

REGIONE ABRUZZO
COMUNI DI MONTAZZOLI E COLLEDIMEZZO
(Provincia di Chieti)

**PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE
DELL'IMPIANTO EOLICO "MONTE DI MEZZO"
NEI COMUNI DI MONTAZZOLI E COLLEDIMEZZO**

PROPONENTE

FERA Srl *Fabbrica Energie Rinnovabili Alternative*

Piazza Cavour, 7 – 20121 Milano – P.IVA 13393960151 – Cap. Soc. 2.915.940 € i.v. - Tel: +39 02 62 69 04 71 – Fax: +39 02 32 06 68 04 – www.ferasrl.it – info@ferasrl.it

elaborato N° 1.8: STUDIO DEL POTENZIALE EOLICO

Milano, 21/05/2010

Consulenti Specialistici:

Dott. Francesco Ardenghi
Dott. Gabriele Civardi
Dott. Dino Scaravelli
Dott.ssa Pamela Priori

- Scienze Ambientali -
- Geologica e Acustica -
- Chiropterologica -
- Chiropterologica -

Progettisti:

Ing. Luigi Pennisi
Ing. Valeria Vizioli
Ing. Ugo Vizioli
Dott.ssa Giulia Canavero

Commessa	Ubicazione file su cd	REV.1	REV.2	REV.3
32	Relazioni: 1.8_Studio del potenziale eolico	15.12.08	21.05.10	

INDICE

INTRODUZIONE	4
1. DESCRIZIONE DEL SITO	4
2. STUDIO DEL POTENZIALE EOLICO	6
2.1. DESCRIZIONE DELLE STAZIONI ANEMOMETRICHE	6
2.2. POSIZIONE DELLE STAZIONI DI MISURA.....	11
2.3. RISULTATI DELLE MISURE ED ELABORAZIONE DEI DATI	12
2.4. ROSA DEL VENTO (WIND ROSE).....	13
2.5. DISTRIBUZIONE DEI DATI E DISTRIBUZIONE LIMITE.....	14
2.6. RUGOSITÀ (ROUGHNESS)	16
1.1. TURBOLENZA E CLASSE DEL SITO.....	18
3. STIMA DELLA PRODUZIONE DEL PARCO EOLICO	21
3.1. LAY-OUT D'IMPIANTO E PRODUCIBILITÀ MEDIA ANNUA	22
4. CURVA DI POTENZA	26

INTRODUZIONE

Il presente documento ha per oggetto la valutazione del potenziale eolico e la caratterizzazione anemologica del sito in oggetto. L'area interessata dall'impianto si trova a cavallo tra due i comuni di Montazzoli e Colledimezzo, entrambi in provincia di Chieti (CH).

Nel presente studio vengono illustrati i risultati della valutazione della risorsa eolica e della stima della produzione di energia per il posizionamento definitivo degli aerogeneratori.

1. DESCRIZIONE DEL SITO

L'impianto si sviluppa in due sezioni nell'area compresa tra il Monte Civita nel comune di Montàzzoli e Costa la Lente/Piano del Monte nel comune di Colledimezzo ad una quota compresa tra 830m e 920m slm. L'orografia è caratterizzata da una complessità media, il numero delle turbine previsto è dipendente dalla superficie del suolo disponibile, dalla taglia della singola turbina, e dai risultati forniti dai modelli di calcolo che consentono di individuare le aree più produttive dal punto di vista anemometrico. Lo studio verterà oltre che sulla valutazione della risorsa eolica, anche sull'ottimizzazione del Layout di impianto, al fine di massimizzarne la producibilità.

L'area raffigurata nella figura seguente, è stata oggetto di attenti sopralluoghi atti a definire ed individuare le eventuali criticità, per la realizzazione del progetto (viabilità, presenza di linee elettriche per il trasporto dell'energia ecc.). A seguito di tali sopralluoghi si conviene che la taglia unitaria delle turbine possa essere compreso tra 1800kW e 3000kW.

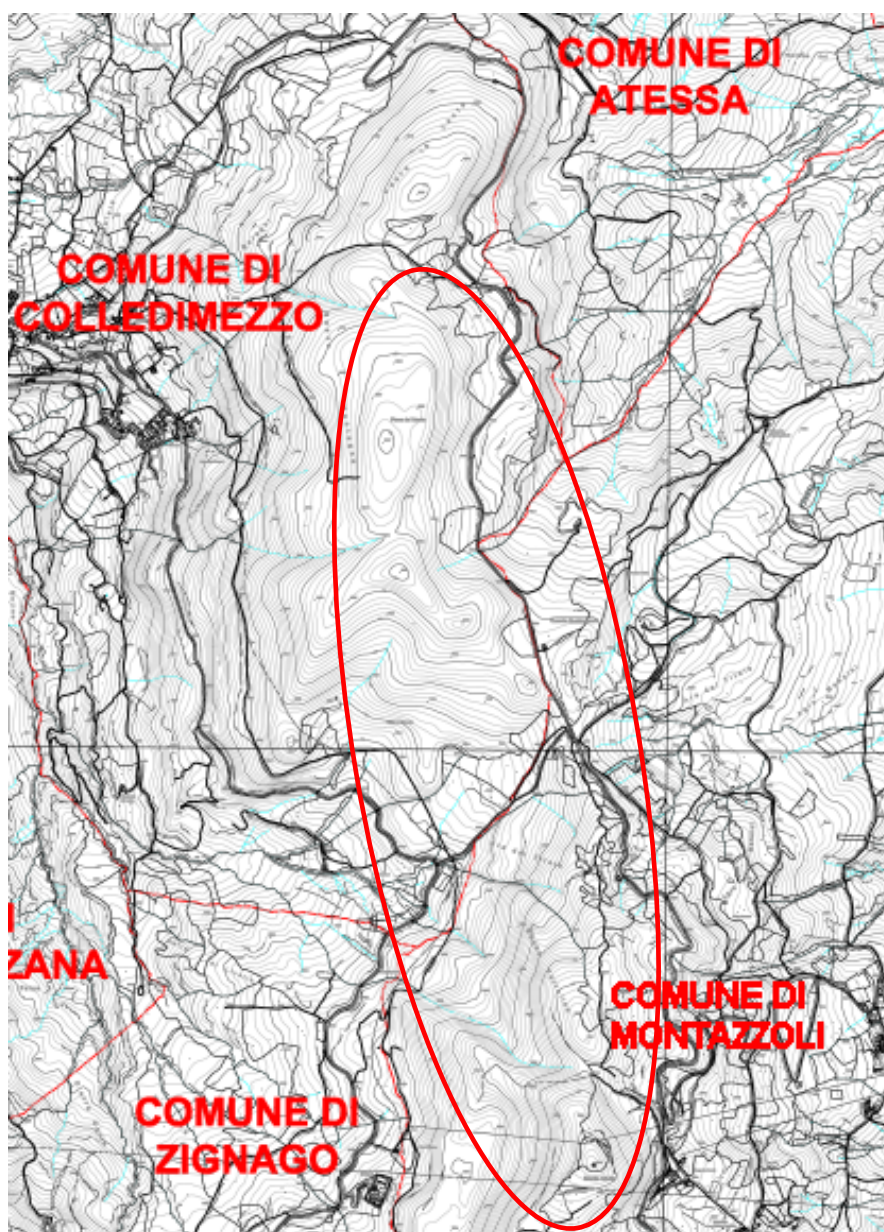
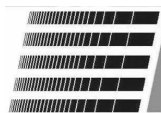
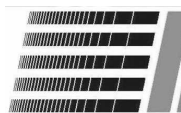


Figura 1 - Aree designate per il progetto

Gli aerogeneratori saranno collocati secondo la conformazione e la direzione prevalente del crinale, ovvero in direzione NORD-SUD, orientamento che consente di sfruttare al massimo i venti prevalenti dell'area. (Vedi elaborato 2.2_Layout impianto e viabilità su CTR).



2. STUDIO DEL POTENZIALE EOLICO

La zona dove è previsto il parco eolico oggetto del presente documento è stata caratterizzata dal punto di vista anemologico, ed è tuttora oggetto di una attenta e prolungata campagna di misura per determinare con la massima accuratezza:

- intensità media del vento;
- direzione predominante del vento;
- producibilità energetica dell'impianto;
- intensità turbolenta del vento;

La campagna anemometrica è stata svolta tramite l'impiego di strutture anemometriche idonee all'acquisizione di tutte le informazioni necessarie al raggiungimento degli scopi prefissi. Inoltre, con l'obiettivo di verificare la stagionalità della risorsa eolica, si è operata un'analisi comparativa con dati storici provenienti da due stazioni meteorologiche, gestite dalla Regione Abruzzo, poco distanti dal sito oggetto di studio.

Le strutture anemometriche, per la maggior parte munite di sensori ed apparati di registrazione calibrati e certificati, sono dislocate in parte in prossimità dell'area di progetto ed in parte in aree la cui distanza dall'area designata consente comunque di trarre informazioni fondamentali per la caratterizzazione anemometrica ed anemologica dell'intero sito.

2.1. DESCRIZIONE DELLE STAZIONI ANEMOMETRICHE

Di seguito si riporta la mappatura di tutte le strutture anemometriche installate in zona, le più rappresentative delle quali saranno utilizzate per l'analisi:

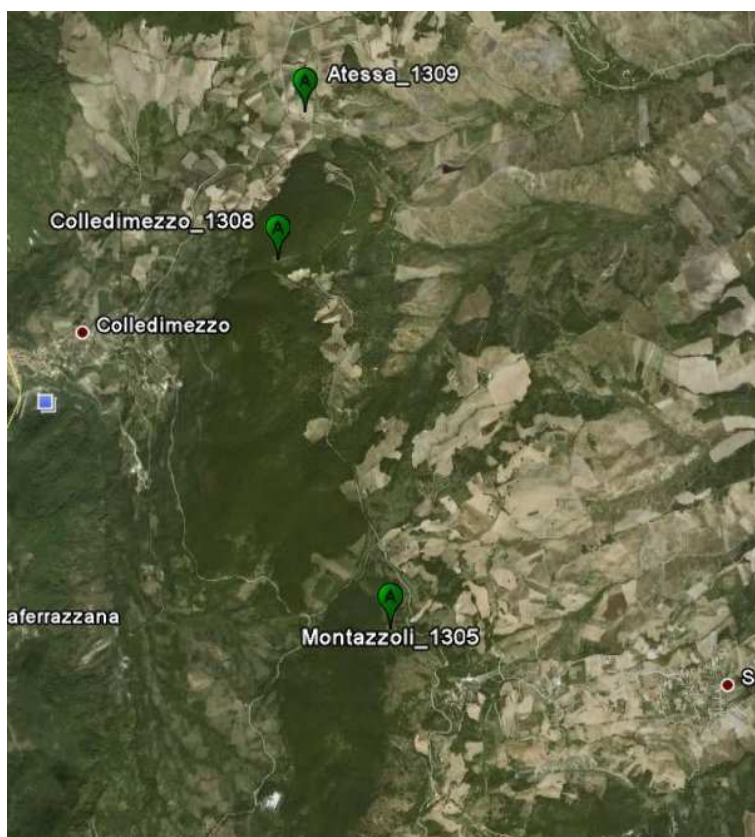


Figura 2 - Vista satellitare; disposizione degli anemometri installati

Anemometro	GAUSS-BOAGA		UTM-WGS84 (33T)	
	N	E	N	E
Montazzoli 1305	4646592	2471346	4646582	451335
Colledimezzo 1308	4648930	2470632	4648920	450621
Atessa 1309	4650351	2470807	4650343	450799

Tabella 1 - Coordinate stazioni Anemometriche F.E.R.A.

Torre Anemometrica	Altezza Torre	Inizio Campagna	Fine Campagna	Stato
Montazzoli (1305)	40m	26/11/08	19/04/10	In Atto
Colledimezzo (1308)	40m	27/04/09	19/04/10	In Atto
Atessa (1309)	30m	24/04/09	24/02/10	Dismessa

Tabella 2 - Dettaglio Campagne di misura

Per la valutazione della classe di ventosità del sito si farà ricorso alle norme Tecniche per le Costruzioni, in quanto non si dispone di una serie storica sufficiente ad un'analisi di Gumbel. La sovrapposizione temporale dei dati misurati sui tre siti consente di estendere la serie temporale di acquisizione mediante procedura di correlazione con l'anemometro di riferimento 1305 (MCP).

Di seguito si riportano alcune indicazioni sulle strutture e gli apparati di misura.

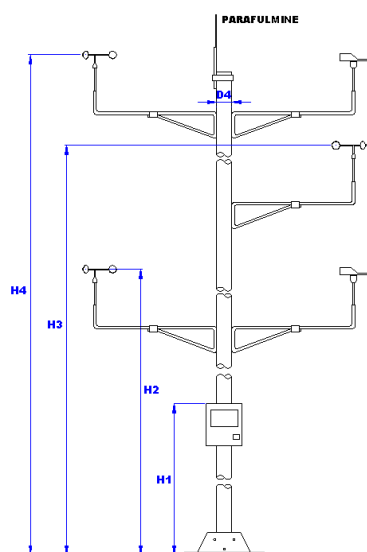


**Fabbrica
Energie
Rinnovabili
Alternative**

Fabbrica Energie Rinnovabili Alternative s.r.l.
Sede legale: Piazza Cavour, 7 – 20121 Milano
Tel +39 02 62690471
Fax +39 02 32066804
info@ferasri.it
www.ferasri.it

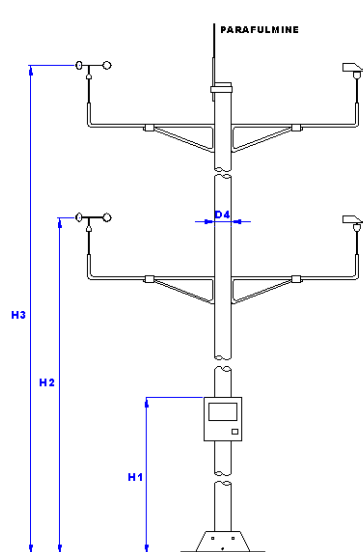


TECNOLAND S.n.c di Vizioli U.e C.
Via Brigata Maiella, 2 - 66034 LANCIANO
Tel.: 0872/49729 - Fax : 0872/712298
Email : tecnoland@studiovizioli.com



Quote Misura	[m]
H1	2
H2	19.5
H3	38
H4	40
D4	0.15

Figura 3 - Struttura 1308



Quote Misura 40m	[m]	Quote Misura 30m	[m]
H1	2	H1	2
H2	22	H2	20
H3	40	H3	30

Figura 4 - Struttura 1305 e 1309

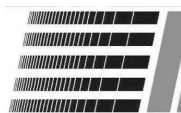


1305

1308

1309

Figura 5 - Allegati fotografici delle stazioni anemometriche



Il campionamento dei dati dei sensori avviene ogni due secondi, con elaborazione dei dati e registrazione ad intervalli selezionati dall'utente, ad opera di Logger SecondWind Nomad II. L'intervallo di registrazione sulla stazione del sito è di 10 minuti.

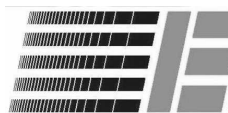
I dati registrati dal logger per ogni canale di misura sono i seguenti:

- velocità media (m/s)
- direzione media (gradi rispetto al N magnetico)
- deviazione standard della velocità.

Gli strumenti usati per le misure hanno le seguenti caratteristiche:

- intervallo di registrazione: 10 minuti
- precisione: 0,1 m/s, 1°
- data logging: serie temporali
- Sensori: anemometro NRG Maximum 40C, banderuole NRG 200P

I dati registrati si immagazzinano su memorie flash da 32Mb di capacità. L'uso di memorie di tipo non volatile permette la protezione dei dati immagazzinati e dei parametri operativi a fronte di scariche elettriche o di mancanze di alimentazione dell'apparecchiatura. I dati immagazzinati vengono passati ad un rigoroso controllo di qualità per essere depurati da possibili errori prima di essere impiegati.



La disposizione dei sensori è in totale rispetto della specifica IEC 61400, la quale stabilisce che la distanza minima dei sensori dai relativi supporti non debba essere inferiore a 7 volte il diametro del supporto stesso, al fine di ridurre al minimo la distorsione del flusso ventoso ad opera dei supporti stessi (Shading).

Gli strumenti usati per le misure hanno le seguenti caratteristiche:



	NRG Maximum 40 <ul style="list-style-type: none">• Accuracy: 0.1 m/s• Range: 1-96 m/s
	NRG 200P <ul style="list-style-type: none">• Accuracy: <1%• Range: 0-360°



Figura 6 - Sensori a 40m



Figura 7 - Sensori a 22m

2.2. POSIZIONE DELLE STAZIONI DI MISURA

Nella figura seguente è riportata la posizione delle stazioni anemometriche:

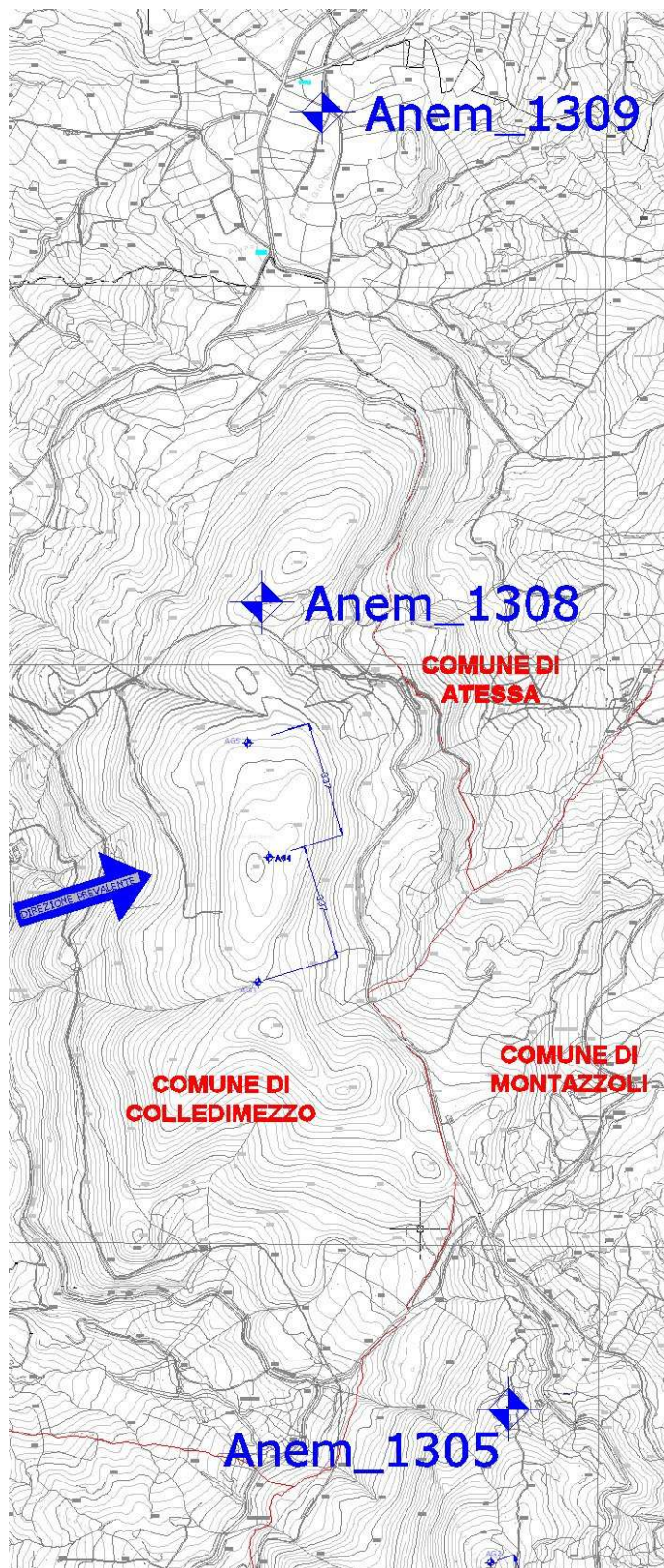


Figura 8 – Localizzazione delle stazioni anemometriche

Per l'analisi anemologica e la stima della producibilità dell'impianto saranno utilizzati i dati derivanti dalle campagne di misura dei soli anemometri 1305 e 1308.

2.3. RISULTATI DELLE MISURE ED ELABORAZIONE DEI DATI

I dati utilizzati per la caratterizzazione anemometrica del sito, sono stati acquisiti per un periodo di circa 17 mesi per quanto riguarda l'anemometro 1305 e di circa 12 mesi per quanto riguarda l'anemometro 1308, mediante strutture anemometriche idonee, sia come collocazione (posizione che garantisce la rappresentatività del sito in oggetto), sia come conformazione strutturale.

Uno dei dati più indicativi dell'analisi anemologica è senz'altro il valore medio della velocità misurata; si possono identificare diverse tipologie di valor medio, di seguito si riportano quelli relativi alle velocità misurate alle diverse quote. Ogni sensore di velocità invia al logger, una volta al secondo (1Hz), un segnale in frequenza che viene memorizzato nella memoria transitoria (interna) dello strumento; ad intervalli di 10 min i dati contenuti nella memoria vengono elaborati mediante gli opportuni valori di scala e di off-set¹ per ottenere i corrispondenti valori di velocità espressi in m/s:

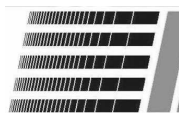
$$v_i = slope \cdot K_i + offset \quad \text{dove} \quad slope = \left[\frac{m/s}{Hz} \right] \quad e \quad offset = \left[\frac{m}{s} \right];$$
 successivamente vengono calcolati il valore medio nei 10min e la corrispondente deviazione standard, secondo le note relazioni:

$$V_{10min} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i \quad \sigma_{10min} = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (v_{10min} - v_i)^2}$$

Tali valori calcolati ad intervalli di 10 min vengono memorizzati e mantenuti nella memoria permanente dello strumento (memoria flash da 32Mb). A valle della suddetta fase di filtraggio dei dati disponibili, si riporta la sintesi sulle informazioni che caratterizzano il sito sotto il profilo anemometrico, tali dati sono stati elaborati con l'ausilio del software Windographer 1.47 (Mistaya Engineering Inc.).

La tabella seguente riporta le medie mensili della velocità misurata alla maggiore quota di misura, nei due siti 1305 e 1308:

¹ Tali valori sono impostati secondo i parametri di taratura degli strumenti, oppure possono assumere valori standard (slope=0.765, offset=0.350) nel caso in cui la taratura non sia stata eseguita



Anno	Mese	Dati Possibili	Dati Validi	Copertura [%]	Media [m/s]	Max [m/s]	Deviazione Standard
2008	Nov	4320	713	16.50	5.89	18.92	4.40
2008	Dec	4464	4041	90.52	4.14	23.75	3.28
2009	Jan	4464	4245	95.09	3.60	19.20	3.28
2009	Feb	4032	4006	99.36	5.25	20.66	3.36
2009	Mar	4464	4370	97.89	5.09	23.93	3.37
2009	Apr	4320	4319	99.98	3.91	20.82	2.63
2009	May	4464	4462	99.96	3.18	14.35	1.63
2009	Jun	4320	4320	100.00	3.95	17.00	2.83
2009	Jul	4464	4464	100.00	3.24	15.77	2.29
2009	Aug	4464	4464	100.00	3.04	13.78	1.87
2009	Sep	4320	4319	99.98	3.49	12.35	2.18
2009	Oct	4464	4458	99.87	3.58	15.31	2.39
2009	Nov	4320	4318	99.95	3.87	22.56	3.12
2009	Dec	4464	3617	81.03	6.28	28.11	5.14
2010	Jan	4464	4013	89.90	4.10	24.14	3.65
2010	Feb	4032	3723	92.34	4.89	20.79	3.60
2010	Mar	4464	4348	97.40	3.60	17.06	2.42
2010	Apr	4320	2593	60.02	3.38	19.07	2.89
Totale		78624	70793	90.04	4.03	28.11	3.13
Media delle medie mensili					3.89		

Tabella 3 - Riepilogo medie mensili anemometro 40m (1305)

Anno	Mese	Dati Possibili	Dati Validi	Copertura [%]	Media [m/s]	Max [m/s]	Deviazione Standard
2009	Apr	4320	570	13.19	5.70	12.73	2.96
2009	May	4464	4464	100.00	3.88	14.21	1.95
2009	Jun	4320	4320	100.00	4.63	17.90	3.00
2009	Jul	4464	4460	99.91	3.75	13.95	2.20
2009	Aug	4464	4464	100.00	3.55	15.29	1.89
2009	Sep	4320	4320	100.00	4.11	13.68	2.34
2009	Oct	4464	4458	99.87	4.29	17.61	2.60
2009	Nov	4320	4320	100.00	4.82	19.35	2.91
2009	Dec	4464	4464	100.00	6.90	30.35	5.17
2010	Jan	4464	4464	100.00	4.56	21.30	3.58
2010	Feb	4032	4032	100.00	5.65	22.89	3.58
2010	Mar	4464	4068	91.13	4.32	19.52	2.60
2010	Apr	4320	2592	60.00	3.76	18.32	2.76
Totale		56880	50996	89.66	4.55	30.35	3.15
Media delle medie mensili					4.54		

Tabella 4 - Riepilogo medie mensili anemometro 40m (1308)

2.4. ROSA DEL VENTO (WIND ROSE)

Col termine Rosa del Vento, si intende normalmente il grafico polare, che rappresenta la frequenza con la quale la direzione del vento si manifesta in un determinato sito. Tuttavia esistono altre rappresentazioni polari, che consentono di visualizzare dei parametri

importanti alla caratterizzazione anemometrica ed anemologica di un sito. Di seguito si riportano tali rappresentazioni per i siti di cui si dispone di sufficiente copertura di dati.

Si noti come nel sito il vento predominante, sia come frequenza sia come intensità, provenga dalla direzione OSO e NNE per quanto riguarda il sito 1305, mentre nel sito 1308 è presente una importante componente NNO non presente sul sito 1305 a causa della particolare orografia locale.

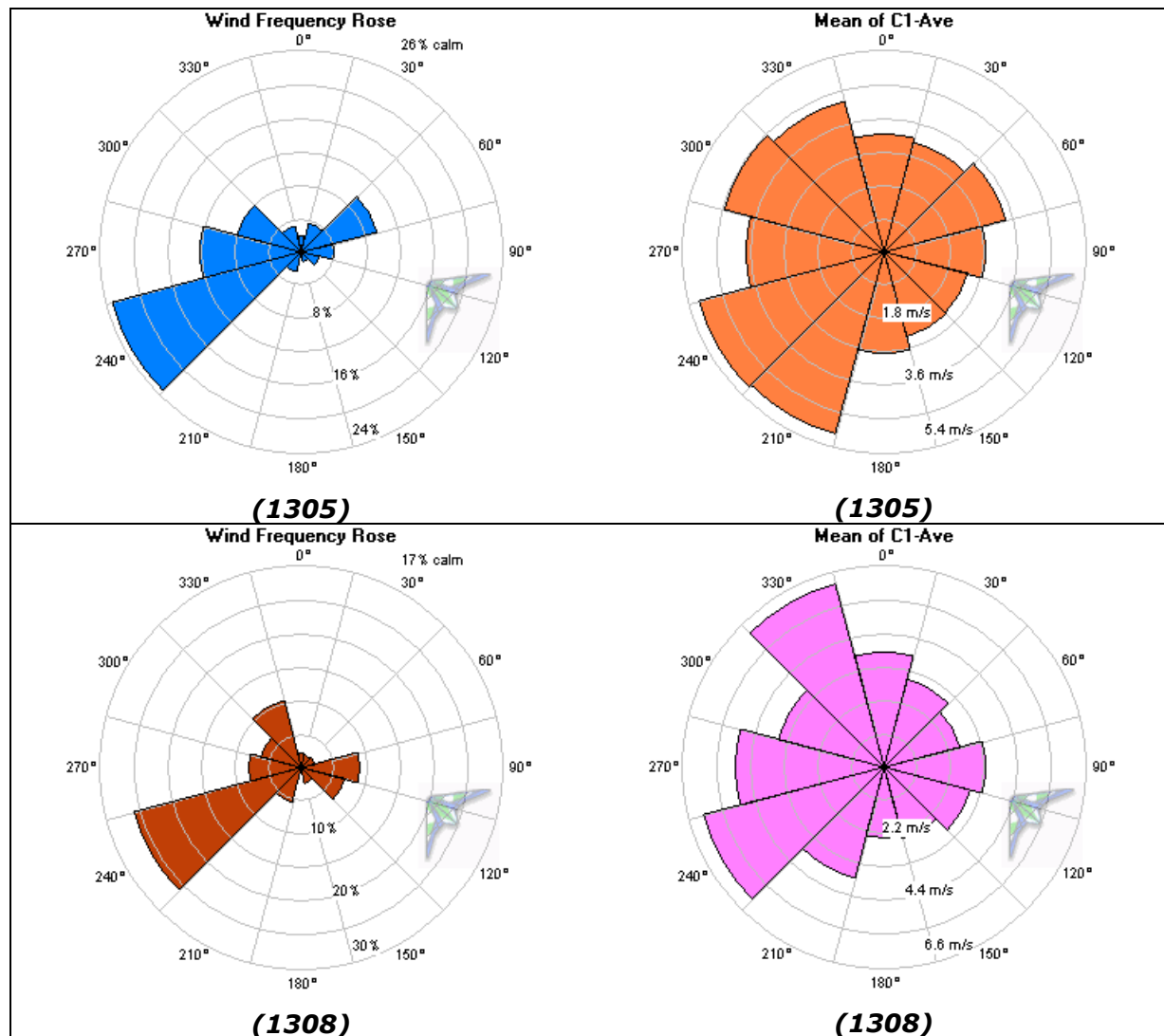


Figura 9 - Rosa del vento (Frequenza e Valori Medi a quota massima)

2.5. DISTRIBUZIONE DEI DATI E DISTRIBUZIONE LIMITE

Con il termine "Distribuzione" si intende la funzione di distribuzione delle probabilità che un determinato valore di velocità media misurata, stia all'interno di un prefissato intervallo di valori (bin); notoriamente il modello di distribuzione limite che meglio

approssima quella delle velocità medie del vento, è sicuramente la distribuzione limite di Weibull. Di seguito si riportano le varie distribuzioni in frequenza (PDF²), con la sovrapposizione della distribuzione limite di Weibull corrispondente al miglior fitting dei dati relativi alle velocità medie misurate a quota 40m, riguardanti entrambi i siti (1305 e 1308); indicati in basso i valori dei corrispondenti parametri di distribuzione di Weibull:

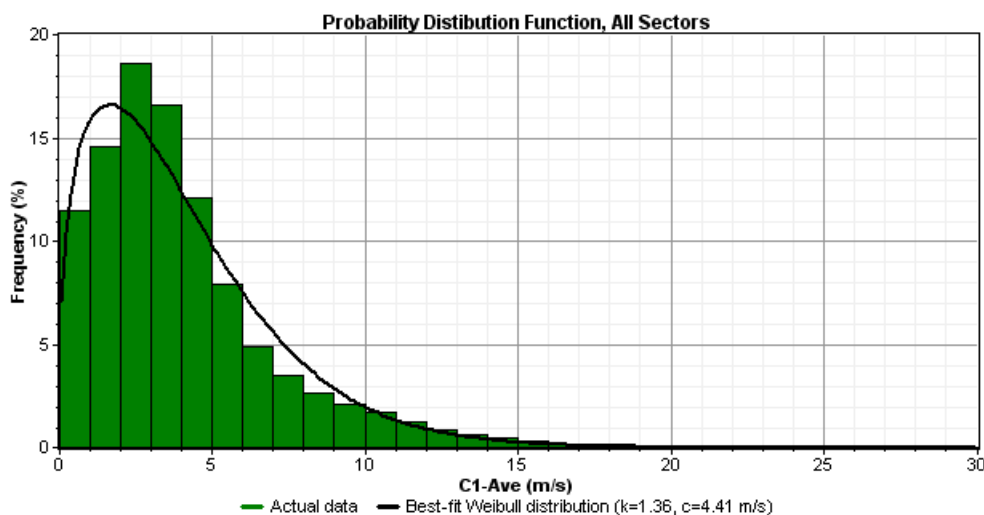


Figura 10 - Distribuzione in frequenza e distribuzione di Weibull corrispondente, sito 1305

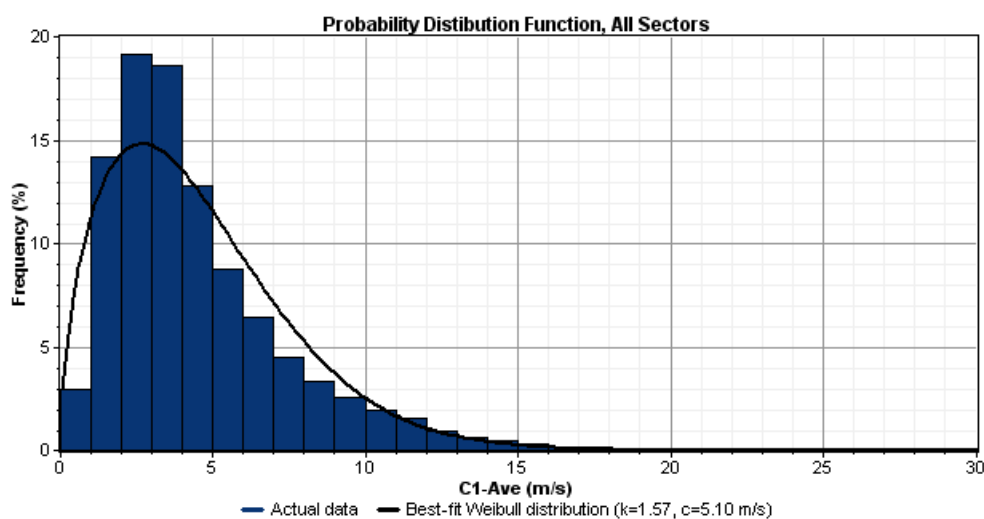
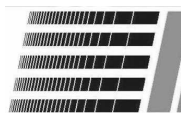


Figura 11 - Distribuzione in frequenza e distribuzione di Weibull corrispondente, sito 1308

² P.D.F. Probability Distribution Function



2.6. RUGOSITÀ (ROUGHNESS)

Un parametro estremamente importante per la valutazione della producibilità ed in generale della ventosità di un sito è certamente la rugosità (Roughness); tale parametro caratterizza il gradiente con cui varia la velocità media al variare della quota rispetto al suolo. La rugosità può essere espressa facendo ricorso a due differenti profili: il profilo logaritmico (per il quale è sufficiente indicare il parametro Z_0 denominata spesso lunghezza della Rugosità) e quello esponenziale (per il quale è sufficiente fornire l'esponente α).

$$U(z) = \frac{U^*}{k} \cdot \ln\left(\frac{Z}{Z_0}\right)$$

Equazione 1 - Legge Logaritmica

$$U(z) = \beta \cdot z^\alpha$$

Equazione 2 - Legge Esponenziale

I valori che caratterizzano la rugosità di un sito sono influenzati dalla conformazione orografica, dai possibili ostacoli ivi presenti, ma soprattutto dalla tipologia di copertura della superficie del terreno (vegetazione, acqua, neve e ghiaccio, alberi ecc.).

Ciascun sito in cui si è operata la campagna di misura, è caratterizzato da una propria rugosità, tuttavia solo nei siti per i quali si dispone di più di un anno di misurazioni, è possibile definire un valore di rugosità che sia rappresentativo del sito. In questo caso, il valore di rugosità calcolato, è ben definito e rappresentativo, per i siti 1305 (Montazzoli) e 1308 (Colledimezzo). Di seguito si riportano i valori della lunghezza della rugosità (espressa secondo i parametri di entrambi i modelli), ed i relativi profili verticali, per ciascun sito:

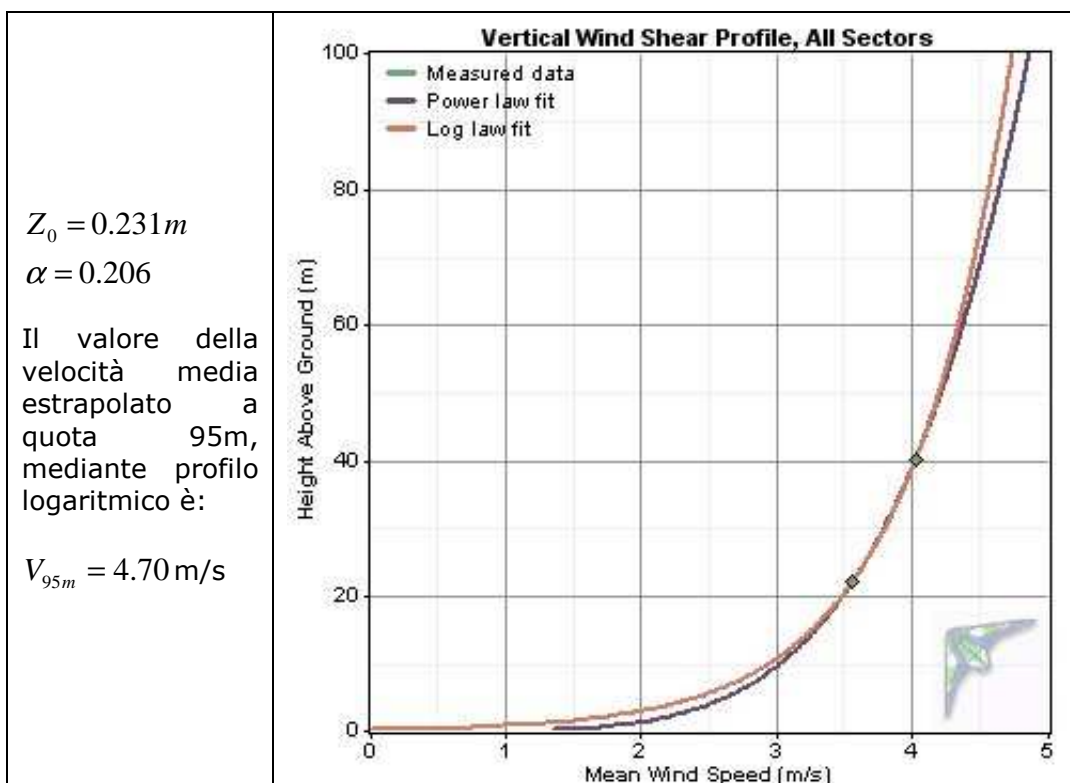


Figura 12 - Rugosità e Profilo verticale sito 1305 (Montazzoli)

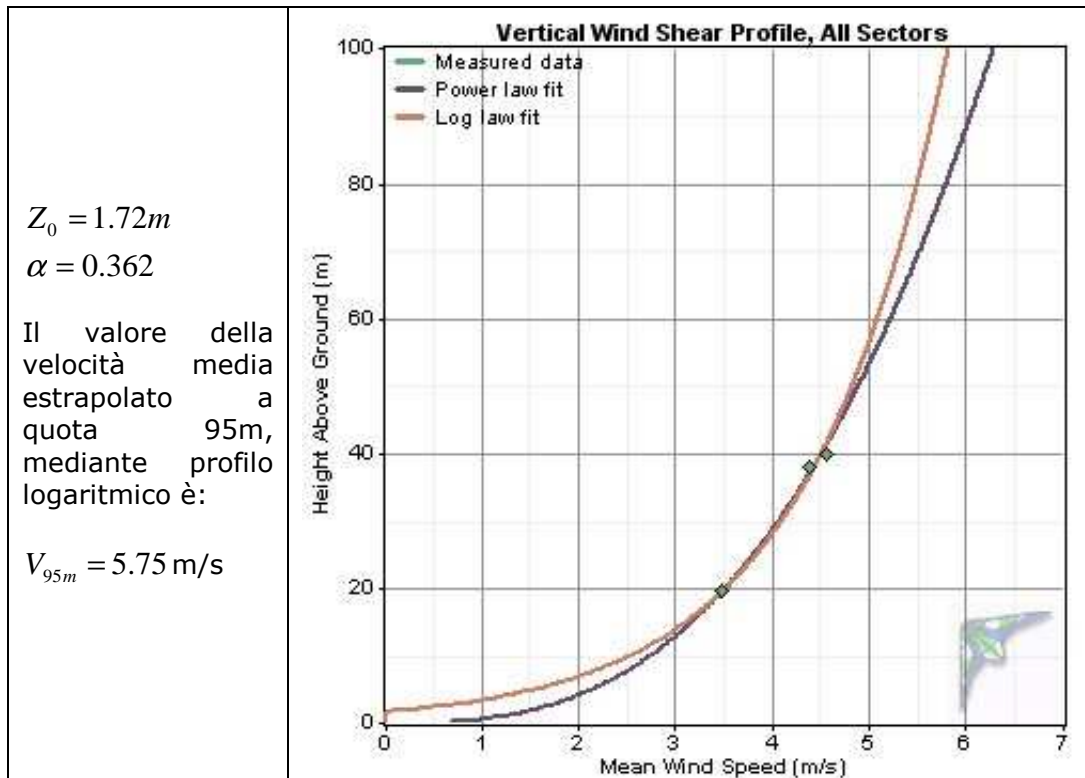
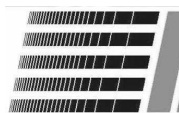


Figura 13 - Rugosità e Profilo verticale sito 1308 (Colledimezzo)



1.1. TURBOLENZA E CLASSE DEL SITO

Per valutare gli sforzi sopportati dagli aerogeneratori è importante conoscere l'intensità della turbolenza, essendo questa definita come il quoziente tra la deviazione standard del vento e la sua velocità media, così come i valori estremi di velocità del vento nei punti di ubicazione scelti per gli aerogeneratori.

I dati registrati dalle stazioni anemometriche situate nell'area studiata includono misure di velocità e deviazione standard media ogni 10 minuti su cui si baserà l'analisi di turbolenza e di ventosità massima.

Le diverse procedure per la certificazione del progetto stabiliscono alcuni livelli di carico sopportabili dall'aerogeneratore che permettono di accettare e omologare diversi valori di resistenza strutturale e condizioni di operatività. Questi criteri si esprimono in funzione di una velocità del vento sopportabile da tutto il sistema.

Il progetto della parte strutturale di un aerogeneratore è determinato dai valori estremi di carico che può sopportare e dai cicli di carico a cui deve essere sottoposto, visto che entrambi determinano la vita utile dei componenti.

Con riferimento ai carichi di fatica, lo spettro di carico in fase di operatività è un altro elemento condizionante del progetto, determinando la vita utile dell'aerogeneratore. Il principale parametro che influenza questi carichi è la variazione spaziale e temporale del vento sulla superficie del rotore.

Come conseguenza di tutto ciò gli aerogeneratori devono essere progettati per offrire il livello di sicurezza adeguato.

Non si dispone di una serie storica rappresentativa del sito, di lunga durata (almeno 7 anni), quindi non è possibile classificare il sito mediante analisi di Gumbel. E' stato fatto ricorso alle norme tecniche per le costruzioni (Decreto Ministeriale 14 Settembre 2005) per dedurre i parametri di classe del sito, al fine di verificare il possibile sfruttamento di determinate tipologie di turbina eolica.

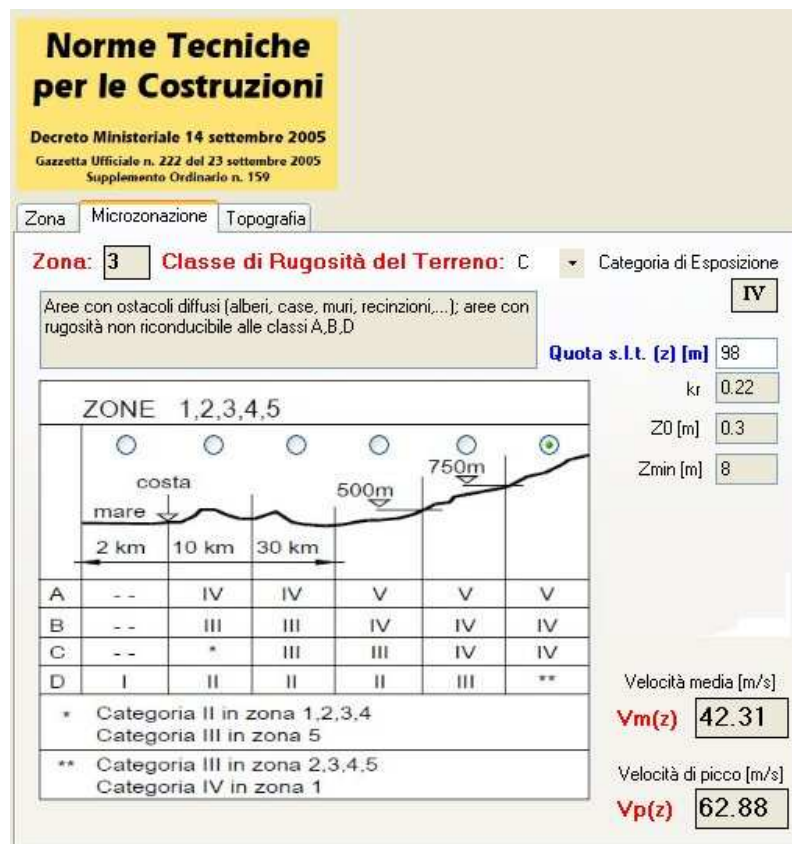
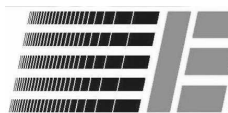
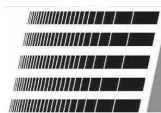


Figura 14 - Analisi della Classe secondo le Norme Tecniche per le Costruzioni

Il valore della V_{ref} è calcolato secondo le specifiche IEC 61400-1 Ed.3-2005 nel seguente modo:

$$V_{ref} = \frac{V_p(z)}{1.4} = \frac{62.88}{1.4} = 44.91 \text{ m/s}$$

supera leggermente i limiti della classe II e quindi sarebbe caratterizzato da una Classe I (vedi Tabella 5), tuttavia considerando che il calcolo della V_{ref} non è riferito a misurazioni dirette in sito, esso può essere considerato appartenente alla Classe II.



Wind turbine class		I	II	III	S
V_{ref}	(m/s)	50	42,5	37,5	Values specified by the designer
A	I_{ref} (-)	0,16			
B	I_{ref} (-)	0,14			
C	I_{ref} (-)	0,12			

Tabella 5 - Parametri di base per la classificazione delle
Turbine (IEC-61400 Ed.3)

Per quanto concerne la turbolenza, si dispone dei dati misurati sul sito di Montazzoli (1305) e sul sito di Colledimezzo (1308); di seguito si riportano gli andamenti dell'intensità della turbolenza in funzione della velocità misurata a quota 40m s.l.t.

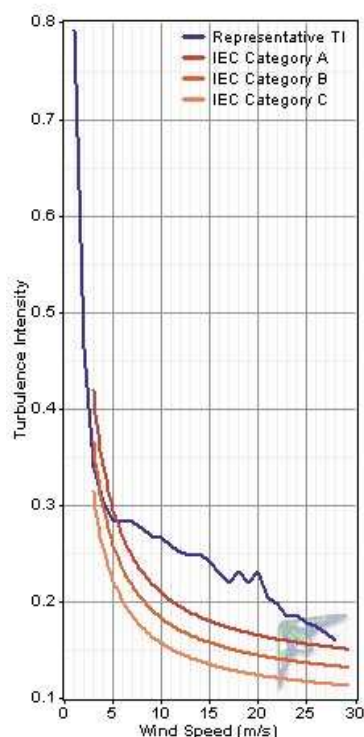


Figura 15 - Anem 1305 - Mean TI a 15 m/s: 17.9%.
Categoria S (IEC 61400-Ed.3) misure a 40m

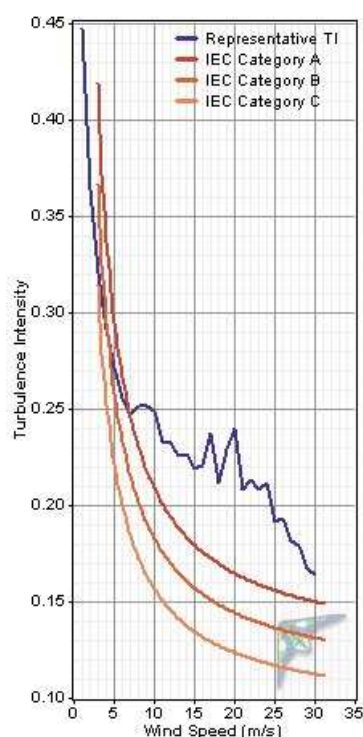


Figura 16 - Anem 1308 - Mean TI a 15 m/s: 16.7%.
Categoria S (IEC-61400 Ed.3) misure a 40m

I valori rappresentati nelle figure precedenti fanno riferimento alla quota di misurazione massima delle stazioni anemometriche, mentre il valore della turbolenza a quota mozzo (95m) può essere stimata ipotizzando la costanza della deviazione standard con la quota; in questo caso la turbolenza a quota mozzo sarebbe caratterizzata dai seguenti valori:

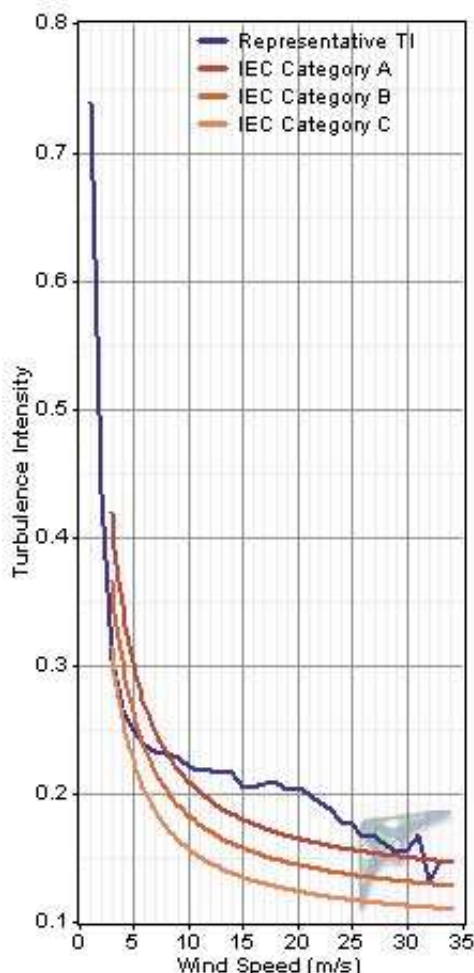


Figura 17 - Anem 1305 - Mean TI a 15 m/s: 15.9%.
Categoria A (IEC 61400-Ed.3) stime a quota mozzo

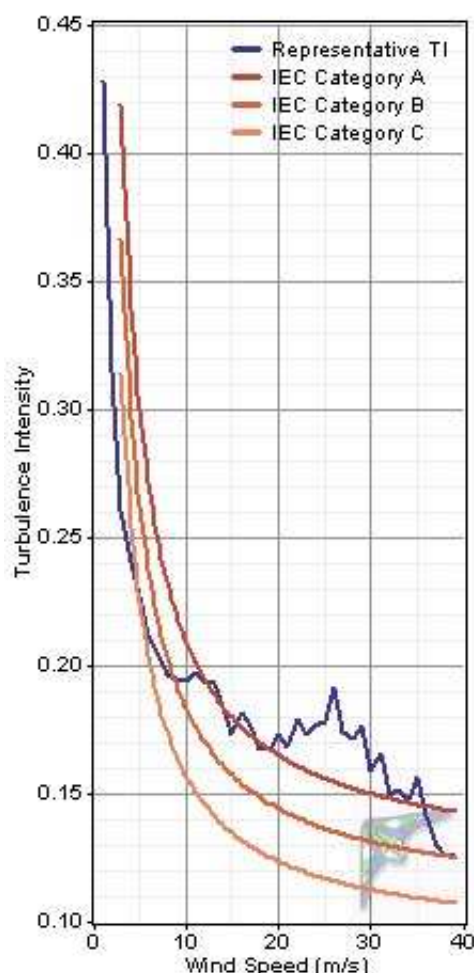


Figura 18 - Anem 1308 - Mean TI a 15 m/s: 12.9%.
Categoria B (IEC-61400 Ed.3) stime a quota mozzo

Dai risultati fin qui ottenuti si può considerare con buona approssimazione, che il sito appartenga alla **classe IIA**, quindi in grado di ospitare turbine eoliche appartenenti alla medesima classe.

3. STIMA DELLA PRODUZIONE DEL PARCO EOLICO

La stima della risorsa eolica disponibile nella zona di studio richiede una modellazione spaziale del campo di vento. Questa modellazione permette l'estrapolazione orizzontale e verticale delle misure di vento disponibile nei siti previsti per il posizionamento degli aerogeneratori e del vento all'altezza della navicella (quota mozzo).

Gli applicativi informatici utilizzati per la modellazione del campo di ventosità e la stima di produzione sono:

- WINDFARM (versione 4.0.1.3), sviluppato dalla ReSoft, Regno Unito.
- WINDOGRAPHER (v. 1.47), sviluppato dalla Mistaya Engineering Inc.

WindFarm comprende il codice sorgente per il calcolo della distribuzione del vento MS-Micro/3, sviluppato nella versione DOS originale dagli scienziati del Meteorological Service of Canada and Zephyr North. WindFarm elabora le equazioni linearizzate del flusso del vento in terreni complessi per estrapolare i dati meteorologici acquisiti in un punto su un'area definita. Stima la distribuzione del vento nel sito, permette di calcolare la produzione del parco eolico, tenendo conto dell'influenza dell'orografia e degli effetti di scia che gli aerogeneratori producono reciprocamente.

3.1. LAY-OUT D'IMPIANTO E PRODUCIBILITÀ MEDIA ANNUA

Sono stati presi in considerazione diversi layout, a seconda della tipologia di macchina e della dislocazione delle turbine; tra le varie soluzioni analizzate, una è risultata la più vantaggiosa sotto il profilo della producibilità: le macchine ritenute più prestanti per questo sito sono di produzione Vestas modello V112 con quota mozzo pari a 119m. Il modello di macchina e la disposizione è stata eseguita sotto l'ottica della ricerca della maggiore resa, tenendo anche in considerazione aspetti costruttivi e progettuali (viabilità, pendenze del terreno, caratteristiche geologiche ecc.).

Sono stati impostati i domini del terreno, con isoipse distanziate di 5m per una superficie complessiva di oltre 132 kmq. I dati anemologici utilizzati per la creazione delle mappe isovento, sono quelli derivanti dalla campagna di misura del sito 1305 (la serie di dati presi in considerazione è relativa esclusivamente a 12 mesi di misurazione, anche se i dati disponibili ricoprono un periodo di 17 mesi; ciò consente di tenere in considerazione correttamente la stagionalità della risorsa eolica del sito) e di quella relativa all'anemometro 1308 (per la quale si dispone di 12 mesi completi). Si è ritenuto di non considerare la mappatura della rugosità all'interno dei modelli, e di considerarla uniforme su tutta la superficie del dominio, e pari al valore $Z_0 = 0.7m$, corrispondente (secondo i criteri generali) alla presenza di alberi e cespugli.

Nella seguente figura viene rappresentata la mappatura anemometrica ottenuta utilizzando il modello WindFarm su dati acquisiti mediante anemometro di Montazzoli 1305; la mappa è sovrapposta al layout costituito da 5 aerogeneratori Vestas V112, ciascuno di potenza pari a 3.0MW. Per il calcolo della producibilità è stata calcolata un'altezza sul livello del mare, pari alla media delle altezze s.l.m. (963m) dei singoli aerogeneratori, a questa altezza corrisponde una temperatura media ed una densità media dell'aria (secondo gli standard internazionali) pari a rispettivamente: 8.75 °C e 1.115 kg/m³.

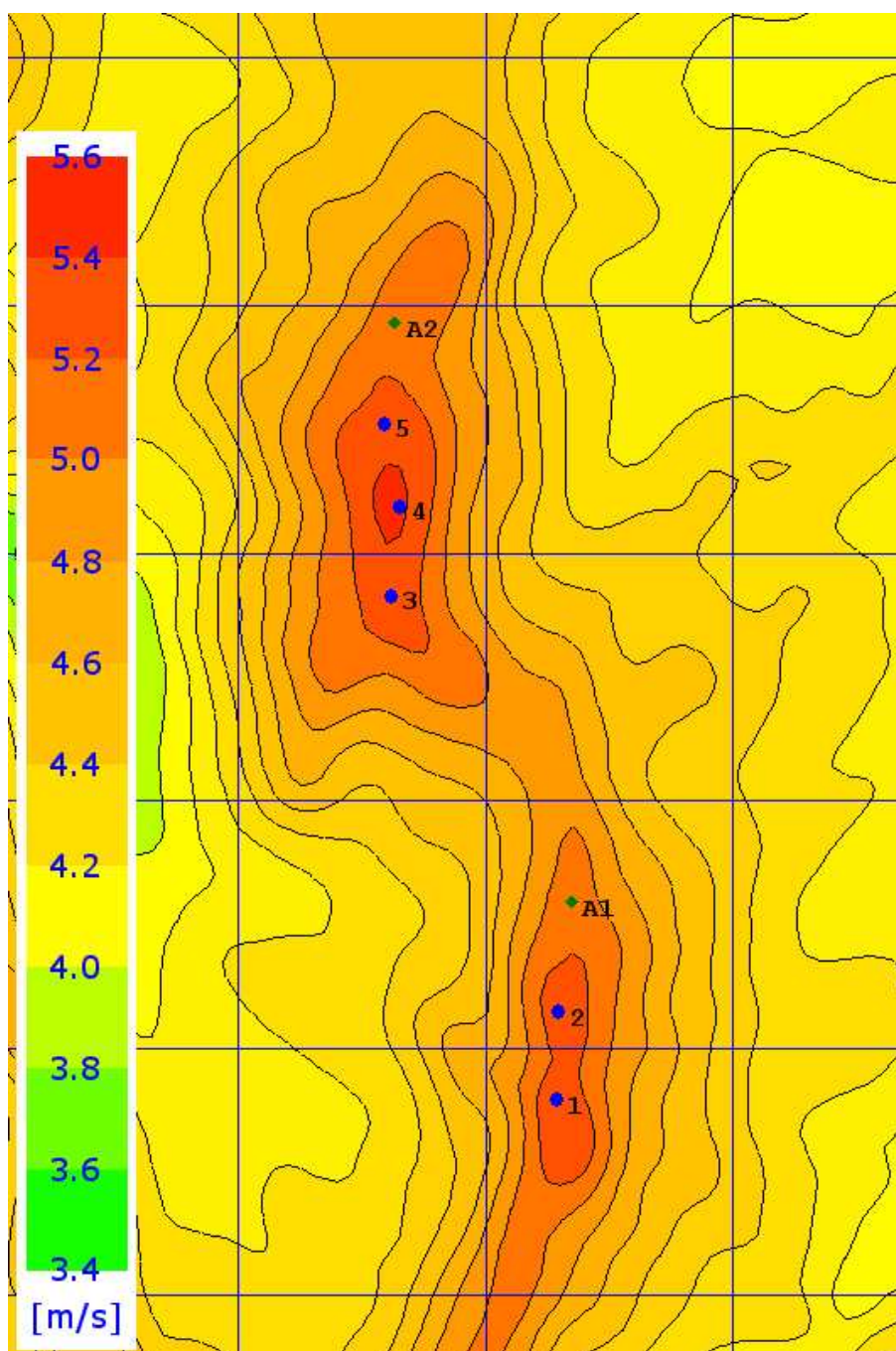
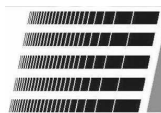


Figura 19 - Modello WindFarm. Mappe isovento a quota 119m s.l.t. Valori in m/s

Le stime della produzione energetica annuale del parco eolico sono riportate nelle tabelle seguenti, la prima riporta le varie voci di perdita applicate al calcolo della producibilità.

	UTM-WGS84		GAUSS-BOAGA		GEOGRAFICHE	
Turbina	N	E	N	E	Lat	Long
AG1	4645781	451275	4645791	2471286	41°57' 45.05"	14°24' 43.23"
AG2	4646136	451283	4646146	2471294	41°57' 56.56"	14°24' 43.47"
AG3	4647821	450610	4647831	2470621	41°58' 51.04"	14°24' 13.73"
AG4	4648182	450641	4648192	2470652	41°59' 02.75"	14°24' 14.96"
AG5	4648515	4505820	4648525	2470591	41°59' 13.53"	14°24' 12.21"

Tabella 6 - Coordinate degli aerogeneratori



Indisponibilità Macchine	3%
Perdite elettriche	4%
Ghiaccio e degrado della pala	3%
TOTALE	10%

Tabella 7 - Coefficienti di perdita

Turbina	Effetto Topografico [%]	Effetto Scia [%]	Producib. [MWh]	Ore Equiv.
AG1	+9.11	-1.63	5996.2	1999
AG2	+8.37	-0.66	5885.3	1962
AG3	+5.43	-1.46	6507.4	2169
AG4	+9.14	-2.16	6957.4	2319
AG5	+5.14	-0.28	7089.6	2363
TOT	+7.35	-1.21	32435.9	2162

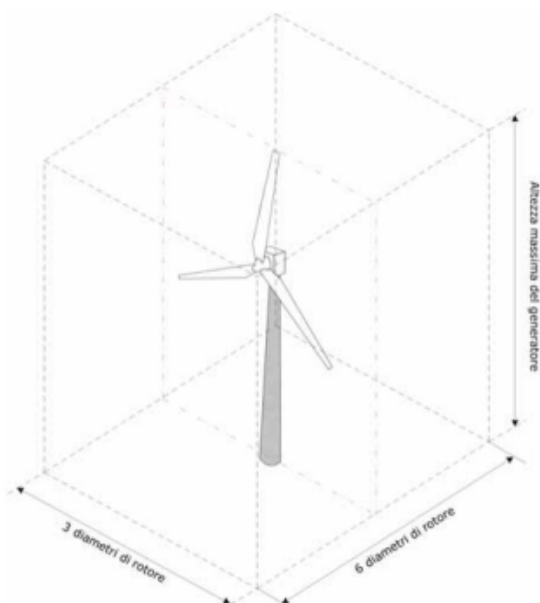
Tabella 8 – Vestas V100. Quota mozzo 95m s.l.t.

Considerando le perdite energetiche complessive, pari al 11% si ottiene la producibilità netta dell'impianto: **29192.3 MWh/anno**, corrispondenti a circa **1950 Ore Equivalenti Nette**.

Energia lorda (MWh/anno)	Energia Netta (MWh/anno)	Ore Eq. Nette
32435.9	29192.3	1950

Tabella 9 - Stima della produzione (Calcoli eseguiti con WindFarm)

Per quanto riguarda il numero di ore di rotazione, per il modello di turbina selezionato e la relativa quota mozzo, esse si attestano su circa **7700** ore annue. Per quanto riguarda i valori della densità volumetrica di energia unitaria annua, si ha:



	kWh (E)	Ev
AG1	5996200	0.152
AG2	5885300	0.149
AG3	6507400	0.165
AG4	6957400	0.176
AG5	7089600	0.179

Tabella 10 - Densità Volumetrica di energia unitaria annua: D=100m, H=145m



**Fabbrica
Energie
Rinnovabili
Alternative**

Fabbrica Energie Rinnovabili Alternative s.r.l.
Sede legale: Piazza Cavour, 7 – 20121 Milano
Tel +39 02 62690471
Fax +39 02 32066804
info@ferasri.it
www.ferasri.it



TECNOLAND S.n.c di Vizioli U.e.C.
Via Brigata Maiella, 2 - 66034 LANCIANO
Tel.: 0872/49729 - Fax : 0872/712298
Email : tecnoland@studiovizioli.com

I limiti imposti nella linea guida regionale, per ciò che concerne la Densità Volumetrica di Energia Unitaria Annuale, pari a 0.14 kWh/anno/m³, sono rispettati da tutte le turbine.

4. CURVA DI POTENZA

Si riporta di seguito la curva di potenza dell'aerogeneratore Vestas V112 (dichiarata dal costruttore), che fornisce la potenza elettrica erogata ai morsetti in funzione della velocità del vento a quota mozzo, per il valore standard della densità dell'aria (1.225 kg/m^3).

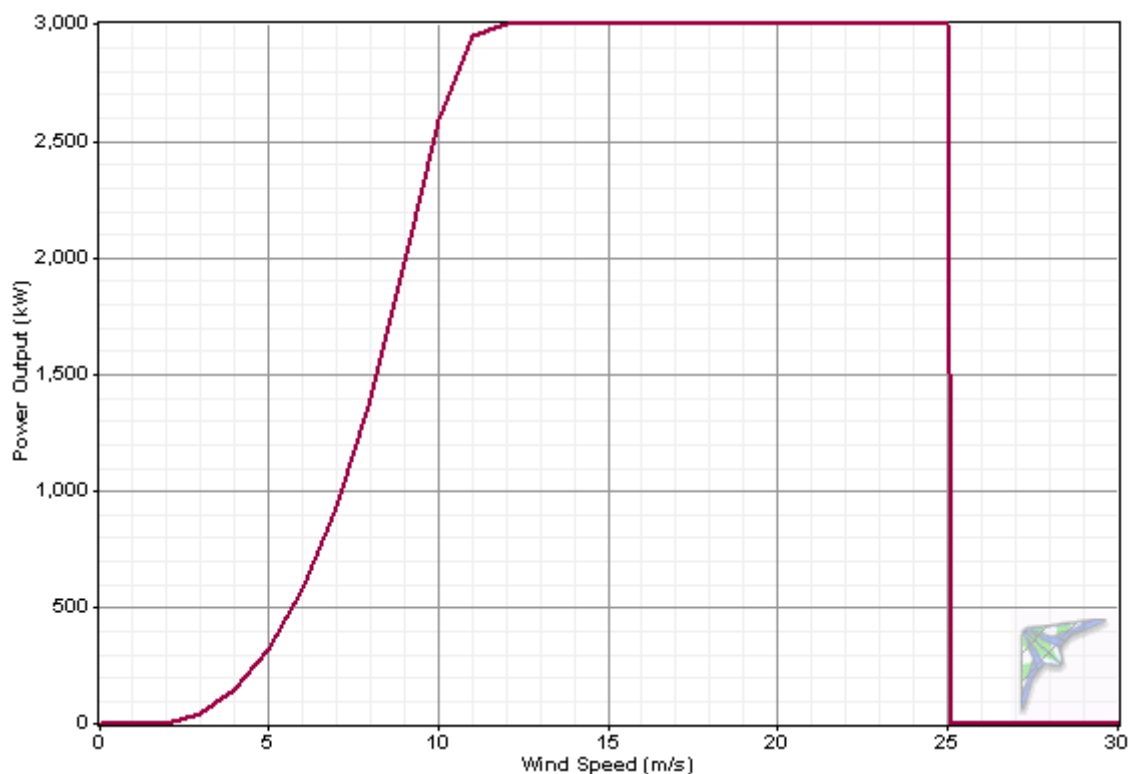


Figura 20 - Curva di potenza Vestas V112