

PROGETTO DI REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO

Località "Valle Castagna, Valle Cornuta, Mezzana del Cantone"
Comune di Montemilone (PZ)



A.5 RELAZIONE SPECIALISTICA – STUDIO ANEMOLOGICO



Vincenzo Rossi

Cliente/Customer <u>MILONIA S.R.L.</u>			Commessa/Job 98102	Emesso da PER	
04	05/04/2017	REVISIONE	Ing. M. Scafidi	Ing. A. Sammartano	Ing. A. Sammartano
03	16/10/2014	REVISIONE	Ing. M. Scafidi	Ing. A. Sammartano	Ing. A. Sammartano
02	06/12/2013	REVISIONE	Ing. M. Scafidi	Ing. A. Sammartano	Ing. A. Sammartano
01	30/11/2012	REVISIONE	Ing. M. Scafidi	Ing. A. Sammartano	Ing. A. Sammartano
00	14/01/2010	EMISSIONE	Ing. M. Scafidi	Ing. A. Sammartano	Ing. A. Sammartano
Rev	Data	Descrizione	Preparato	Verificato	Approvato
Autorizzazione Emissione					

Sommario

INTRODUZIONE	3
1. INQUADRAMENTO	3
3. AREA DI STUDIO	3
4. L'ENERGIA DEL VENTO	4
5. L'ANALISI ANEMOMETRICA	7
6. GLI STRUMENTI UTILIZZATI	13
6.1 STRUMENTI DI MISURAZIONE.....	14
7. VALUTAZIONE DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA	15
8. ANALISI DEI DATI E INTERPRETAZIONE DEI RISULTATI	20
8.1 <i>Dati Anemometro</i>	22
9. REQUISITI ANEMOLOGICI DEL P.I.E.A.R.	25
9.1. PUNTO A.	25
9.2. PUNTO B.	26
9.3. PUNTO C.	26
9.4. PUNTO D.	29
9.5. PUNTO E.	30
9.6. PUNTO F.	31
9.7. PUNTO G.	31
9.8. PUNTO H.	31
10. CARATTERISTICHE DELLE APPARECCHIATURE DI MISURA	32
11. CALENDARIO DETTAGLIATO E MODALITÀ DI RILEVAZIONE	32
12. DOCUMENTAZIONE FOTOGRAFICA	33
13. QUANTIFICAZIONE E MODALITÀ DI TRATTAMENTO DELLE MISURAZIONI NON VALIDE	36
14. CARATTERIZZAZIONE EOLICA DEL SITO	36
15. CONCLUSIONI	37
16. ALLEGATI ALLA RELAZIONE A.5	38

Introduzione

Il presente studio anemologico è un contributo scientifico integrativo finalizzato a fornire la caratterizzazione anemologica dell'area del Comune di Montemilone (PZ) nella quale è prevista la realizzazione di un parco eolico da parte della Milonia S.r.l. .

La base di dati per l'analisi anemologica in esame è costituita dalle stime di velocità e direzione del vento ottenute dalla misurazione in situ. Sulla base dei dati relativi a un anno e tre mesi di misurazioni, lo studio in questione ha previsto l'elaborazione di indicatori anemologici sintetici e delle relative rose dei venti.

La stima della produzione di energia elettrica del parco eolico è stata condotta mediante l'ausilio del software WindPro della Società EMD International a/s.

1. Inquadramento

Nell'operare studi finalizzati allo sfruttamento del vento a fini eolici, la caratterizzazione meteorologica dell'area di studio, con particolare riferimento a quella anemologica, costituisce un fondamentale elemento conoscitivo. La conoscenza del regime dei venti in termini di direzioni prevalenti di provenienza e di classi di velocità risulta infatti necessaria per valutare la vocazione eolica di una determinata area, oltre che per individuare le aree maggiormente idonee allo sfruttamento eolico.

Lo studio è finalizzato a fornire la caratterizzazione anemologica dell'area in esame attraverso indicatori sintetici e le relative rose dei venti. Questi indicatori si possono ottenere elaborando i dati, su base di un anno, della direzione e della velocità del vento.

Per una corretta analisi del regime anemologico si è resa necessaria l'installazione di una stazione meteorologica a terra, dotata di tre anemometri.

3. Area di studio

L'area oggetto dello studio – dove è prevista la realizzazione del parco eolico in questione – è localizzata nel comune di Montemilone nella provincia di Potenza ed interesserà le località denominate “Valle Castagna”, “Valle Cornuta” e “Mezzana del Cantone”.

L'intervento di progetto prevede la realizzazione di n. 17 aerogeneratori con una potenza complessiva del progetto è di massimo 60 MW, ottenuta con 4 differenti layout che prevedono le seguenti tipologie di turbine:

- Vestas V136 – 3.45 e V136 – 3.6 con hub height 132 m
- Senvion 3.4M140 e 3.6M140 con hub height 130 m
- GE Wind Energy 3.43 - 137 e 3.63 - 137 con hub height 131,4 m
- Siemens SWT-3.52-142 e SWT-3.53-142 con hub height 129 m

4. L'energia del vento

L'energia eolica deriva direttamente dall'energia solare, in quanto i moti convettivi dell'atmosfera sono indotti dai gradienti di temperatura provocati dal riscaldamento non uniforme del globo terrestre. L'energia che il Sole invia sulla Terra è, come noto, stimabile tramite la costante solare:

$$C_s = 1365 \text{ W/m}^2$$

che esprime la potenza che il Sole invia su una superficie unitaria disposta fuori dall'atmosfera terrestre e orientata normalmente ai raggi solari.

Essendo il raggio medio terrestre pari a circa 6370 km, si ha che la potenza solare intercettata dalla Terra è pari a:

$$P_{\text{SOLE}} = C_s \cdot \pi \cdot R^2 = 174,2 \cdot 10^{15} \text{ W}$$

ovvero una quantità di energia annua pari a circa:

$$E_{\text{SOLE}} = P_{\text{SOLE}} \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600 = 5,5 \cdot 10^{24} \text{ J/anno}$$

corrispondenti a circa 131000 miliardi di tep/anno. Tenuto conto del fatto che i consumi attuali di energia sulla Terra sono, in cifra tonda, pari a circa 10 miliardi di tep/anno, si evidenzia come la Terra riceva dal Sole una quantità di energia circa 13000 volte superiore agli attuali consumi globali di energia.

In considerazione della rotazione della Terra intorno al proprio asse e del rapporto fra la superficie terrestre e la superficie del disco che effettivamente intercetta l'energia solare (tale rapporto fra le superfici è pari a 4), la potenza solare media per unità di superficie terrestre è pari al 25% della costante solare, ovvero circa 342 W/m². Tuttavia non tutta questa radiazione raggiunge la superficie terrestre; il 30% circa della radiazione solare viene infatti riflessa dall'atmosfera e dal suolo, e prende il nome di albedo. Una quota pari a circa il 25% viene assorbita dall'atmosfera, mentre il rimanente 45% riesce ad attraversare l'atmosfera e raggiunge la superficie terrestre. La potenza solare che giunge al suolo è stimata pari a circa 50000 TW, ovvero circa 38000 miliardi di tep/anno, quindi circa 3800 volte i consumi mondiali di energia. Dell'energia inviata dal Sole sulla Terra, una frazione pari a circa lo 0,2% viene convertita in energia meccanica del vento e delle correnti marine, mentre circa lo 0,02%

viene convertita in energia chimica delle biomasse mediante il meccanismo della fotosintesi clorofilliana.

In sintesi, pertanto, l'energia solare convertita in energia cinetica dell'aria (vento) e dell'acqua (correnti marine) può essere stimata pari a circa 350-400 TW (corrispondenti a circa 260-300 miliardi di tep/anno). Tali moti convettivi sono indotti dai gradienti di temperatura provocati dal riscaldamento non uniforme del globo terrestre, e permettono di ridistribuire il calore su tutta la superficie terrestre, contribuendo peraltro in maniera decisiva a mitigare le differenze di temperatura che sarebbero invece presenti fra le zone della Terra con diversa esposizione solare.

In generale quindi, il vento può essere definito come una massa d'aria che si muove in direzione essenzialmente orizzontale per effetto del diverso riscaldamento della superficie terrestre. In effetti, nelle zone corrispondenti alla fascia equatoriale, l'intenso irraggiamento solare determina un forte riscaldamento del suolo e quindi dell'aria sovrastante. L'aria calda, per effetto della riduzione di densità tende a risalire verso l'alto, richiamando aria più fredda dalle zone circostanti, e raffreddandosi per contatto con gli strati d'aria superiori. L'aria raffreddata tende così a muoversi in direzione orizzontale e a ridiscendere verso la superficie terrestre in corrispondenza delle zone del globo situate intorno a 30° di latitudine nord e sud. In questo suo movimento l'aria forma pertanto due celle di circolazione che, a livello del suolo spostano l'aria dalle zone subtropicali a quelle equatoriali.

La circolazione dell'aria a livello planetario viene completata dalla presenza di altre due celle per ciascun emisfero, per le quali le zone di separazione sono localizzate, rispettivamente intorno a 60° e 30° di latitudine. Nel complesso, pertanto, si individuano sia zone di bassa pressione, a 60° di latitudine nord e sud, nonché all'Equatore, sia zone di alta pressione a 30° di latitudine nord e sud (che sono poi le zone dei due Tropici) ed ai Poli. Pertanto, alle medie latitudini, la circolazione dell'aria avviene in direzione dei Poli. Tuttavia, per effetto della rotazione terrestre e quindi della corrispondente accelerazione di Coriolis, tali correnti d'aria subiscono una deviazione in direzione tangenziale che, alle medie latitudini, determina la presenza di venti con direzione prevalentemente da ovest verso est. Al contrario, nelle altre celle la direzione dei venti è prevalentemente orientale.

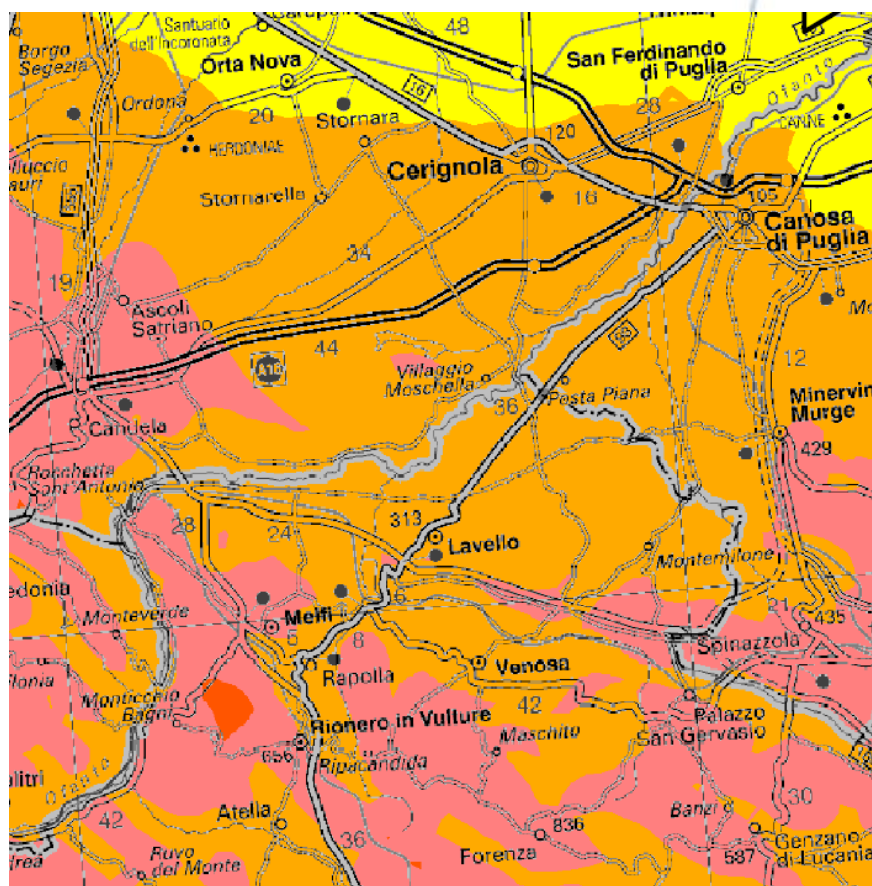
Ovviamente poi, passando dalla scala globale a quella locale, la direzione e l'intensità dei venti presenta molte peculiarità in funzione delle caratteristiche della zona considerata.

La diversa inerzia termica dei mari e degli oceani rispetto alle terre emerse influisce notevolmente sul regime dei venti. Infatti, l'aria a contatto con le terre emerse tende a riscaldarsi (e quindi anche a raffreddarsi) più rapidamente dell'aria a contatto con la superficie dell'acqua (che ha una maggiore inerzia termica), cosicché in relazione alle caratteristiche dell'irraggiamento solare, si realizzano differenze di pressione che inducono la presenza di venti dal mare verso l'entroterra e viceversa. Analogamente, l'orografia della

zona in esame contribuisce notevolmente all'instaurarsi di regimi di vento che, per intensità, direzione e frequenza determinano la formazione dello specifico microclima locale.

Indicazioni di massima sulla ventosità dell'area sono state desunte dalle mappe dell'Atlante eolico del territorio italiano, realizzato dal CESI in collaborazione con Università di Genova ed Enea. Si riporta di seguito la mappa della velocità media annua del vento a 70 m s.l.t.

Mappa della velocità media annua del vento a 70 m s.l.t.



m/s
3 4 5 6 7 8 9 10 11

0 20 40 km

5. L'analisi anemometrica

Per poter valutare la possibilità di realizzare un impianto eolico in un determinato sito, è indispensabile conoscere i parametri fondamentali che lo caratterizzano dal punto di vista anemometrico. Infatti, la potenza cinetica resa disponibile da una prefissata portata massica d'aria che si muove con velocità u è data, come noto, dalla seguente relazione:

$$P_D = \frac{1}{2} \cdot u^2 \cdot \dot{m}$$

Poiché la portata massica dipende poi dalla sezione di passaggio S , dalla densità dell'aria ρ e dalla sua velocità u , si ha anche:

$$P_D = \frac{1}{2} \cdot u^2 \cdot (\rho \cdot S \cdot u) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot u^3$$

La corrispondente energia messa a disposizione in un prefissato intervallo di tempo T (per esempio un anno) risulta infine pari a:

$$E_D = \int_0^T P_D \cdot dt = \int_0^T \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot u^3 \cdot dt$$

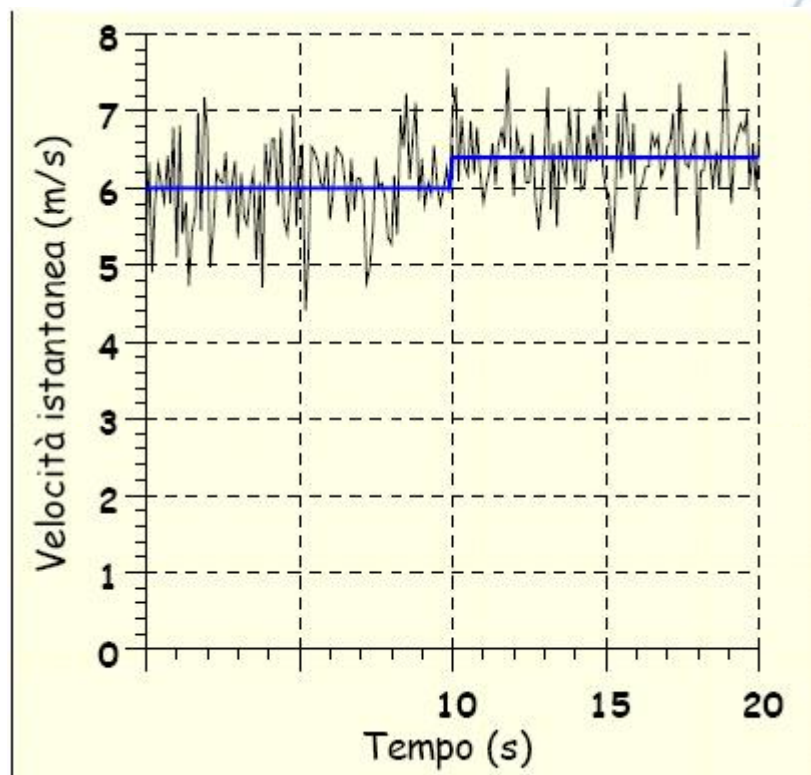
Tale relazione evidenzia come l'energia eolica disponibile dipenda dalla velocità del vento (al cubo), dalla sezione di passaggio (ovvero dal quadrato del diametro della turbina) e dalla densità dell'aria (e quindi dalla sua temperatura e dalla sua pressione).

Le difficoltà che si incontrano nel valutare l'energia disponibile (e di conseguenza quella producibile dalla turbina eolica, una volta che ne siano note le caratteristiche) sono legate alla aleatorietà della sorgente eolica, essendo il vento una grandezza fortemente dipendente dal tempo (con variazioni a livello stagionale, giornaliero ed istantaneo) e dal luogo, con differenze anche sostanziali in relazione alla distanza dal suolo ed alle caratteristiche orografiche del sito. La velocità istantanea del vento $u'(t)$ può essere scomposta in una componente responsabile del trasporto di massa u e in una componente legata ai moti turbolenti u^* :

$$u'(t) = u + u^*$$

Poiché le componenti nelle tre direzioni spaziali sono per loro natura casuali, il loro valore medio tende ad annullarsi considerando un intervallo temporale sufficientemente elevato (si veda figura seguente).

Velocità istantanea del vento



Ai fini della valutazione delle potenzialità energetiche dei siti eolici, viene di solito utilizzata una velocità del vento mediata su intervalli di tempo dell'ordine di 10 minuti.

Per rilevare la velocità del vento è stato usato uno strumento detto anemometro, del classico tipo a coppa, la cui velocità di rotazione è legata alla velocità del vento.

La velocità del vento viene determinata dal numero di giri che le coppe compiono in un determinato intervallo di tempo. Il moto viene poi trasmesso, mediante un dispositivo elettrico (spesso le coppe fanno ruotare un generatore elettrico, una dinamo), ad un contatore tarato sull'intensità del vento, posto all'interno delle stazione meteorologica.

L'anemometro utilizzato per rilevare la velocità del vento esegue campionamenti con frequenza dell'ordine di 1 Hz; dai dati raccolti si può poi calcolare il valore medio su 10

minuti, orario, giornaliero, mensile e annuale, nonché i rispettivi valori massimi all'interno di ciascun intervallo.

L'anemometro usato è associato ad una banderuola per rilevare la direzione del vento. Essa punta nella direzione da cui questo spira.

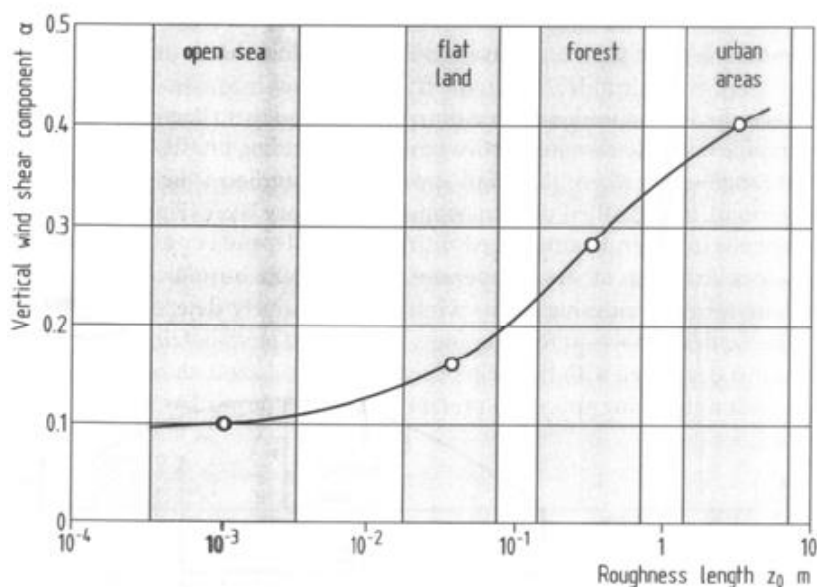
Le rilevazioni giornaliere evidenziano che il vento ha una maggiore intensità durante il giorno rispetto alla notte; in particolare i maggiori valori si rilevano nelle prime ore del pomeriggio. La variazione giornaliera è dovuta al fatto che le differenze di temperatura tra la superficie del mare e della terra ferma, a causa degli spostamenti di grandi masse d'aria, sono maggiori di giorno rispetto alla notte; inoltre durante il giorno si registrano venti con maggiori componenti turbolente e con cambiamenti di direzione più repentini e frequenti. Peraltro, è opportuno osservare che ai fini della produzione di energia elettrica con impianti eolici, la presenza di vento prevalentemente durante il giorno è un aspetto estremamente positivo, dato che anche i consumi di energia seguono tale distribuzione.

La velocità del vento varia sensibilmente anche al variare della quota. Infatti, la presenza di ostacoli e di rugosità superficiali determina una progressiva diminuzione (strato limite) della velocità del vento rispetto alla velocità del flusso indisturbato. L'andamento della velocità del vento u in funzione della quota z (profilo verticale di velocità, o *wind shear*) viene solitamente espresso attraverso relazioni del tipo:

$$u = u_1 \cdot \left(\frac{z}{z_1} \right)^\alpha$$

dove u_1 è la velocità del vento misurata alla quota z_1 (un valore tipico è 10 m) e α (*wind shear exponent*) è un parametro che dipende dalla classe di rugosità del suolo e dalle condizioni di stabilità dell'aria, ed è generalmente compreso tra 0,1 e 0,4. La figura 2.13 riporta, con riferimento a condizioni di stabilità atmosferica, il valore dell'esponente α in funzione della altezza caratteristica z_0 degli ostacoli al suolo.

Esponente del profilo di velocità del vento in funzione della rugosità del suolo



Attraverso la relazione che descrive il profilo verticale di velocità del vento è anche possibile effettuare una prima stima delle potenzialità anemometriche di siti fra loro vicini ma caratterizzati da diversa orografia. A tal fine si può infatti ipotizzare che la velocità del vento geostrofico si mantenga sostanzialmente costante in due siti vicini, in quanto si suppone che ad alta quota il vento non sia influenzato dall'orografia e dalla rugosità del suolo.

L'orografia rappresenta un elemento estremamente rilevante ai fini della valutazione delle potenzialità eoliche di un sito. Infatti, a parità di vento geostrofico, un suolo liscio determina velocità maggiori al suolo. Inoltre, a causa dell'aumento di velocità del vento indotto dalla presenza di rilievi collinari, si preferisce installare le turbine eoliche sulla cresta delle colline piuttosto che nelle vallate. Rilevazioni sperimentali sulla velocità del vento a monte e a valle di rilievi collinari hanno evidenziato come la velocità del vento misurata in corrispondenza della cresta delle colline possa risultare superiore del 50-80% rispetto alla velocità del vento misurata a sufficiente distanza dai rilievi. Tali rilevazioni hanno parimenti mostrato come viceversa la velocità del vento immediatamente a monte e a valle del rilievo risulta notevolmente inferiore (20-40%) alla velocità del flusso indisturbato.

Ai fini di una corretta valutazione delle potenzialità energetiche di un sito eolico risulta estremamente importante effettuare precise misurazioni della velocità del vento. Infatti, poiché la potenza resa disponibile dal tubo di flusso che investe il rotore di una turbina eolica è proporzionale al cubo della velocità, un errore sulla misura della velocità del 10% comporta un errore sul calcolo della potenza, e quindi dell'energia producibile, del 33%. In tal senso, al fine di contenere gli errori entro valori dell'ordine del 3-5% è necessario disporre di anemometri con tolleranze di misura inferiori all'1-2%.

Quando si eseguono le rilevazioni della velocità del vento, le misure ottenute, ovvero i valori mediati su un intervallo di tempo di 10 minuti (che rappresenta lo standard comunemente utilizzato anche nelle curve di prestazione delle turbine eoliche fornite dai costruttori), si organizzano in classi di velocità (bins) di data ampiezza. Ogni classe è definita da un valore medio delle velocità del vento appartenenti alla classe stessa, al quale è associato il corrispondente numero di ore/anno di persistenza della velocità del vento all'interno del relativo intervallo. Questa distribuzione di velocità del vento, che diviene tanto più rappresentativa quanto maggiore è il numero di campagne annue di sperimentazione che sono state utilizzate per costruirla, presenta il tipico andamento con un valore massimo localizzato in corrispondenza di velocità del vento prossime a quella media. Oltre che in termini di ore/anno, tale distribuzione viene anche proposta in termini di frequenza relativa f_i che si esprime analiticamente attraverso il seguente rapporto:

$$f_i = \frac{n_i}{n_{TOT}}$$

essendo n_i il numero di ore/anno di persistenza della velocità del vento all'interno della classe considerata e n_{TOT} il numero totale di ore a disposizione nell'anno (convenzionalmente 8760). Ovviamente, la somma delle frequenze relative è pari ad uno.

Oltre alla distribuzione relativa di velocità del vento, si utilizza spesso anche la corrispondente distribuzione cumulativa di velocità del vento che viene costruita a partire dalla prima, riportando in corrispondenza di ciascuna classe di velocità del vento il numero di ore/anno durante le quali la velocità è inferiore o uguale a tale valore. Anche in questo caso, la distribuzione cumulativa può essere espressa in termini di frequenza F_i espressa analiticamente attraverso la seguente equazione:

$$F_i = \sum_{j=1}^N \frac{n_j}{n_{TOT}}$$

La distribuzione cumulativa presenta un tipico andamento asintotico, con valore limite pari a 8760 ore/anno (o unitario nel caso della distribuzione di frequenza).

Dalla distribuzione della velocità del vento si può facilmente calcolare la velocità media annua del vento u_M , che rappresenta un primo parametro per la valutazione delle potenzialità eoliche di un sito. Essa è infatti la media pesata delle velocità del vento essendo pesi le relative frequenze:

$$u_M = \sum_{i=1}^N \frac{n_i \cdot u_i}{n_{TOT}} = \sum_{i=1}^N f_i \cdot u_i$$

Ai fini di una sintetica rappresentazione della distribuzione di frequenza, risulta estremamente interessante poter disporre di una funzione matematica che esprima con buona

approssimazione il suo andamento. La funzione più utilizzata in tale ambito è la **distribuzione di Weibull**, definita attraverso la relazione seguente:

$$F = 1 - e^{-\left(\frac{u}{A}\right)^k}$$

essendo A un parametro di scala, legato alla velocità media del vento, e k un parametro di forma. Come detto, il parametro A è legato alla velocità media del vento, la quale risulta mediamente pari al 90% del parametro A e molto prossima al valore mediano della velocità del vento (ovvero il valore di velocità in corrispondenza del quale $F=0,5$). Il parametro di forma è invece solitamente compreso fra 1,5 e 2,5, con un valore tipico di riferimento pari a 2 (nel qual caso la distribuzione di frequenza prende il nome di distribuzione di *Reyleigh*, che peraltro viene ampiamente utilizzata come distribuzione di riferimento dai costruttori delle turbine eoliche.

A partire dalla distribuzione di frequenza cumulativa F , è ovviamente possibile ricavare la distribuzione di frequenza relativa f . La frequenza relativa è infatti legata a quella cumulativa tramite la relazione seguente:

$$F(u) = \int_0^u f \cdot du$$

ovvero in termini differenziali:

$$f = \frac{dF}{du}$$

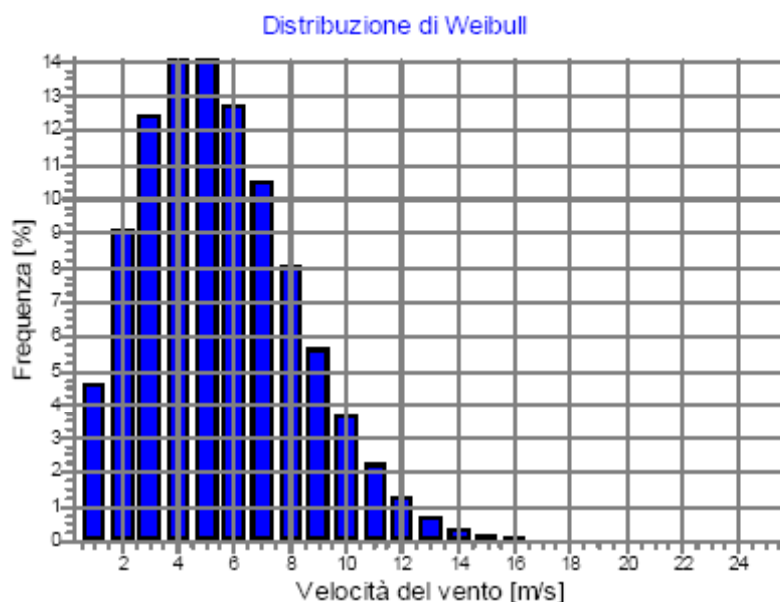
Dunque la funzione f rappresenta la derivata prima rispetto alla velocità del vento della funzione F . Pertanto risulterà:

$$f = \left(\frac{k}{A}\right) \cdot \left(\frac{u}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{u}{A}\right)^k}$$

L'andamento della distribuzione di Weibull è riportato di seguito. Questa distribuzione rappresenta in ordinate la probabilità in termini percentuali che il vento durante l'anno abbia una certa velocità; infatti l'area sottesa dalla curva è sempre uguale a uno. Si osserva che la curva di Weibull non è simmetrica, perché i venti forti sono più rari dei venti moderati. La sua forma varia da luogo a luogo, dipendendo soprattutto dalle condizioni climatiche, dall'orografia e dal tipo di superficie.

Parametri Weibull

Settore	Parametro A	Velocità del vento	Parametro k	Frequenza
	[m/s]	[m/s]		[%]
0 N	4.60	4.14	1.521	4.4
1 NNE	4.94	4.38	2.353	5.2
2 ENE	4.44	3.93	2.160	2.5
3 E	3.11	2.76	1.820	1.2
4 ESE	4.24	3.77	1.795	2.2
5 SSE	6.75	6.00	2.624	9.2
6 S	5.50	4.88	2.175	5.8
7 SSO	6.24	5.54	1.882	7.0
8 OSO	7.33	6.49	2.156	14.5
9 O	5.89	5.22	1.911	16.6
10 ONO	6.35	5.64	2.603	20.6
11 NNO	6.72	5.96	2.416	10.8
Tutti	6.16	5.46	2.085	100.0



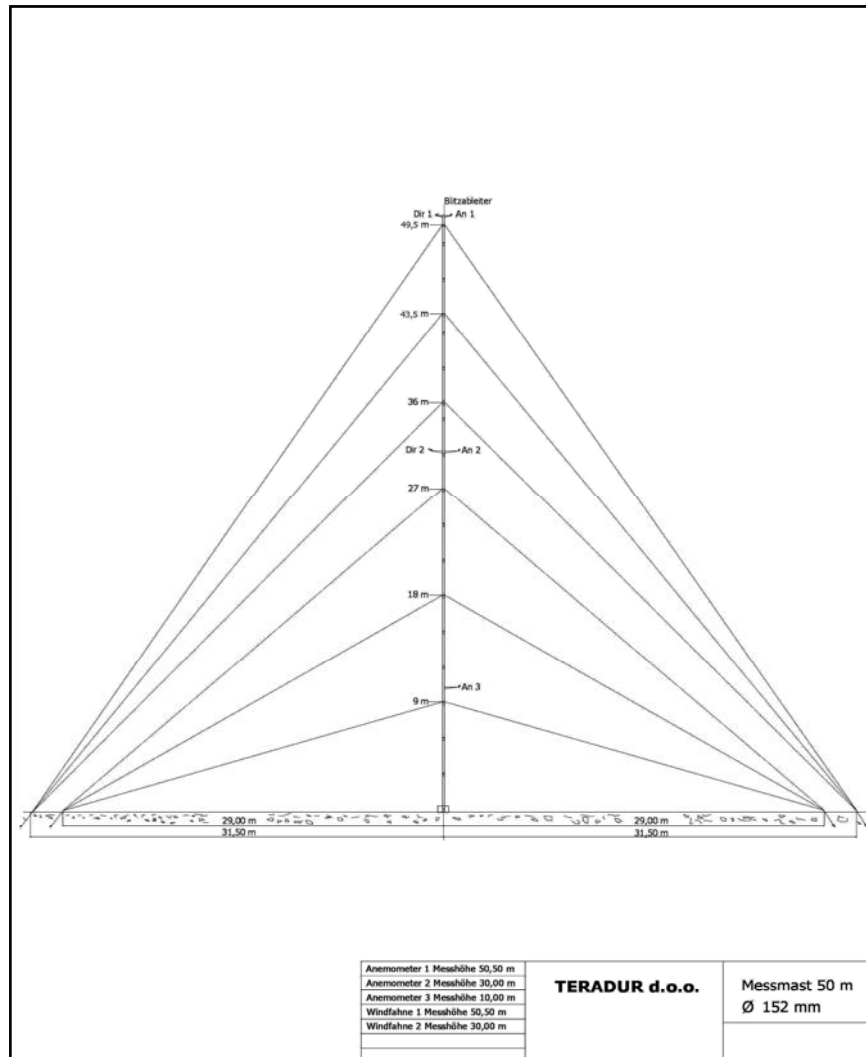
6. Gli strumenti utilizzati

La campagna di misurazione del vento è iniziata il 16 Aprile 2006. È stata installata una stazione anemometrica sul terreno del sito.

La stazione installata è costituita da tre anemometri posizionati sulla stessa torre a 10 m, a 30 m e 50 m dal suolo. La banderuola per la misura della direzione del vento si trova a 50 m dal suolo. La misurazione è continua. Sono stati usati anemometri tipo Thies first class la cui descrizione tecnica è allegata. (Allegato 1 Thies first class)

I dati sono stati raccolti con datalogger tipo wilog 306 (Produttore: Wilmers Meßtechnik Hamburg) la cui descrizione tecnica è allegata.

Stazione anemometrica



6.1 Strumenti di misurazione

Nome del sito _misurazione	Montemilone
Coordinate: Coordinate system, time, East (X), North (Y)	UTM Z33 WGS84 X: 0578133 Y:4545266

Torre, altezza	50m
Anemometer 1: height (m)	50m
Type	THIES first class
Serial no.	704132
Anemometer 2: height (m)	30m
Type	THIES first class
Serial no.	704128
Anemometer 3: height(m)	10m
Type	THIES first class
Serial no.	704226
Wind vane: height	50m
type	Wilmers
Data logger: type	wilog306 Version
Serial no.	2147

<i>Period / Time-Series</i>
14/04/2006 – 28/03/2008

I protocolli dell'installazione delle torri anemometriche e le relazioni di calibrazione sono allegate.

7. Valutazione della produzione di energia

La valutazione della produzione annua di energia mediante un aerogeneratore può essere effettuata molto semplicemente conoscendo la distribuzione di frequenza della velocità del vento, valutata all'altezza media del rotore, e la curva di potenza della macchina. Infatti, per ciascuna classe di velocità, il prodotto della potenza prodotta dalla turbina eolica per il corrispondente numero di ore/annue di persistenza di tale velocità del vento fornisce direttamente la produzione netta di energia. La somma delle produzioni energetiche relative a tutte le classi di velocità del vento è pari alla produzione energetica annua totale:

$$E_{E,N} = \sum_{i=1}^N n_i \cdot P_i$$

Un fattore molto rilevante per la valutazione della produzione di energia e della redditività dell'iniziativa è il cosiddetto "rendimento di schiera" del parco eolico. Infatti, per effetto del disturbo aerodinamico creato da ciascuna macchina sulle altre, la produzione di energia di una turbina inserita in un gruppo di macchine è minore della produzione energetica della stessa macchina installata in posizione isolata.

Per la determinazione della producibilità è stato utilizzato il modello WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) che è composto da un set di modelli matematici che hanno il compito di correggere le misure anemometriche al fine di ottenere una climatologia del vento della zona considerata. Inoltre, a partire dal database di dati del vento si ottiene una stima dell'energia eolica prodotta da una singola turbina oppure da una wind farm in un sito prestabilito. Le equazioni di base del modello sono la legge di similarità nello strato superficiale, che descrive il profilo verticale del vento nello Strato Limite Planetario, e la legge di resistenza geostrofica che collega il vento causato da attività "sinottiche" alla velocità di frizione superficiale.

La prima (Stull, 1988) è espressa dalla seguente formula:

$$u(z) = (u^*/k) \ln(z/z_0) \quad (1)$$

dove u^* è la velocità di frizione legata alla turbolenza, k è una costante adimensionale, nota come costante di Von Karman, il cui valore è di circa 0.35 e z_0 è la lunghezza di rugosità del terreno. La legge di resistenza geostrofica è data, in condizioni di neutralità atmosferica, da (Rossby & Montgomery, 1935):

$$G = (u^*/k) \{(\ln(u^*/fz_0) - A)^2 + B^2\}^{1/2} \quad (2)$$

dove G è il modulo del vento geostrofico, A e B costanti empiriche adimensionali, f il parametro di Coriolis. I sottomodelli sono il modello per la stabilità, il modello per il cambio di rugosità, il modello per gli ostacoli ed il modello per l'orografia; essi hanno il compito di modificare il profilo del vento al variare di alcune condizioni. Il modello per la stabilità si basa su alcune correzioni da apportare alla (1) al mutare delle condizioni di stabilità atmosferica e richiede come input le medie climatologiche e gli scarti quadratici medi del flusso di calore superficiale. Il modello è derivato dalla (2) ed il profilo del vento è derivato da una espansione semplificata (Jensen *et al.*, 1984) del primo ordine dell'espressione del flusso di calore sensibile per condizioni di neutralità atmosferica. Il modello per il cambio di rugosità ha il compito di modificare il profilo del vento quando il terreno non è omogeneo. In questo caso al terreno sono assegnate delle lunghezze di rugosità ed il flusso del vento, passando tra due superfici disomogenee, è calcolato da considerazioni sullo stato limite superficiale (Panofsky, 1973). Il modello per l'effetto - barriera entra in gioco considerando gli effetti di attrito causati dalla resistenza aerodinamica dovuta ad eventuali ostacoli con dimensioni variabili vicini all'anemometro o al sito eolico. Infatti è noto come in prossimità di un ostacolo, a distanze o quote comparabili con la sua altezza, il profilo del vento venga perturbato.

Questo modello permette così di “pulire” il dato anemometrico eliminando questi effetti. Gli schemi usati sono derivati dalle espressioni date da Perera (1981). Il modello per l'orografia, come i due precedenti, viene utilizzato per correggere i dati del vento da effetti dovuti alle disomogeneità del terreno circostante; in questo caso vengono calcolati gli effetti indotti dalle variazioni altimetriche del terreno intorno alla stazione di misura (Troen *et. al.*, 1981; Oberthettinger, 1973, Jensen *et al.*, 1984).

Le relazioni grafiche – tabelle, diagrammi – sono state elaborate con WindPRO, versione 2.7.473 che esegue i calcoli di previsione della produzione del parco utilizzando il campo di ventosità calcolato con differenti metodologie.

Il calcolo della produttività è stato fatto per ognuno dei 17 aerogeneratori costituenti il parco e per ognuno dei 4 layout sopra indicato:

Impianto eolico:

- Numero aerogeneratori 17
- Produttore aerogeneratori Vestas/Senvion/GE Wind Energy/Siemens
- Tipo di aerogeneratori V136/3.4M140 – 3.6M140/GE3.4-137 – GE3.6-137/SWT142-3.52 – SWT142-3.53
- Altezza navicella 129 m-130 m-131.4 m-132 m
- Capacità installata per aerogeneratore compresa tra 3.4 e 3.63 a seconda dal layout considerato

La stima della produzione di energia elettrica del parco eolico è stata condotta mediante l'ausilio del software WindPro della Società EMD International a/s.

I risultati per il layout che considera aerogeneratori di tipo Siemens SWT-3.52-142 e SWT-3.53-142 con hub height 129 m ottenuti sono riportati nella seguente tabella.

Project:
Montemilone

Licensed user:
T.M.E. S.p.A. - Termomeccanica Ecologia
Termomeccanica Group
IT-19126 La Spezia
+39 (0) 187 552554
Marta Scafidi / m.scafidi@termomeccanica.com
Calculated:
16/05/2017 14:23/3.1.579

PARK - Main Result

Calculation: PARK DENSITA VOLUMETRICA ANNUA SIEMENS

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings
Air density calculation mode: Individual per WTG
Result for WTG at hub altitude: 1,162 kg/m³ to 1,173 kg/m³
Air density relative to standard: 94,9 % to 95,7 %
Hub altitude above sea level (asl): 380,6 m to 473,3 m
Annual mean temperature at hub alt.: 14,0 °C to 14,6 °C
Pressure at WTGs: 958,0 hPa to 968,7 hPa

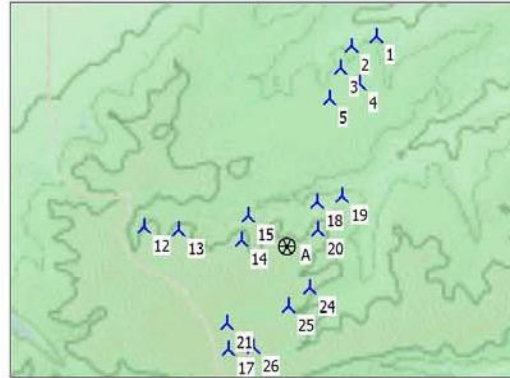
Wake Model Parameters
Terrain type: Wake decay constant
HH:50m Mixed farmland: 0,075

Displacement heights from objects

Wake calculation settings
Angle [°]:
start end step start end step
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0

Wind statistics Default Meteo data description - 50.00 m_3-Corr.:wvs

WASP version WASP 6-9 RVEA0011.dll 1, 0, 0, 13
WASP parameters Non-default WASP parameters - detailed information at the end of "Main results"



Key results for height 50,0 m above ground level

Terrain Italian Gauss-Boaga east-ROMA40 (IT-peninsular <±4m)
Easting Northing Name of wind distribution Type

Easting	Northing	Name of wind distribution	Type	Wind energy [kWh/m²]	Mean wind speed [m/s]	Equivalent roughness
A 2.598.160	4.545.370	Wasp per calcolo densita volumetrica	WASP (WASP 6-9 RVEA0011.dll 1, 0, 0, 13)	2.321	6,2	0,9

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Specific results=)			Mean wind speed @hub height [m/s]
				Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	
Wind farm	254.994,9	268.029,1	95,1	48,5	14.999,7	4.250	7,7

a) Based on wake reduced results, but no other losses included

Calculated Annual Energy for each of 17 new WTGs with total 60,0 MW rated power

Links	WTG type		Power rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Power curve Creator Name	Annual Energy Result [MWh]	Park Efficiency [%]	Capacity factor [%]	Free mean wind speed [m/s]
	Valid	Manufact.								
1 A	Yes	Siemens	SWT-3.5-142-3.520	3.520	142,0	USER Level 0 - Calculated - Std. 104.9dB - 05-2016	15.187,1	94,97	49,2	7,80
2 A	Yes	Siemens	SWT-3.5-142-3.530	3.530	142,0	USER Level 0 - Calculated - Std. 104.9dB - 05-2016	14.890,5	95,73	48,1	7,62
3 A	Yes	Siemens	SWT-3.5-142-3.530	3.530	142,0	USER Level 0 - Calculated - Std. 104.9dB - 05-2016	15.082,4	95,46	48,7	7,73
4 A	Yes	Siemens	SWT-3.5-142-3.530	3.530	142,0	USER Level 0 - Calculated - Std. 104.9dB - 05-2016	14.723,5	90,65	47,6	7,90
5 A	Yes	Siemens	SWT-3.5-142-3.530	3.530	142,0	USER Level 0 - Calculated - Std. 104.9dB - 05-2016	15.320,0	96,97	49,5	7,72
12 A	Yes	Siemens	SWT-3.5-142-3.530	3.530	142,0	USER Level 0 - Calculated - Std. 104.9dB - 05-2016	15.660,8	99,25	50,6	7,75
13 A	Yes	Siemens	SWT-3.5-142-3.530	3.530	142,0	USER Level 0 - Calculated - Std. 104.9dB - 05-2016	15.174,4	96,01	49,0	7,76
14 A	Yes	Siemens	SWT-3.5-142-3.530	3.530	142,0	USER Level 0 - Calculated - Std. 104.9dB - 05-2016	14.995,9	95,48	48,5	7,71
15 A	Yes	Siemens	SWT-3.5-142-3.530	3.530	142,0	USER Level 0 - Calculated - Std. 104.9dB - 05-2016	14.690,7	95,46	47,5	7,59
17 A	Yes	Siemens	SWT-3.5-142-3.530	3.530	142,0	USER Level 0 - Calculated - Std. 104.9dB - 05-2016	15.403,4	97,56	49,8	7,76
18 A	Yes	Siemens	SWT-3.5-142-3.530	3.530	142,0	USER Level 0 - Calculated - Std. 104.9dB - 05-2016	14.965,3	95,41	48,4	7,70
19 A	Yes	Siemens	SWT-3.5-142-3.530	3.530	142,0	USER Level 0 - Calculated - Std. 104.9dB - 05-2016	14.976,1	94,02	48,4	7,79
20 A	Yes	Siemens	SWT-3.5-142-3.530	3.530	142,0	USER Level 0 - Calculated - Std. 104.9dB - 05-2016	15.442,3	94,98	49,9	7,93
21 A	Yes	Siemens	SWT-3.5-142-3.530	3.530	142,0	USER Level 0 - Calculated - Std. 104.9dB - 05-2016	15.093,4	96,03	48,8	7,73
24 A	Yes	Siemens	SWT-3.5-142-3.530	3.530	142,0	USER Level 0 - Calculated - Std. 104.9dB - 05-2016	14.590,9	93,72	47,2	7,65
25 A	Yes	Siemens	SWT-3.5-142-3.530	3.530	142,0	USER Level 0 - Calculated - Std. 104.9dB - 05-2016	14.311,9	94,27	46,3	7,52
26 A	Yes	Siemens	SWT-3.5-142-3.530	3.530	142,0	USER Level 0 - Calculated - Std. 104.9dB - 05-2016	14.486,4	91,49	46,8	7,77

Annual Energy results do not include any losses apart from wake losses. For expected NET AEP (expected sold production), see report Loss & Uncertainty.



Project:
Montemilone

Licensed User:
T.M.E. S.p.A. - Termomeccanica Ecologia
Termomeccanica Group
IT-19126 La Spezia
+39 (0) 187 552554
Marta Scafidi / m.scafidi@termomeccanica.com
Calculated:
16/05/2017 14:23/3.1.579

PARK - Main Result

Calculation: PARK DENSITA VOLUMETRICA ANNUA SIEMENS

WTG siting

Italian Gauss-Boaga east-ROMA40 (IT-peninsular <±4m)					
	Easting	Northing	Z	Row data/Description	
			[m]		
1 New	2.599.683	4.549.032	256,6	Siemens SWT-3.5-142 3520 142.0 !Cl hub: 129,0 m (TOT: 200,0 m) (688)	
2 New	2.599.250	4.548.856	251,6	Siemens SWT-3.5-142 3530 142.0 !Cl hub: 129,0 m (TOT: 200,0 m) (689)	
3 New	2.599.061	4.548.473	268,5	Siemens SWT-3.5-142 3530 142.0 !Cl hub: 129,0 m (TOT: 200,0 m) (690)	
4 New	2.599.405	4.548.200	285,0	Siemens SWT-3.5-142 3530 142.0 !Cl hub: 129,0 m (TOT: 200,0 m) (691)	
5 New	2.598.886	4.547.950	280,0	Siemens SWT-3.5-142 3530 142.0 !Cl hub: 129,0 m (TOT: 200,0 m) (692)	
12 New	2.595.676	4.545.678	315,0	Siemens SWT-3.5-142 3530 142.0 !Cl hub: 129,0 m (TOT: 200,0 m) (693)	
13 New	2.596.268	4.545.637	315,0	Siemens SWT-3.5-142 3530 142.0 !Cl hub: 129,0 m (TOT: 200,0 m) (694)	
14 New	2.597.372	4.545.475	315,9	Siemens SWT-3.5-142 3530 142.0 !Cl hub: 129,0 m (TOT: 200,0 m) (695)	
15 New	2.597.488	4.545.889	298,6	Siemens SWT-3.5-142 3530 142.0 !Cl hub: 129,0 m (TOT: 200,0 m) (696)	
17 New	2.597.159	4.543.563	344,3	Siemens SWT-3.5-142 3530 142.0 !Cl hub: 129,0 m (TOT: 200,0 m) (697)	
18 New	2.598.684	4.546.147	290,6	Siemens SWT-3.5-142 3530 142.0 !Cl hub: 129,0 m (TOT: 200,0 m) (698)	
19 New	2.599.119	4.546.252	288,3	Siemens SWT-3.5-142 3530 142.0 !Cl hub: 129,0 m (TOT: 200,0 m) (699)	
20 New	2.598.696	4.545.657	311,3	Siemens SWT-3.5-142 3530 142.0 !Cl hub: 129,0 m (TOT: 200,0 m) (700)	
21 New	2.597.129	4.544.008	337,5	Siemens SWT-3.5-142 3530 142.0 !Cl hub: 129,0 m (TOT: 200,0 m) (701)	
24 New	2.598.566	4.544.625	307,1	Siemens SWT-3.5-142 3530 142.0 !Cl hub: 129,0 m (TOT: 200,0 m) (702)	
25 New	2.598.197	4.544.309	307,0	Siemens SWT-3.5-142 3530 142.0 !Cl hub: 129,0 m (TOT: 200,0 m) (703)	
26 New	2.597.596	4.543.605	340,0	Siemens SWT-3.5-142 3530 142.0 !Cl hub: 129,0 m (TOT: 200,0 m) (704)	

Non-default WAsP parameters

Group	WAsP parameter	Minimum	Maximum	Default	Current value
Wind atlas structure	Standard height #3 [m]	5,0000	200,0000	50,0000	60,0000
WAsP wind modelling	Clset heat flux over land	-200,0000	200,0000	-40,0000	0,0000

8. Analisi dei dati e interpretazione dei risultati

I dati di Montemilone sono disponibili per il 99,9% del periodo misurato.

La disponibilità per ogni strumento è riportata nelle tabelle seguenti.

Disponibilità dell'anemometro a 50m dal suolo:

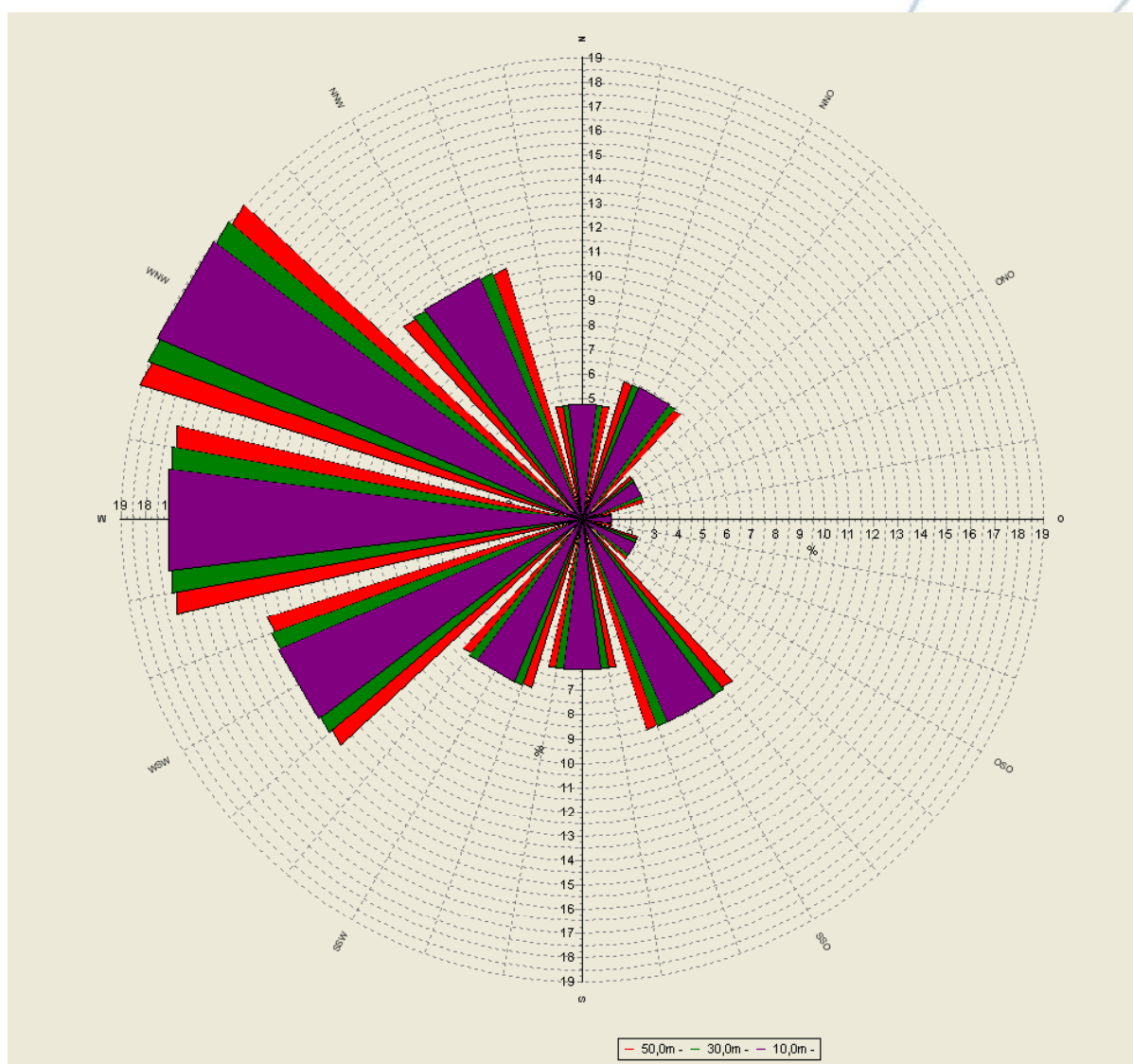
Verfügbarkeit für Windgeschw./-richtungs-Paare																																		
50,0m -																																		
Alle: 99,9%		Effektiver Zeitraum: 23,4 Monate												Ganzer Zeitraum: 23,5 Monate																				
50,0m -	%	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31		
04.2006	99,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	47	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144
05.2006	99,9	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	144	143
06.2006	99,9	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
07.2006	99,9	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144
08.2006	99,9	144	144	143	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144
09.2006	98,0	144	144	144	143	64	143	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144
10.2006	99,9	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144
11.2006	99,9	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
12.2006	99,9	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144
01.2007	99,9	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144
02.2007	99,9	144	144	143	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144
03.2007	99,9	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	144	143
04.2007	100,0	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
05.2007	100,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
06.2007	100,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
07.2007	100,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
08.2007	100,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
09.2007	100,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
10.2007	100,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
11.2007	100,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
12.2007	100,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
01.2008	100,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
02.2008	100,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
03.2008	100,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
All	99,9																																	

Il parco avrà una produttività media al netto delle sole perdite in scia di circa 250.000 MWh all'anno.

La velocità media del vento nel parco, calcolata all'altezza della navicella, è ca. 7.7 m/s.

8.1 Dati Anemometro

Dalle rilevazioni dell'anemometro in sito la direzione prevalente del vento risulta NWN come riportato nella rosa del vento seguente.



Velocità del vento rilevate

I dati rilevati sono riportati nel CD allegato. Il CD contiene i dati sia in formato “.wil” il quale è il formato originario interno usato dal datalogger Willmers Wilog306, sia in formato Excel con i dati completi ed anche aggregati con periodicità giornaliera.

Si riporta, di seguito, i valori medi mensili rilevati nel periodo aprile 2006 – Marzo 2008 per le varie altezze di misura.

Valori medi mensili, altezza 50m

Datenreihe (Aktivierte Daten)						
50,0m -						
Signal						
Mittlere Windgeschw.						
50,0m - Mittlere Windgeschw.	2006	2007	2008	Mittel	Mittel der Monate	
Januar		6,00	5,59	5,80	5,79	
Februar		6,04	5,05	5,54	5,54	
März		6,03	6,61	6,30	6,32	
April	4,65	3,82		4,11	4,24	
Mai	5,08	5,81		5,44	5,45	
Juni	5,07	5,10		5,08	5,08	
Juli	5,36	5,71		5,53	5,54	
August	5,88	6,08		5,98	5,98	
September	4,99	5,87		5,43	5,43	
Oktober	4,81	5,28		5,04	5,04	
November	5,13	6,11		5,62	5,62	
Dezember	4,47	5,23		4,85	4,85	
Mittel, alle Daten	5,07	5,59	5,73	5,42		
Mittel der Monatswerte	5,05	5,59	5,75		5,41	

Valori medi mensili, altezza 30m

Datenreihe (Aktivierte Daten)

30,0m -

Signal

Mittlere Windgeschw.

30,0m - Mittlere Windgeschw.	2006	2007	2008	Mittel	Mittel der Monate
Januar		5,64	5,14	5,39	5,39
Februar		5,54	4,59	5,06	5,06
März		5,58	6,12	5,84	5,85
April	4,33	3,60		3,86	3,96
Mai	4,74	5,40		5,07	5,07
Juni	4,73	4,79		4,76	4,76
Juli	4,99	5,44		5,21	5,21
August	5,53	5,74		5,63	5,63
September	4,64	5,51		5,08	5,07
Oktober	4,45	4,92		4,69	4,69
November	4,80	5,66		5,23	5,23
Dezember	4,18	4,81		4,50	4,49
Mittel, alle Daten	4,73	5,22	5,27	5,05	
Mittel der Monatswerte	4,71	5,22	5,28		5,03

Valori medi mensili, altezza 10m

Datenreihe (Aktivierte Daten)

10,0m -

Signal

Mittlere Windgeschw.

10,0m - Mittlere Windgeschw.	2006	2007	2008	Mittel	Mittel der Monate
Januar		4,88	4,26	4,57	4,57
Februar		4,68	3,82	4,24	4,25
März		4,71	5,01	4,85	4,86
April	3,64	3,08		3,27	3,36
Mai	3,94	4,33		4,14	4,13
Juni	4,00	4,08		4,04	4,04
Juli	4,40	4,83		4,62	4,62
August	4,85	5,04		4,94	4,95
September	4,08	4,80		4,44	4,44
Oktober	3,89	4,23		4,06	4,06
November	4,13	4,77		4,45	4,45
Dezember	3,68	3,97		3,83	3,83
Mittel, alle Daten	4,09	4,45	4,35	4,31	
Mittel der Monatswerte	4,07	4,45	4,36		4,30

9. Requisiti anemologici del P.I.E.A.R.

Lo studio anemologico di cui alla presente relazione è stato condotto nel rispetto di tutti i requisiti riportati nel PIEAR, Appendice A, principi generali per la progettazione, la costruzione, l'esercizio e la dismissione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, 1. Impianti eolici, 1.2.1.5. requisiti anemologici, elencati nei paragrafi seguenti.

9.1. Punto a.

“Presenza di almeno una torre anemometrica nel sito con documentazione comprovante l'installazione”.

Come da D.I.A. prot. n. 1177 del 20/09/2005 allegata (Allegato A.5.3.), è stata installata una stazione anemologica composta da:

- un palo di altezza 50 m dal piano campagna, del diametro di 152 mm;
- n. 3 anemometri, per la misura dell'intensità e della direzione del vento, posizionati a differenti altezze;
- una centralina di gestione ed elaborazione dei dati custodita in apposita cassetta e fissata al palo;
- una linea telefonica dedicata;
- un alimentatore.

L'installazione ha comportato l'esecuzione delle seguenti fasi operative:

- Preparazione sito. L'effettuazione di n. 8 scavi delle dimensioni di 0,80*0,80*1,60 m, in cui sono state posizionate n. 8 ancore. Gli scavi sono stati eseguiti utilizzando un mini escavatore, portato in sito dall'impresa esecutrice. Il posizionamento delle ancore è stato effettuato a mano. Successivamente sono state ricoperte con la stessa terra asportata previo costipamento a mano;
- Posizionamento palo. Il palo è dotato di un'apposita piastra in acciaio, dotata di un bicchiere girevole, sulla quale è stato posizionato il palo e successivamente, grazie all'ausilio di martinetti e tiranti, innalzato ed ancorato alle ancore preventivamente posizionate.

9.2. Punto b.

“La torre anemometrica deve essere installata seguendo le norme IEC 61400 sul posizionamento dei sensori e sulle dimensioni caratteristiche delle diverse parti che compongono la torre medesima”.

L’installazione è avvenuta nel rispetto delle norme sopra scritte, vedi report d’installazione e dati tecnici della torre.

9.3. Punto c.

“I sensori di rilevazione della velocità del vento devono essere corredati da certificato di calibrazione non antecedente a 3 anni dalla data di fine del periodo di acquisizione.”

Considerato che il periodo di un anno di rilevazioni obbligatorie va dal 14/04/2006 al 30/04/2007 e che i certificati di calibrazione sono datati 23/07/2004, il punto è verificato.

Verfügbarkeit für Windgeschw./-richtungs-Paare																																		
50,0m -																																		
Alle: 99,8% Effektiver Zeitraum: 12,5 Monate Ganzer Zeitraum: 12,5 Monate																																		
50,0m -	%	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31		
04.2006	99,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	47	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	
05.2006	99,9	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	143
06.2006	99,9	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144
07.2006	99,9	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144
08.2006	99,9	144	144	143	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144
09.2006	98,0	144	144	144	143	64	143	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144
10.2006	99,9	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144
11.2006	99,9	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	144
12.2006	99,9	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144
01.2007	99,9	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144
02.2007	99,9	144	144	143	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144
03.2007	99,9	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	144	143
04.2007	100,0	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
All	99,8																																	

Datenreihe (Aktivierte Daten)

50,0m -

Signal

Mittlere Windgeschw.

50,0m - Mittlere Windgeschw.	2006	2007	Mittel	Mittel der Monate
Januar		6,00	6,00	6,00
Februar		6,04	6,04	6,04
März		6,03	6,03	6,03
April	4,65	3,82	4,11	4,24
Mai	5,08		5,08	5,08
Juni	5,07		5,07	5,07
Juli	5,36		5,36	5,36
August	5,88		5,88	5,88
September	4,99		4,99	4,99
Oktober	4,81		4,81	4,81
November	5,13		5,13	5,13
Dezember	4,47		4,47	4,47
Mittel, alle Daten	5,07	5,47	5,20	
Mittel der Monatswerte	5,05	5,47		5,26

Verfügbarkeit für Windgeschw./-richtungs-Paare

30,0m -

Alle: 99,8%

Effektiver Zeitraum: 12,5 Monate

Ganzer Zeitraum: 12,5 Monate

30,0m -	%	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31			
04.2006	99,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	47	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	
05.2006	99,9	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	144	143	
06.2006	99,9	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	
07.2006	99,9	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	
08.2006	99,9	144	144	143	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	
09.2006	98,0	144	144	144	143	64	143	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	
10.2006	99,9	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144
11.2006	99,9	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
12.2006	99,9	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	144
01.2007	99,9	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144
02.2007	99,9	144	144	143	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144						
03.2007	99,9	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	143
04.2007	100,0	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
All	99,8																																		

Datenreihe (Aktivierte Daten)

30,0m -

Signal

Mittlere Windgeschw.

30,0m - Mittlere Windgeschw.	2006	2007	Mittel	Mittel der Monate
Januar		5,64	5,64	5,64
Februar		5,54	5,54	5,54
März		5,58	5,58	5,58
April	4,33	3,60	3,86	3,96
Mai	4,74		4,74	4,74
Juni	4,73		4,73	4,73
Juli	4,99		4,99	4,99
August	5,53		5,53	5,53
September	4,64		4,64	4,64
Oktober	4,45		4,45	4,45
November	4,80		4,80	4,80
Dezember	4,18		4,18	4,18
Mittel, alle Daten	4,73	5,09	4,85	
Mittel der Monatswerte	4,71	5,09		4,90

Verfügbarkeit für Windgeschw./richtungs-Paare

10,0m -

Alle: 99,8%

Effektiver Zeitraum: 12,5 Monate

Ganzer Zeitraum: 12,5 Monate

10,0m -	%	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
04.2006	99,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	47	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144
05.2006	99,9	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	143
06.2006	99,9	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	144
07.2006	99,9	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144
08.2006	99,9	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144
09.2006	98,0	144	144	144	143	64	143	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144
10.2006	99,9	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144
11.2006	99,9	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	144
12.2006	99,9	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144
01.2007	99,9	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144
02.2007	99,9	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144
03.2007	99,9	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	143
04.2007	100,0	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
All	99,8																																

Datenreihe (Aktivierte Daten)

10,0m -

Signal

Mittlere Windgeschw.

10,0m - Mittlere Windgeschw.	2006	2007	Mittel	Mittel der Monate
Januar		4,88	4,88	4,88
Februar		4,68	4,68	4,68
März		4,71	4,71	4,71
April	3,64	3,08	3,27	3,36
Mai	3,94		3,94	3,94
Juni	4,00		4,00	4,00
Juli	4,40		4,40	4,40
August	4,85		4,85	4,85
September	4,08		4,08	4,08
Oktober	3,89		3,89	3,89
November	4,13		4,13	4,13
Dezember	3,68		3,68	3,68
Mittel, alle Daten	4,09	4,34	4,17	
Mittel der Monatswerte	4,07	4,34		4,22

Si veda anche Allegato A.5.1.

9.4. Punto d.

“Deve essere fornito un certificato di installazione della torre rilasciato dal soggetto incaricato dell'installazione, completa dei sensori e del sistema di acquisizione, memorizzazione e trasmissione dati, nonché un certificato rilasciato dal Comune che attesti l'avvenuta installazione della torre, previa comunicazione. Devono inoltre essere forniti i rapporti di manutenzione della torre”.

Segue rapporto di installazione.

RDI RAPPORTO DI INSTALLAZIONE

doc: RDI001r3.doc rev.3

NOME/SOCIETA' CLIENTE: BLUVENTO SRL TEL 0871 601232
 RIFERIMENTO JONICA IMPIANTI: CAMPIONI/CORIGLIANO
 REFERENTE SITO: GEOM. AGOGLIA TEL: 339 89 22 566
 REFERENTE SITO: _____ TEL: _____

NOTE: _____

DATA SOPRALLUOGO: 11/04/2006 ALTEZZA STAZIONE ANEMOMETRICA: 50 FT ESITO: POSITIVO
 SITO LOCALITA': ARIACCIA COMUNE: MONTEMILONE PROV.: PZ
 TIPO TERRENO: TERROSO VEGETAZIONE: Seminativo
 MODELLO GPS UTILIZZATO: ALAN MAP500 REV.: 2.04ZA TIPO DATUM: WGS1984
 LATITUDINE: 41° 03' 29.3" LONGITUDINE: E 15° 55' 78.8" ALTTUDINE: 330m slm
 ALTRE COORDINATE: UTM 33 578 133 E T 4545266 N
 NUMERO SITO: 0606 COMMESSA: CARIP 178
 TIPO DI DATA LOGGER: WILMERS WXL04 306 P/N 0131 S/N DATA LOGGER: 2147

SENSORE VELOCITA' VENTO mod. WILMERS 3350 001000 THIES CLIMA

S/N	SLOPE + K VALUE	FIXED INTERCEPT, K	ALTEZZA	DIREZIONE SUPPORTO SENSORE	CANALE
04.534	0,04859	0,134	50	SUD	V1
04.533	0,0485	0,205	30	SUD	V2
04.555	0,04846	0,207	10	SUD	V3

SENSORE DIREZIONE VENTO mod. WILMERS 0315

S/N	FATTORE DI SCALA	OFFSET	ALTEZZA	DIREZIONE SUPPORTO SENSORE	CANALE
/		0	50	NORD	ANALOG.

ALTRI SENSORI

DESCRIZIONE	S/N	ALTEZZA	CANALE	NOTE

DATA INSTALLAZIONE: 14/4/2006 DATA/ORA INIZIO ACQUISIZIONE: 14/4/2006 16:15

RESP. JONICA IMPIANTI

CLIENTE

[Signature]

Jonica Impianti Società Cooperativa Via Poerio 226 - 74020 Lizzano (TA) Italy
 tel. 099-9551208 fax 099-9558581 N.FAX : 1
 20 APR. 2006 16:06 P2

9.5. Punto e.

“Deve essere allegata la comprova dell'avvenuto perfezionamento della procedura di autorizzazione tramite comunicazione al Comune, per l'installazione di tutti gli anemometri che effettuano le misurazioni del Parco; la data di perfezionamento deve essere precedente all'inizio delle misurazioni stesse”.

Si veda documentazione allegata (A.5.3.)

9.6. Punto f.

“Periodo di rilevazione di almeno 1 anno di dati validi e consecutivi (è ammessa una perdita di dati pari al 10% del totale); qualora i dati a disposizione siano relativi ad un periodo di tempo inferiore ad un anno, ma comunque superiore a 9 mesi è facoltà del richiedente adottare una delle due strategie seguenti: considerare il periodo mancante alla stregua di un periodo di calma ed includere tale periodo nel calcolo dell'energia prodotta; integrare i dati mancanti con rilevazioni effettuate tramite torre anemometrica, avente le caratteristiche dei punti b), c), d) ed e), fino al raggiungimento di misurazioni che per un periodo consecutivo di un anno presentino una perdita di dati non superiore al 10% del totale. Qualora i dati mancanti fossero in numero maggiore di 3 mesi, il monitoraggio dovrà estendersi per il periodo necessario ad ottenere dati validi per ognuno dei mesi dell'anno solare”.

Il punto è stato rispettato. Si vedano tabelle riportate in precedenza.

9.7. Punto g.

“I dati sperimentali acquisiti dovranno essere forniti alla presentazione del progetto nella loro forma digitale, originaria ed in forma aggregata con periodicità giornaliera, in un formato alfanumerico tradizionale (ascii o xls). La Pubblica Amministrazione si impegna ad utilizzare i dati anemologici forniti dal proponente per i soli fini istituzionali”.

Si veda file nel CD allegato al progetto.

9.8. Punto h.

“Devono essere fornite le incertezze totali di misura delle velocità rilevate dai sensori anemometrici utilizzati per la stima della produzione energetica.

Nella documentazione tecnica dovrà essere riportato un calendario dettagliato delle acquisizioni fatte da ciascun sensore di ciascuna torre nei mesi di rilevazione, insieme all'elenco delle misure ritenute non attendibili”.

Il punto è verificato.

Si vedano certificati di calibrazione allegati (A.5.1).

10. CARATTERISTICHE DELLE APPARECCHIATURE DI MISURA

Si veda allegato A.5.1.

11. CALENDARIO DETTAGLIATO E MODALITÀ DI RILEVAZIONE

Si vedano tabelle sopra riportate.

12. DOCUMENTAZIONE FOTOGRAFICA









13. QUANTIFICAZIONE E MODALITÀ DI TRATTAMENTO DELLE MISURAZIONI NON VALIDE

Le misurazioni sono state condotte nel rispetto dei requisiti anemologici previsti dal P.I.E.A.R.

Sono attendibili, poiché quelle non valide, inferiori al 10% del totale, non sono state prese in considerazione. I dati mancanti sono stati assunti uguali a zero.

Si vedano tabelle riportate in precedenza.

14. CARATTERIZZAZIONE EOLICA DEL SITO

Si veda allegato A.5.2.

15. CONCLUSIONI

Il presente studio risulta conforme a quanto prescritto dal Disciplinare Tecnico "Procedure per l'attuazione degli obiettivi del piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (P.I.E.A.R.) e disciplina del procedimento di cui all'art. 12 del d.lgs. 29 dicembre 2003 n. 387 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e linee guida tecniche per la progettazione degli impianti e dall'Allegato A del P.I.E.A.R. approvato con L.R. 01/2010 e s.m.i., in quanto:

- i dati anemometrici sono stati registrati accuratamente per un arco temporale superiore ad un anno;
- la percentuale di dati anemometrici non validi è inferiore dell'1%;
- la velocità media annua del vento a 25 m dal suolo è superiore a 4 m/s;
- le ore equivalenti di funzionamento di ogni singolo aerogeneratore sono sempre superiori a 2.000;
- la densità volumetrica di energia annua di ogni singolo aerogeneratore è sempre superiore a 0,2.

16. Allegati alla relazione A.5



Wind Transmitter >>first class<<

for evaluation of location, and measurement of capacity characteristics of wind power systems. Fulfills all specifications according the latest requirements ([MEASNET](#) , CLASSCUP, IEC 61400-121-CD)

- optimized dynamic action also with high turbulence-intensity
- minimal over speeding
- low starting values
- high accuracy
- Certified by [DEWI](#) and [WindGuard](#)
- high survival speed (Certified by [DNW](#))
- excellent cost -performance ratio

Certificates from  [WindGuard](#) and



1. Range of Application

The wind transmitter is designed for the acquisition of the horizontal component of the wind speed in the field of meteorology and environmental measuring technology. The measuring value is available as digital signal at the output. It can be transmitted to display instruments, recording instruments, data loggers as well as to process control systems. For winter operation the instrument is equipped with an electronically regulated heating, which guarantees a smooth running of the ball bearings, and prevents the shaft and slot from icing-up.

2. Construction and Mode of Operation

A low-inertia cup star with 3 cups, made of carbon-fibre-reinforced plastic, is set into rotation by the wind. The rotation is scanned opto-electronically, and is converted into a rectangular signal. The frequency of this signal is proportional to the number of rotations. Depending on the connection, the output signal ranges between maximal output voltage and ground or a potential (life-zero), lifted by approx. 1,2 v. The supply of the electronics can be effected by dc-voltage of 3,3 v up to 42 v at a very low current consumption. An ac- or dc-voltage of 24 v is intended for the separate supply of the optional heating. In all probability, the heating guarantees a trouble-free function of the Wind Transmitter First Class even under extreme meteorological icing-conditions. The outer parts of the instrument are made of corrosion-resistant anodized aluminum. Highly effective labyrinth gaskets and o-rings protect the sensitive parts inside the instrument against humidity and dust. The instrument is mounted onto a mast tube; the electrical plug-connection is located in the transmitter shaft.

Technical Data:

Characteristic	Description		
Measuring range	0,3...75 m/s		
Measuring instability(w/o calibration)	0,3...50 m/s < 3% of meas. value or < 0,3 m/s		
Survival speed	85 m/s (max. 30 min.)		
Permissible Ambient conditions	- 50...+ 80°C, all occurring situations of relative humidity (incl. dew moistening)		
Output signal	Form	rectangle	
	Frequency	1000 Hz @ 50 m/s	
	Amplitude	is supply voltage, max. 15 V	
	Load	R > 1 K Ohm (Push-pull output with 220 Ohm in series) C < 200 nF (corresp. to length typical cable < 1km)	
Linearity	Correlation factor r between frequency and wind speed, r > 0.999 95 (4...20 m/s)		
Starting velocity	< 0,3 m/s		
Resolution	0,05 m wind run		
Distance constant	< 3 m (acc. to ASTM D 5096 - 96)		
Inclined flow	Measuring value deviation Delta v compared with stationary horizontal flow: Delta v < 1 %		
	conditions:	Wind speed	v = 8 m/s
		Voltage: 3,3...42 V DC (galvanic)	t <= 20%

		isolation from housing)current: 0,3 ma @ 3,3 V typical (w/o external load) < 0,5 ma @ 5 V (w/o external load) Voltage: 24 V AC/DC (galvanic isolation from housing)Idling voltage: max. 30 V AC, max. 42 V DC Capacity: 25 W 8-pole plug-connection for shielded cable in the shaft(see connecting diagram below) Mounting on mast R 1", for ex. DIN 24411½ " with separate adapter (option) See dimension diagram Mounting on mast R 1", for ex. DIN 24411½ " with separate adapter (option) 0,5 kg IP 55 (DIN 40050) EN 61000-6-2:2001 (immunity)EN 55022:2001, class B (interfering transmission)	
		Turbulence structure (rough country)	r <= 0,8d
		Average deviation from the horizontal flow	δ 2°
Turbulent flow	deviation Delta v turbulent compared with stationary horizontal flow -0,5% < Delta v < +2% frequency < 2 Hz		
Wind load at 75 m/s	ca. 100 N		
Heating	Surface temperature of housing neck > 0 °C, at 20 m/s up to -10 °C air temperature, at 10 m/s up to -20 °C using the THIES icing standard 012002 on the housing neck.Heating regulated by temperature sensor.		
Electrical	Voltage:	3,3...42 V DC (galvanic isolation from housing)	

supply for opto- electronic scanning	current:	0,3 mA @ 3,3 V typical (w/o external load) < 0,5 mA @ 5 V (w/o external load)
Electrical supply for heating	Voltage:	24 V AC/DC (galvanic isolation from housing)
	Idling voltage:	max. 30 V AC, max. 42 V DC
	Capacity:	25 W
Connection	8-pole plug-connection for shielded cable in the shaft	
Mounting	Mounting on mast R 1", for ex. DIN 2441 1½ " with separate adapter (option)	
Weight	approx. 0,5 kg	
Protection	IP 55 (DIN 40050)	
EMV	EN 61000-6-2:2001 (immunity) EN 55022:2001, class B (interfering transmission)	

Wind
Climate

Meteorology

Weather

Environmental Data

Acquisition

We offer complete measuring systems based on **wilog303** and **wilog306** data loggers recording wind, climate and environmental data, providing the following advantages:

▶ Easy Operation

Easy operation of the system is ensured by its simple design and the intuitive PC software. Download of data is carried out locally via notebook or pocket PC, or by remote data transfer via GSM or fixed telephone networks.



▶ Reliability

Proven components guarantee a maximum of reliability and security. We offer a broad range of sensors from inexpensive sensors for simple tasks up to sensors featuring a maximum of precision and reliability. Our measuring systems meet national and international guidelines of MEASNET, IEC, VDI, and WMO.



▶ Data Security

Measured data are stored in non-volatile ring buffer memory to ensure security of data even in case of power loss.

▶ Low Power Consumption

Because of their low power consumption **wilog** data loggers are ideal devices for solar or battery powered long-term measurements. Additional reduction of power consumption at remote sites is achieved by a switching output for time-scheduled operation of the GSM modem.



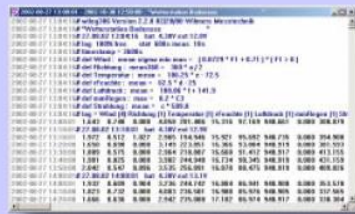
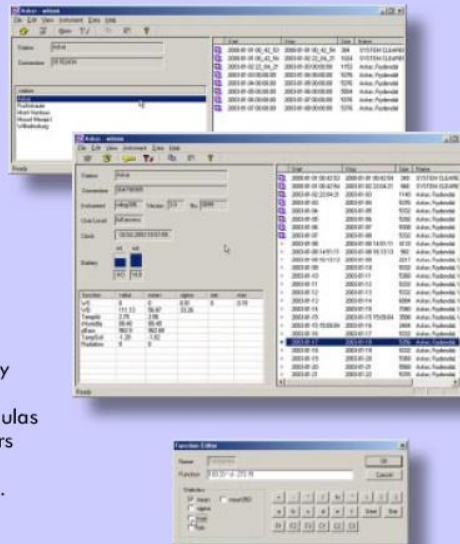
Environmental Data

Management

The intuitive, multilingual PC software **witem** provides all functions from the configuration of the data logger up to the evaluation of measured data in one integrated program environment.

▶ Management of Measurement Stations

witem manages an unlimited number of measurement stations. Menu functions allow easy configuration of **wilog** data loggers. Sensor characteristics are entered as mathematical formulas in order to consider individually calibrated sensors and to store data in real engineering units (e.g., m/s for wind speed or °C for temperature).



▶ Management of Measured Data

witem provides local download of measured data as well as remote download via modem. Transferred data are presented in a file explorer for quick access and data check.

Postprocessing

▶ Postprocessing of Measured Data

witem allows the conversion and export of measured data to different formats (e.g., ASCII time series) for further processing in commercial software like WAP, WindPRO, or MS Excel. A statistical analysis of wind data is provided. An MS Excel application displays all relevant statistics for wind turbine site assessment in diagrams and tables.



2003-05

Wilmers Meßtechnik • Hirschgraben 24 • D-22089 Hamburg / GERMANY • phone: +49(0)40-75 66 08-98 • fax: -99

eMail: info@wilmers.com • www.wilmers.com

CERTIFICATO DI APPROVAZIONE

Si certifica che il Sistema di Gestione per la Qualità di:

TM.E. S.p.A. – Termomeccanica Ecologia
Via del Molo, 1/B
19126 La Spezia - Italia

è stato approvato dal Lloyd's Register Quality Assurance Italy Srl
per conformità alle seguenti norme di sistema di gestione:

UNI EN ISO 9001:2008

Il Sistema di Gestione per la Qualità si applica a:

**Progettazione, gestione progetto, approvvigionamento,
costruzione ed assistenza di impianti chiavi in mano o loro
parti e componenti destinati ad utilizzo civile ed industriale.**

Sistema di Gestione per la Qualità conforme alla Norma ISO 9001 valutato secondo le prescrizioni del Regolamento Tecnico RT-05.

La presente certificazione si intende riferita agli aspetti gestionali dell'impresa nel suo complesso ed è utilizzabile ai fini della qualificazione delle imprese ai sensi dell'art. 40 della D.Lgs n. 163 del 12/04/2006 e s.m.i. e del D.P.R. 207 del 5/10/2010 e s.m.i.

Questo certificato è parte integrante del Certificato di Approvazione numero: LRC 0160029/QMS/UIT.

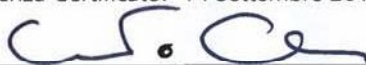
Certificato di Approvazione
N. LRC 0160029/QMS/AIT/002

Approvazione Originaria: 8 Febbraio 1996

Certificato Attuale: 8 Febbraio 2017

Settore EA 28

Scadenza Certificato: 14 Settembre 2018


Emesso da: Lloyd's Register Quality Assurance Italy Srl



SGQ N° 039A EMAS N°011P
PRD N° 194B GHG N°009O
Membro degli Accordi di Mutuo Riconoscimento
EA, IAF e ILAC
Signatory of EA, IAF and ILAC
Mutual Recognition Agreement

Questo documento è soggetto alle condizioni sotto riportate

Sede Legale: Piazza della Vittoria, 6-1 – 16121 Genova - Trib. Genova 189273/1996 – CCIAA Genova 356347

Sede Operativa: Via Cadorna 69 - 20090 Vimodrone (MI) – Tel. 023657541 – e-mail: irc-milan@lrqa.com

L'approvazione è soggetta al mantenimento, da parte dell'Azienda, della conformità del sistema alle norme ed al suo monitoraggio da parte di LRQA

Per informazioni puntuali ed aggiornate circa eventuali variazioni intervenute nello stato della certificazione di cui al presente certificato si prega di contattare la Sede Operativa. Ulteriori chiarimenti relativi all'attività certificata ed ai requisiti di applicabilità della ISO 9001:2008 possono essere richiesti consultando l'organizzazione