Firmato digitalmente da
Gabriele Lanza
O = Ordine degli Architetti di Savona/92006170093
C = IT

GABRIELE LANZA ARCHITETTO STUDIO DI ARCHITETTURA E URBANISTICA

VIA BAGLIETTO 6 - 17100 SAVONA
LNZGRL64M05H126J
tel. 019.2000.019 cell. 349.3257263
e-mail arch_lanza@virgilio.it
PEC arch_lanza@virgilio.it

COLLABORATORI: Architetto Fornelli Chiara

GABRIELE LANZA ARCHITETTO N. 449

PARTE 11 - DOCUMENTAZIONE FINALIZZATA ALLA VERIFICA DI SCREENING

REGIONE LIGURIA • **PROVINCIA DI SAVONA**

COMUNE DI QUILIANO
COMUNE DI ALTARE

PROGETTO DEFINITIVO
PER LA REALIZZAZIONE DI IMPIANTO
DI PRODUZIONEDI ENERGIA ELETTRICA
DA FONTE EOLICA

SITO EOLICO 02_SV

PARCO EOLICO FORTE BARACCONE

COMMITTENTE

Ævento nergywind&engineering
corso Italia, 4/2 ● 17100 Savona ● Cod. Fisc. e Partita IVA 01492670094
www.aevento.it
legale rappresentante Ævento s.r.l.: dott. arch. Gabriele Lanza

ELABORATO 11.2

Studio delle potenzialità anemologiche

STUDIO DELLE POTENZIALITÀ ANEMOLOGICHE

1 Premessa 2

2 Il sito 2

3 Descrizione della stazione anemometrica 4

4 Misure ed elaborazione dati 8

4.1 Misure 8
4.2 Elaborazione dati 16

5 Stima della producibilità 18

5.1 Il layout 18
5.2 Il tipo di turbine e la curva di potenza 19

6 Conclusioni 22

1. Premessa

La possibilità di utilizzare la fonte eolica per la produzione di energia elettrica è subordinata alla disponibilità di siti con caratteristiche idonee alla realizzazione di impianti. Verificate le condizioni per la fattibilità tecnica (disponibilità di spazio sufficiente ad ospitare gli aerogeneratori, accessibilità al sito, presenza di rete elettrica capace di assorbire la nuova immissione di energia, assenza di valori ambientali ostativi) l'elemento che completa la fattibilità tecnica, ma soprattutto è alla base della fattibilità economica, è la verifica che il sito sia caratterizzato da un sufficiente livello di ventosità. Tale grandezza è verificata con apposita campagna di rilevazione anemometrica in sito, eventualmente integrata con dati storici disponibili da stazioni di rilievo limitrofe, coadiuvati dall'uso di modelli matematici che proiettano con buona approssimazione sull'orografia del sito una ventosità presunta.

Oggetto del presente studio è la valutazione del potenziale eolico del sito ubicato tra i comuni di Altare e Quiliano, tra il forte "Monte Baraccone" e il Colle del Termine.

Il sito, anche solo "sulla carta", offre buone garanzie di producibilità, essendo posizionato su crinale ad una altitudine compresa tra 650 e 700 metri s.l.m., in un'area notoriamente favorevole alla presenza di vento, dovuto al gradiente termico fra il Mar Ligure e l'area alpina. Inoltre, in un raggio di qualche chilometro dal sito in oggetto sono già presenti parchi eolici (Pian dei Corsi, Cairo Montenotte, Osiglia, Pontinvrea) che stanno registrando interessanti livelli di produzione. In ultimo, a meno di 2 km in linea d'aria, sono stati eseguiti due rilievi anemometrici per iniziative analoghe alla presente: da un confronto preliminare dei dati si è potuto constatare buona congruità di valori.

In definitiva sono disponibili molti dati sulla ventosità della zona e tre anni di rilevamenti puntuali per il sito in oggetto.

2. Il sito

I luoghi in esame si presentano come un crinale ampio, specie sulla porzione che ricade sul comune di Altare, caratterizzata dalla presenza di piccoli rilievi che si alternano ad aree più pianeggianti. Quasi tutta la superficie utile per lo sviluppo dell'impianto eolico è occupata da vegetazione boschiva, tuttavia, a seguito del recente intervento di esbosco, parte dell'area è ora occupata soltanto da sottobosco (erica, rovo, …) e piccoli arbusti.



Fig. 1

Area dove è prevista l'installazione dell'aerogeneratore AE-2



Fig. 2

Localizzazione del sito con viste aeree





3. Descrizione della stazione anemometrica

La stazione anemometrica impiega tutti sensori di progettazione NESA S.r.l., costruiti in rispondenza all'Annex 8 del WMO (World Meteorological Organization) per le misure di temperatura, umidità, pressione atmosferica, radiazione solare globale e per la direzione e la velocità del vento.

La stazione è corredata di centralina di acquisizione dati (data-logger) modello C100-Nesa inserita in contenitore per esterni IP65. Il data-logger è provvisto di doppia memoria di registrazione dati (una fissa ed una asportabile di backup) entrambe protette per l'archiviazione dei dati grezzi. La trasmissione dei dati avviene tramite modulo GPRS.

La stazione, montata su torre strallata da 30 metri si compone di:

1. N. 3 sensori di velocità modello ANS-VV-A (range di misura 0 – 50 m/s – trasduttore costituito da sonda ad effetto Hall e magnete toroidale); due sensori sono installati a circa 30 m dal terreno, il terzo a circa 20 m;
2. N. 1 sensore di direzione modello ANS-DV-A (sensore potenziomentrico ad alta precisione);
3. N. 1 sensore combinato temperatura umidità (termorestistenza al platino Pt100 + elemento a film sottile la cui capacità varia linearmente con l'umidità relativa dell'aria);
4. Pannello solare per l'alimentazione del data-logger;
5. Data-logger multicanale per acquisizione, memorizzazione e trasmissione dei dati;
6. Cavi sensori schermati da strumenti a data-logger;
7. Captatore di fulmini, cavo di rame fino a base palo e relativo dispersore di terra.

Negli allegati al presente capitolo sono riportati le caratteristiche tecniche degli strumenti utilizzati ed i certificati di calibrazione e di taratura.

Tutte le misure del vento sono registrate con un intervallo di campionamento di 2 secondi e vengono memorizzati i valori medi ogni 10 minuti. In particolare sono registrati per ogni strumento i valori medio, minimo, massimo e la deviazione standard. In questo modo è possibile stimare con elevata approssimazione la distribuzione statistica dei dati, al fine di ottenere una approfondita analisi della turbolenza del vento (parametro importante per la corretta scelta delle macchine e della loro disposizione in sito).

La stazione anemometrica è operativa dalla seconda metà di luglio 2007.

Fino a tutto febbraio 2009 l'acquisizione si è svolta in maniera continuativa e completa; nei mesi successivi, gradualmente, alcuni sensori hanno mostrato segni di danneggiamento (principalmente per usura). Nell'ottica di poter disporre di dati caratterizzati da elevata attendibilità, si è preferito sostituire gli strumenti: l'intervento si è svolto il 3 giungo 2009 ed ha comportato la sostituzione di tutti i sensori di velocità e del data-logger (sensori e data-logger sono configurati e testati come insieme e costituiscono un'unica catena di misura, pertanto non sarebbe stato corretto sostituire solo i sensori realmente danneggiati).

L'acquisizione è stata condotta fino a tutto il 2010: pur con leggere differenze si è potuto constatare che i dati relativi a periodi analoghi (esempio gen-08 vs gen-09 e gen-10) sono molto simili e coerenti, sia in termini di curva di velocità, sia dal punto di vista della direzione.



Fig. 3
La stazione anemometrica

Le figure 4 e 5 che seguono mostrano la posizione della stazione di misura: la prima è riportata su base catastale (in sfondo vede chiaro i mappali di Altare e verde più scuro quelli sul comune di Quiliano); la seconda è su base CTR.

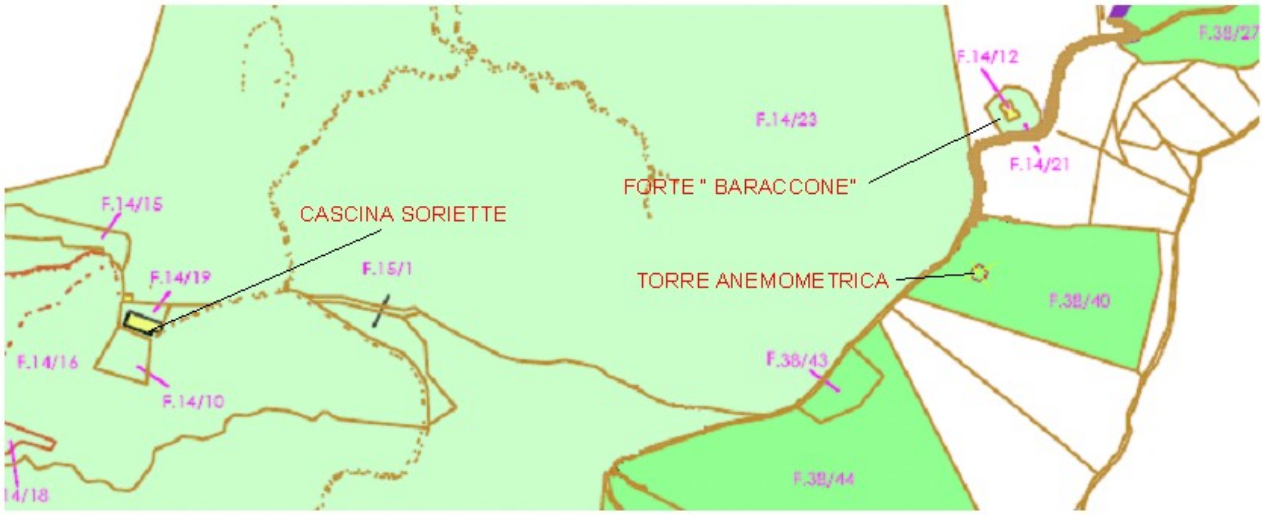

F.14/12
F.38/27
F.14/23
F.14/21
FORTE " BARACCONE"
F.14/15
CASCINA SORIETTE
F.14/19
F.15/1
TORRE ANEMOMETRICA
F.38/40
F.14/16
F.38/43
F.14/10
F.38/44
14/18

Fig. 4

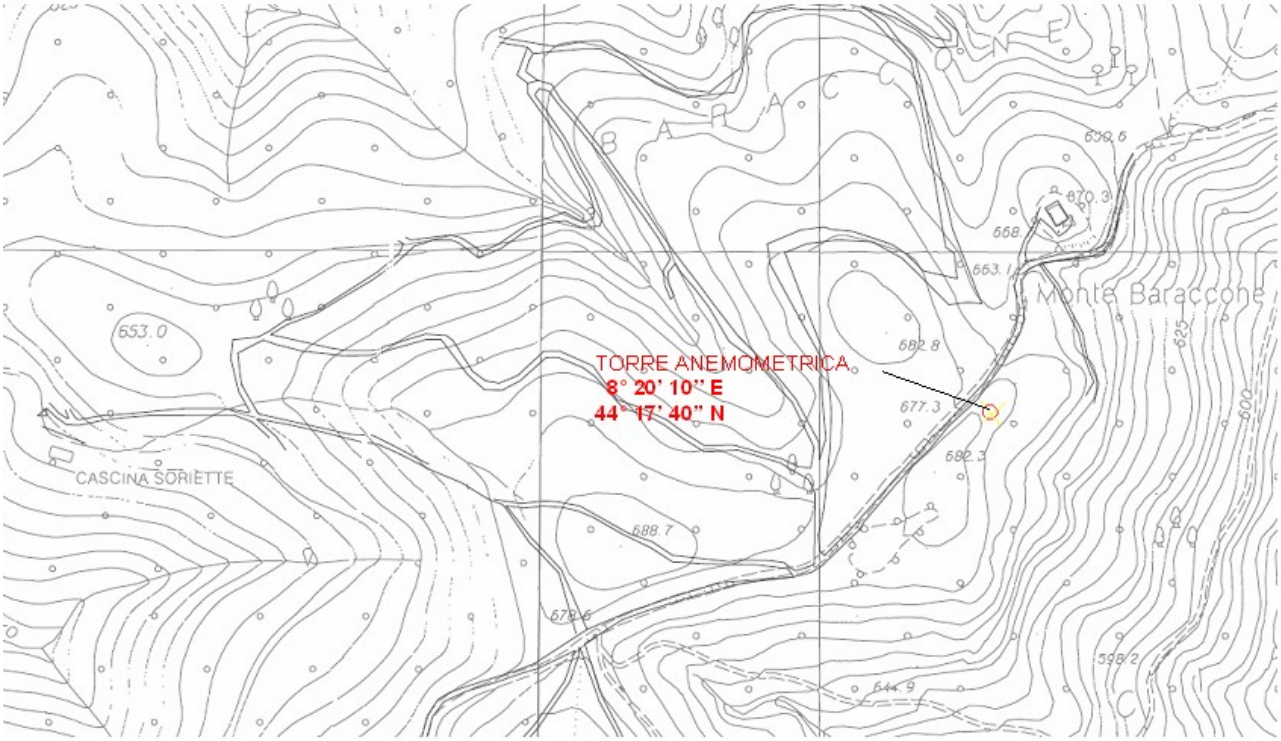

Monte Baraccone
TORRE ANEMOMETRICA
8° 20' 10" E
44° 17' 40" N
CASCINA SORIETTE
653.0
682.8
677.3
688.7

Fig. 5

4. Misure ed elaborazione dei dati

Si dispone di una raccolta di dati anemometrici di oltre tre anni che ha consentito di eseguire un'analisi accurata: tenendo conto di valori medi riscontrati su più anni è stato possibile trascurare i pochi eventi "straordinari" e/o le misure ritenute meno affidabili.

Il modello di calcolo utilizzato, oltre ai parametri dinamici quali il campo di vento, ha tenuto conto dei parametri statici del territorio quali l'orografia e la rugosità del terreno. I primi vengono forniti sotto forma di una distribuzione di Weibull ottenuta dalla regressione della curva di durata della velocità del vento, mentre i secondi sono elaborati sotto forma di modello territoriale.

Di seguito sono riportati alcuni grafici che sintetizzano l'analisi svolta.

4.1 Le misure

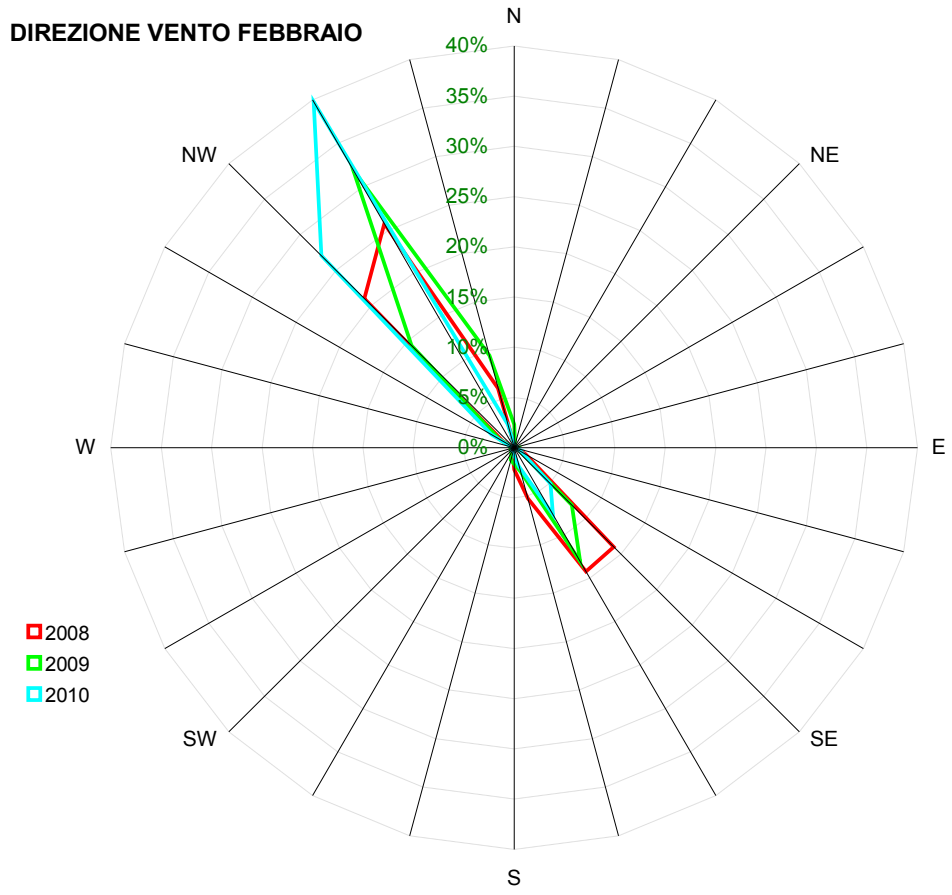


Fig. 6

Rosa dei venti: frequenza della direzione del vento in un mese "tipo" invernale

La figura 6 mostra molto chiaramente che nei mesi invernali il vento predominante è quello proveniente da NW (settore 315°-330°) con medie che vanno dal 70% fino al 80% delle ore totali

del mese; per il restante 20-30% del tempo, nei mesi invernali il vento proviene da SE (settore 135°-150°).

Sono in pratica assenti venti provenienti da altre direzioni; l'alternanza di vento dai quadranti settentrionali a quelli meridionali è caratterizzata da alcuni minuti di calma (assenza di vento), come ben evidenziato in figura 7.

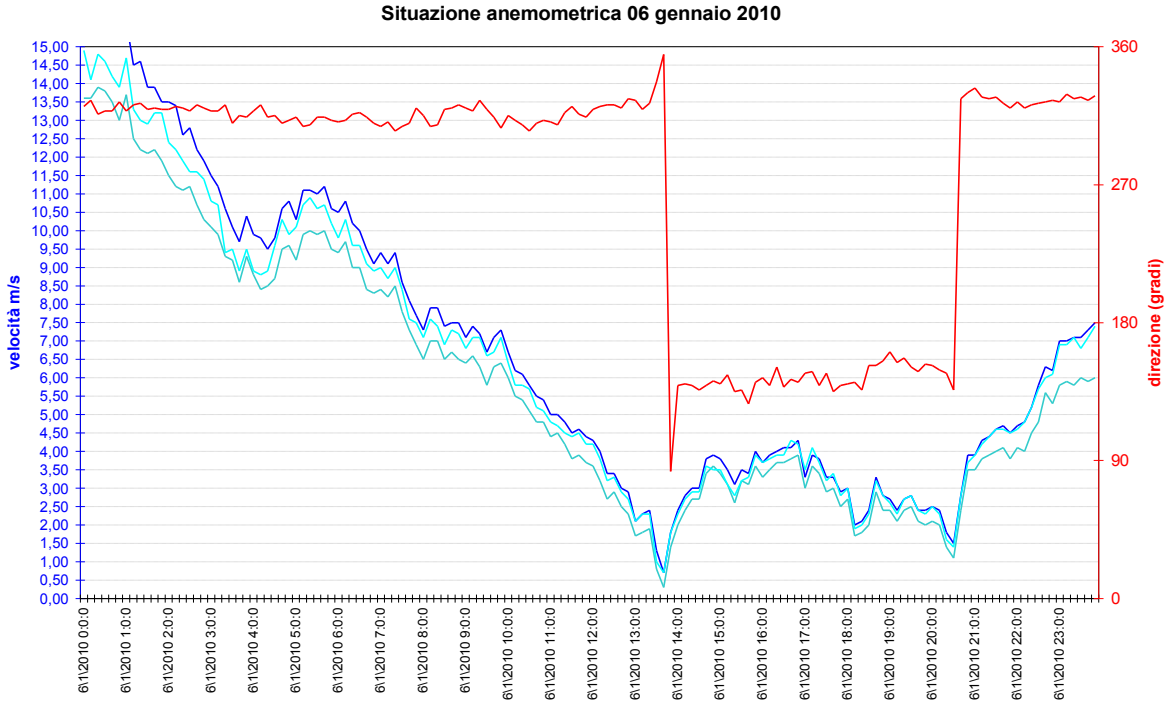


Fig. 7

La figura 7 riporta nella scala di sinistra la velocità media del vento (nel grafico le tre curve con diverse tonalità di blu rappresentano i tre sensori di velocità). Nella scala di destra, in rosso, sono indicati i gradi della rosa dei venti a cui si associa la curva rossa del grafico che esprime, appunto, la direzione del vento.

Nei mesi "estivi", da aprile ad ottobre, si registra una ripartizione inversa della frequenza della direzione del vento, ma si mantengono inalterati i settori di provenienza.

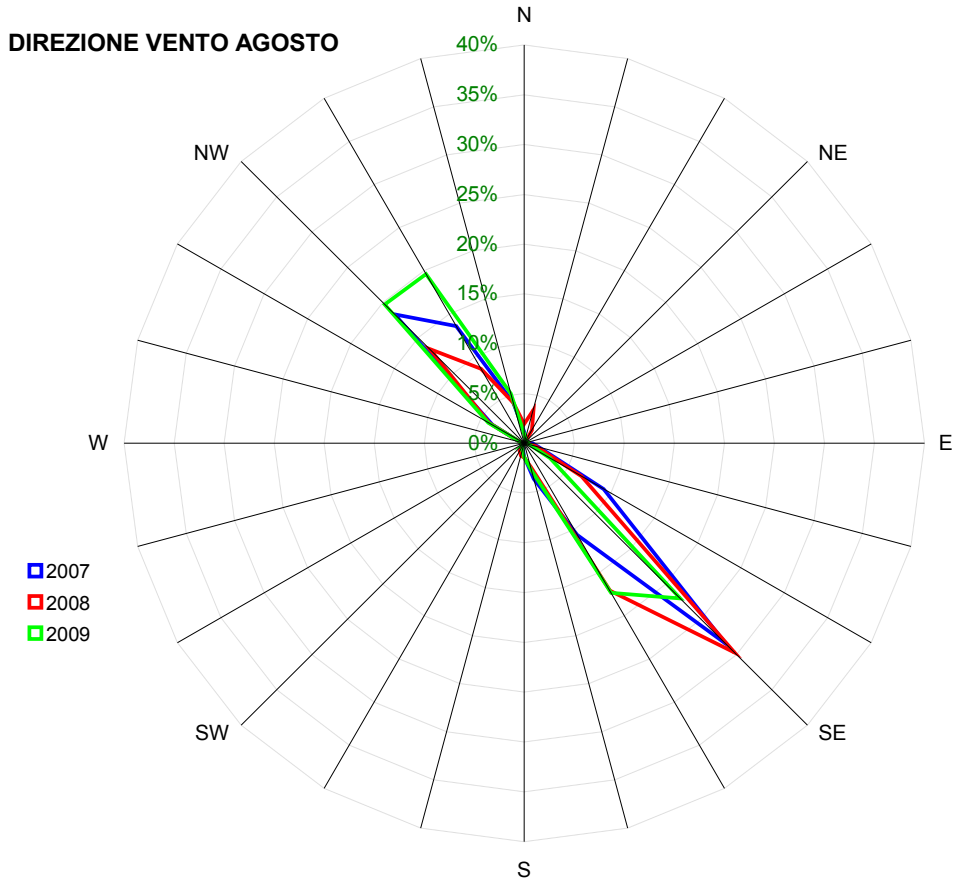

DIREZIONE VENTO AGOSTO
N
NE
E
SE
S
SW
W
NW
40%
35%
30%
25%
20%
15%
10%
5%
0%
2007
2008
2009

Fig. 8

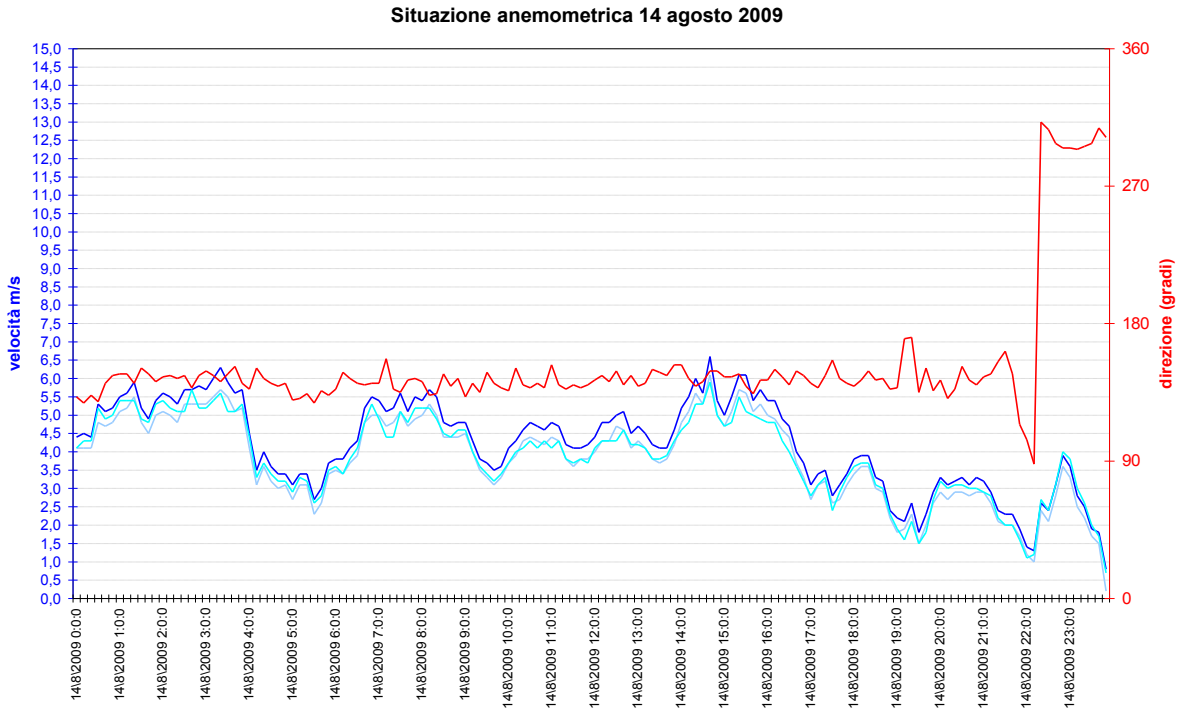

Situazione anemometrica 14 agosto 2009
velocità m/s
direzione (gradi)
15,0
14,5
14,0
13,5
13,0
12,5
12,0
11,5
11,0
10,5
10,0
9,5
9,0
8,5
8,0
7,5
7,0
6,5
6,0
5,5
5,0
4,5
4,0
3,5
3,0
2,5
2,0
1,5
1,0
0,5
0,0
360
270
180
90
0
14\8\2009 0:0:0
14\8\2009 1:0:0
14\8\2009 2:0:0
14\8\2009 3:0:0
14\8\2009 4:0:0
14\8\2009 5:0:0
14\8\2009 6:0:0
14\8\2009 7:0:0
14\8\2009 8:0:0
14\8\2009 9:0:0
14\8\2009 10:0:0
14\8\2009 11:0:0
14\8\2009 12:0:0
14\8\2009 13:0:0
14\8\2009 14:0:0
14\8\2009 15:0:0
14\8\2009 16:0:0
14\8\2009 17:0:0
14\8\2009 18:0:0
14\8\2009 19:0:0
14\8\2009 20:0:0
14\8\2009 21:0:0
14\8\2009 22:0:0
14\8\2009 23:0:0

Fig. 9

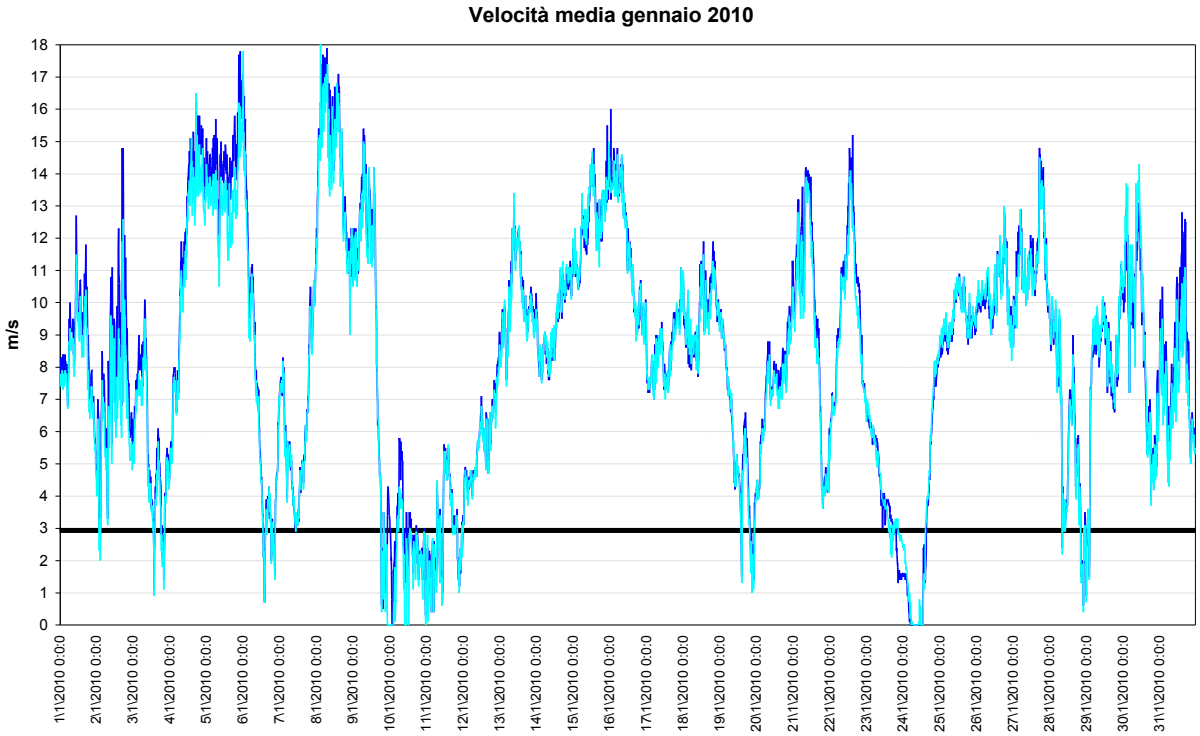

Velocità media gennaio 2010
m/s
0
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
1/1/2010 0:0:0
2/1/2010 0:0:0
3/1/2010 0:0:0
4/1/2010 0:0:0
5/1/2010 0:0:0
6/1/2010 0:0:0
7/1/2010 0:0:0
8/1/2010 0:0:0
9/1/2010 0:0:0
10/1/2010 0:0:0
11/1/2010 0:0:0
12/1/2010 0:0:0
13/1/2010 0:0:0
14/1/2010 0:0:0
15/1/2010 0:0:0
16/1/2010 0:0:0
17/1/2010 0:0:0
18/1/2010 0:0:0
19/1/2010 0:0:0
20/1/2010 0:0:0
21/1/2010 0:0:0
22/1/2010 0:0:0
23/1/2010 0:0:0
24/1/2010 0:0:0
25/1/2010 0:0:0
26/1/2010 0:0:0
27/1/2010 0:0:0
28/1/2010 0:0:0
29/1/2010 0:0:0
30/1/2010 0:0:0
31/1/2010 0:0:0

Fig. 10

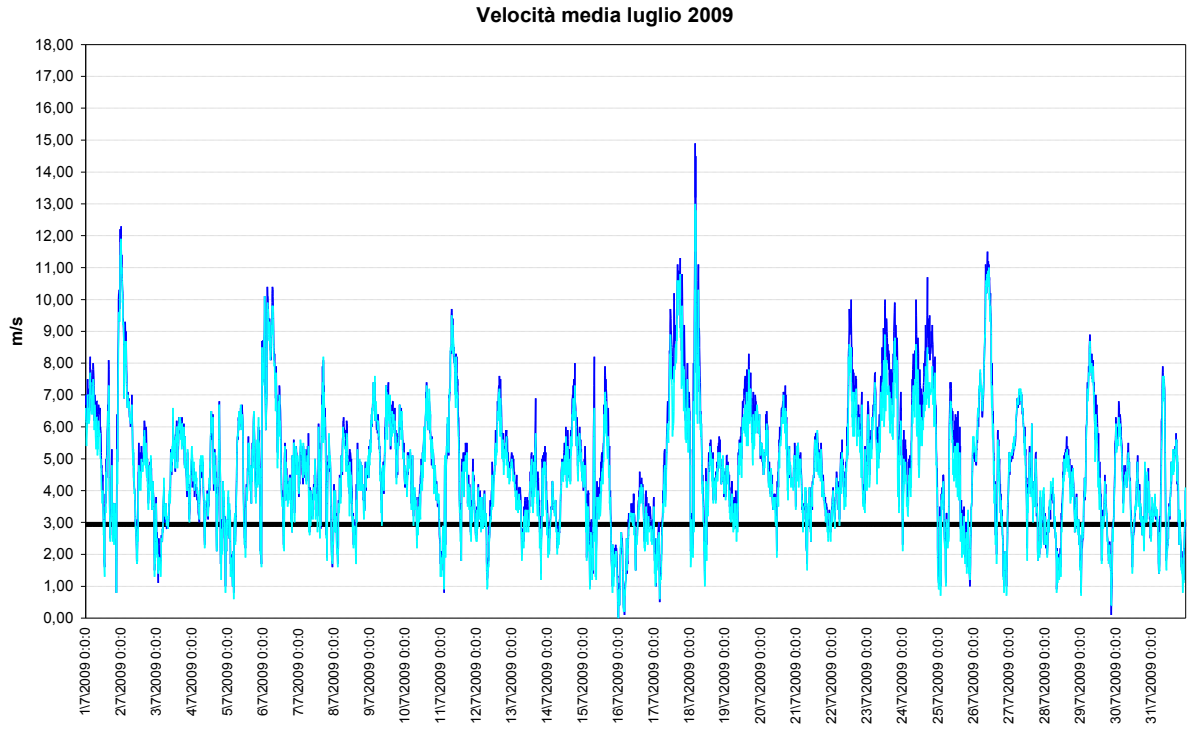

Velocità media luglio 2009
m/s
0,00
1,00
2,00
3,00
4,00
5,00
6,00
7,00
8,00
9,00
10,00
11,00
12,00
13,00
14,00
15,00
16,00
17,00
18,00
1/7/2009 0:0:0
2/7/2009 0:0:0
3/7/2009 0:0:0
4/7/2009 0:0:0
5/7/2009 0:0:0
6/7/2009 0:0:0
7/7/2009 0:0:0
8/7/2009 0:0:0
9/7/2009 0:0:0
10/7/2009 0:0:0
11/7/2009 0:0:0
12/7/2009 0:0:0
13/7/2009 0:0:0
14/7/2009 0:0:0
15/7/2009 0:0:0
16/7/2009 0:0:0
17/7/2009 0:0:0
18/7/2009 0:0:0
19/7/2009 0:0:0
20/7/2009 0:0:0
21/7/2009 0:0:0
22/7/2009 0:0:0
23/7/2009 0:0:0
24/7/2009 0:0:0
25/7/2009 0:0:0
26/7/2009 0:0:0
27/7/2009 0:0:0
28/7/2009 0:0:0
29/7/2009 0:0:0
30/7/2009 0:0:0
31/7/2009 0:0:0

Fig. 11

Le figure 10 e 11 mostrano l'andamento della velocità media del vento rilevata a 30 m dal suolo, nei due mesi "tipo", rispettivamente invernali (gennaio) ed estivo (luglio).

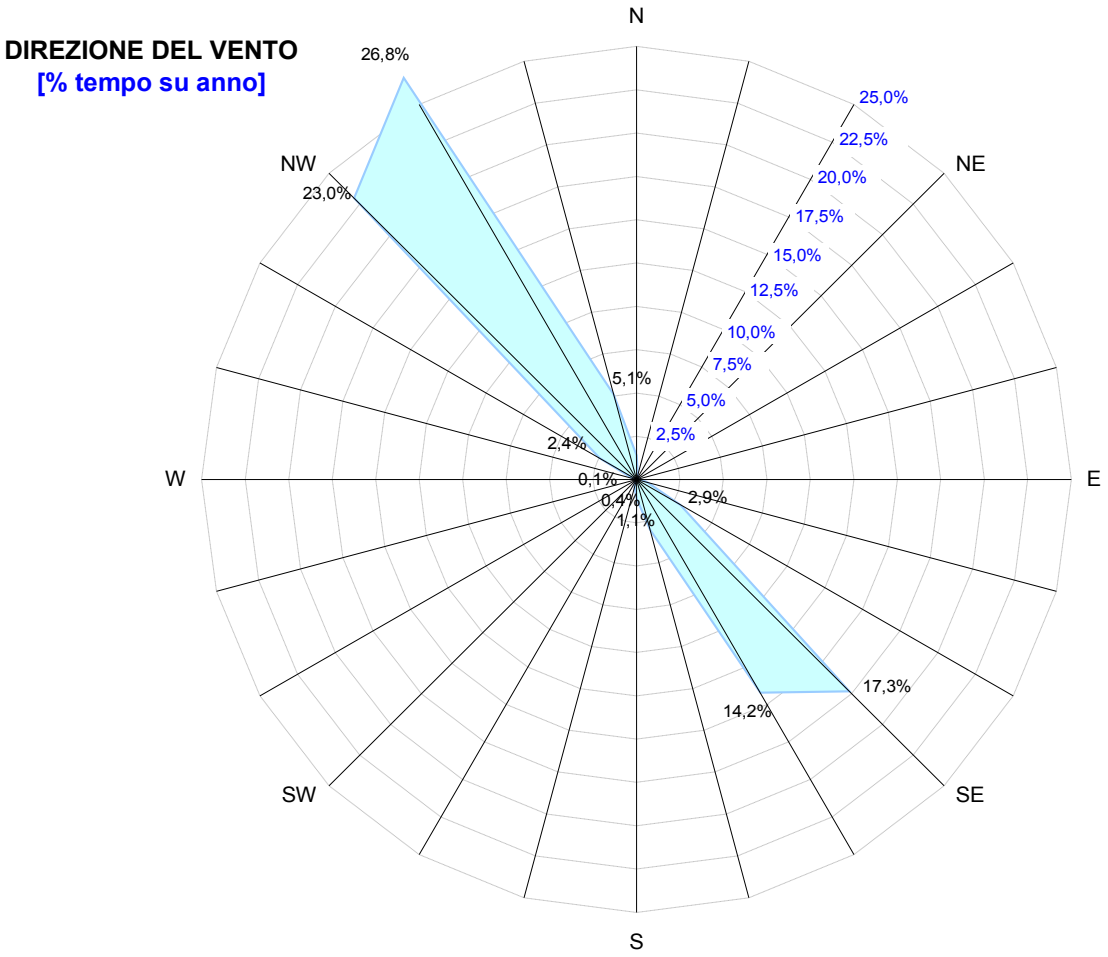


Fig. 12

La figura 12 riassume l'analisi delle direzioni prevalenti del vento, cioè della frequenza della provenienza del vento; la percentuale è espressa con riferimento alle ore di un intero anno solare. Non sono state considerate le direzioni rilevate dal sensore, con velocità inferiori a 1 m/s (assenza di vento).

La figura 13 esprime, su scala logaritmica, le ore/anno della provenienza del vento. Questo grafico, forse ancor più chiaramente del precedente, mette in evidenza che solo per poche ore all'anno la direzione del vento abbandona l'asse NW-SE.

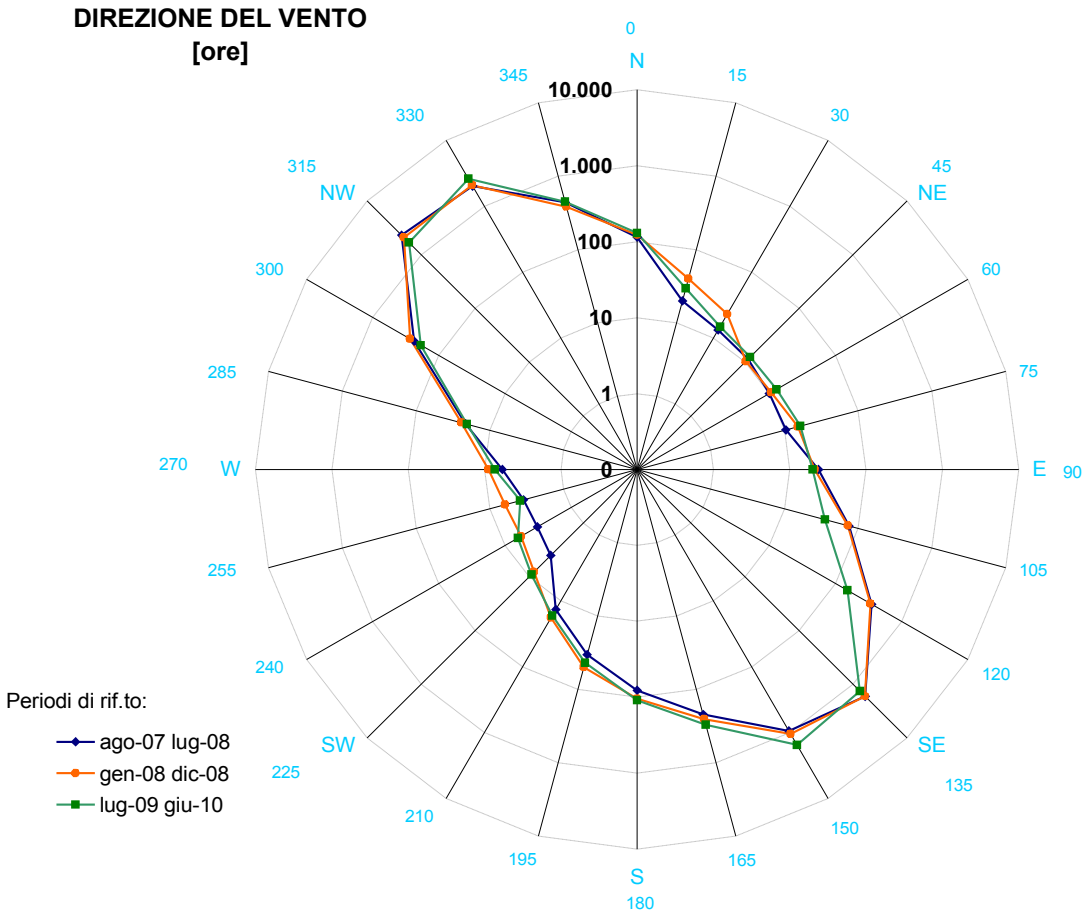


Fig. 13

La figura 15 esprime la frequenza percentuale dei valori di velocità del vento, nei diversi settori della rosa dei venti. Si nota chiaramente come all'aumentare delle velocità sono predominanti i venti da NW.

Il settore nord-occidentale è dunque quello da cui si potranno ottenere i più elevati livelli di potenza elettrica prodotta.

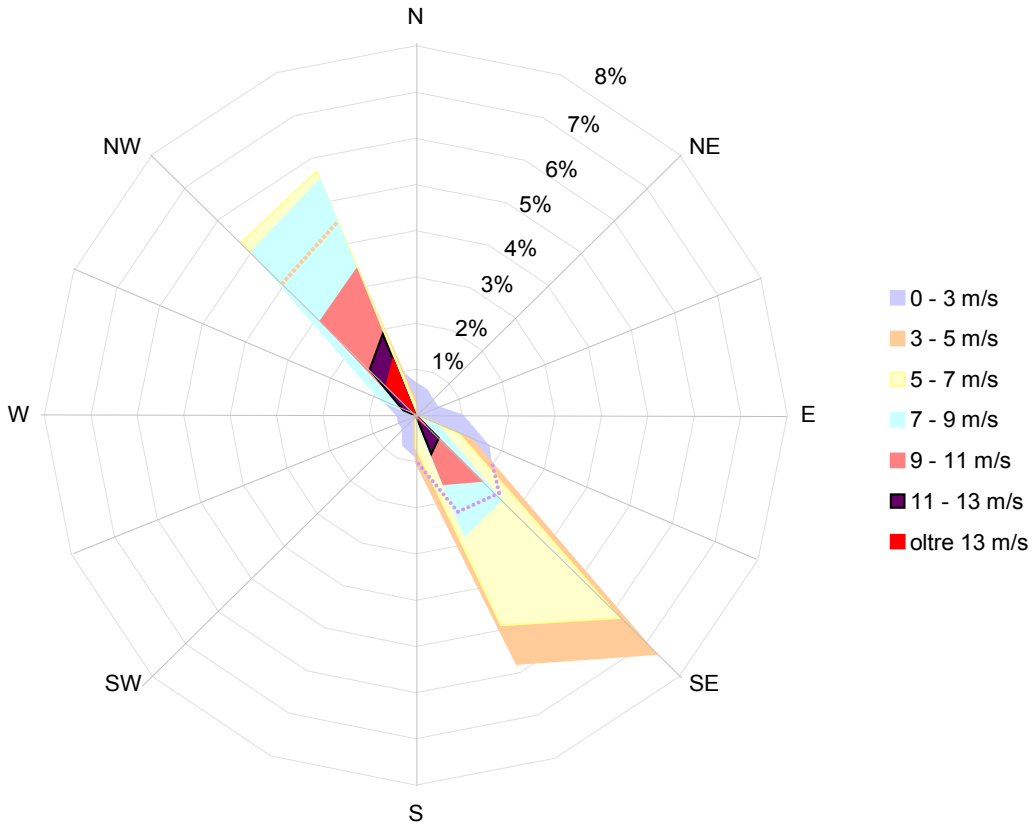

N
NE
E
SE
S
SW
W
NW
8%
7%
6%
5%
4%
3%
2%
1%
0 - 3 m/s
3 - 5 m/s
5 - 7 m/s
7 - 9 m/s
9 - 11 m/s
11 - 13 m/s
oltre 13 m/s

Fig. 14

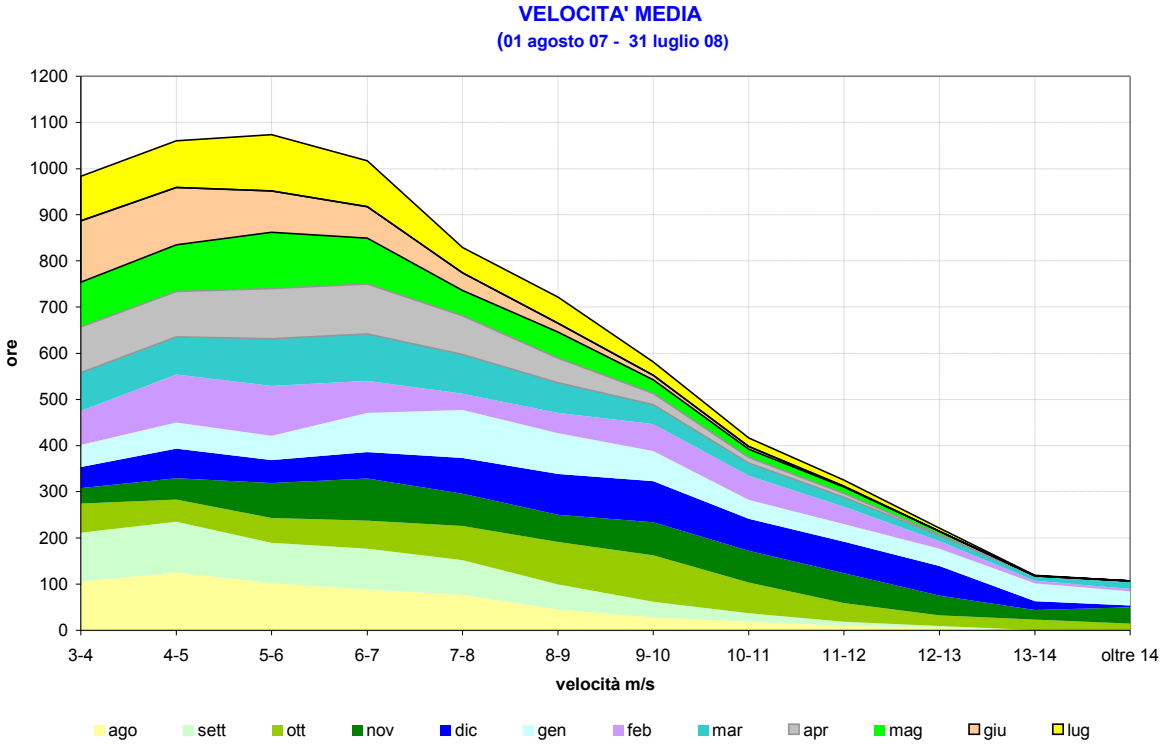

VELOCITA' MEDIA
(01 agosto 07 - 31 luglio 08)
ore
velocità m/s
3-4
4-5
5-6
6-7
7-8
8-9
9-10
10-11
11-12
12-13
13-14
oltre 14
ago
sett
ott
nov
dic
gen
feb
mar
apr
mag
giu
lug

Fig. 15

La figura 15 esprime la distribuzione della velocità del vento nel tempo. In particolare in questa rappresentazione si intende evidenziare come nei mesi "estivi" la velocità del vento è compresa tra i 3 ed i 7 m/s (velocità superiori si raggiungono anche in questi mesi, ma per poche ore).

Nei mesi "invernali", invece, si ha una ripartizione più uniforme del campo di velocità tra 3 e 14 m/s (lo spessore delle linee colorate è più uniforme lungo l'asse delle velocità). In questi mesi la maggiore frequenza si ha tra i 7 ed i 10 m/s. Energeticamente parlando ci si dovrà attendere una produzione decisamente più elevata nei mesi invernali.

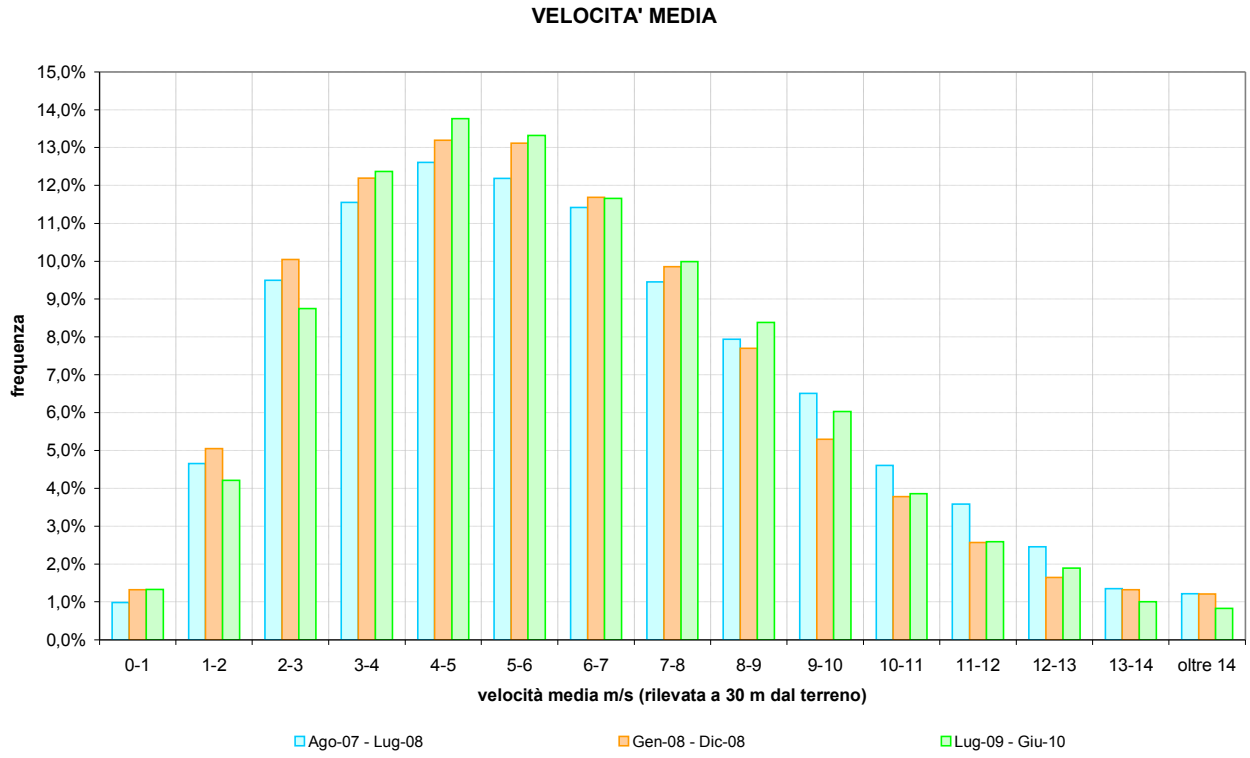


Fig. 16

La figura 16 esprime la frequenza dei valori medi di velocità (distribuzione reale rilevata a 30 m da suolo). Sono stati presi a riferimento tre diversi periodi, ciascuno di 12 mesi consecutivi, distribuiti sui tre anni di rilevamenti. Si ricorda che la distribuzione calcolata nell'ultimo periodo (Lug-09 – Giu-10) è stata misurata con i nuovi sensori di velocità.

4.2 Elaborazione dei dati

La velocità del vento è stata misurata da tre anemometri, dei quali due posti a 30 m di altezza dal suolo ed uno installato a 20 m.

Per ciascuna classe di velocità si è calcolato il parametro "alfa" che è indice della rugosità de terreno (gradiente al suolo della velocità del vento):

$$\alpha = \frac{\ln\left(\frac{u_2}{u_1}\right)}{\ln\left(\frac{z_2}{z_1}\right)}$$

dove:

u_n è la velocità

z_n è la quota a cui si riferisce la velocità

Calcolato il valor medio di "alfa" (pari a 0,199), è stato possibile estrapolare sulla verticale della stazione anemometrica la velocità del vento alle varie altezze, e quindi all'altezza del mozzo, prevista a 65 m dal terreno. Si utilizza e la relazione seguente:

$$u(torre) = u(20) \cdot \left(\frac{z_{torre}}{20}\right)^{\alpha}$$

Così facendo si ottiene una nuova distribuzione di frequenza, ovviamente caratterizzata da una velocità media del vento più alta, ma con un numero di ore pari a quelle della distribuzione ottenuta a 30 metri di altezza.

I risultati delle elaborazioni effettuate sono illustrati nelle figure seguenti. In particolare nella figura 18 viene ricostruita sul sito la ventosità all'altezza di 65 m dal suolo (altezza del mozzo dell'aerogeneratore).

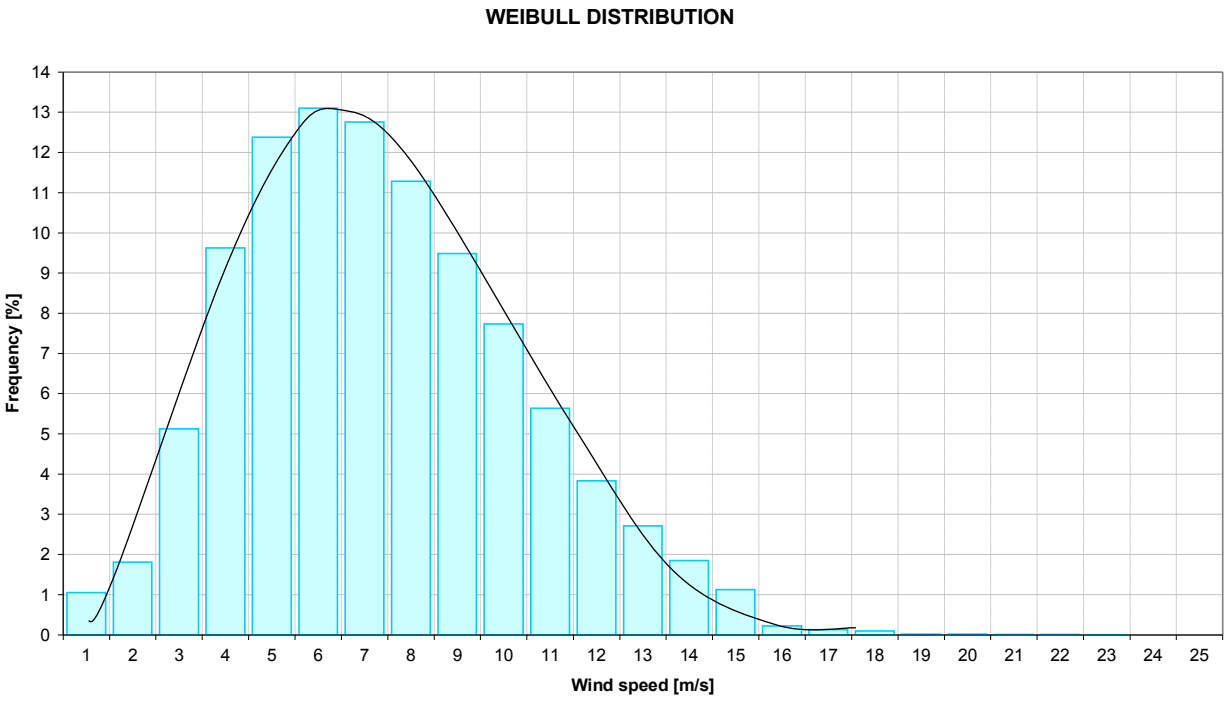


Fig. 17 (Best-fit Weibull distribution k = 1,932 – A = 7,51)

Un altro parametro fondamentale per l'analisi dei dati di velocità del vento è la misura della dispersione dei dati, cioè della turbolenza.

Per questa ragione il datalogger è stato programmato per acquisire anche il valore della deviazione standard (che in effetti si definisce turbolenza di una serie temporale di dati).

L'intensità di turbolenza, normalmente espressa nella forma di una percentuale, è un dato di progetto importante, in quanto da essa dipendono le raffiche di progetto previste dalle normative.

In figura 19 sono espressi i valori percentuali di turbolenza a confronto con quelle di progetto prescritte dalla norma IEC-61400.

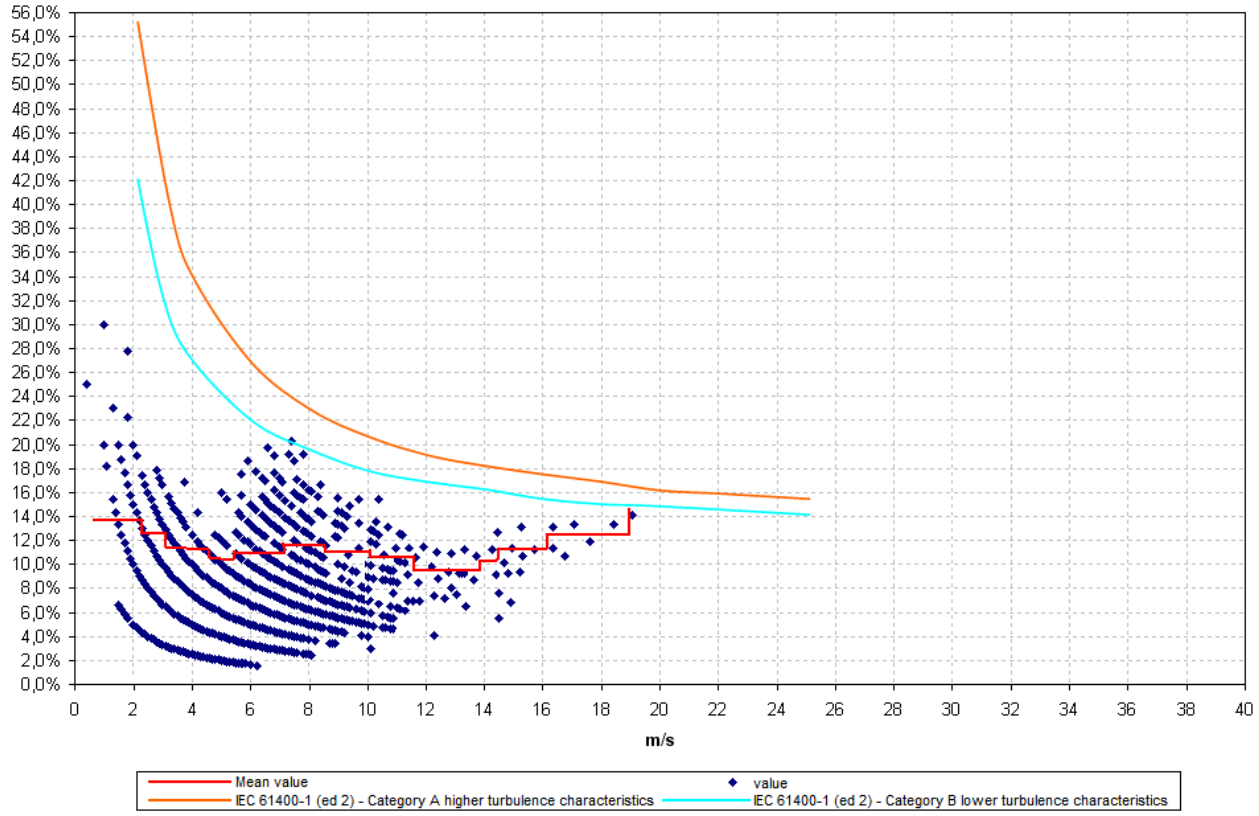


Fig. 18

L'analisi mostra per il sito in esame un regime di vento caratterizzato da modeste turbolenze. Il valore medio calcolato, su tutte le velocità, è inferiore a 0.14 ad altezza di 65 m e rientra pertanto nel range raccomandato dall'IEC.

5. Stima della producibilità

5.1 Il layout

Il sito eolico in oggetto presenta un'area predefinita all'interno della quale non risultano zone di esclusione dovute all'orografia. Piuttosto, è proprio l'orografia a permettere al vento di assumere solo determinate direzioni (asse NW- SE). Sul fronte meridionale vi sono zone di forte pendenza del terreno, tuttavia queste non sono tali da sovvertire le indicazioni generali dell'analisi. Inoltre, le dimensioni del crinale consento una disposizione su diversi allineamenti nell'intorno della linea con cui si sviluppa il crinale stesso e l'orientamento del terreno è favorevolmente esposto ai settori di maggiore provenienza del vento. Tale circostanza, unita al fatto che la quasi totalità dell'energia deriva da questi settori, rende possibile un posizionamento ottimale delle macchine con perdite per effetto scia quasi trascurabili.

Il lay-out elaborato e rappresentato graficamente nelle varie tavole del progetto e nella figura 19 esprime la soluzione ottimale, che meglio delle altre coniuga le esigenze infrastrutturali e di viabilità, alla necessità di ridurre al minimo l'influenza tra i vari aerogeneratori.

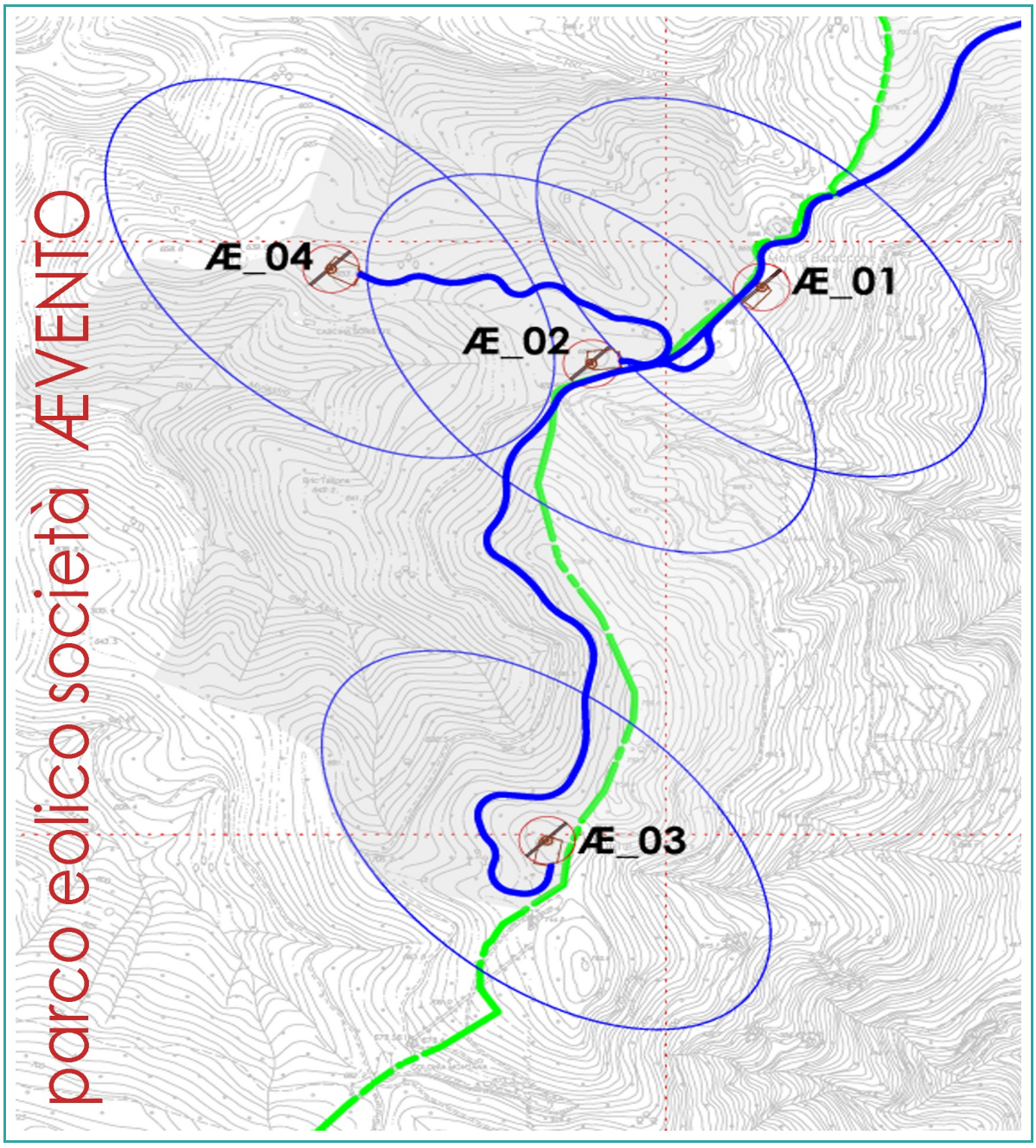


Fig. 19

5.2 Il tipo di turbine e la curva di potenza

In relazione ai regimi di vento, le turbine eoliche sono classificate in 4 categorie, identificate dal valore medio su 10 minuti della velocità estrema del vento con una probabilità di superamento ogni 50 anni e dalla velocità media annua del vento a lungo termine (Vref).

La tabella seguente indica i parametri di base delle diverse classi ai sensi della 3°Edizione degli Standard Internazionali IEC 61400-1. I valori sono riferiti ad altezze mozzo ed "I15" corrisponde all'intensità di turbolenza a 15 m/s.

STANDARDS	DESIGN CRITERIA		CLASSE I	CLASSE II	CLASSE III	CLASSE S
IEC ED. III	Vref [m/s]		50	42.5	37.5	Valori specificati dal costruttore
	I15	A	16%			
		B	14%			
		C	12%			

Tabella 1 Classi delle turbine eoliche in conformità agli standard IEC

Studi analoghi eseguiti in provincia di Savona, nonché l'elaborazione condotta sulla base del DM 16 Gennaio 1996, che riporta le velocità medie estreme di riferimento per la penisola italiana espresse in m/s ed ad una quota di 10 m dal piano campagna (29 m/s per la Liguria), conducono a ritenere il sito in oggetto di classe II.

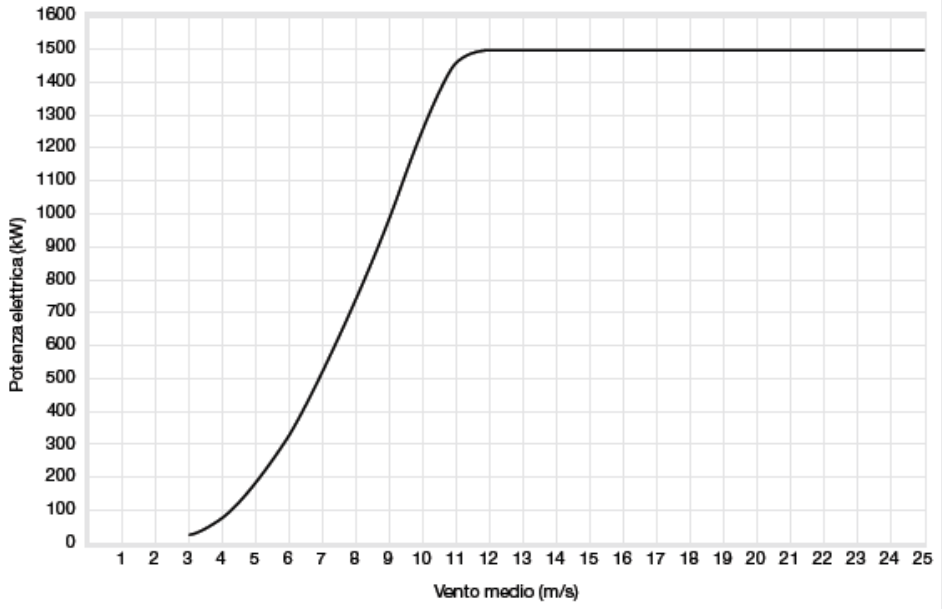
Il valore della turbolenza a 65 metri di altezza e per velocità del vento di 15 m/s è dell'ordine del 12%, pertanto, anche considerando le approssimazioni legate al metodo di calcolo, si può considerare la classe B.

L'energia prodotta dall'aerogeneratore si calcola, per ciascuna classe di velocità, moltiplicando il numero di ore/anno caratterizzate da quella velocità, per la potenza elettrica erogata a quella stessa velocità (il primo dato deriva dalla campagna anemometrica, il secondo è fornito dal costruttore dell'aerogeneratore). Si ottiene così l'energia elettrica per ogni classe di velocità: sommando tutti questi valori, si ricava l'energia prodotta complessivamente in un anno.

Ciascun costruttore fornisce, sotto forma di tabella o grafico, la curva di potenza della turbina eolica. Per la simulazione è stata utilizzato l'aerogeneratore prodotto dalla LEITWIND modello LTW80/IEC IIa con altezza del mozzo pari a 65 m dal terreno.

Scheda tecnica LTW80
1.5 MW IIA/IIIA secondo IEC 61400-1

Dati principali	
Potenza nominale	1500 kW
Velocità del vento di accensione	3 m/s
Velocità del vento di spegnimento	25 m/s
Altezza del mozzo	60 / 80 m
Tipologia della torre	Torre d'acciaio conica
Orientamento al vento	Attivo, elettrico
Classe di vento	IIA/IIIA secondo IEC 61400-1



Vento medio (m/s)	Potenza elettrica (kW)
3,0	25
4,0	77
5,0	184
6,0	330
7,0	527
8,0	761
9,0	993
10,0	1268
11,0	1462
12,0	1500
13,0	1500
14,0	1500
15,0 – 25,0	1500

Fig 20 - power curve LTW80 1.5 IIA

La figura 20 mostra la curva di potenza dichiarata dal costruttore, mentre la tabella 2 sintetizza i risultati della stima di producibilità per l'intero parco, posto di installare n. 4 turbine.

TURBINE ENERGY YIELD

Wind Turbine Identifier	Base Yield GWh	Topographic Effects % Change	Wake Losses % Loss	Total Yield GWh	Mean wind speed m/s	Full load hours MWh/MW
AE-1	4,4711	-30,04	-4,63	2,983	6,2	1.989
AE-2	4,4711	-28,57	-2,36	3,118	6,6	2.079
AE-3	4,4711	-18,72	-3,29	3,515	6,8	2.343
AE-4	4,4711	-22,43	-4,12	3,325	6,7	2.217
Total / mean		**-24,9**	**-3,6**	**12,941**	**6,6**	**2.157**

Tabella 2 valori calcolati di producibilità annua del parco eolico

Come già accennato, l'orientamento del terreno disponibile per l'installazione è favorevolmente esposto ai settori di maggiore provenienza del vento; ciò limita a valori più che accettabili le perdite calcolate per effetto scia. Nella Tabella 2 sono indicati i dati di producibilità stimati che evidenziano un elevato numero di ore equivalenti di produzione.

È doverose sottolineare, tuttavia, che nell'analisi non sono state ancora prese in esame le perdite di produzione derivanti dalla possibile indisponibilità dell'aerogeneratore (manutenzioni, guasti,…).

In questo senso, pur considerando un coefficiente di indisponibilità medio per l'intero parco del 5%, risulta una media di 2050 ore equivalenti che consente di ipotizzare una producibilità annua totale netta dell'ordine di **12,3 GWh/anno**.

6. Conclusioni

Il parametro relativo alle ore equivalenti esprime il numero di ore annue nella quali l'impianto funziona alla potenza nominale; i siti più interessanti dal punto di vista eolico sono caratterizzati da livelli di ventosità maggiori alle 1.900 ore equivalenti.

Il valore ottenuto, superiore a 2.000 ore annue di funzionamento alla potenza nominale, indica che la fattibilità tecnico-economica per la realizzazione del parco eolico è pienamente verificata.

Oltre alle determinazioni anemologiche ed orografiche, è doveroso rilevare che il buon risultato ottenuto non può prescindere dalla bontà della turbina impiegata.

In questa analisi è stato preso a riferimento l'aerogeneratore della ditta italiana LEITWIND, modello LTW 80 1.5 IIA, che appartiene alla generazione di macchine ad alta efficienza.