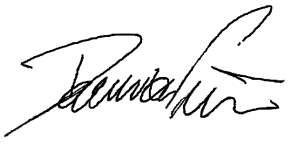
1.7
STUDIO POTENZIALE EOLICO

Committente : Solo Rinnovabili S.r.l.

Parco Eolico : Erzelli

Località : Comune di Genova

Progettista: : Dott. Damiano Vinci



1	02/12/2011	Studio Potenziale Eolico	E.Di Taranto	Vinci	Salvi
Rev.	Data	Descrizione	Elaborato	Verificato	Approvato

Nr Documento : ERZ-1.7_Studio potenziale eolico

Sommario

SOMMARIO 3
INDICE DELLE FIGURE 4
1 DESCRIZIONE SITO 6
2 LAYOUT IMPIANTO E STAZIONE DI MISURA 8
2.1 Struttura “0727” 9
2.1.1 Descrizione anemometro 9
2.1.2 Analisi dati vento 11
2.1.3 Turbolenza e velocità estreme 13
2.1.4 Profilo verticale della velocità 17
3 DESCRIZIONE AEROGENERATORI 20
4 DESCRIZIONE MODELLO DI SIMULAZIONE 21
5 RISULTATI ANALISI DI PRODUCIBILITÀ 22
6 CONCLUSIONI 25

Indice delle figure

Figura 1: Orografia, quadro generale e di dettaglio. 6

Figura 2 Erzelli, layout aerogeneratore e posizione stazione di misura. 8

Figura 3: 0727, Area anemometro vista verso Est. 9

Figura 4: 0717: Orientamento sensori. 10

Figura 5: Tipologia sensori installati. 10

Figura 6: 0727 rosa del vento in frequenza 11

Figura 7 :0727 contributo energetico per settore di provenienza. 12

Figura 8: 0727: distribuzione in frequenza della velocità media misurata a 30m. 13

Figura 9: 0727 turbolenza misurata sul sito. 14

Figura 10: 0727, profilo verticale medio su tutti i records registrati 17

Figura 11: 0727, profilo verticale medio per direzione di provenienza 18

Figura 12 - Mappa isovento a 100 m con posizione dell'aerogeneratore (1) e dell'anemometro (A1) 24

Indice delle tabelle

Tabella 1: Coordinate aerogeneratore Erzelli 8

Tabella 2: 0727, Medie della velocità sui 10 minuti, misurate ad 80m dal suolo, afferenti a tempeste indipendenti 15

Tabella 3: 0727 Parametri utilizzati nell'analisi della velocità estrema con le "Norme tecniche delle Costruzioni" 16

Tabella 4 - Valori dell'esponente del profilo esponenziale e della lunghezza di rugosità per settore di direzione e loro frequenza dopo l'applicazione della displacement height 18

Tabella 5 - Aerogeneratori considerati e loro caratteristiche 20

1 DESCRIZIONE SITO

L'area in esame si trova sulla collina degli Erzelli posta tra Sestri e Cornigliano nei pressi di Coronata, alle spalle della città di Genova.

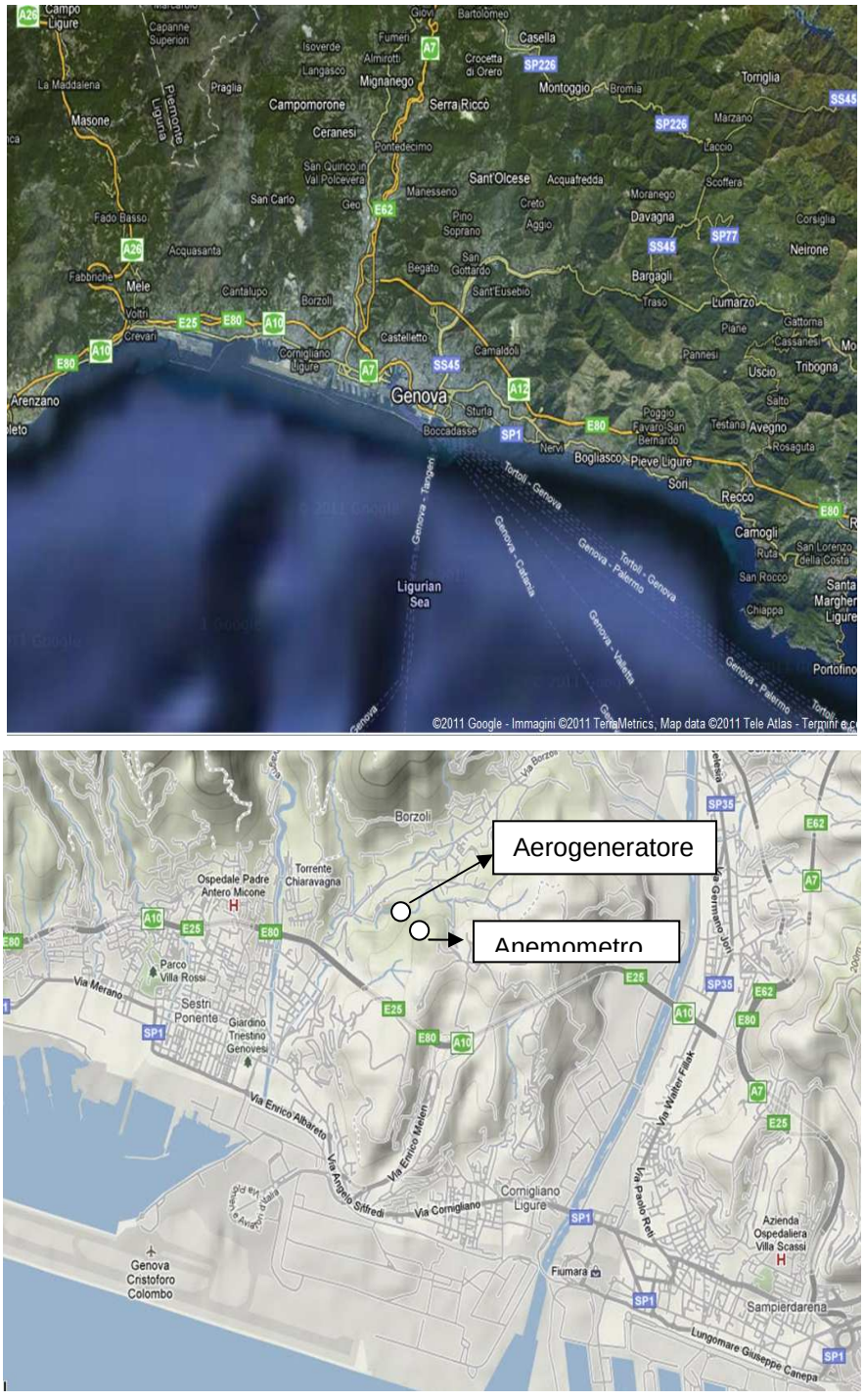


Figura 1: Orografia, quadro generale e di dettaglio.

In Figura 1 si vede come la valle del fiume Chiaravagna (visibile alla destra della collina degli Erzelli), costituisce un corridoio preferenziale a bassa quota per le masse d'aria in attraversamento dall'Appennino verso il mare.

A livello di dettaglio si nota come l'orografia sia caratterizzata da crinali orientati in direzione parallela alla direzione attesa dei venti prevalenti. L'area interessata dal progetto risulta essere una collina di altezza massima 150 m.s.l.m., prossima alla linea di costa e rappresentante l'ultimo ostacolo alle masse d'aria in espansione verso il mare.

2 LAYOUT IMPIANTO E STAZIONE DI MISURA

Il layout proposto è costituito da un unico aerogeneratore le cui coordinate, nel formato UTM WGS84, sono riportate in Tabella 1.

L'area in cui sarà posizionato l'aerogeneratore si presenta prevalentemente boscata, con altezza media della vegetazione stimata in circa 6 m.

ID torre	Fuso	Easting m	Northing M
1	32T	489330	4919637

Tabella 1: Coordinate aerogeneratore Erzelli

Per caratterizzare dal punto di vista anemologico l'area in esame sono stati utilizzati i dati registrati dalla struttura di misura denominata "0727".

In Figura 2 sono visibili le posizioni dell'aerogeneratore e dell'anemometro in sovrapposizione alla Carta Tecnica Regionale.

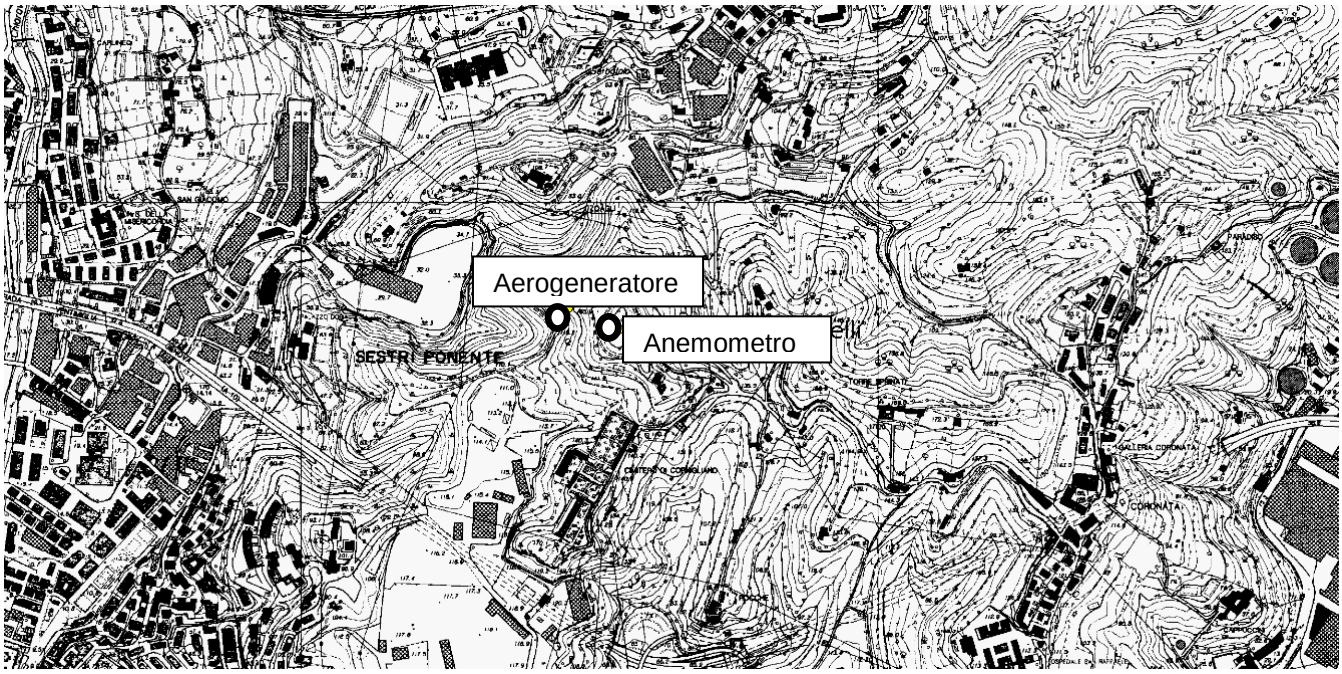


Figura 2 Erzelli, layout aerogeneratore e posizione stazione di misura.

2.1 Struttura "0727"

L'anemometro si trova in Regione Liguria, Comune di Genova, alle coordinate UTM WGS84 32T 489466m Est e 4919567 m Nord, ad una quota di 156 m.s.l.m..



Figura 3: 0727, Area anemometro vista verso Est.

In Figura 3 si nota come l'anemometro sia posto sulla sommità di una collina interamente coperta a bosco. L'area risulta ben esposta nella direzione Nord e non ci sono ostacoli orografici rilevanti nelle immediate vicinanze all'anemometro stesso.

2.1.1 Descrizione anemometro

La struttura di misurazione è costituita da una struttura a traliccio preesistente su cui sono stati montati dei sensori su supporti in modo da cercare di minimizzare gli effetti di copertura dovuti alla presenza della struttura stessa. Si è tenuto conto dell'ombreggiamento creato dalla struttura sulle misurazioni dei sensori introducendo un fattore di incertezza aggiuntivo sulla stima di produzione. Sono stati montati due sensori calibrati di velocità alla quota di misura di 30 e 15 m, e un sensore di direzione alla quota di 30 m.



Figura 4: 0717: Orientamento sensori.

I sensori di velocità installati sono del tipo NRG Maximum #40C nuovi e calibrati, il sensore di direzione è del tipo NRG #200P nuovo. I dati misurati sono registrati tramite Logger Nomad II della Secondwind su un supporto di memoria non volatile. Vengono calcolate e registrate le seguenti grandezze:

- Sensori di velocità: Velocità media sull'intervallo di 10 minuti, valore massimo e deviazione standard sullo stesso intervallo di tempo;
- Sensori di direzione: Direzione media sull'intervallo di 10 minuti e devizione standard sullo stesso intervallo di tempo;

Viene inoltre registrata la temperatura all'interno dell'involucro del Logger.



Figura 5: Tipologia sensori installati.

2.1.2 Analisi dati vento

La struttura di misurazione con codice 0727 ha iniziato a registrare il giorno 22 Luglio 2009 ed è stata disinstallata il giorno 14 Aprile 2011.

La serie temporale di dati registrati è stata accuratamente analizzata per eliminare dati non corretti, questo a causa di malfunzionamenti o fenomeni di ghiaccio sui sensori e sono stati applicati i fattori di correzione per i dati di direzione.

Dall'analisi dei dati si nota che i mesi invernali sono quelli in cui si riscontra un valore di ventosità media più elevato.

In Figura 6 è riportata la rosa del vento in frequenza e il contributo energetico del vento suddiviso per settore di provenienza, mentre in Figura 7 è riportata la rosa del vento in energia.

Le direzioni regnanti (a maggiore frequenza) e dominanti (caratterizzate dalla maggiore intensità della velocità) coincidono, per cui è ben definita la direzione principale da Nord.

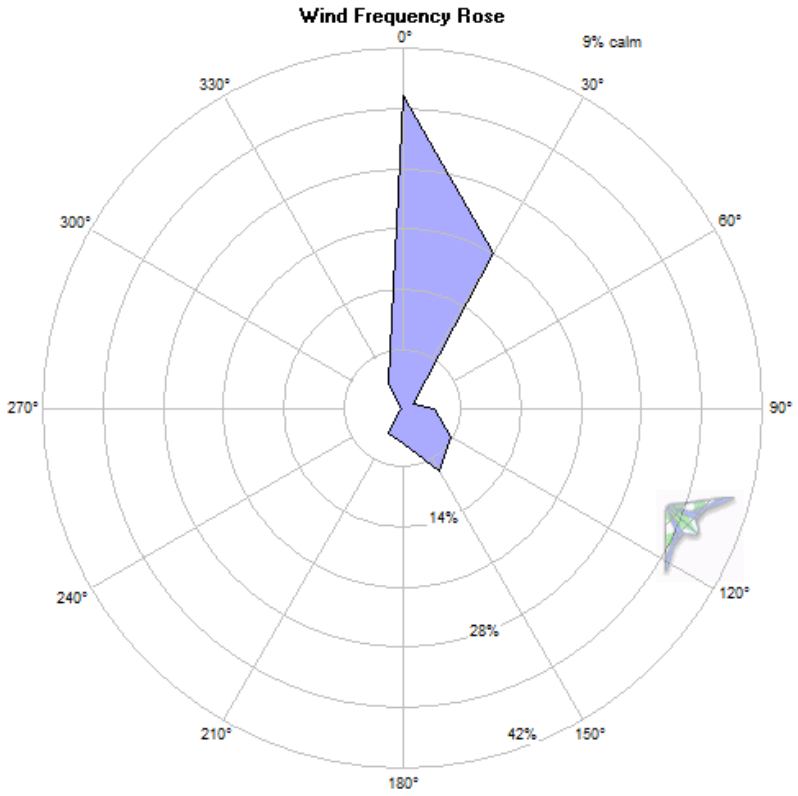


Figura 6: 0727 rosa del vento in frequenza

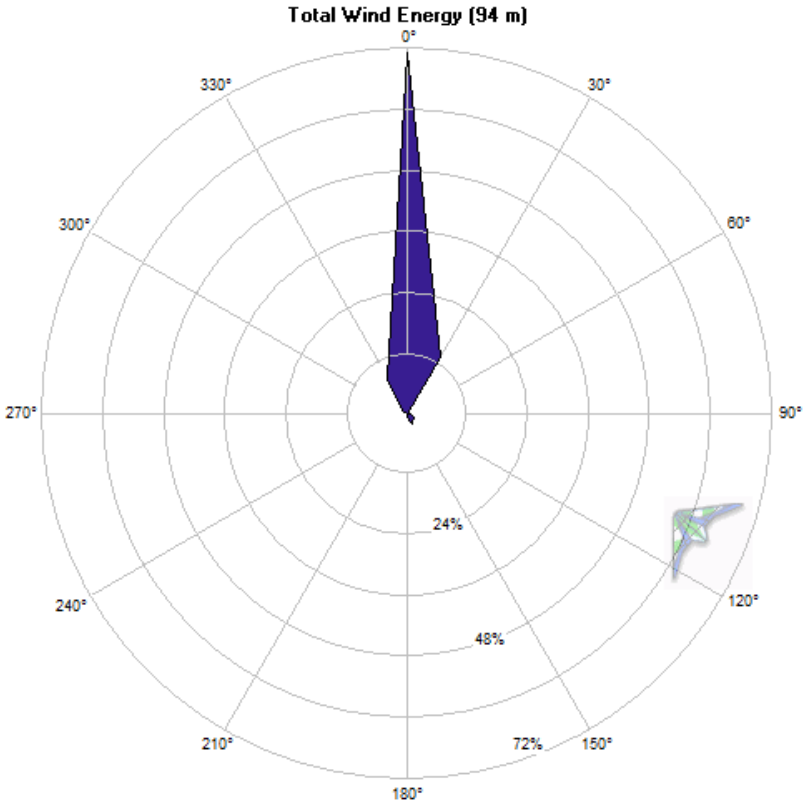


Figura 7 :0727 contributo energetico per settore di provenienza

In Figura 8 è riportata la distribuzione in frequenza della velocità media sui 10 minuti, misurata a 30 m dal suolo. Sovrapposta ad essa è la curva di Weibull che meglio interpola i valori.

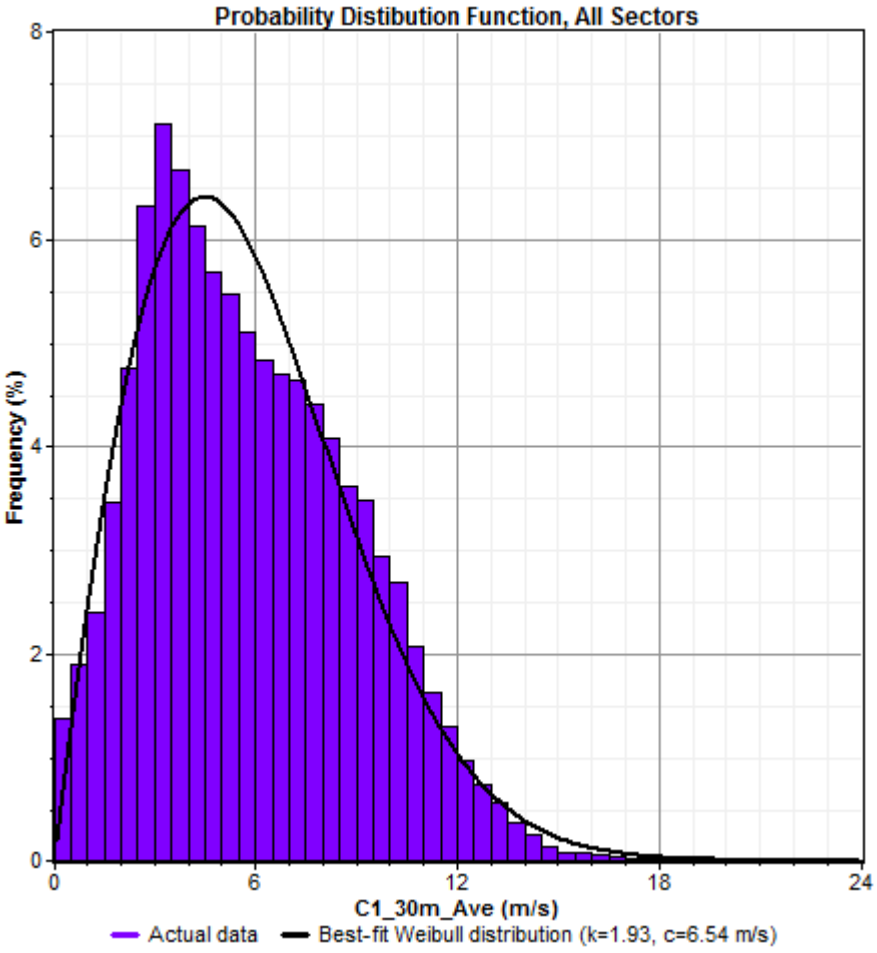


Figura 8: 0727: distribuzione in frequenza della velocità media misurata a 30m.

2.1.3 Turbolenza e velocità estreme

La turbolenza misurata sul sito dall'anemometro risulta bassa, tale da fare rientrare il sito nella classe IEC di turbolenza B, in Figura 9 è riportata in funzione della velocità l'intensità media della turbolenza definita come il rapporto $\frac{\sigma}{\bar{V}}$, dove σ è la deviazione standard calcolata per ogni intervallo di 10 minuti.

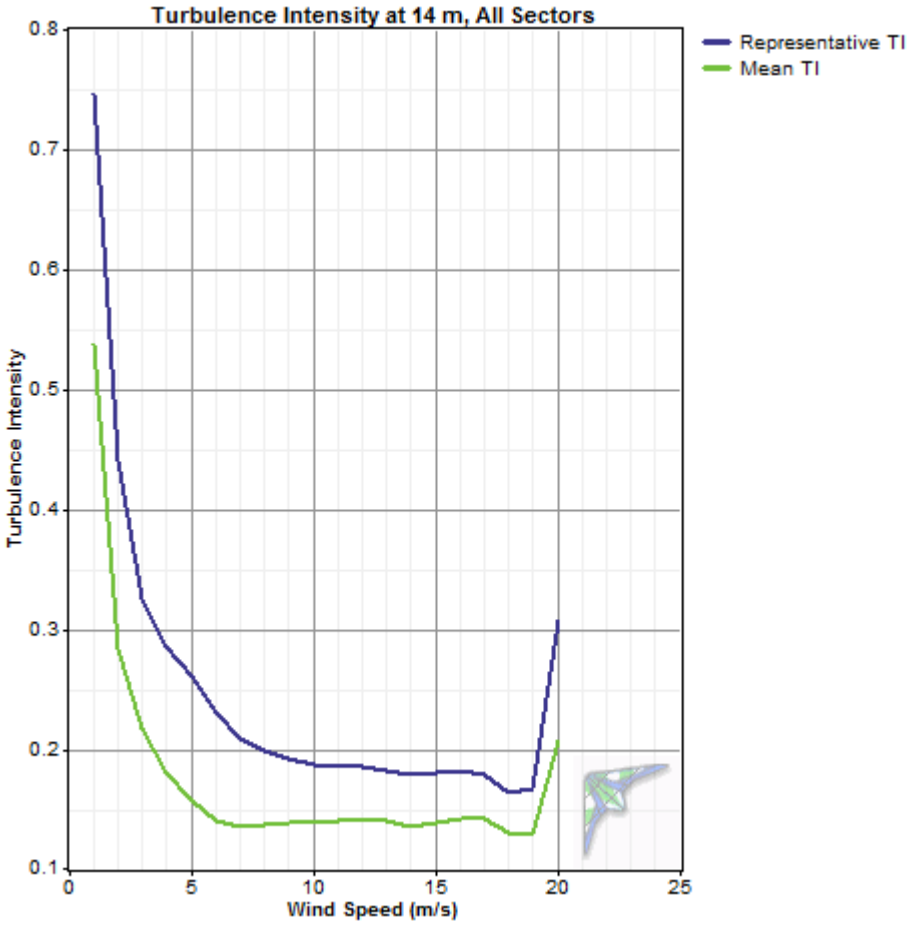


Figura 9: 0727 turbolenza misurata sul sito.

L'analisi della classe del sito è stata effettuata utilizzando due diverse metodologie, la prima con il metodo di Gumbel usando valori di velocità medi sui 10 minuti estrapolati a quota mozzo di 80 m. La seconda metodologia fa invece riferimento al codice "Norme Tecniche delle Costruzioni". In entrambi i casi il sito risulta rientrare in classe III.

Nel primo caso è stata estrapolata una serie temporale completa alla quota di 80 m dal suolo, quindi sono stati identificati i valori della velocità media sui 10 minuti massimi, afferenti ad eventi meteorologici indipendenti.

In Tabella 2 sono riportati i parametri utilizzati nell'analisi della velocità estrema con le "Norme tecniche delle Costruzioni".

V. media a 80 m $\frac{m}{s}$	Data accadimento
13,5	26/07/09
16,8	08/08/09
17,5	30/08/09
19,2	05/09/09
16,8	20/09/09
21,5	12/10/09
22	22/10/09
16	18/11/09
20	14/12/09
19	13/01/10
17	15/02/10
24	08/03/10
18	26/04/10
21,5	18/05/10
19	19/06/10
19	23/07/10
18	04/08/10
20	07/09/10
21	25/10/10
20	29/11/10
20	16/12/10
20	21/01/11
23	28/02/11
20	12/04/11

Tabella 2: 0727, Medie della velocità sui 10 minuti, misurate ad 80m dal suolo, afferenti a tempeste indipendenti

Sito	0727	
Quota	156.00	m
Altezza torre	30.00	m

MACROZONA

Velocità di riferimento

Velocità media su 10 minuti a 10 m dal suolo su terreno di 2a categoria. Ha un periodo di ritorno di 50anni cioè può essere superata nell'anno con il 2% di probabilità

Macrozona	7.00	
Vref0	28.00	$\frac{m}{s}$
a_0	1000.00	

k_a	0.02	
V_{ref}	28.00	$\frac{m}{s}$
PERIODO DI RITORNO		
Il periodo di ritorno richiesto dalle IEC per la Vref è di 50 anni		
Vref	28.00	$\frac{m}{s}$
MICROZONIZZAZIONE		
Esposizione		
Classe di rugosità del terreno	C	
Categoria di esposizione del sito	III	
Kr	0.20	
Z0	0.10	
Zmin	5.00	
α	6.68	
Elevazione crinale	156.00	m
Larghezza	1000.00	m
H/D	0.150	
z/H	0.53	
β	0.50	
γ	0.25	
C_t	1.13	
Topografia		
Introduco quindi sulla Vref gli effetti locali e l'altezza dal suolo		
V_{mz}	**42.11**	$\frac{m}{s}$

Tabella 3: 0727 Parametri utilizzati nell'analisi della velocità estrema con le "Norme tecniche delle Costruzioni"

I risultati che si ottengono con le due metodologie di analisi sono:

Norme tecniche costruzioni	***42.11 m/s***	Rientrante nella Classe IEC III
Distribuzione di Gumbel	***32.5 m/s***	Rientrante nella Classe IEC III

2.1.4 Profilo verticale della velocità

Il profilo verticale risulta influenzato dalla curvatura della superficie e dalla rugosità superficiale. Nel caso del sito 0727 la curvatura della superficie è poco percepibile dai sensori a causa della presenza del fitto bosco mentre la rugosità superficiale risulta alta essendo il terreno coperto da bosco con un'altezza media stimata in circa 6 mt, quindi la sua influenza sul profilo verticale della velocità è notevole e comporta un accorgimento da adottare consistente nell'applicare una *displacement height* di circa 6 m che permette di eliminare gli effetti del bosco sul profilo verticale e una migliore interpolazione e definizione del profilo stesso. L'elevata differenza tra altezza massima di misura e altezza di estrapolazione richiede l'uso di un coefficiente di incertezza aggiuntivo sulla time series ricavata a quota mozzo.

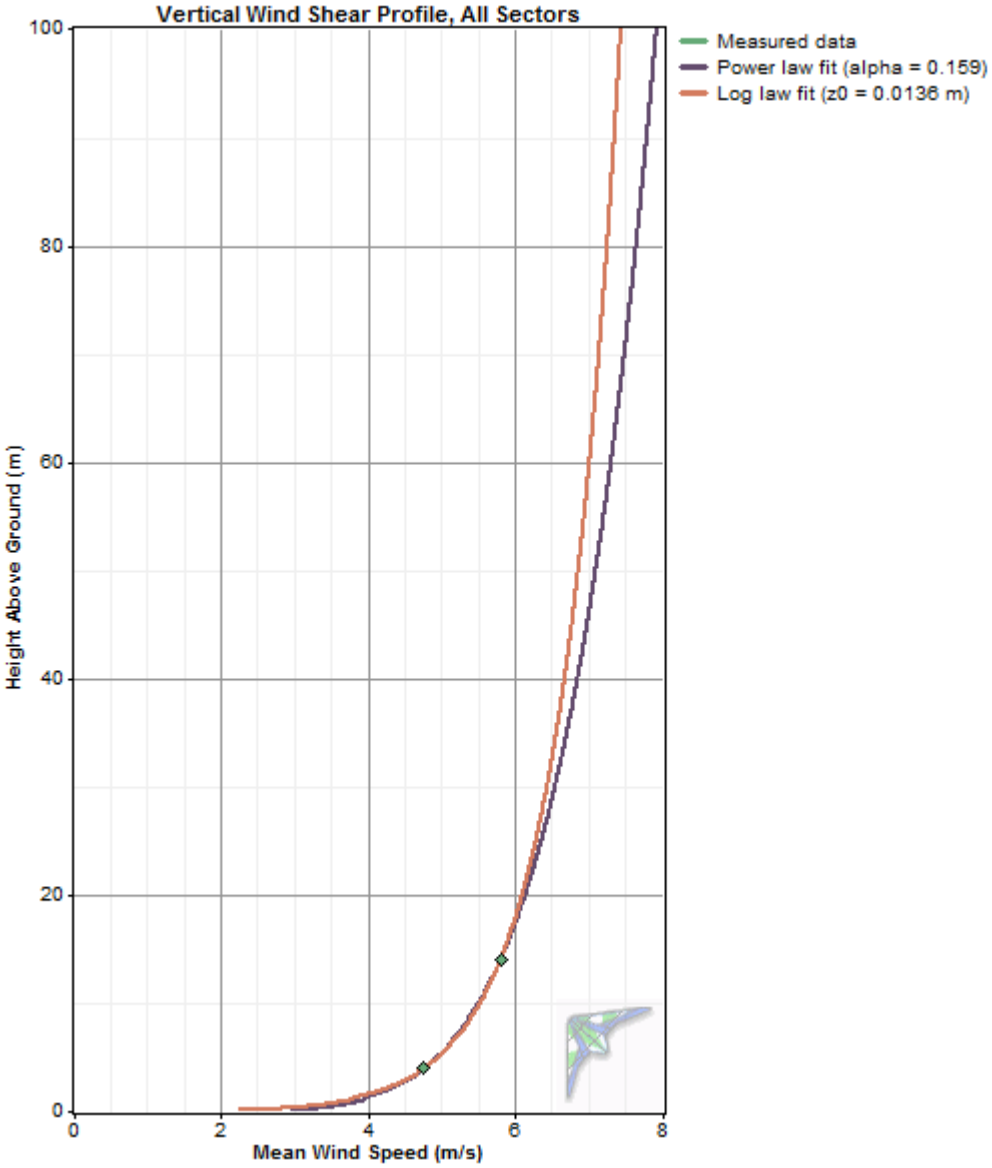


Figura 10: 0727, profilo verticale medio su tutti i records registrati

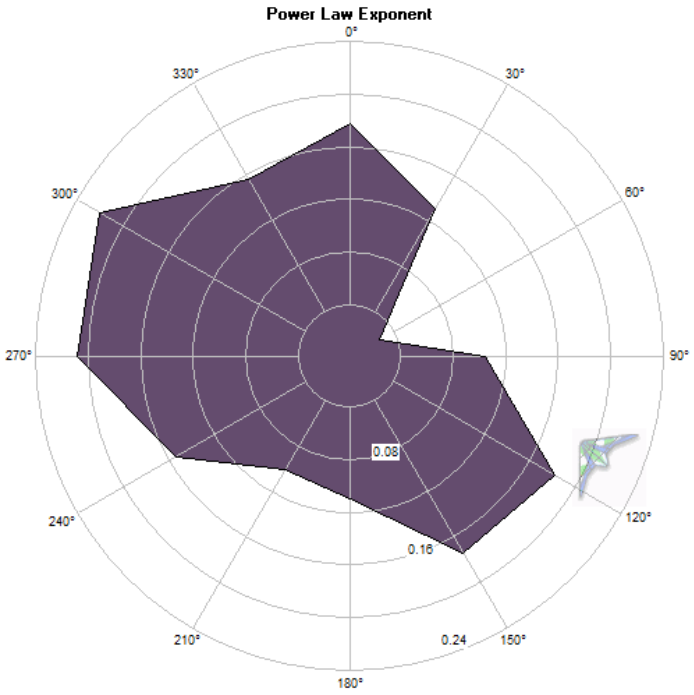


Figura 11: 0727, profilo verticale medio per direzione di provenienza

In

Tabella *4* sono riportati i valori dell'esponente del profilo esponenziale e della lunghezza di rugosità suddivisi per settori di direzione (in intervalli di 30°) e loro frequenza dopo l'applicazione della *displacement height*.

Direction Sector	Best Fit Power Law Exp	Surface Roughness (m)	Frequency %
345° - 15°	0.178	0.026745	36.479
15° - 45°	0.131	0.003518	21.1748
45° - 75°	0.027	0	1.5369
75° - 105°	0.103	0.000453	3.654
105° - 135°	0.181	0.029041	6.6748
135° - 165°	0.174	0.023104	8.509
165° - 195°	0.109	0.000768	4.1158
195° - 225°	0.1	0.000345	3.6175
225° - 255°	0.154	0.011178	0.6773
255° - 285°	0.209	0.060937	0.2287
285° - 315°	0.222	0.079781	0.4751
315° - 345°	0.157	0.012444	3.6451

Tabella 4 - Valori dell'esponente del profilo esponenziale e della lunghezza di rugosità per settore di direzione e loro frequenza dopo l'applicazione della displacement height

In definitiva si ritiene che il profilo logaritmico che interpola i valori medi misurati fino a 30 m risulta affetto da una certa incertezza in relazione agli effetti di ombreggiamento causati dalla struttura sui sensori ed alla differenza di quota tra l'altezza massima di misurazione e l'altezza al mozzo degli aerogeneratori. È da aspettarsi una variazione del profilo misurato a seconda della presenza o meno del fogliame sulle piante di alto fusto che circondano l'anemometro.

L'interpolazione dei valori misurati, con l'introduzione di un offset verticale di 6m per tenere conto della presenza del bosco, ha portato a ricavare una lunghezza di rugosità pari a 0.0136 m ed un esponente per il profilo esponenziale di 0.159.

3 DESCRIZIONE AEROGENERATORI

Si è optato per l'installazione di aerogeneratori con configurazione classica tripala sopravento e torre tubolare. In base a condizioni di viabilità di accesso e morfologiche è stata considerata una potenza ideale superiore ai 3 MW.

Wind turbine	*Rated Power MW*	*Hub height (m)*	*Hub height (m) con d*
Siemens SWT 2.3 113	2.3	100	94
Repower 3.3 104	3.2	100	94
Enercon E82 3MW	3	108	102

Tabella 5 - Aerogeneratori considerati e loro caratteristiche

4 DESCRIZIONE MODELLO DI SIMULAZIONE

Per stimare la produzione elettrica annuale per l'impianto a progetto sono stati eseguiti i seguenti passi:

- La serie temporale misurata dalla stazione "0727" è stata estrapolata alla quota mozzo di 100 m, sfruttando il profilo logaritmico che meglio interpola i valori misurati raggruppati per settore di provenienza del vento.
- La serie temporale a quota mozzo è stata utilizzata per ricavare la distribuzione in frequenza per la velocità del vento. L'errore stagionale introdotto è minimo in quanto la copertura dei dati è di circa due anni e non ci sono periodi consistenti di mancanza di dati.
- La distribuzione in frequenza della velocità estrapolata a quota mozzo sulla posizione "0727", unitamente al modello digitale del terreno, ha permesso di simulare il flusso aerodinamico sul sito.
- Le caratteristiche dell'aerogeneratore prescelto permettono di ottenere l'energia elettrica prodotta annualmente date le condizioni della ventosità a quota mozzo sulla posizione stessa dell'aerogeneratore.

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

A questo proposito, per la simulazione numerica e l'integrazione della ventosità e produzione elettrica annuale, è stato utilizzato il software WindFarm che risolve le equazioni linearizzate che regolano il moto dei fluidi, permette di ottenere risultati in modo rapido e tanto più attendibili quanto la geometria del terreno è semplice.

Il modello digitale del terreno utilizzato con il software WindFarm ha una estensione di $20 * 20\,km$ ed una definizione di $20\,m$ ogni isoipsa.

Tutte le quote sull'area del layout, quindi la quota mozzo dell'aerogeneratore e le quote delle misurazioni effettuate dall'anemometro "0727", sono state ridotte di una displacement height di 6 mt per tenere in conto della presenza del bosco.

5 RISULTATI ANALISI DI PRODUCIBILITÀ

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 0727 e analizzati attraverso il software Windfarm.

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.

In Figura 12 è raffigurata la mappa isovento calcolata a 100 m di altezza, sovrapposta ad una cartografia dell'area di interesse.

.

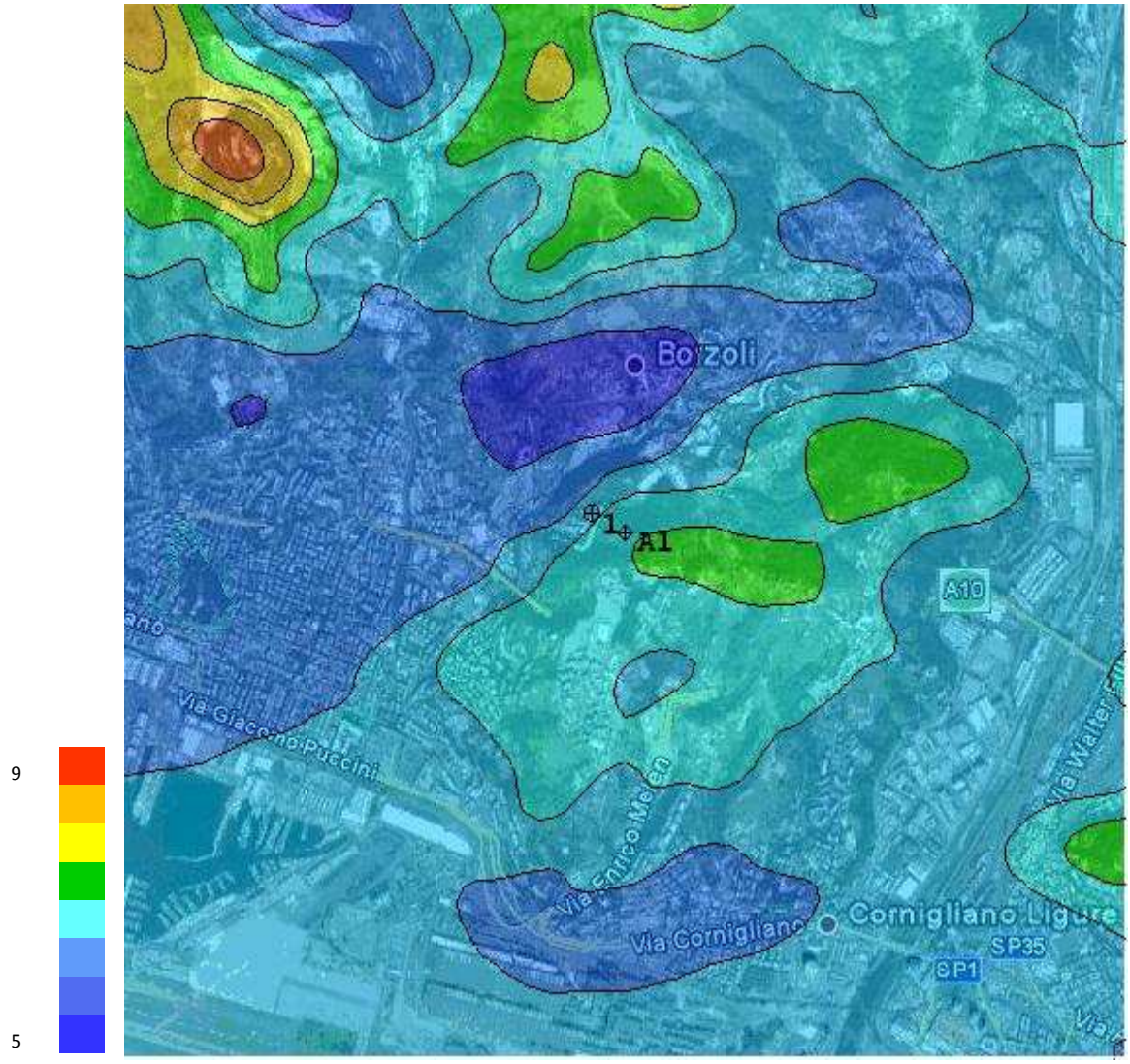


Figura 12 - Mappa isovento a 100 m con posizione dell'aerogeneratore (1) e dell'anemometro (A1)

6 CONCLUSIONI

Dalle misurazioni anemometriche effettuate, seppur affette da incertezze, risulta un ottimo potenziale eolico sfruttabile tramite l'installazione di aerogeneratori di grande taglia, ed un numero di ore equivalenti medie comprese tra ***2100 e 2300***, nettamente superiore rispetto al limite minimo fissato dalla Regione Liguria nel DGR 551-08 consistente in 1700 ore equivalenti.