PROVINCIA DI GENOVA

COMUNE DI BARGAGLI

PARCO EOLICO MONTE TRASO

PROGETTO DEFINITIVO



RELAZIONE DI PRODUCIBILITA'

PROFESSIONISTA

PROPONENTE

SEVA S.r.l.

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

Sommario

1. INTRODUZIONE 3

2. ELABORAZIONE DATI 4

2.1 PRESENTAZIONE ED ELABORAZIONE DEI DATI CON FOGLIO ELETTRONICO 5

2.2 STIMA DELLA PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO 11

1. INTRODUZIONE

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 e fornisce importanti indicazioni in merito alla producibilità dell'impianto.

Il progetto, nel suo insieme è costituito da 12 elaborati:

- RELAZIONE TECNICA: contenente una descrizione dettagliata delle opere proposte nonché dello stato dei luoghi e dell'ambiente dell'area interessata dalle opere.
- RELAZIONE DI PRODUCIBILITA': che riporta l'analisi di producibilità del parco eolico svolta con il software Wind Pro 2.7, sviluppato da EMD International.
- RELAZIONE AVIFAUNISTICA: contenente i risultati delle osservazioni sull'avifauna effettuate in collaborazione con il Dip.Te.Ris. dell'Università di Genova.
- VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI SULLA CHIROTTEROFAUNA: contenente i risultati delle osservazioni sull'avifauna effettuate in collaborazione con l'Istituto Oikos.
- DOCUMENTAZIONE TECNICA AEROGENERATORI ENERCON E53.
- RELAZIONE D'IMPATTO ACUSTICO: contenente la valutazione del clima acustico.
- RELAZIONE GEOLOGICA: contenente una descrizione della geolitologia dell'area e la verifica di stabilità relativa alle fondazioni degli aerogeneratori.
- RELAZIONE BIONATURALISTICA: contenente la descrizione delle specie di flora e di fauna presenti nell'area.
- RELAZIONE DI TRASPORTABILITA': contenente i risultati della simulazione di trasportabilità dell'aerogeneratore svolta in collaborazione con la ditta Nizzoli Trasporti.
- RELAZIONE PAESAGGISTICA: che stima l'impatto visivo della centrale eolica in progetto.
- PIANO ECONOMICO-FINANZIARIO: comprendente anche lo smantellamento e il ripristino finale dei luoghi.
- ELABORATI GRAFICI:
    - TRS001 – PLANIMETRIA GENERALE
    - TRS002 – MAPPA CATASTALE
    - TRS003 – AEROGENERATORE
    - TRS004 – VIABILITA' E AREE CANTIERE
    - TRS005 – TRACCIATO CAVO ELETTRICO
    - TRS006 – BIODIVERSITA'
    - TRS007 – USO DEL SUOLO
    - TRS008 – ZVI – ZONE D'IMPATTO VISIVO
    - TRS009 – RAPPRESENTAZIONE PLANO – ALTIMETRICA
    - TRS010 – CABINA DI CONSEGNA PIANTA E PROSPETTI

Il progetto prevede l'installazione di 7 aerogeneratori di potenza complessiva pari a 5,6 MW, posizionati alla quota di circa 900 m s.l.m. L'area interessata dall'impianto proposto si sviluppa per circa 1 km, ricadente sotto il comune di Bargagli, in provincia di Genova.

Oggetto della presente relazione è la valutazione del potenziale eolico dell'area proposta per l'ubicazione degli aerogeneratori.

2. ELABORAZIONE DATI

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.

Al fine di una corretta progettazione dell'impianto, si è pertanto proceduto alla raccolta ed elaborazione dei dati della stazione anemometrica di proprietà della Tecnogaia S.r.l. situata in posizione baricentrica rispetto al layout proposto, ad una quota pari a 885 m s.l.m. (44°25'22" latitudine Nord, 09°05'28" longitudine Est). La stazione meteorologica è costituita da un palo di altezza complessiva pari a 21 m s.l.t. con anemometri per la rilevazione della velocità del vento a 21 e 15 m dal suolo e una banderuola per la rilevazione della direzione del vento a 21 m.

La stazione, operativa dal giorno 03/05/2004, è programmata per eseguire automaticamente le seguenti misure:

- Velocità del vento (15 e 21 metri);
- Direzione del vento (21 metri);
- Deviazione standard della velocità (15 e 21 metri);

I dati esistenti di velocità e direzione del vento non sono tutti utili in ugual misura: risultano essere di particolare interesse ai fini dello sfruttamento energetico quelli rilevati ad altezze dal suolo paragonabili a quelle del mozzo degli aerogeneratori. In generale, dati rilevati al di sotto di circa 10 metri rischiano di risentire in modo eccessivo degli effetti delle particolarità del terreno e perdono quindi in significatività, anche se possono essere comunque di ausilio, soprattutto quando risultino gli unici disponibili in una data area.

Stazione anemometrica	**H torre**	**Periodo di rilevazione**	**Velocità media**	**Energia**	**Parametri di distribuzione**		**Alfa**
Codice	m	mesi	m/s	W/m^2	Vc (m/s)	k	15/21
0704	21	69,97	4,49	162	4,59	1,26	0,013

Tabella 2.1 – Stazione anemometrica di riferimento.

2.1 PRESENTAZIONE ED ELABORAZIONE DEI DATI CON FOGLIO ELETTRONICO

I dati rilevati sono stati utilizzati in un foglio elettronico per ricavare in prima istanza la velocità media e la direzione prevalente dei venti alla quota di installazione dei relativi sensori.

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.

Analizzando i dati di velocità a 21 m s.l.t. si è ricavata la distribuzione percentuale riportata in figura 2.1.

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.

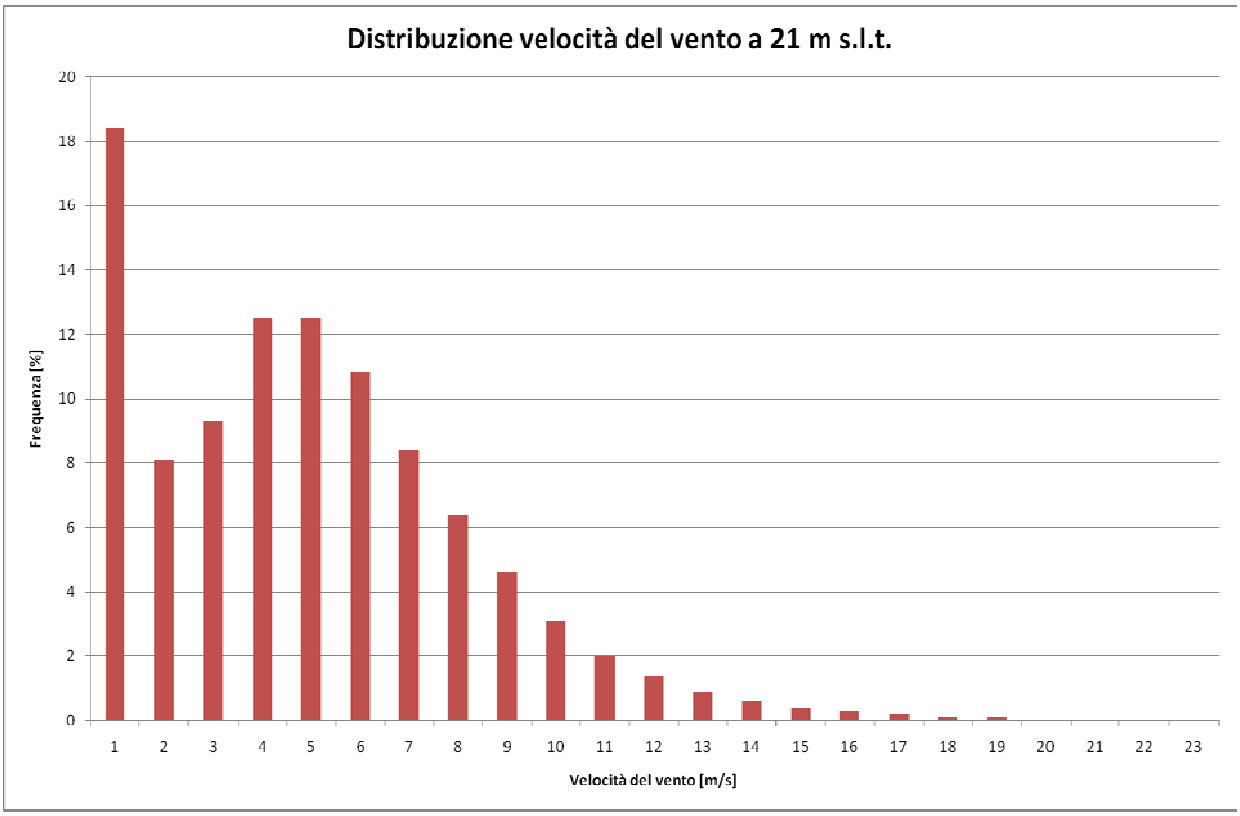


Figura 2.1 – Distribuzione percentuale della velocità del vento rilevata a 21 m s.l.t.

In tabella 2.2 vengono riassunti i valori dei parametri per la distribuzione calcolata:

	21 m s.l.t.
$\mathbf{V_{med}}$	4,61 m/s
k	1,26
c	5,2 m/s
Densità di potenza	163 W/m^2

Tabella 2.2 – Parametri caratteristici della distribuzione della velocità del vento a 21 m.

Con un ragionamento del tutto analogo a quanto visto per la velocità e la frequenza ore-vento, può essere effettuato un campionamento sulla direzione del vento al fine di determinare la rosa dei venti e le direzioni prevalenti. L'intervallo di campionamento scelto è pari a 30°, il che corrisponde a suddividere l'angolo giro in 12 settori d'interesse. L'analisi applicata al caso di studio in esame, porta alla determinazione della rosa dei venti a 21 m, riportata in figura 2.2 sotto forma di istogramma e in figura 2.3 nella classica rappresentazione.

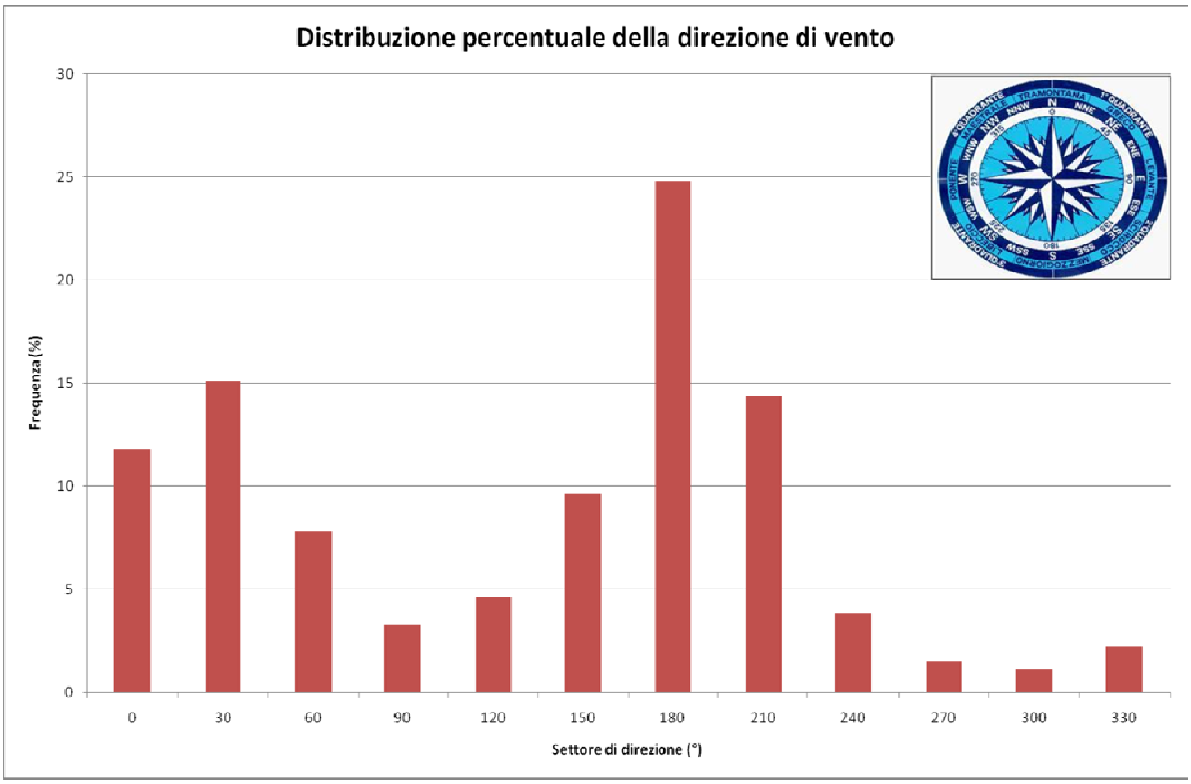


Figura 2.2 – Distribuzione percentuale della direzione del vento rilevata a 21 m s.l.t.

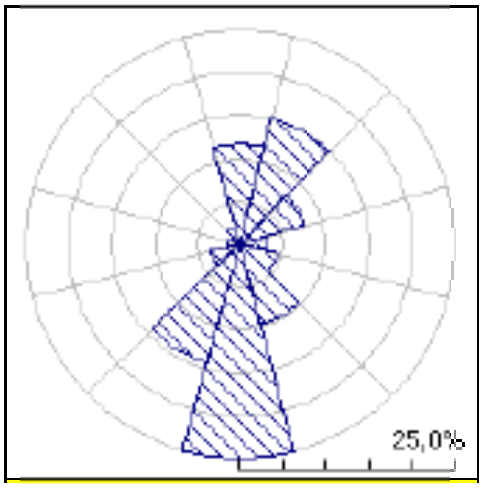


Figura 2.3 – Distribuzione percentuale della direzione del vento rilevata a 21 m s.l.t.

Il grafico sopra riportato mette in evidenza come i venti dominanti siano quelli di mezzogiorno e di tramontana, denotando quindi una direzione prevalente dai quadranti meridionali e settentrionali, perpendicolarmente alla linea di cresta dove sono ubicate le turbine.

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 (1500 – 2000 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 2.4.

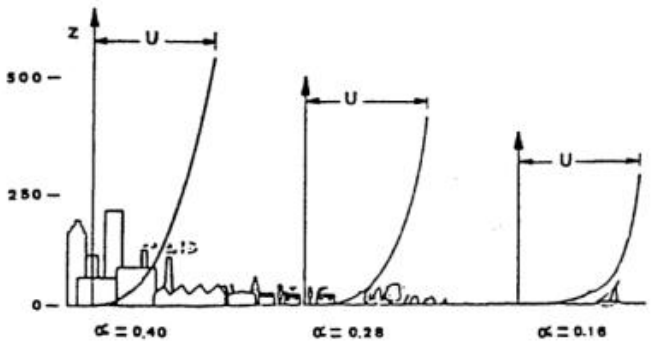


Figura 2.4 – Profili della velocità media del vento (U) per terreni variamente accidentati.

La stazione anemometrica dispone di due quote altimetriche (15 e 21 m s.l.t.) per la rilevazione della velocità del vento, tramite le quali è stato possibile calcolare l'esponente alfa del profilo a legge di potenza: tale valore pari a 0,013 risulta piuttosto basso. Ciò è dovuto alla scarsa

interdistanza tra i due livelli dei sensori e alle caratteristiche orografiche del punto di installazione, che risente evidentemente di correnti ascensionali intense. Pertanto, al fine di ottenere il dato di velocità alla quota del mozzo dell'aerogeneratore scelto, si è deciso di ipotizzare il valore del coefficiente alfa sulla base della classificazione del sito in termini di rugosità: dai sopralluoghi effettuati si è deciso di classificare l'area come zona agricola con presenza limitata di ostacoli di media grandezza (6-8 m), con alfa pari a 0,16 e m pari a 0,055. Il risultato dell'estrapolazione del profilo è riportato in tabella 2.5.

Legge di potenza		**Profilo logaritmico**	
Alfa	0.16	m	0.055
Profilo di velocità		**Profilo di velocità**	
z (m)	v (m/s)	z (m)	v (m/s)
21	4.49	21	4.49
50	5.16	50	5.15
75	5.50	75	5.45
90	5.67	90	5.59

Tabella 2.5 – Profili di velocità ottenuti con i due modelli.

La velocità media a 75 m da terra risulta pari a circa **5,5 m/s**, coerente con la classe di ventosità dell'Atlante Eolico dell'ERSE, riportato in figura 2.5, in cui ricade il sito (5-6 m/s a 75 m s.l.t.).

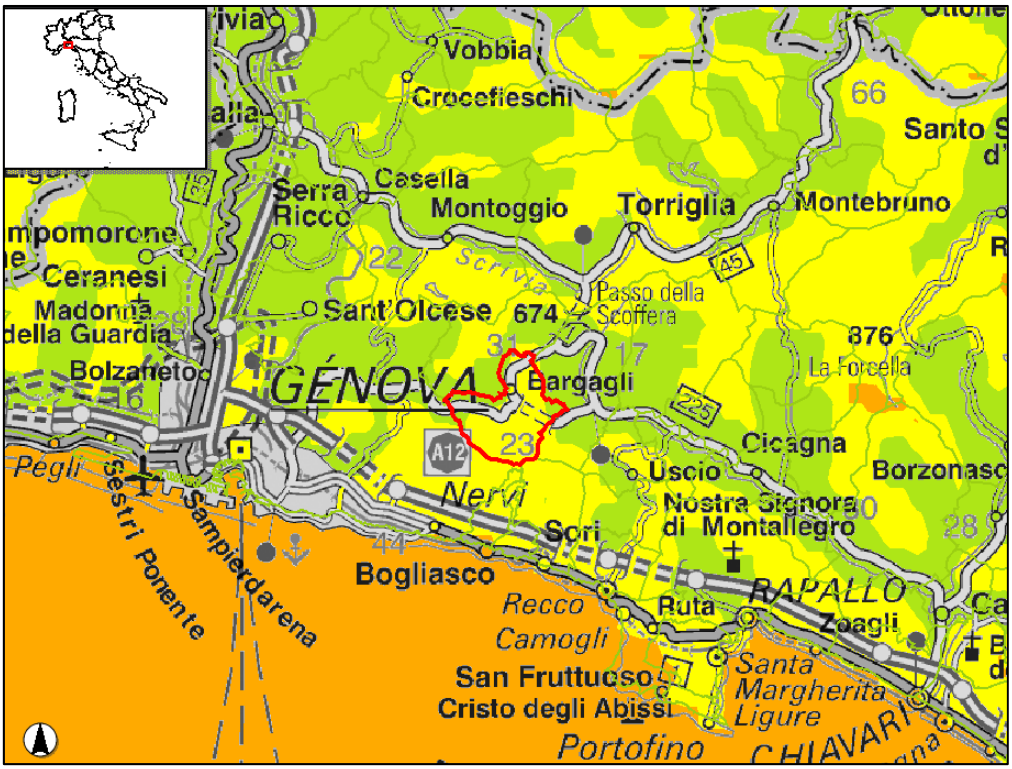


Figura 2.5 - Atlante Eolico d'Italia, comune di Bargagli (GE) – Fonte: ERSE-Web.

2.2 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 testati alcuni modelli delle principali ditte costruttrici di turbine presenti sul mercato in modo da individuare la soluzione migliore. Le caratteristiche degli aerogeneratori scelti per l'analisi sono riportate in tabella 2.6[1]:

	ENERCON E53	ENERCON E44	GAMESA G52	VESTAS V52	NEGMICON NM54	BONUS 1000
Potenza nominale	800 kW	900 kW	850 kW	850 kW	1000 kW	1000 kW
Altezza mozzo	73 m	73 m	65 m	60 m	60 m	60 m
Diametro rotore	53 m	44 m	52 m	52 m	54 m	54 m

Tabella 2.6 – Caratteristiche dei modelli di aerogeneratori scelti per l'analisi di producibilità.

Utilizzando 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 preliminare di producibilità delle turbine scelte alla rispettiva quota del mozzo.

[1] La taglia degli aerogeneratori è stata scelta in seguito al sopralluogo logistico effettuato con la ditta che si occuperà del trasporto degli aerogeneratori: per ulteriori dettagli si veda la relazione di trasportabilità allegata.

Il software prende in ingresso il dato di velocità media (4,49 m/s), la relativa altezza s.l.t. a cui è stata rilevata (21 m), il fattore di forma della distribuzione di Weibull *k* (1,26) e il coefficiente di scabrezza *m* individuato dalla classe del sito (0,055 calcolato in precedenza, sito di classe 1,5); l'output è costituito dal dato di producibilità attesa alla quota del mozzo dell'aerogeneratore.

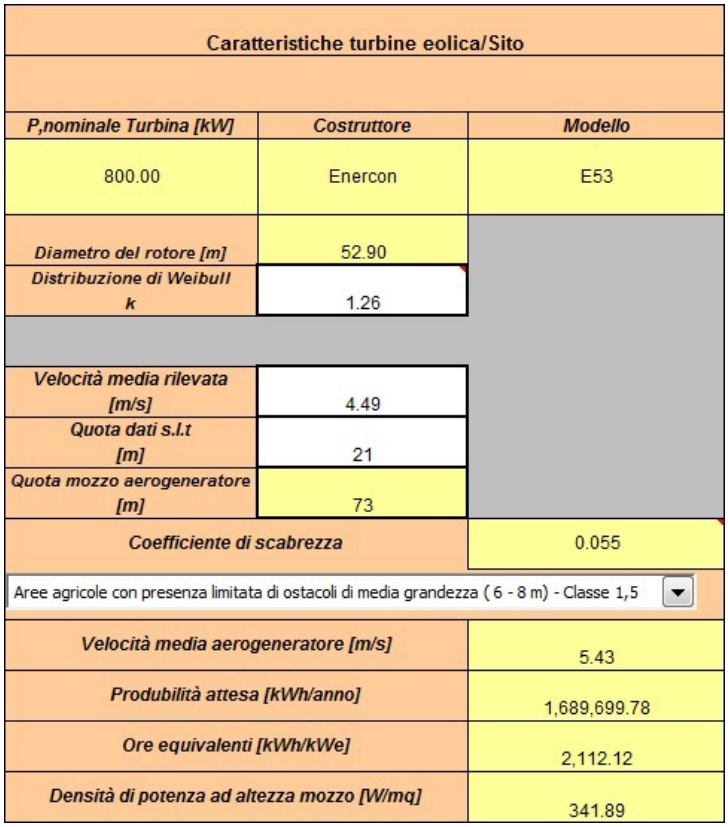


Figura 2.6 – Esempio di inserimento delle caratteristiche degli aerogeneratori e del sito di progetto.

I risultati dell'analisi condotta con il software SimulWind Pro 1.0 sono riportati in tabella 2.7:

	ENERCON E53	ENERCON E44	GAMESA G52	VESTAS V52	NEGMICON NM54	BONUS 1000
Producibilità (MWh/y)	1.689,7	1.421,1	1.555,7	1.503,8	1.685,2	1.613,5
Ore equiv.	2.112	1.579	1.830	1.769	1.685	1.613

Tabella 2.7 – 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 con il software WindPRO 2.7, sviluppato da EMD International: tale software consiste di più moduli ciascuno con il suo scopo (figura 2.7). WindPRO 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.

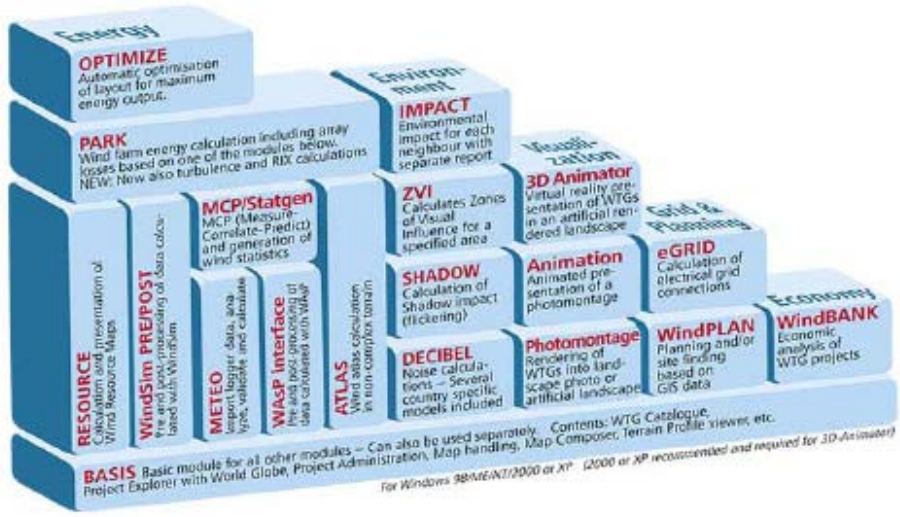


Figura 2.7 – Organizzazione di WindPro 2.7 in moduli.

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 80 m s.l.t. per l'area di progetto è riportata in figura 2.8:

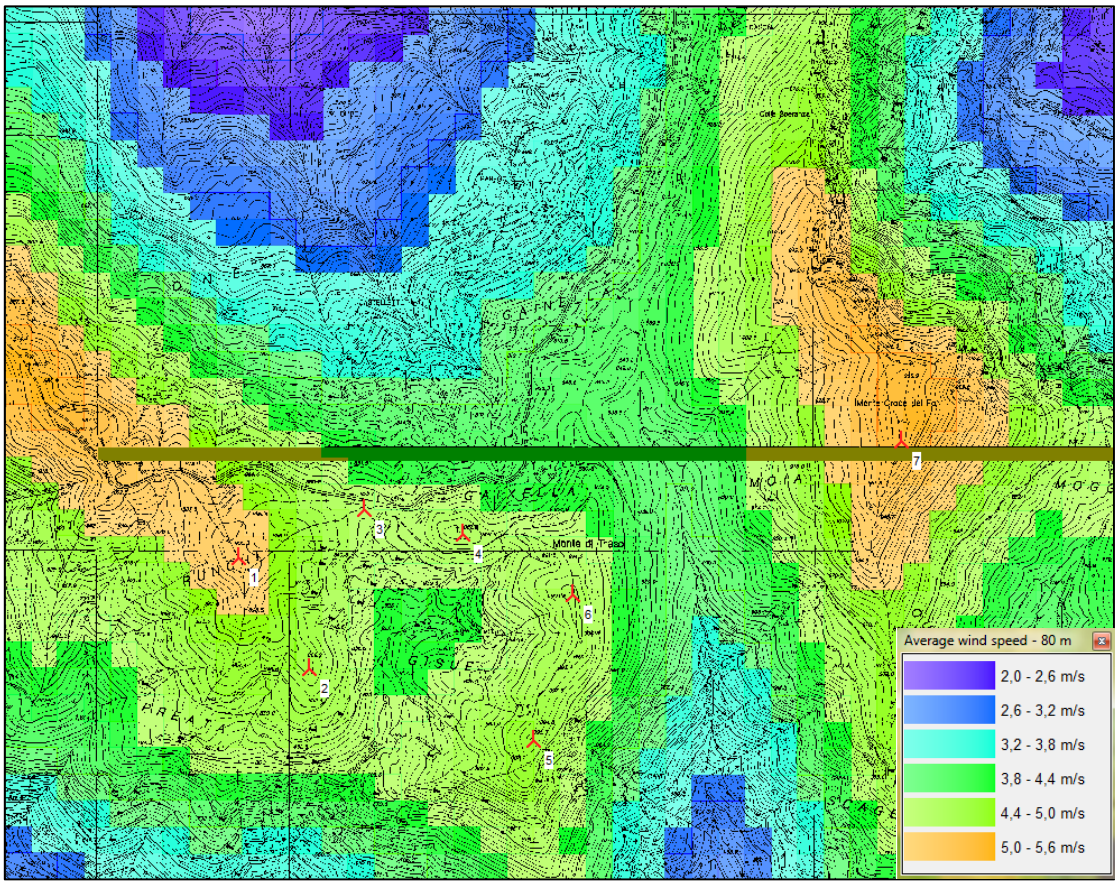


Figura 2.8 – Mappa di risorsa eolica a 80 m s.l.t.

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:

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

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 2.9 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°.

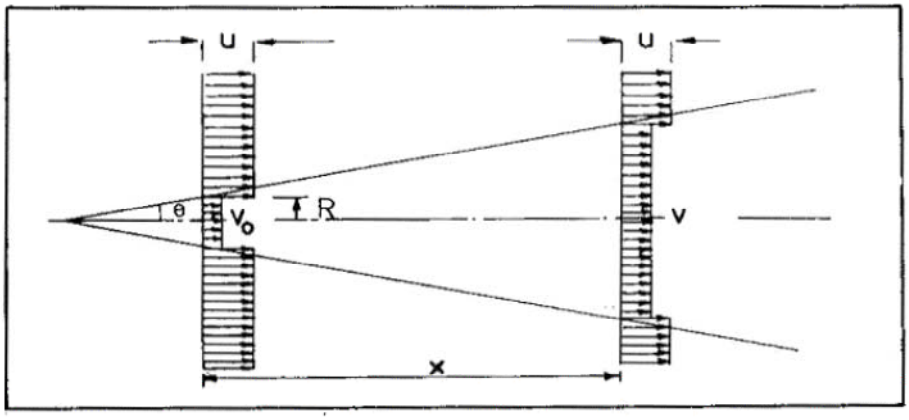


Figura 2.9 – Perdite di scia oltre una turbina.

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 presso la stazione meteo installata, prima senza modello Wasp e poi con il modello Wasp di terreno complesso.

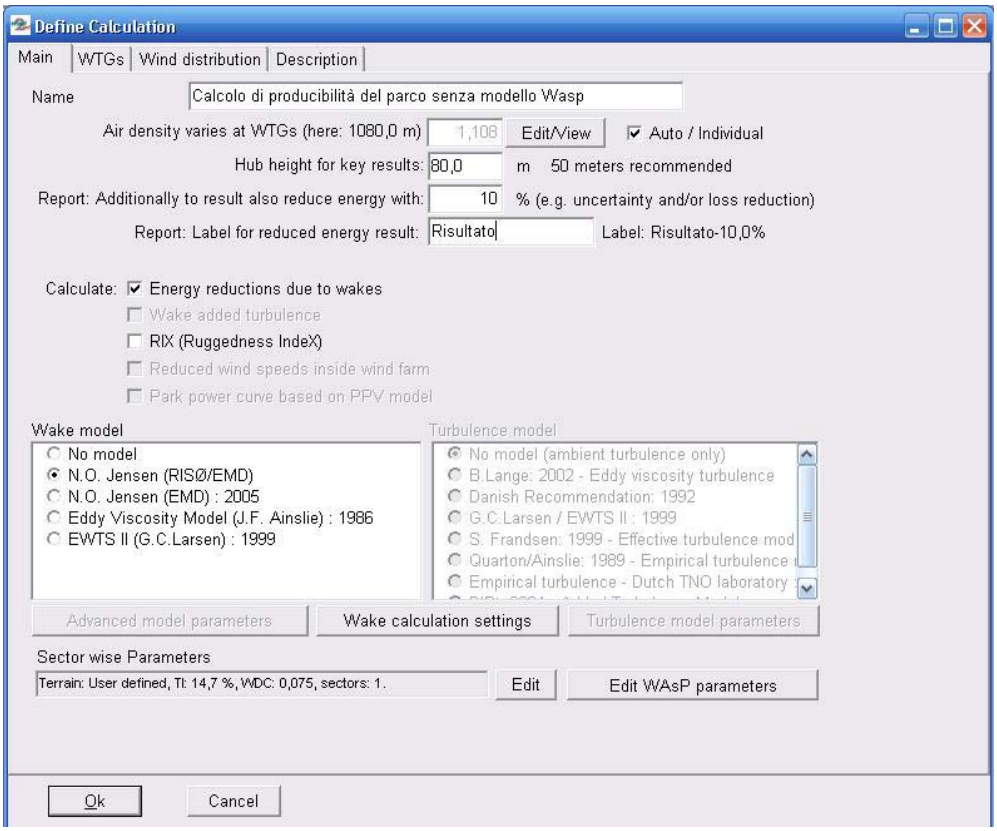


Figura 2.10 – Impostazione del calcolo PARK.

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 2.11).

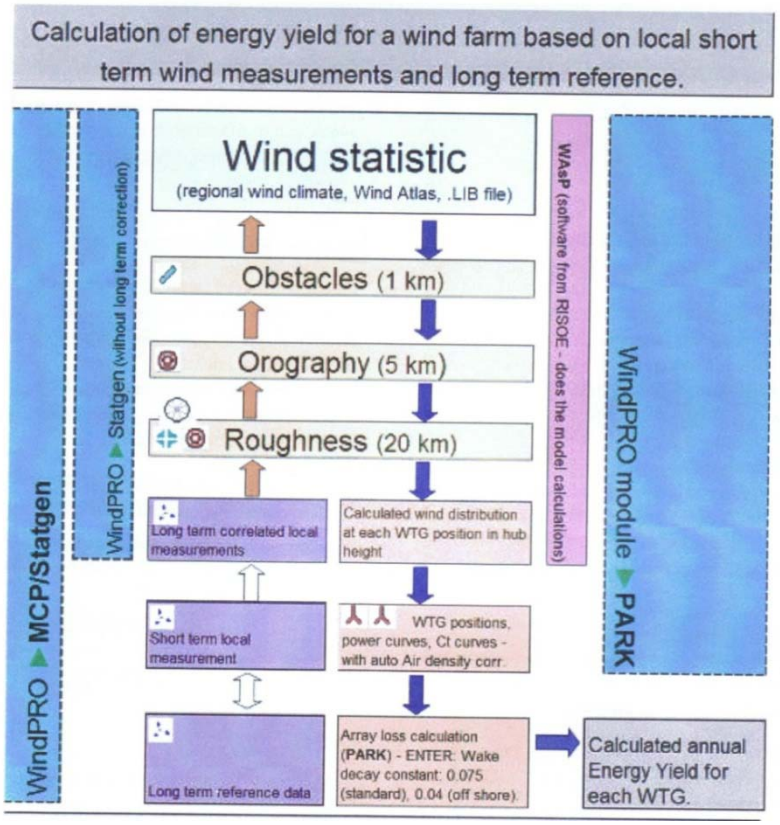


Figura 2.11 – Schema di funzionamento di Wind Pro con Wasp.

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.

Sono stati testati gli aerogeneratori elencati in tabella 2.6: i risultati ottenuti con il software WindPro 2.7 utilizzando il modello di terreno complesso tramite l'interfaccia Wasp, sono di seguito riportati:

	ENERCON E53	**ENERCON E44**	**GAMESA G52**	**VESTAS V52**	**NEGMICON NM54**	**BONUS 1000**
Producibilità (MWh/y)	1.493	1.076	1.295	1.255	1.189	1.355
Ore equiv.	1.866	1.196	1.524	1.476	1.189	1.355

Tabella 2.8 – Dati di producibilità lorda di alcuni modelli di aerogeneratori ottenuti con il software WindPro 2.7.

La producibilità del parco eolico, composto dai 7 aerogeneratori in progetto, risulta pertanto pari a:

	ENERCON E53	ENERCON E44	GAMESA G52	VESTAS V52	NEGMICON NM54	BONUS 1000
Producibilità (MWh/y)	10.450	7.535,2	9.068,5	8.781,9	8.324,8	9.484,5
Ore equiv.	1.866	1.196	1.524	1.476	1.189	1.355

Tabella 2.9 – Confronto sulle producibilità lorde del parco eolico Monte Traso per gli aerogeneratori testati.

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 la turbina E53 della Enercon da 800 kW, un tipo di turbina appositamente progettata per regimi di vento medio-bassi, come quelli presenti sul Monte Traso.

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. Con questa soluzione la producibilità annuale lorda stimata per il parco eolico risulta pari a **10.450 MWh** all'anno, con un numero di ore equivalenti pari a **1.866**.

L'analisi di produzione direzionale mostra chiaramente come i contenuti energetici maggiori provengano dai settori meridionali e settentrionali (tabella 2.10 e figura 2.12).

Sector		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy	[MWh]	1.000,7	2.708,7	1.072,5	183,3	389,1	738,8	3.249,6	1.515,0	50,4	2,2	0,7	10,8	10.921,8
-Decrease due to array losses	[MWh]	26,5	96,6	80,7	17,8	41,0	56,1	92,0	55,3	4,6	0,3	0,1	1,0	471,9
Resulting energy	**[MWh]**	**974,1**	**2.612,1**	**991,7**	**165,5**	**348,1**	**682,8**	**3.157,6**	**1.459,7**	**45,9**	**2,0**	**0,6**	**9,9**	**10.449,9**
Specific energy	[kWh/m²]													677
Specific energy	[kWh/kW]													1.866
Decrease due to array losses	[%]	2,6	3,6	7,5	9,7	10,5	7,6	2,8	3,6	9,0	11,6	12,4	8,9	4,32
Utilization	[%]	38,3	38,1	42,1	42,5	41,0	43,4	42,5	35,5	41,3	32,6	29,3	39,0	39,8
Operational	[Hours/year]	997	1.276	659	279	389	811	2.096	1.217	321	127	93	186	8.453
Full Load Equivalent	[Hours/year]	174	466	177	30	62	122	564	261	8	0	0	2	1.866

Tabella 2.10 – Producibilità del parco eolico Monte Traso differenziata per settore di direzione del vento.

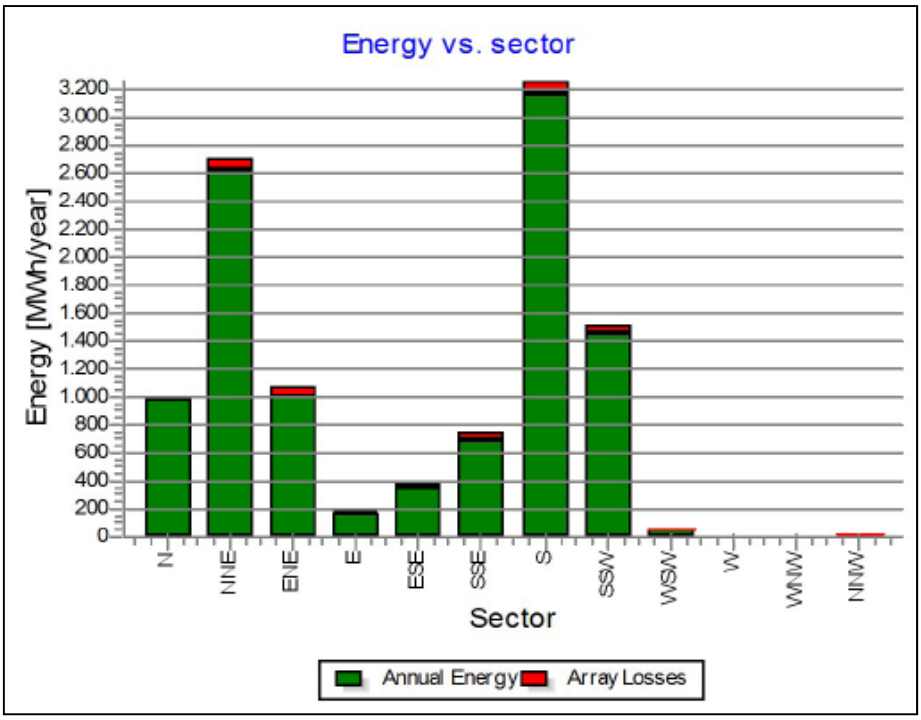


Figura 2.12 – Producibilità differenziata per settore di direzione del vento.

In figura 2.12, oltre alla rappresentazione grafica della produzione di energia differenziata per settore di direzione, viene indicata in rosso la perdita di energia dovuta agli effetti scia tra gli aerogeneratori. Come si può notare essi sono molto limitati in quanto la disposizione delle turbine è stata ottimizzata in modo che risultasse il più possibile perpendicolare rispetto alla direzione prevalente del vento. Mantenendo una distanza tra le WTG pari ad almeno 3 volte il diametro del rotore in direzione perpendicolare a quella prevalente del vento, e a 5 volte il diametro del rotore nella direzione del vento dominante, gli effetti scia vengono ridotti al minimo (tabella 2.11).

WTG distances

	Z	Nearest WTG	Z	Horizontal distance	Distance in rotor diameters
	[m]		[m]	[m]	
1	905,0	6	860,0	249	4,7
2	880,0	4	850,0	193	3,6
3	900,0	2	880,0	237	4,5
4	850,0	2	880,0	193	3,6
5	890,0	3	900,0	286	5,4
6	860,0	1	905,0	249	4,7
7	970,0	3	900,0	685	12,9

Tabella 2.11 – Distanze tra gli aerogeneratori in progetto.

Si allega alla presente relazione la scheda tecnica del calcolo di producibilità eseguito con WindPro 2.7.

Project:
Traso

SEVA S.r.l.
Stefano De Benedetti
Fraz. Pila n° 78 - Grand Gorraz - 11020 Gressan (AO)
C.so Sempione, 33 - 20145 Milano

Description:
Parco eolico del monte Traso

Printed/Page
12/01/2011 09:31 / 1

Licensed user:
S.E.V.A. Srl
C.so Sempione n. 33
IT-20145 Milano
02 34938078
Ratti Alessandro / a.ratti@sevasrl.it

Calculated:
12/01/2011 09:31/2.7.468

PARK - Main Result

Calculation: Calcolo di producibilità

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings

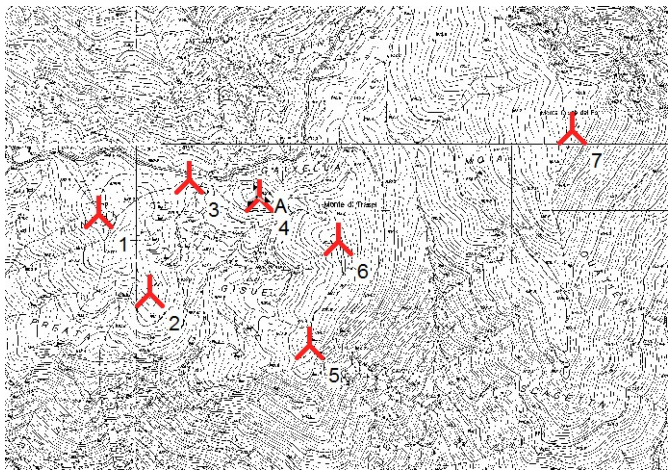
Air density calculation mode	Individual per WTG
Result for WTG at hub altitude	1,103 kg/m³ to 1,116 kg/m³
Air density relative to standard	90,0 %
Hub altitude above sea level (asl)	923,0 m to 1.043,0 m
Annual mean temperature at hub alt.	9,4 °C to 10,2 °C
Pressure at WTGs	894,5 hPa to 907,6 hPa

Wake Model Parameters

Wake Decay Constant	0,075 Open farmland

Wake calculation settings

Angle [°]			Wind speed [m/s]		
start	end	step	start	end	step
0,5	360,0	1,0	0,5	30,5	1,0



Scale 1:20.000

New WTG Meteorological Data

Key results for height 73,0 m above ground level

Terrain GB1

	East	North	Name of wind distribution	Height [m]	Type	Wind energy [kWh/m²]	Mean wind speed [m/s]
A	1.507.264	4.918.857	Anemometro Tecnogaia	21,0	WEIBULL	1.702	5,5

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	Result-10,0% [MWh]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Specific results¤) Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
Wind farm	10.449,9	9.404,9	10.921,8	95,7	19,2	1.343,6	1.679	5,5

¤) *Based on Result-10,0%*

Calculated Annual Energy for each of 7 new WTGs with total 5,6 MW rated power

	Terrain	WTG type Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Power curve Creator	Name	Annual Energy Result [MWh]	Result-10,0% [MWh]	Park Efficiency [%]	Mean wind speed [m/s]
1	A	Yes	ENERCON	E-53-800	800	53,0	73,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev 2.0 - 09/2005	1.481,4	1.333	95,0	5,53
2	A	Yes	ENERCON	E-53-800	800	53,0	73,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev 2.0 - 09/2005	1.504,2	1.354	96,3	5,53
3	A	Yes	ENERCON	E-53-800	800	53,0	73,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev 2.0 - 09/2005	1.476,1	1.328	94,7	5,53
4	A	Yes	ENERCON	E-53-800	800	53,0	73,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev 2.0 - 09/2005	1.481,0	1.333	94,6	5,53
5	A	Yes	ENERCON	E-53-800	800	53,0	73,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev 2.0 - 09/2005	1.496,3	1.347	95,9	5,53
6	A	Yes	ENERCON	E-53-800	800	53,0	73,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev 2.0 - 09/2005	1.462,5	1.316	93,5	5,53
7	A	Yes	ENERCON	E-53-800	800	53,0	73,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev 2.0 - 09/2005	1.548,4	1.394	99,9	5,53

WTG siting

	GB1 East GB1	North	Z [m]	Row data/Description
1 New	1.506.846	4.918.812	905,0	ENERCON E-53 800 53.0 !-! hub: 73,0 m (1)
2 New	1.507.271	4.918.856	880,0	ENERCON E-53 800 53.0 !-! hub: 73,0 m (2)
3 New	1.507.479	4.918.742	900,0	ENERCON E-53 800 53.0 !-! hub: 73,0 m (3)
4 New	1.507.084	4.918.903	850,0	ENERCON E-53 800 53.0 !-! hub: 73,0 m (6)
5 New	1.507.404	4.918.466	890,0	ENERCON E-53 800 53.0 !-! hub: 73,0 m (8)
6 New	1.506.980	4.918.602	860,0	ENERCON E-53 800 53.0 !-! hub: 73,0 m (16)
7 New	1.508.099	4.919.034	970,0	ENERCON E-53 800 53.0 !-! hub: 73,0 m (17)

Project:
Traso

SEVA S.r.l.
Stefano De Benedetti
Fraz. Pila n° 78 - Grand Gorraz - 11020 Gressan (AO)
C.so Sempione, 33 - 20145 Milano

Description:
Parco eolico del monte Traso

Printed/Page
12/01/2011 09:31 / 2

Licensed user:
S.E.V.A. Srl
C.so Sempione n. 33
IT-20145 Milano
02 34938078
Ratti Alessandro / a.ratti@sevasrl.it

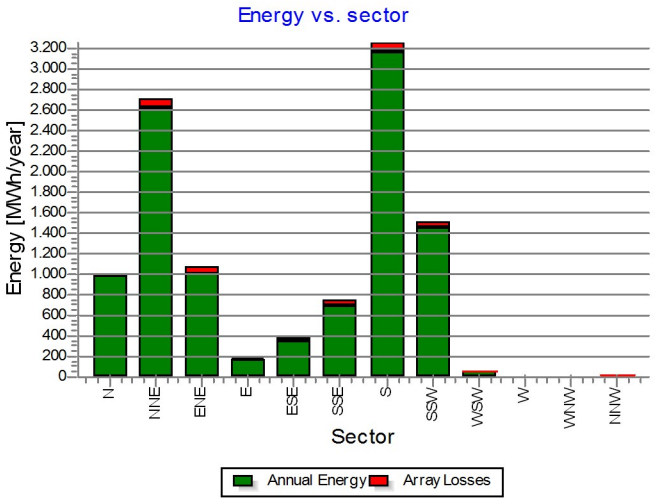
Calculated:
12/01/2011 09:31/2.7.468

PARK - Production Analysis

Calculation: Calcolo di producibilità**WTG:** All new WTGs, Air density varies with WTG position 1,103 kg/m³ - 1,116 kg/m³

Directional Analysis

Sector		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy	[MWh]	1.000,7	2.708,7	1.072,5	183,3	389,1	738,8	3.249,6	1.515,0	50,4	2,2	0,7	10,8	10.921,8
-Decrease due to array losses	[MWh]	26,5	96,6	80,7	17,8	41,0	56,1	92,0	55,3	4,6	0,3	0,1	1,0	471,9
Resulting energy	**[MWh]**	**974,1**	**2.612,1**	**991,7**	**165,5**	**348,1**	**682,8**	**3.157,6**	**1.459,7**	**45,9**	**2,0**	**0,6**	**9,9**	**10.449,9**
Specific energy	[kWh/m²]													677
Specific energy	[kWh/kW]													1.866
Decrease due to array losses	[%]	2,6	3,6	7,5	9,7	10,5	7,6	2,8	3,6	9,0	11,6	12,4	8,9	4,32
Utilization	[%]	38,3	38,1	42,1	42,5	41,0	43,4	42,5	35,5	41,3	32,6	29,3	39,0	39,8
Operational	[Hours/year]	997	1.276	659	279	389	811	2.096	1.217	321	127	93	186	8.453
Full Load Equivalent	[Hours/year]	174	466	177	30	62	122	564	261	8	0	0	2	1.866



Project:
Traso

SEVA S.r.l.
Stefano De Benedetti
Fraz. Pila n° 78 - Grand Gorraz - 11020 Gressan (AO)
C.so Sempione, 33 - 20145 Milano

Description:
Parco eolico del monte Traso

Printed/Page
12/01/2011 09:31 / 3

Licensed user:
S.E.V.A. Srl
C.so Sempione n. 33
IT-20145 Milano
02 34938078
Ratti Alessandro / a.ratti@sevasrl.it

Calculated:
12/01/2011 09:31/2.7.468

PARK - Power Curve Analysis

Calculation: Calcolo di producibilità**WTG:** 1 - ENERCON E-53 800 53.0 !-! Level 0 - guaranteed* - Rev 2.0 - 09/2005, Hub height: 73,0 m

Name: Level 0 - guaranteed* - Rev 2.0 - 09/2005
Source: Enercon

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type
30/06/2005	EMD	18/01/2006	10/07/2006	25,0	Pitch	User defined

According to specification SA-001-ct_E53_Rev1.0ger-ger.doc
* Uncertainties in measurement of power curves can lead to different power curves for the same turbine, so ENERCON uses calculated curves for energy calculations and guarantees. For reference and verification, measured power curves are available at ENERCON (not for use in energy calculations or guarantees!)

HP curve comparison - Note: For standard air density and weibull k parameter = 2

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value	[MWh]	1.018	1.647	2.292	2.918	3.442	3.908
ENERCON E-53 800 53.0 !-! Level 0 - guaranteed* - Rev 2.0 - 09/2005	[MWh]	1.251	1.922	2.589	3.196	3.717	4.141
Check value	[%]	-19	-14	-11	-9	-7	-6

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m^2) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.
For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see WindPRO manual chapter 3.5.2.
The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.
Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

Original data from Windcat, Air density: 1,225 kg/m³

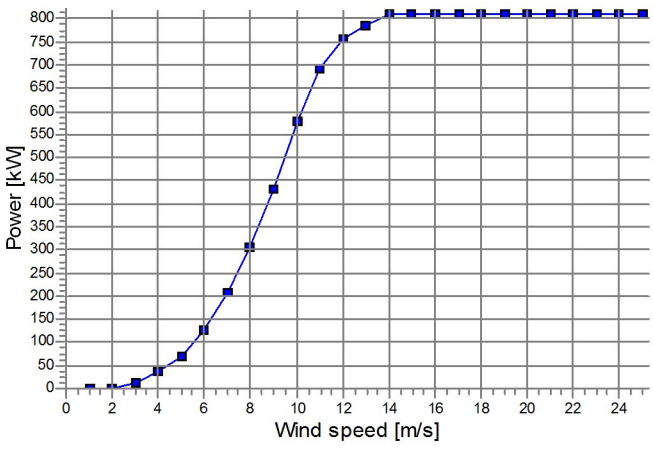
Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
1,0	0,0	0,00	1,0	0,00
2,0	2,0	0,19	2,0	0,77
3,0	14,0	0,38	3,0	0,78
4,0	38,0	0,44	4,0	0,79
5,0	77,0	0,46	5,0	0,80
6,0	141,0	0,48	6,0	0,80
7,0	228,0	0,49	7,0	0,80
8,0	336,0	0,49	8,0	0,81
9,0	480,0	0,49	9,0	0,80
10,0	645,0	0,48	10,0	0,80
11,0	744,0	0,41	11,0	0,67
12,0	780,0	0,33	12,0	0,45
13,0	810,0	0,27	13,0	0,34
14,0	810,0	0,22	14,0	0,27
15,0	810,0	0,18	15,0	0,21
16,0	810,0	0,15	16,0	0,17
17,0	810,0	0,12	17,0	0,14
18,0	810,0	0,10	18,0	0,12
19,0	810,0	0,09	19,0	0,11
20,0	810,0	0,07	20,0	0,09
21,0	810,0	0,06	21,0	0,08
22,0	810,0	0,06	22,0	0,07
23,0	810,0	0,05	23,0	0,06
24,0	810,0	0,04	24,0	0,06
25,0	810,0	0,04	25,0	0,05

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

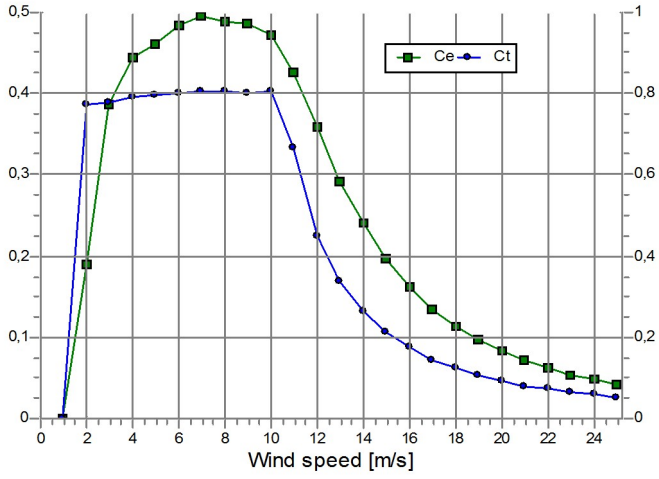
Data used in calculation, Air density: 1,110 kg/m³ New WindPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50- 1,50	0,3	0,3	0,0
2,0	1,9	0,19	1,50- 2,50	3,2	3,5	0,2
3,0	12,8	0,39	2,50- 3,50	13,8	17,3	1,2
4,0	34,8	0,44	3,50- 4,50	36,9	54,2	3,7
5,0	70,5	0,46	4,50- 5,50	74,2	128,4	8,7
6,0	128,1	0,48	5,50- 6,50	123,1	251,4	17,0
7,0	207,6	0,49	6,50- 7,50	172,0	423,4	28,6
8,0	306,8	0,49	7,50- 8,50	206,2	629,6	42,5
9,0	433,4	0,49	8,50- 9,50	217,9	847,5	57,2
10,0	578,0	0,47	9,50-10,50	204,1	1.051,6	71,0
11,0	692,5	0,43	10,50-11,50	163,6	1.215,2	82,0
12,0	756,6	0,36	11,50-12,50	111,6	1.326,8	89,6
13,0	787,0	0,29	12,50-13,50	68,7	1.395,4	94,2
14,0	810,0	0,24	13,50-14,50	39,8	1.435,2	96,9
15,0	810,0	0,20	14,50-15,50	21,8	1.457,1	98,4
16,0	810,0	0,16	15,50-16,50	11,6	1.468,7	99,1
17,0	810,0	0,13	16,50-17,50	6,1	1.474,8	99,5
18,0	810,0	0,11	17,50-18,50	3,2	1.477,9	99,8
19,0	810,0	0,10	18,50-19,50	1,7	1.479,6	99,9
20,0	810,0	0,08	19,50-20,50	0,9	1.480,5	99,9
21,0	810,0	0,07	20,50-21,50	0,5	1.480,9	100,0
22,0	810,0	0,06	21,50-22,50	0,3	1.481,2	100,0
23,0	810,0	0,05	22,50-23,50	0,1	1.481,3	100,0
24,0	810,0	0,05	23,50-24,50	0,1	1.481,4	100,0
25,0	810,0	0,04	24,50-25,50	0,0	1.481,4	100,0

Pow er curve
Data used in calculation



Ce and Ct curve



Project:
Traso

SEVA S.r.l.
Stefano De Benedetti
Fraz. Pila n° 78 - Grand Gorraz - 11020 Gressan (AO)
C.so Sempione, 33 - 20145 Milano

Description:
Parco eolico del monte Traso

Printed/Page
12/01/2011 09:31 / 4

Licensed user:
S.E.V.A. Srl
C.so Sempione n. 33
IT-20145 Milano
02 34938078
Ratti Alessandro / a.ratti@sevasrl.it

Calculated:
12/01/2011 09:31/2.7.468

PARK - Wind Data Analysis

Calculation: Calcolo di producibilità**Wind data:** A - Anemometro Tecnogaia; Hub height: 73,0

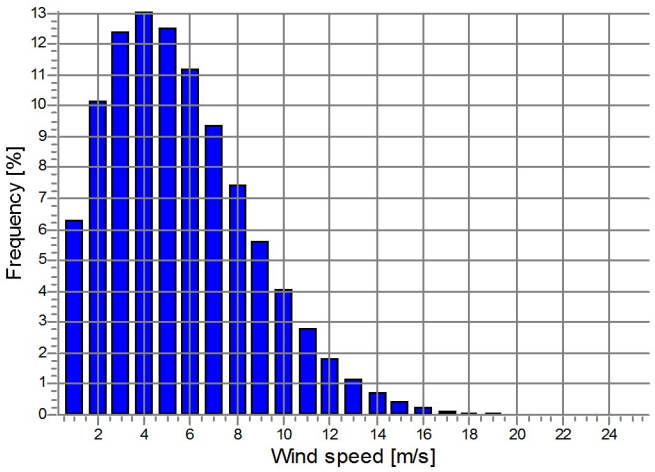
Site Coordinates
Gauss-Boaga1 East: 1.507.235 North: 4.918.935

Meteo data
Anemometro Tecnogaia

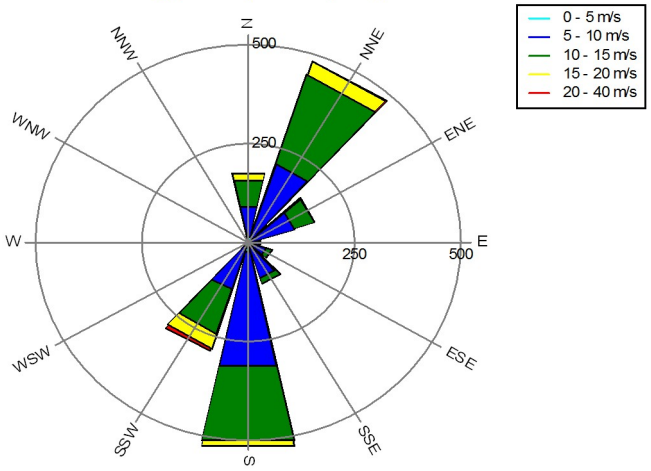
Weibull Data

Sector	A-parameter	Wind speed	k- parameter	Frequency	Wind gradient exponent
	[m/s]	[m/s]		[%]	
0 N	5,37	4,83	1,566	11,8	0,160
1 NNE	8,18	7,26	2,486	15,1	0,160
2 ENE	7,32	6,53	2,856	7,8	0,160
3 E	5,00	4,43	2,126	3,3	0,160
4 ESE	5,86	5,19	2,186	4,6	0,160
5 SSE	5,74	5,08	2,336	9,6	0,160
6 S	7,08	6,28	2,426	24,8	0,160
7 SSW	5,98	5,36	1,606	14,4	0,160
8 WSW	2,44	2,25	1,306	3,8	0,160
9 W	1,34	1,22	1,416	1,5	0,160
10 WNW	0,98	0,91	1,266	1,1	0,160
11 NNW	1,83	1,68	1,346	2,2	0,160
All	6,22	5,53	1,823	100,0	

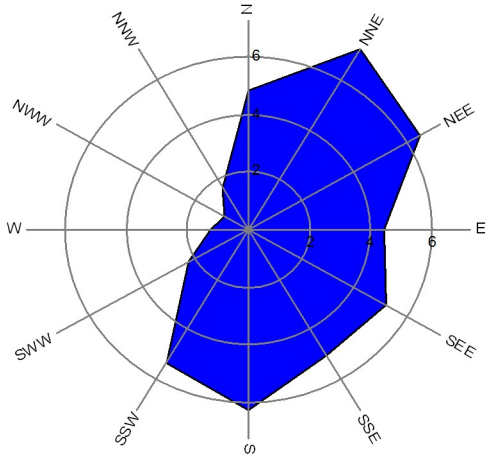
Weibull Distribution



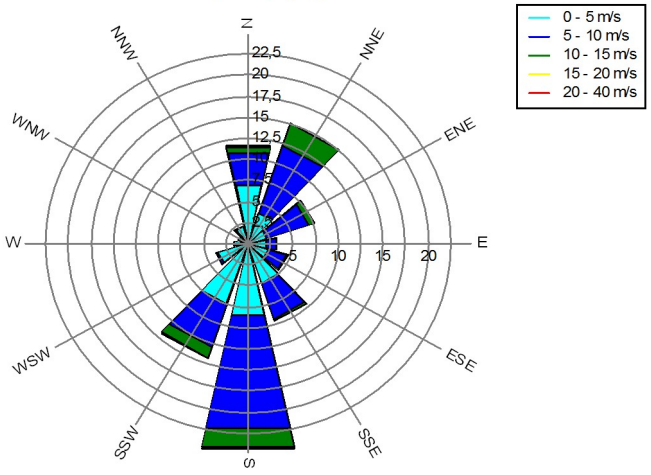
Energy Rose (kWh/m²/year)



Mean w ind speed (m/s)



Frequency (%)



Project:
Traso

SEVA S.r.l.
Stefano De Benedetti
Fraz. Pila n° 78 - Grand Gorraz - 11020 Gressan (AO)
C.so Sempione, 33 - 20145 Milano

Description:
Parco eolico del monte Traso

Printed/Page
12/01/2011 09:31 / 5

Licensed user:
S.E.V.A. Srl
C.so Sempione n. 33
IT-20145 Milano
02 34938078
Ratti Alessandro / a.ratti@sevasrl.it

Calculated:
12/01/2011 09:31/2.7.468

PARK - Park power curve

Calculation: Calcolo di producibilità

Wind speed	Power Free WTGs	Park WTGs	N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW
[m/s]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]
0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
2,5	49	45	47	45	43	42	41	43	47	45	43	42	41	43
3,5	163	151	156	153	146	144	141	147	156	153	146	143	142	147
4,5	364	339	348	342	328	324	318	331	348	342	328	323	319	331
5,5	685	638	656	644	617	609	598	623	656	644	617	607	599	624
6,5	1.166	1.089	1.118	1.097	1.053	1.040	1.020	1.063	1.118	1.097	1.054	1.038	1.022	1.064
7,5	1.794	1.680	1.723	1.692	1.630	1.610	1.580	1.643	1.723	1.692	1.631	1.607	1.583	1.644
8,5	2.576	2.417	2.477	2.434	2.346	2.319	2.277	2.366	2.477	2.434	2.349	2.314	2.281	2.367
9,5	3.544	3.330	3.410	3.352	3.237	3.199	3.141	3.260	3.410	3.352	3.239	3.191	3.145	3.261
10,5	4.561	4.344	4.429	4.369	4.250	4.207	4.131	4.272	4.429	4.369	4.250	4.200	4.132	4.273
11,5	5.169	5.054	5.098	5.070	5.010	4.984	4.914	5.021	5.098	5.070	5.012	4.984	4.915	5.022
12,5	5.414	5.382	5.393	5.386	5.371	5.363	5.342	5.374	5.393	5.386	5.372	5.363	5.342	5.374
13,5	5.615	5.591	5.598	5.593	5.583	5.579	5.571	5.585	5.598	5.593	5.583	5.578	5.571	5.585
14,5	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.668	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.668	5.670
15,5	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670
16,5	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670
17,5	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670
18,5	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670
19,5	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670
20,5	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670
21,5	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670
22,5	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670
23,5	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670
24,5	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670	5.670
25,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Description:
The park power curve is similar to a WTG power curve, meaning that when a given wind speed appears in front of the park with same speed in the entire wind farm area (before influence from the park), the output from the park can be found in the park power curve. Another way to say this: The park power curve includes array losses, but do NOT include terrain given variations in the wind speed over the park area.
Measuring a park power curve is not as simple as measuring a WTG power curve due to the fact that the park power curve depends on the wind direction and that the same wind speed normally will not appear for the entire park area at the same time (only in very flat non-complex terrain). The idea with this version of the park power curve is not to use it for validation based on measurements. This would require at least 2 measurement masts at two sides of the park, unless only a few direction sectors should be tested, AND non complex terrain (normally only useable off shore). Another park power curve version for complex terrain is available in WindPRO.

The park power curve can be used for:

1. Forecast systems, based on more rough (approximated) wind data, the park power curve would be an efficient way to make the connection from wind speed (and direction) to power.
2. Construction of duration curves, telling how often a given power output will appear, the park power curve can be used together with the average wind distribution for the Wind farm area in hub height. The average wind distribution can eventually be obtained based on the Weibull parameters for each WTG position. These are found at print menu: >Result to file< in the >Park result< which can be saved to file or copied to clipboard and pasted in Excel.
3. Calculation of wind energy index based on the PARK production (see below).
4. Estimation of the expected PARK production for an existing wind farm based on wind measurements at minimum 2 measurement masts at two sides of wind farm. The masts must be used for obtaining the free wind speed. The free wind speed is used in the simulation of expected energy production with the PARK power curve. This procedure will only work suitable in non complex terrains. For complex terrain another park power curve calculation is available in WindPRO (PPV-model).

Note:
From the >Result to file< the >Wind Speeds Inside Wind farm< is also available. These can (e.g. via Excel) be used for extracting the wake induced reductions in measured wind speed.

Project:
Traso

SEVA S.r.l.
Stefano De Benedetti
Fraz. Pila n° 78 - Grand Gorraz - 11020 Gressan (AO)
C.so Sempione, 33 - 20145 Milano

Description:
Parco eolico del monte Traso

Printed/Page
12/01/2011 09:31 / 6

Licensed user:
S.E.V.A. Srl
C.so Sempione n. 33
IT-20145 Milano
02 34938078
Ratti Alessandro / a.ratti@sevasrl.it

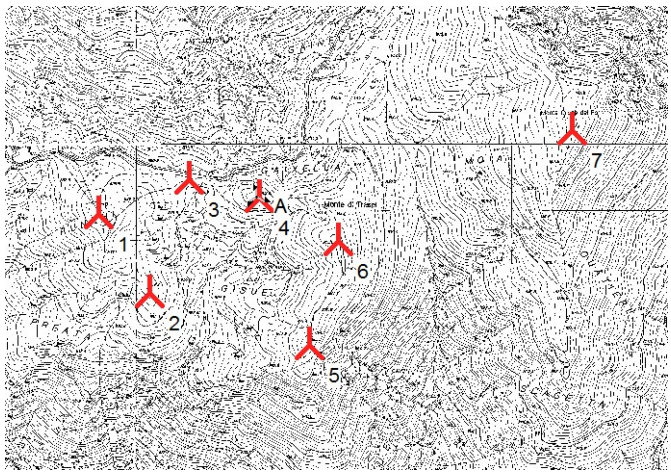
Calculated:
12/01/2011 09:31/2.7.468

PARK - WTG distances

Calculation: Calcolo di producibilità

WTG distances

	Z [m]	Nearest WTG	Z [m]	Horizontal distance [m]	Distance in rotor diameters
1	905,0	6	860,0	249	4,7
2	880,0	4	850,0	193	3,6
3	900,0	2	880,0	237	4,5
4	850,0	2	880,0	193	3,6
5	890,0	3	900,0	286	5,4
6	860,0	1	905,0	249	4,7
7	970,0	3	900,0	685	12,9



Scale 1:20.000

New WTG Meteorological Data

Project:
Traso

SEVA S.r.l.
Stefano De Benedetti
Fraz. Pila n° 78 - Grand Gorraz - 11020 Gressan (AO)
C.so Sempione, 33 - 20145 Milano

Description:
Parco eolico del monte Traso

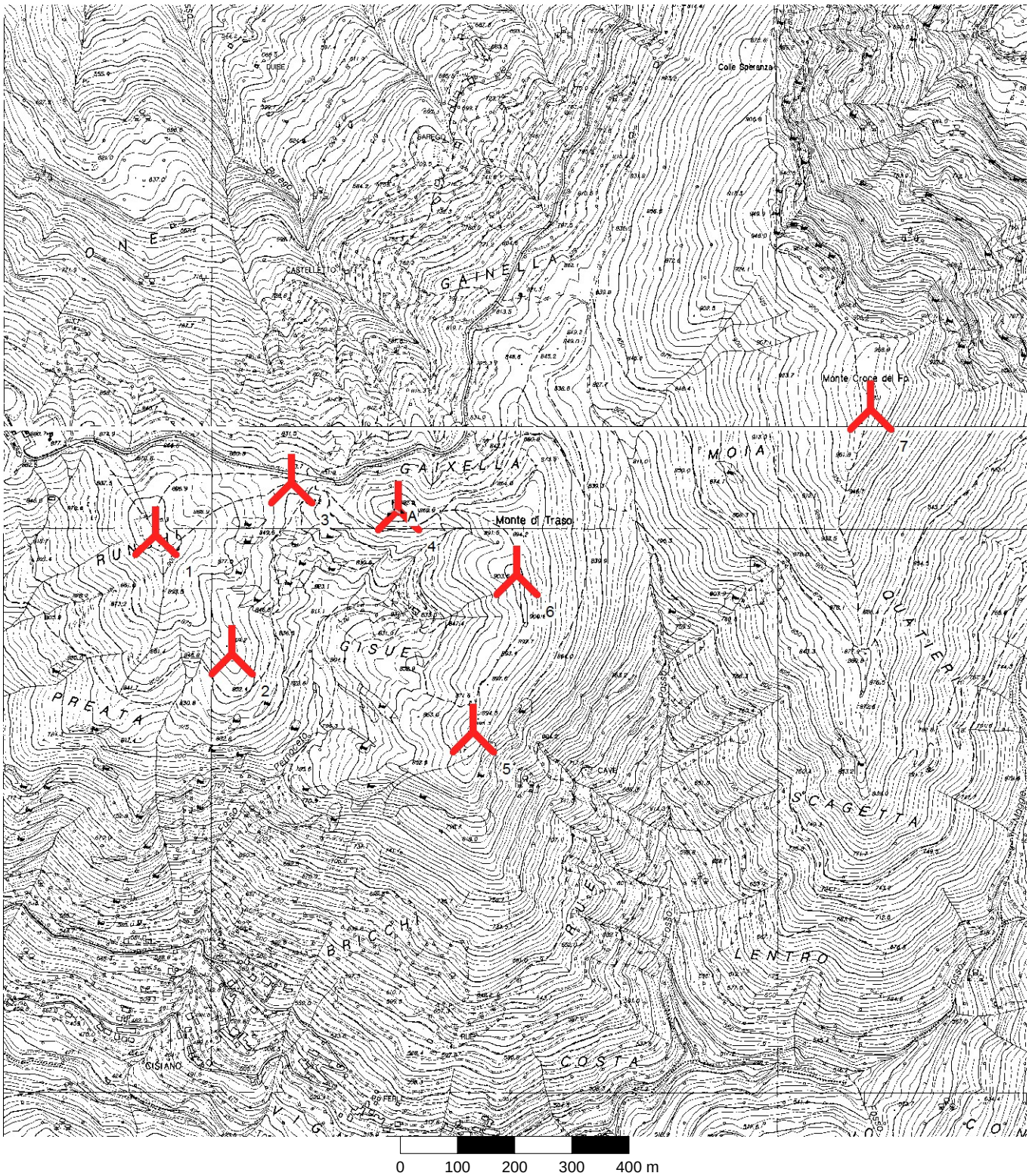
Printed/Page
12/01/2011 09:31 / 7

Licensed user:
S.E.V.A. Srl
C.so Sempione n. 33
IT-20145 Milano
02 34938078
Ratti Alessandro / a.ratti@sevasrl.it

Calculated:
12/01/2011 09:31/2.7.468

PARK - Map

Calculation: Calcolo di producibilità



0 100 200 300 400 m

Map: CTR5000 , Print scale 1:10.000, Map center Gauss-Boaga1 East: 1.507.472 North: 4.918.750

New WTG Meteorological Data