetica corrispondente ad una produzione attesa tale che la produzione reale è superiore o uguale con una probabilità del 75%. La valutazione delle incertezze dipende dalla tipologia di aerogeneratore considerato.

Sono stati testati gli aerogeneratori elencati in Tabella 2.7: i risultati ottenuti per la P50 con il software WindPro 2.7 utilizzando il modello di terreno complesso tramite l'interfaccia Wasp, sono di seguito riportati:

	ENERCON E53	ENERCON E92	GAMESA G52	GAMESA G80	VESTAS V52	VESTAS V80
Producibilità (MWh/y)	13.867	34.814	13.442	28.496	13.043	30.706
Ore equiv.	2.476	2.486	2.259	2.279	2.192	2.193

Tabella 2.9 – Confronto sulle producibilità lorde (P50) del parco eolico Monte Poggio (7 aerogeneratori).

Al netto delle perdite, stimate come detto prima intorno al 10%, si arriva ad una producibilità netta (P50) pari a:

	ENERCON E53	ENERCON E92	GAMESA G52	GAMESA G80	VESTAS V52	VESTAS V80
Producibilità (MWh/y)	12.606	31.649	12.220	25.906	11.857	27.915
Ore equiv.	2.251	2.260	2.054	2.072	1.993	1.994

Tabella 2.10 – Confronto sulle producibilità nette (P50) del parco eolico Monte Poggio (7 aerogeneratori).

Per quanto concerne l'incertezza relativa alle misure sperimentali di vento e alle loro elaborazioni con il metodo di calcolo adottato, si è scelto di attribuire un'ulteriore perdita stimata intorno al 5% al fine di ottenere quindi i valori della P75 di seguito riportati.

	ENERCON E53	ENERCON E92	GAMESA G52	GAMESA G80	VESTAS V52	VESTAS V80
Producibilità (MWh/y)	12.006	30.142	11.638	27.622	11.293	26.586
Ore equiv.	2.144	2.153	1.956	1.973	1.898	1.899

Tabella 2.11 - Confronto sulle producibilità nette (P75) del parco eolico Monte Poggio (7 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 da 800 kW o da 2 MW. Tali macchine iniziano a ruotare e quindi a produrre energia per velocità del vento pari a 2,5 m/s, valore perfettamente compatibile con le caratteristiche del sito.

Le macchine della Enercon inoltre risultano essere le più silenziose tra quelle attualmente in commercio, non essendo dotate del moltiplicatore di giri, in genere la parte più rumorosa della turbina.

La scelta tra le due potenze sopra menzionate è ricaduta sull'aerogeneratore da 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 (più del doppio di energia elettrica prodotta). 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 **30.142 MWh** all'anno, con un numero di ore equivalenti pari a **2.153**.

Di seguito si riportano i dati di producibilità netta, di efficienza e di velocità media estrapolata dal software all'altezza del mozzo di ciascun aerogeneratore.

WTG	POTENZA [kW]	ALTEZZA HUB [m]	ENERGIA PRODOTTA [MWh]	VELOCITA' MEDIA [m/s]	EFFICIENZA [%]
1	2000	85	5135.8	6.81	96.4
2	2000	85	4911.2	6.73	88.0
3	2000	85	4633.7	6.64	84.2
4	2000	85	4236.9	6.18	91.6
5	2000	85	3847.6	5.78	94.6
6	2000	85	3819.5	6.07	84.0
7	2000	85	3557.3	6.08	72.0

Tabella 2.12 – Dati di producibilità di ciascun aerogeneratore Enercon E92.