



REGIONE BASILICATA
 PROVINCIA DI MATERA
 COMUNE DI FERRANDINA



AUTORIZZAZIONE UNICA EX. D. LGS. 387/03

Progetto Definitivo Parco Eolico "Montagnola"

Titolo elaborato

A.5 - Studio anemologico

Codice elaborato

COMMESSA	FASE	ELABORATO	REV.
F0302	B	R07	A

Riproduzione o consegna a terzi solo dietro specifica autorizzazione.

Scala

—

DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
Aprile 2020	Prima emissione	TecnoGaia	FMO	GDS

Proponente



GR VALUE DEVELOPMENT S.r.l.

**c.so Venezia, 37
 20121 Milano**

Progettazione



F4 ingegneria srl
 via Di Giura - Centro Direzionale, 85100 Potenza
 Tel: +39 0971 1 944 797 - Fax: +39 0971 5 54 52
 www.f4ingegneria.it - f4ingegneria@pec.it

Il Direttore Tecnico
 (ing. Giovanni Di SANTO)



TecnoGaia S.r.l.
 Via Matteotti, 311 - 25063 Gardone Val Trompia (BS)
 Tel: 0302056980
 Mail: info@tecnogaia.it
 P.Iva 13029730150



Società certificata secondo la norma UNI-EN ISO 9001:2015 per l'erogazione di servizi di ingegneria nei settori: civile, idraulica, acustica, energia, ambiente (settore IAF: 34).




Impianto eolico "Ferrandina"

Comune di Ferrandina (MT)

Regione Basilicata

Studio anemologico e valutazione preliminare della produzione attesa

CLIENTE	REVISIONE				REDAZIONE
	N°	MESE	ANNO	LUOGO	
	00	MARZO	2020	GARDONE VAL TROMPIA	C. Gaioni
					<i>Carlo Gaioni</i>
					APPROVAZIONE
					C. Mazzarella
					<i>C. Mazzarella</i>
ORDINE RIF.	GrValue Development S.r.l. – Acc. Offerta n°158_BS_2019 del 30/01/2020				

Sedi operative:
- Via Matteotti, 311 – SCALA P – Int.10 – 25063 Gardone Val Trompia (BS)
Tel. 030 2056980 – Fax 030 831100

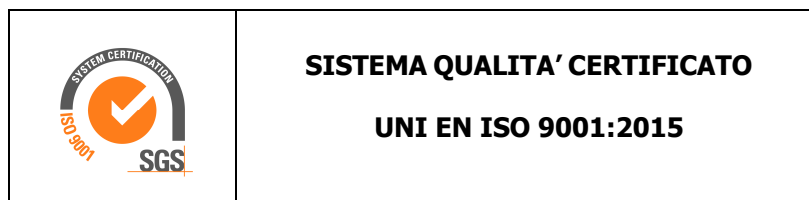
E-mail: info@tecnogaia.it
E-mail PEC: info@pec.tecnogaia.com

Sede Legale:
Via Matteotti, 311 – 25063 Gardone Val Trompia (BS)

Cod. Fisc. & P. IVA 13029730150
Cap. Soc. € 119.000,00 interamente versato
Iscrizione nel Registro Imprese Brescia N° REA 496849

**IL PRESENTE DOCUMENTO È DESTINATO AD USO ESCLUSIVO
DEL COMMITTENTE.**

**L'USO IMPROPRIO DA PARTE DI TERZI DI INFORMAZIONI,
DATI, ELABORATI, IMMAGINI IVI CONTENUTI È SANZIONABILE
NEI TERMINI DI LEGGE.**



SOMMARIO

1	PREMESSA	4
2	DATI DI VENTO	5
3	LAYOUT D'IMPIANTO.....	5
4	AEROGENERATORI	6
5	ELABORAZIONE DATI DI VENTO	9
6	MODELLO DI CALCOLO	10
7	AREA DI APPLICAZIONE DEL MODELLO.....	10
8	VERIFICHE SUL MODELLO	11
9	PRODUCIBILITÀ LORDA DELL'IMPIANTO	12
10	PRODUZIONE ATTESA AL NETTO DELLE PERDITE D'IMPIANTO	13
11	VERIFICA REQUISITI MINIMI PIEAR (1.2.1.3).....	15
12	CONCLUSIONI	16

ALLEGATO A: Risultati dell'indagine anemometrica e valutazione della ventosità di lungo periodo

1 PREMESSA

La possibilità di utilizzare la fonte eolica per la produzione di energia elettrica è subordinata alla disponibilità di siti con caratteristiche idonee alla realizzazione di impianti. Tali caratteristiche si riassumono nella disponibilità di spazio sufficiente ad ospitare un certo numero di aerogeneratori, nell'accessibilità al sito in relazione al trasporto degli stessi, nella presenza di una rete elettrica capace di assorbire la nuova immissione di energia, nell'assenza di valori ambientali tali da compromettere l'accettabilità pubblica dell'impianto e, soprattutto, in un sufficiente livello di ventosità.

Oggetto del presente studio, realizzato da TecnoGaia per conto di **GrValue Development S.r.l.**, è la caratterizzazione anemologica di un sito e la conseguente valutazione di producibilità (o della produzione attesa) di un impianto eolico in progetto nel territorio comunale di Ferrandina, nella Provincia di Matera, Regione Basilicata. Detta stima è stata svolta sulla base dei dati anemometrici di tre stazioni di misura, di cui una appartenente ad una stazione anemometrica prossima al sito. Tali dati sono suffragati da confronti e correlazioni con quelli di stazioni storiche poste nell'area di interesse, a conferma che tali serie di dati sono compatibili con quelli della zona di appartenenza, appartenenti allo stesso regime di venti e rappresentativi del sito in oggetto.

In sintesi, l'attività svolta può essere suddivisa nei seguenti processi unitari:

1. Analisi, validazione ed elaborazione dei dati anemometrici disponibili;
2. Valutazione della ventosità di lungo periodo;
3. Predisposizione della mappa territoriale in ingresso al modello con curve di livello e rugosità;
4. Simulazione del campo di vento mediante modello WAsP;
5. Valutazioni della produzione annua di lungo periodo attesa dall'impianto lorda ed al netto delle perdite stimate ($P_{50\%}$);
6. Verifica del rispetto dei requisiti minimi anemologici e di producibilità, richiesti dalla normativa regionale.

La presente relazione è completata dall'**Allegato A**, riguardante l'analisi dei dati raccolti con la stazione denominata "Riferimento 1", utilizzata con le altre due per le valutazioni, che soddisfa i requisiti temporali richiesti dalla normativa regionale. Il medesimo allegato contiene inoltre una descrizione ed i risultati del processo di valutazione della ventosità di lungo periodo di detta stazione grazie a confronti con stazioni storiche facenti parte del patrimonio di TecnoGaia.

Tutta l'attività è stata svolta con approccio e strumenti professionali, secondo quanto previsto dalla metodologia definita all'interno del sistema di certificazione ISO 9001:2015 con cui è accreditata la nostra società. L'applicazione del modello di calcolo WASP è stata effettuata da personale esperto, coordinato da figure certificate dal Risoe National Laboratory di Danimarca, produttore del modello stesso.

2 DATI DI VENTO

Le due tabelle sottostanti riassumono il contenuto del monitoraggio anemometrico della serie di dati più recenti, in ottemperanza ai requisiti normativi, sottolineando comunque che l'elaborazione è stata svolta integrando tre diverse serie di altrettante stazioni anemometriche, come nel proseguo dello studio verrà esplicitato:

Nome Stazione	Codice Stazione	H Torre s.l.s.	Coordinate UTM-ED50 - Fuso 33		Altitudine m s.l.m.
			Longitudine E	Latitudine N	
Riferimento 1	RIF1	15	613,619	4,534,745	667

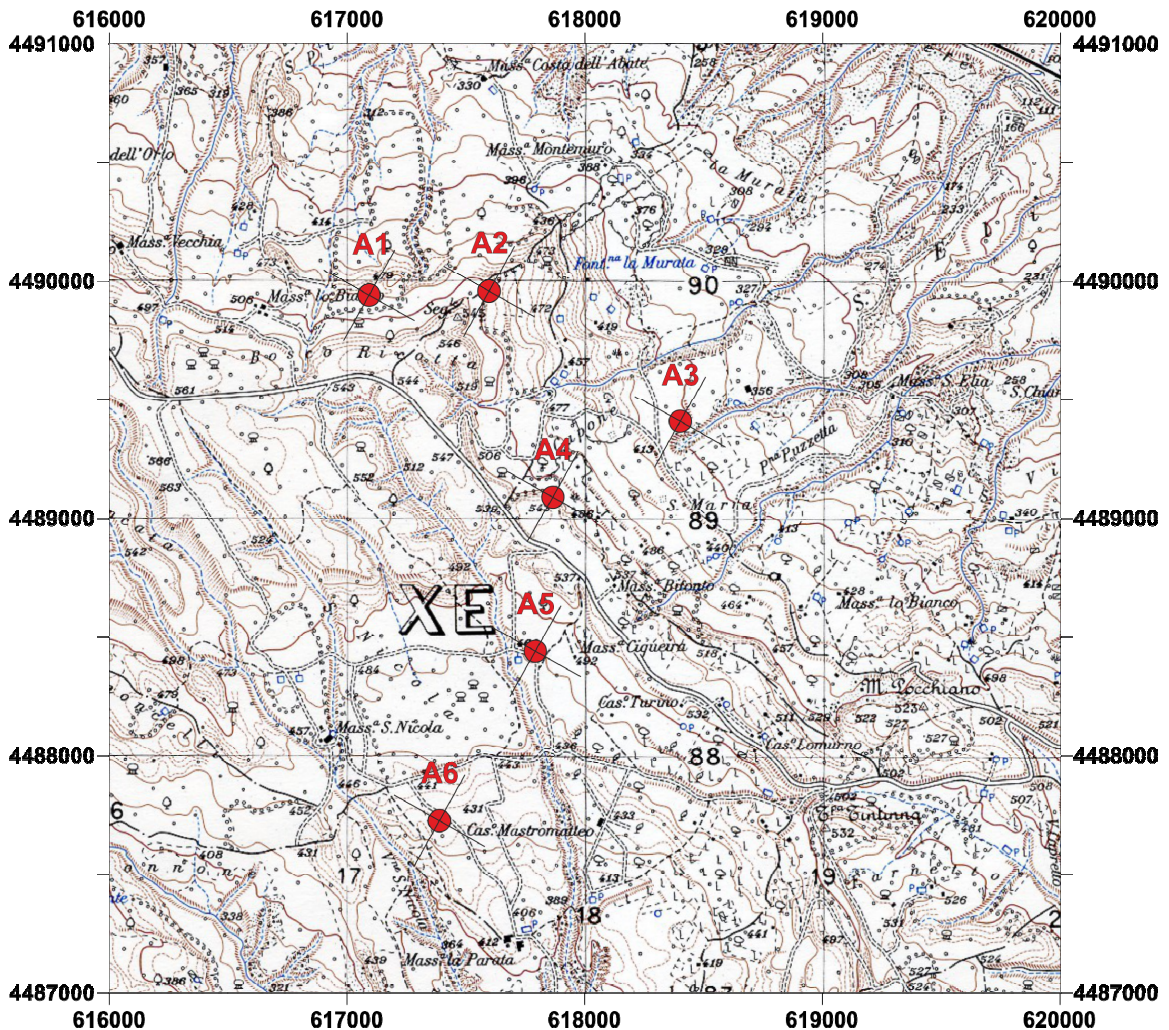
Nome Stazione	Codice Stazione	Periodo di rilevazione		N° mesi
		Data inizio	Data fine	
Riferimento 1	RIF1	08/08/2017	08/08/2018	12

3 LAYOUT D'IMPIANTO

Il layout d'impianto fornito è composto da n° 6 posizioni per aerogeneratori di grande taglia. Nella Tabella sottostante sono riportate le coordinate nel sistema UTM ED50, nonché il modello di aerogeneratore considerato, i cui dettagli sono nel successivo capitolo.

COORDINATE UTM-ED50 – FUSO 33			Modello di turbina
AG	Longitudine X	Latitudine Y	
A1	617,092	4,489,941	SIEMENS GAMESA SG 5.0-145
A2	617,598	4,489,959	SIEMENS GAMESA SG 5.0-145
A3	618,398	4,489,411	SIEMENS GAMESA SG 6.0-155
A4	617,864	4,489,096	SIEMENS GAMESA SG 6.0-155
A5	617,790	4,488,448	SIEMENS GAMESA SG 6.0-155
A6	617,287	4,487,690	SIEMENS GAMESA SG 6.0-155

Nella figura sottostante il layout è rappresentato sulla cartografia IGM.



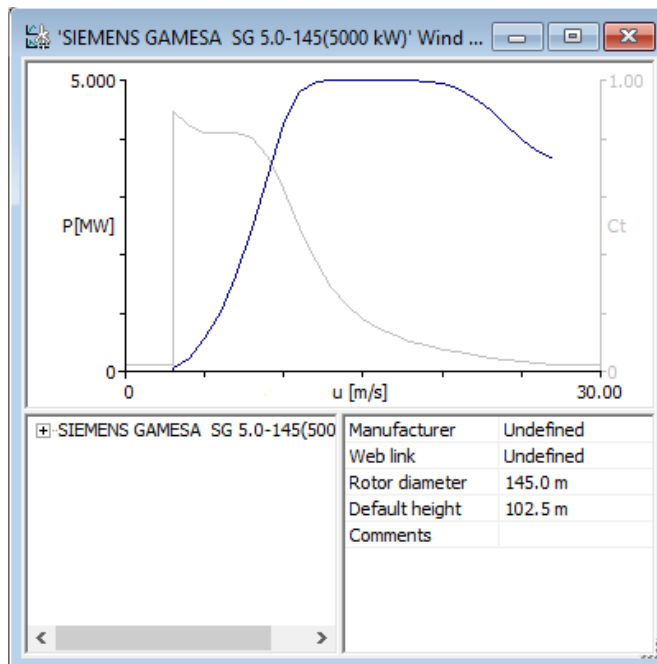
4 AEROGENERATORI

Per la valutazione di producibilità sono stati indicati due modelli di turbina di grande taglia entrambi prodotti da Siemens Gamesa, l'aerogeneratore SG 5.0-145, con potenza nominale pari a 5 MW, e l'aerogeneratore SG 6.0-155, con potenza nominale di 6 MW.

Le curve di potenza utilizzate sono quelle calcolate alla densità dell'aria di 1.225 kg/m³, corrispondente alla quota del mare (0 m s.l.m.). Di seguito, sono rappresentate nel loro sviluppo sia le curve di potenza (P) che le rispettive curve di spinta (Ct) per la determinazione delle perdite per effetto scia.

Costruttore	Modello	Potenza [MW]	Diametro Rotore [m]	H mozzo [m]	Classe IEC
SIEMENS GAMESA	SG 5.0-145	5.0	145	102.5	IIB

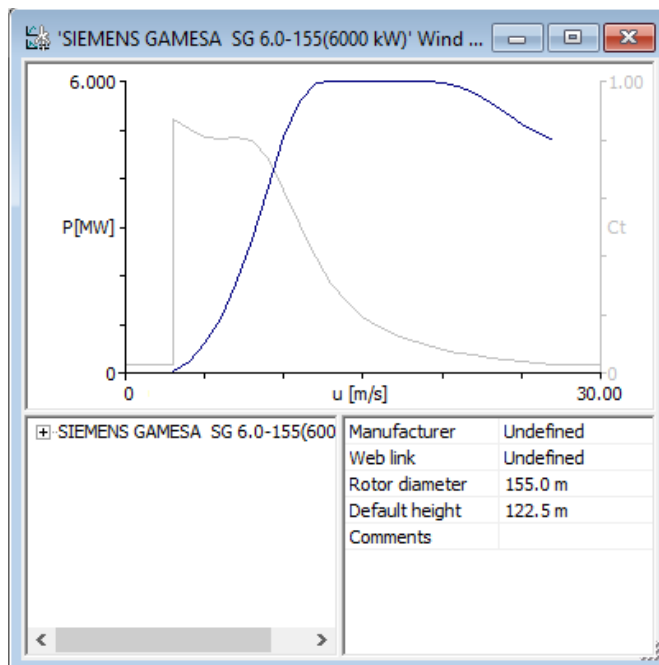
SIEMENS GAMESA SG 5.0-145



Speed [m/s]	Power [MW]	Thrust coefficient
3	57	0.891
4	243	0.842
5	556	0.821
6	1010	0.819
7	1640	0.818
8	2460	0.803
9	3399	0.738
10	4256	0.627
11	4796	0.495
12	4973	0.378
13	4994	0.291
14	4999	0.228
15	5000	0.183
16	5000	0.150
17	5000	0.125
18	4999	0.105
19	4990	0.090
20	4955	0.077
21	4866	0.066
22	4704	0.056
23	4482	0.048
24	4233	0.040
25	3997	0.034
26	3796	0.030
27	3645	0.026

Costruttore	Modello	Potenza [MW]	Diametro Rotore [m]	H mozzo [m]	Classe IEC
SIEMENS GAMESA	SG 6.0-155	6.0	155	122.5	IIA

**SIEMENS GAMESA
SG 6.0-155**



Speed [m/s]	Power [MW]	Thrust coefficient
3	36	0.871
4	255	0.835
5	605	0.809
6	1117	0.806
7	1831	0.809
8	2762	0.798
9	3829	0.736
10	4837	0.630
11	5588	0.509
12	5960	0.397
13	6000	0.308
14	6000	0.242
15	6000	0.195
16	6000	0.159
17	6000	0.133
18	5999	0.112
19	5992	0.095
20	5965	0.082
21	5895	0.071
22	5764	0.061
23	5577	0.052
24	5356	0.045
25	5136	0.039
26	4938	0.034
27	4783	0.030

5 ELABORAZIONE DATI DI VENTO

I risultati conseguiti dalla lettura, validazione ed elaborazione dei dati del sensore di velocità più recente installato sulla stazione anemometrica RIF1, sono sintetizzati nella tabella sottostante.

Stazione anemometrica	H torre	Periodo rilevazione	Disponibilità dati validati	Velocità media	Energia	Parametri distribuzione di Weibull	
codice	m	mesi	%	m/s	W/m ²	Vc (m/s)	K
RIF1	15	12	99.5	5.81	218	6.75	2.30

Nell'**Allegato A** sono riportate informazioni di maggior dettaglio sull'analisi statistica dei dati rilevati dalla stazione, in particolare l'Allegato si compone dei seguenti documenti:

- **A1:** Raccolta della documentazione tecnica della stazione anemometrica
- **A2:** Tabelle delle disponibilità dati anemometrici
- **A3:** Risultati delle elaborazioni statistiche dei dati anemometrici
- **A4:** Correlazioni velocità media mensile stazione storica

La misura a 15 m dal suolo presenta una disponibilità dati superiore al 99% per un periodo di misura di 12 mesi, in accordo alle normative regionali. I dati non possono essere considerati 'storici' e di conseguenza sono stati sottoposti a una verifica di lungo periodo allo scopo di confermare l'allineamento della ventosità rilevata a quella attesa in sito nel lungo periodo. I dettagli della valutazione di lungo periodo sono riportati nell'**Allegato A**. Di seguito si riporta la tabella finale a seguito dell'allineamento sul lungo termine.

Stazione anemometrica	H torre	Periodo rilevazione	Disponibilità dati validati	Velocità media	Energia	Parametri distribuzione di Weibull	
codice	m	mesi	%	m/s	W/m ²	Vc (m/s)	K
RIF1	15	Lungo periodo	99.5	5.66	201	6.60	2.30

6 MODELLO DI CALCOLO

Il campo di velocità del vento su un sito eolico, che consente di stabilire il potenziale energetico disponibile sulla sua superficie, può essere dedotto con diverse metodologie. Quella più evoluta e diffusa è realizzata per mezzo di un modello virtuale dell'ambiente dove, all'interno della modellazione statica del territorio, agiscono delle grandezze fisiche dinamiche (il vento) nel tempo osservate. Con l'ausilio di specifici modelli matematici di calcolo è possibile proiettare con buona approssimazione su intere aree geografiche la ventosità scaturita da rilevazioni effettuate anche in punti differenti.

Tutte le elaborazioni, le stime e le valutazioni in seguito descritte sono state effettuate con il codice (o modello) di calcolo WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) messo a punto dal Risoe National Laboratory di Danimarca e basato su un modello matematico del flusso del vento.

A partire dalla posizione spaziale di origine, i dati forniti al modello vengono utilizzati per costruire su tutta l'area di interesse il vento indisturbato in quota, detto anche vento geostrofico o Atlas, che si ritiene costante per diversi km dal suo punto di origine e che consente di rilevare in punti arbitrari dello spazio tutti i parametri utili alla stima della ventosità. Il campo di velocità del vento fornito dal modello è tridimensionale e ciò consente di disporre in modo naturale anche del profilo della velocità media a varie altezze dal suolo.

7 AREA DI APPLICAZIONE DEL MODELLO

Per conferire sufficiente stabilità al calcolo è necessario disporre di un modello territoriale tridimensionale con superficie più vasta di quella propriamente destinata all'impianto.

In questo caso si è utilizzata una mappa di 52x71 km, le cui curve di livello sono derivate da dati vettoriali SRTM con passo di quota di 25 m, mentre la rugosità del terreno è derivata dal database Corine land cover 2012. Il modello è stato verificato prima dell'utilizzo sulla base della cartografia IGM 1:25.000 e delle ortofoto satellitari disponibili. Durante tale verifica, nei pressi del sito e delle stazioni utilizzate per la valutazione e per le verifiche, le curve di livello, laddove disponibili, sono state ulteriormente dettagliate a 5 m.

8 VERIFICHE SUL MODELLO

Dovendo agire all'interno di un modello virtuale e volendo disporre di risultati analizzabili criticamente, prima di intraprendere qualunque attività di calcolo occorre verificare che i dati offerti al modello abbiano prodotto un ambiente virtuale congruo con la realtà del sito, entro cui poi calare ogni simulazione.

Nello specifico sono state effettuate verifiche sull'approssimazione della distribuzione in ingresso al modello. Le stesse, nonostante abbiano evidenziato discrepanze di media entità sul confronto tra le ventosità, con leggere sottostime, hanno invece dato esiti soddisfacenti nel confronto tra le energie specifiche della vena fluida, con scostamenti percentuali contenuti.

Sono state inoltre effettuate verifiche di micrositing, grazie all'ausilio di ulteriori due serie, i cui dati sono nella disponibilità di TecnoGaia, appartenenti ad altrettante stazioni anemometriche collocate nella zona considerata: la prima, RIF2, posizionata non distante dal sito in studio, nel agro del comune di Grottole (MT), la seconda, RIF3, posta invece a maggiore distanza, similmente a RIF1, nell'agro del comune di Genzano di Lucania (PZ). Sono state, anche in questo caso, svolte tutte le necessarie verifiche e validazioni sui dati, nonché verificata la loro rappresentatività nel lungo periodo (storicizzazione). La prima verifica di micrositing, utilizzando le serie di dati misurate e storicizzate alle rispettive altezze di misura, ha fatto emergere le difficoltà del modello di calcolo ad interpretare le ventosità nei diversi punti di installazione delle stazioni anemometriche, anche in conseguenza della complessità dell'area oggetto di studio. Si è proceduto dunque ad estrapolare le serie di dati, dopo confronti e verifiche sul gradiente al suolo stimato, rispetto a quanto atteso nei siti di installazione delle stazioni anemometriche interessate, cercando anche di minimizzare, per quanto possibile, le discrepanze emerse nella prima verifica. Un successivo micrositing, questa volta utilizzando dette serie estrapolate alla più alta altezza di mozzo di 122.5 m, ha dato riscontri soddisfacenti, facendo emergere discordanze molto più contenute ed accettabili, in considerazione soprattutto delle significative interdistanze tra i punti di misura e di una orografia, come segnalato, piuttosto complessa. Nonostante i buoni risultati dell'ultimo riscontro, in un eventuale e futuro studio delle incertezze associate ai processi posti in atto, occorrerebbe necessariamente tenere conto delle problematiche emerse e discusse.

Proprio nell'ottica di ridurre il più possibile tali incertezze, nelle valutazioni di cui al Capitolo successivo, si ritiene di utilizzare tutte e tre le serie di dati, attraverso la metodologia cosiddetta della "media pesata". Infatti, tale metodo parte da tre simulazioni, con altrettante serie di dati, i cui risultati sono poi mediati, 'pesando' il contributo degli stessi rispetto alla distanza delle stazioni e alla risposta di quest'ultime rispetto al modello.

9 PRODUCIBILITÀ LORDA DELL'IMPIANTO

La producibilità lorda dell'impianto è stata valutata in rapporto ai modelli di aerogeneratori indicati dal Committente e raffigurati al Capitolo 4.

I risultati ottenuti con il modello di calcolo, macchina per macchina e per l'insieme dell'impianto, sono riportati nella tabella sottostante. I risultati di producibilità sono al netto delle sole perdite per scia indotta tra le macchine.

IMPIANTO "FERRANDINA"

N. 2 SIEMENS GAMESA SG 5.0-145 + N. 4 SIEMENS GAMESA SG 6.0-155

Site ID	Coordinate UTM ED50 Fuso 33		EI [m]	Ht [m]	U [m/s]	Gross [GWh]	Net. [GWh]	Wk [%]	Ore [anno]	EV
	X [m]	Y [m]								
A1	617,092	4,489,941	479	102.5	6.22	14228	13864	2.6	2773	0.2
A2	617,598	4,489,959	494	102.0	6.86	16778	15949	4.9	3190	0.2
A3	618,398	4,489,411	404	122.5	5.96	15089	14226	5.7	2371	0.2
A4	617,864	4,489,096	531	122.5	6.55	17890	16863	5.7	2810	0.2
A5	617,790	4,488,448	481	122.5	6.04	15389	14591	5.2	2432	0.2
A6	617,287	4,487,690	430	122.5	5.86	14591	14338	1.7	2390	0.2
Medie:					6.25	15.661	14.972	4.3	2642	
Somme:						93.964	89.830			

10 PRODUZIONE ATTESA AL NETTO DELLE PERDITE D'IMPIANTO

La tabella sottostante riporta in sintesi la producibilità lorda. I valori di produzione lorda attesa ottenuti dal processo di calcolo tengono conto unicamente delle perdite dovute alla scia degli aerogeneratori.

Producibilità lorda						
Impianto	Potenza nominale [MW]	N° AG	H mozzo (m)	Potenza impianto [MW]	Producibilità [GWh/anno]	Ore [Ore/anno]
Ferrandina	5.0	2	102.5	34.0	89.830	2642
	6.0	4	122.5			

A tali producibilità lorde devono essere sottratte le perdite d'impianto. Nella tabella seguente sono riportati i valori di perdita applicati: **si raccomanda la revisione degli stessi una volta sottoscritti tutti i contratti di fornitura delle turbine ed O&M, nonché una volta disponibile il progetto elettrico esecutivo dell'impianto.**

Perdite considerate	%
Densità dell'aria (1.158 kg/m ³)	-4.0%
Disponibilità aerogeneratori	-3.0%
Perdite elettriche dell'impianto	-2.0%
Altre perdite	-1.0%
Totale perdite	-9.7%

Disponibilità Contrattuale degli Aerogeneratori: è stato assunto un valore standard del 97%

Perdite Elettriche: le perdite elettriche sono state assunte in assenza di informazioni sul progetto elettrico. Il valore dovrà eventualmente essere rivisto una volta disponibile il progetto esecutivo del Progetto.

Altre perdite: la voce tiene conto dei parametri ambientali (ghiaccio, shutdown per temperatura, ecc.). Non tiene invece conto di alcun wind sector management/sector-wise curtailment e/o limitazioni dovute all'impatto acustico e/o limitazioni di rete particolari, in quanto non sono disponibili o risultanti informazioni a riguardo.

www.tecnogaia.it

Impianto eolico "Ferrandina" - Comune di Ferrandina (MT) - Regione Basilicata
Studio anemologico e valutazione preliminare della produzione attesa

Ne risultano, pertanto, le seguenti producibilità nette:

Producibilità nette P50%						
Impianto	Potenza nominale [MW]	N° AG	H mozzo (m)	Potenza impianto [MW]	Producibilità [GWh/anno]	Ore [Ore/anno]
Ferrandina	5.0	2	102.5	34.0	81.157	2387
	6.0	4	122.5			

Sedi operative:
- Via Matteotti, 311 – SCALA P – Int.10 – 25063 Gardone Val Trompia (BS)
Tel. 030 2056980 – Fax 030 831100

E-mail: info@tecnogaia.it
E-mail PEC: info@pec.tecnogaia.com

Sede Legale:
Via Matteotti, 311 – 25063 Gardone Val Trompia (BS)

Cod. Fisc. & P. IVA 13029730150
Cap. Soc. € 119.000,00 interamente versato
Iscrizione nel Registro Imprese Brescia N° REA 496849

11 VERIFICA REQUISITI MINIMI PIEAR (1.2.1.3)

Nella tabella di cui nel seguito si riportano i risultati delle attività di verifica dei requisiti tecnici minimi richiesti dalla Regione per la realizzazione di un impianto eolico in Basilicata.

- Per la determinazione della velocità media annuale del vento a 25 m dal suolo si faccia riferimento al Capitolo 7 dell'**Allegato A**
- Per le ore equivalenti di funzionamento si faccia riferimento alla produzione attesa al Capitolo 9
- Per la densità volumetrica è stata applicata la formula indicata, considerando:
 - Energia prodotta annualmente da ciascuna turbina come sopra determinata
 - Diametro pari a:
 - 145 m – modello SG 5.0-145
 - 155 m – modello SG 6.0-155
 - Altezza totale dell'aerogeneratore (apice pala) pari a:
 - 175 m essendo l'altezza da terra del mozzo di 102.5 m ed il raggio del rotore pari a 72.5 m – modello SG 5.0-145
 - 200 m essendo l'altezza da terra del mozzo di 122.5 m ed il raggio del rotore pari a 77.5 m – modello SG 6.0-155

Identificativo della Norma	Requisito tecnico	Valore soglia	Valore di verifica	Esito
a.	Velocità media annua a 25 m dal suolo	≥ 4 m/s	4.53 m/s	Positivo
b.	Ore equivalenti di funzionamento (MWh/MW) considerando: Potenza impianto 34 MW Energia prodotta 89,830 MWh/anno	≥ 2000 h/anno	2642 h/anno	Positivo
c.	Densità volumetrica di energia annua unitaria (kWh/(anno·m ³)) considerando: 1. Energia media 14,972 MWh/anno 2a. H mozzo 102.5 m / D rotore 145 m 2b. H mozzo 122.5 m / D rotore 155 m	≥ 0.2	≥ 0.2	Positivo
d.	Numero di aerogeneratori	≤ 30 (0 10)	6	Positivo

Per i punti b. e c., il superamento della soglia macchina per macchina è riportato nella tabella al Capitolo 9.

12 CONCLUSIONI

Il presente rapporto contiene i risultati di valutazione della produzione attesa dell'impianto eolico in progetto denominato Ferrandina e sito nel territorio comunale omonimo, in provincia di Matera.

La valutazione della producibilità è stata ottenuta mediante applicazione di un modello fluidodinamico del vento utilizzando in ingresso tre serie di dati anemometrici appartenenti ad altrettanti stazioni di rilevamento le cui misure ben caratterizzano un ampio territorio circostante.

La serie di dati della prima stazione, denominata RIF1, le cui caratteristiche temporali e di disponibilità soddisfano pienamente i requisiti richiesti, è stata ampiamente analizzata nell'**Allegato A** del presente studio, la cui bontà e validità è stata confermata grazie a idonee verifiche e a confronti con stazioni storiche appartenenti alla medesima area del sito considerato.

In generale, la messa a punto del modello di calcolo si rende necessaria per valutare, attraverso una serie di verifiche e di controlli successivi, la sua capacità ad interpretare i dati di ventosità ed in particolare gli effetti dell'orografia e della rugosità del terreno sulla corretta estrapolazione della velocità del vento al mozzo delle macchine. Le soddisfacenti verifiche sul modello, pur con tutti i limiti emersi, hanno consentito di trovare le soluzioni per contenere il grado di incertezza introdotto dal modello nel calcolo in ogni fase del processo.

I siti più interessanti dal punto di vista dell'installazione di un impianto eolico sono caratterizzati da livelli di ventosità tali da comportare valori di utilizzazione dello stesso per un numero minimo di ore annue di funzionamento, tale da garantirne la convenienza economica dell'iniziativa. Questo valore può variare a seconda della taglia dell'aerogeneratore adottato poiché varia il costo dell'aerogeneratore stesso e più in generale dei costi di investimento e di gestione dell'impianto.

In particolare, nell'ambito delle richieste della normativa regionale in tema di autorizzazioni, detto valore è stato fissato in 2000 ore annue equivalenti, ampiamente superate nel caso considerato, utilizzando i modelli di aerogeneratore ipotizzati.

La medesima normativa fissa altri requisiti tecnici minimi che questo studio ha consentito di verificare con esito positivo.

Ad ulteriore controprova della ragionevole bontà dell'impianto eolico in autorizzazione, si sottolinea che la Committenza, ha già depositato presso l'ente locale preposto, la documentazione per la messa in opera di una ulteriore stazione anemometrica, caratterizzata da strumentazione di misura della direzione e velocità del vento, posta a decisamente maggiore altezza dal suolo, rispetto a quelle impiegate per questo studio, con lo scopo di consolidare ulteriormente le serie di dati, ai fini di poter meglio intercettare i servizi del credito, necessari per la realizzazione dell'impianto eolico in progetto.

Allegato A

Risultati dell'indagine anemometrica e valutazione della ventosità di lungo periodo

Sedi operative:
- Via Matteotti, 311 - SCALA P - Int.10 - 25063 Gardone Val Trompia (BS)
Tel. 030 2056980 - Fax 030 831100

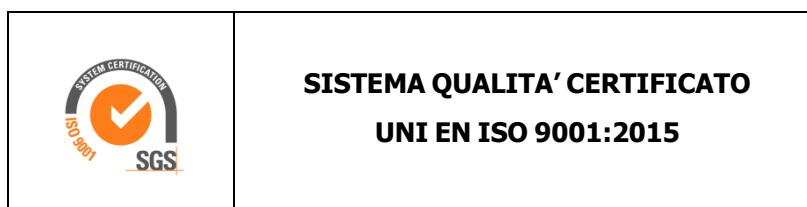
E-mail: info@tecnogaia.it
E-mail PEC: info@pec.tecnogaia.com

Sede Legale:
Via Matteotti, 311 - 25063 Gardone Val Trompia (BS)

Cod. Fisc. & P. IVA 13029730150
Cap. Soc. € 119.000,00 interamente versato
Iscrizione nel Registro Imprese Brescia N° REA 496849

**IL PRESENTE DOCUMENTO È DESTINATO AD USO ESCLUSIVO
DEL COMMITTENTE.**

**L'USO IMPROPRIO DA PARTE DI TERZI DI INFORMAZIONI,
DATI, ELABORATI, IMMAGINI IVI CONTENUTI È SANZIONABILE
NEI TERMINI DI LEGGE.**



INDICE

1.	PREMESSA.....	4
2.	LA STAZIONE ANEMOMETRICA.....	4
2.1	I sensori anemometrici	6
2.2	L'acquisitore dati	6
3.	GESTIONE DELLA STAZIONE ANEMOMETRICA IN SITO.....	7
4.	LETTURA, TRANSCODIFICA E VALIDAZIONE DEI DATI RACCOLTI IN SITO	7
5.	ELABORAZIONE DEI DATI ARCHIVIATI.....	10
5.1	Curva di durata della velocità del vento	10
5.2	Turbolenza percentuale della velocità del vento	11
5.3	Rapporto di raffica della velocità del vento.....	11
5.4	Gradiente al suolo della velocità del vento.....	11
5.5	Contenuto energetico del vento	12
5.6	Energia prodotta da un aerogeneratore	12
6.	VALUTAZIONE DELLA VENTOSITA' DI LUNGO PERIODO.....	13
6.1	Correlazione tra i dati di velocità media mensile	14
6.2	Verifica del posizionamento storico della serie di dati di Riferimento 1	15
7.	VALUTAZIONE DELLA VENTOSITÀ A 25 m DAL SUOLO	16
8.	VALUTAZIONE DELLE INCERTEZZE SULLA MISURA DEL VENTO	17
9.	CONCLUSIONI DELL'ALLEGATO A.....	18

Allegati:

- **A1: Raccolta della documentazione tecnica della stazione anemometrica**
- **A2: Tabelle delle disponibilità dati anemometrici**
- **A3: Risultati delle elaborazioni statistiche dei dati anemometrici**
- **A4: Correlazioni velocità media mensile con serie storica**

1. PREMESSA

Per la qualificazione anemologica di un sito eolico è fondamentale disporre di misure della velocità e della direzione del vento raccolte strumentalmente per un periodo sufficientemente ampio.

A questo scopo Tecnogaia ha messo a disposizione del Committente una serie di dati raccolti con una stazione anemometrica facente parte del suo patrimonio.

La stazione opera da diversi anni nell'area di interesse per la realizzazione dell'impianto in oggetto ricadente nel territorio comunale di Ferrandina, in Provincia di Matera, Regione Basilicata.

Il presente documento, reso disponibile in allegato alla relazione di valutazione della producibilità, riporta i risultati delle elaborazioni svolte sui dati di ventosità raccolti dalla stazione denominata Riferimento 1 (Codice RIF1); contiene altresì le caratteristiche delle apparecchiature utilizzate, il rapporto di manutenzione straordinaria del 2006 a seguito della riattivazione della torre, quello di manutenzione straordinaria del 2016 per sostituzione dell'acquisitore e del sensore di velocità, nonché il certificato di calibrazione di quest'ultimo, oltre alle risultanze delle attività svolte di transcodifica e di validazione dei dati.

Al fine di stimare la ventosità che interessa il sito nel lungo periodo si è proceduto inoltre ad una storizzazione della serie di dati disponibile mediante confronti con quelli contemporanei di due serie di dati storici d'area.

2. LA STAZIONE ANEMOMETRICA

La stazione in oggetto è stata riattivata da Tecnogaia in data 21/03/2006 con una nuova catena di misura ed è costituita da un sostegno tubolare autoportante di altezza pari a 15 m. Le principali caratteristiche delle apparecchiature installate sulla stessa durante tale intervento, dedotte dalla scheda di manutenzione, sono le seguenti:

Tipo di apparecchiatura	Altezza dal suolo	Marca	Modello	Matricola
Gonioanemometro integrato	15	THIES CLIMA	4.332.321.211	9404657
Acquisitore	2	SECONDWIND	NOMAD2	1616

Come da successivo report di manutenzione, anch'esso allegato, la strumentazione con la quale sono stati acquisiti i dati resi disponibili per questo studio, sono i seguenti:

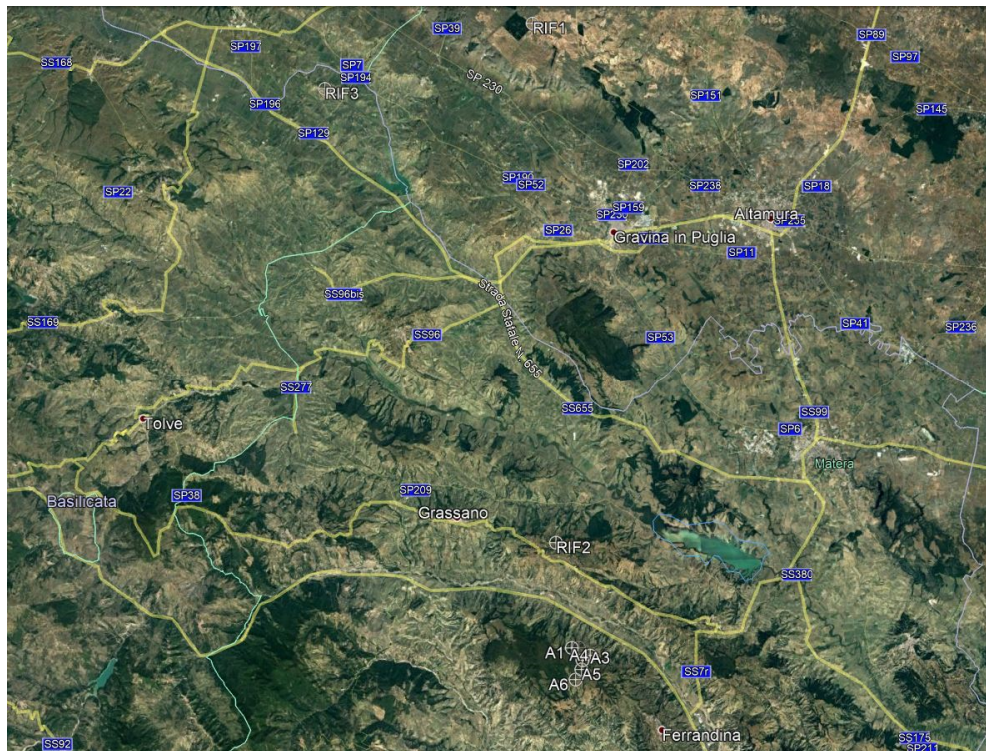
Tipo di apparecchiatura	Altezza dal suolo	Marca	Modello	Matricola
Sensore di velocità	15	NRG	#40C	1522805
Sensore di direzione	15	NRG	#200P	TG676/15
Acquisitore	1.5	SECONDWIND	NOMAD2	1822

La documentazione tecnica dei sensori e del sistema di acquisizione dati, fornita dalle ditte costruttrici, è resa disponibile nella raccolta riportata nell'**Allegato A1**. Dello stesso allegato fanno anche parte, come detto, il report di manutenzione straordinaria del 2006 per la riattivazione della stazione con nuova catena di misura, una scheda di manutenzione del 2016 per la sostituzione del sensore di velocità ed il certificato di calibrazione di quest'ultimo.

La stazione anemometrica ben rappresenta una porzione di territorio circostante, collocandosi su di un altopiano, senza ostacolo alcuno in ogni direzione.

Le coordinate del punto di misura e le principali caratteristiche del sito che ospita la stazione sono le seguenti:

- ✓ Coordinate in metri nel sistema UTM ED50, Fuso **33**:
Longitudine: **613,619 E**
Latitudine: **4,534,745 N**
- ✓ Altitudine (s.l.m.): **667 m**
- ✓ Orografia del punto di installazione: **Altopiano**
- ✓ Orografia circostante: **Collinare**
- ✓ Utilizzo del terreno: **Pascolo e Coltivazioni**
- ✓ Ostacoli nelle immediate vicinanze: **Nessuno**



Stralcio immagine satellitare con ubicazione stazioni ed impianto eolico di progetto

Sedi operative:
- Via Matteotti, 311 – SCALA P – Int.10 – 25063 Gardone Val Trompia (BS)
Tel. 030 2056980 – Fax 030 831100

E-mail: info@tecnogaia.it
E-mail PEC: info@pec.tecnogaia.com

Sede Legale:
Via Matteotti, 311 – 25063 Gardone Val Trompia (BS)

Cod. Fisc. & P. IVA 13029730150
Cap. Soc. € 119.000,00 interamente versato
Iscrizione nel Registro Imprese Brescia N° REA 496849

La stazione anemometrica nel suo complesso risulta conforme ai principali requisiti applicabili della normativa vigente (IEC61400-12-1). In particolare sono positivamente stati verificati:

- il dimensionamento e l'orientamento di montaggio rispetto al sostegno (sommità);
- le prove di certificazione della sua calibrazione (contenenti le incertezze proprie delle prove effettuate in camera a vento dal costruttore su un campione rappresentativo);
- le caratteristiche proprie dei sensori utilizzati e dell'acquisitore.

Nel proseguo verranno descritti i principali componenti della stazione anemometrica in oggetto.

2.1 I sensori anemometrici

Il sensore per la misura della velocità del vento utilizzato è realizzato dalla società NRG Mod. #40C Maximum Anemometer Calibrated. Esso è del tipo a coppe e calibrato, con valore di soglia di 0.5 m/s e fondo scala di 60 m/s; esso fornisce, tramite un generatore di impulsi, un segnale proporzionale alla velocità del vento. Copia del certificato di calibrazione fornita dall'istituto riconosciuto MEASNET, è disponibile nella citata scheda di manutenzione.

La misura della direzione del vento, per tutte le rilevazioni effettuate, è affidata al sensore NRG #200P Wind Vane, con la banderuola che è solidale con un potenziometro circolare che presenta un valore di resistenza elettrica variabile in funzione della posizione della banderuola, nell'arco dei 360 gradi, rispetto ad uno zero convenzionale (Nord).

2.2 L'acquisitore dati

La centralina per l'acquisizione dei dati anemometrici utilizzata nella campagna di misura è costituita da un registratore, prodotto dalla società SecondWind, denominato Nomad2. Il sistema campiona le grandezze ogni secondo e registra con un intervallo di 10 minuti le seguenti grandezze:

- Velocità media del vento
- Velocità massima del vento
- Velocità minima del vento
- Scarto quadratico medio della velocità vento
- Settore di direzione prevalente del vento rilevato nei 10 minuti considerando l'angolo giro di 360° con lo zero a Nord ed il senso di rotazione orario positivi (verso Est)
- Scarto quadratico medio della direzione del vento
- Temperatura media datalogger
- Valore minimo 1° batteria 9V
- Valore minimo 2° batteria 9V
- Valore minimo batteria 12V

L'apparecchiatura è alimentata con due batterie esterne da 9 Volt e da una batteria tampone da 12V, corredata di relativo pannello fotovoltaico, che garantiscono un'autonomia superiore ai due mesi. Le dimensioni dell'acquisitore sono molto ridotte (350 x 300 x 150 mm) ed il peso è di circa 7.5 kg. Il campo di temperatura di funzionamento è compreso tra -40 e +85° C.

Le memorie statiche contengono, oltre ai dati relativi alle grandezze rilevate, anche altre informazioni quali il codice della stazione, il periodo di registrazione, la data, l'ora e un file di diagnostica che segnala le eventuali anomalie riscontrate durante il funzionamento. Il prelievo dei dati avviene a cura di un operatore addestrato che in regime di funzionamento regolare, effettua tale operazione da remoto con cadenza almeno mensile ed in sito con cadenza trimestrale.

L'apparecchiatura è fornita di un display a cristalli liquidi che permette la visualizzazione di queste informazioni e dei valori delle grandezze istantanee acquisite. Mediante tasti è possibile programmare alcune funzioni e visualizzare il codice della stazione, la data, l'ora e i tempi di campionamento e di registrazione.

Al fine di proteggere il registratore da sovratensioni transitorie di origine esterna, ogni ingresso del registratore è dotato di una protezione composta da diodi soppressori.

3. GESTIONE DELLA STAZIONE ANEMOMETRICA IN SITO

La gestione della stazione anemometrica è di fondamentale importanza per la continuità e la qualità dei dati rilevati; essa deve essere condotta da personale appositamente addestrato che con cadenza almeno trimestrale effettua in sito le seguenti attività:

- Verifica e manutenzione ordinaria della stazione (apparecchiature e sostegno)
- Verifica della verisimilitudine dei segnali in ingresso
- Segnalazione immediata dei guasti rilevati
- Piccoli interventi di manutenzione straordinaria
- Compilazione di una scheda di controllo da inviare al centro di elaborazione dati
- Eventuale spedizione e ricevimento delle memorie

Fa parte della gestione della stazione anche la manutenzione straordinaria con l'effettuazione di interventi di riparazione/sostituzione delle apparecchiature non perfettamente funzionanti.

Nello specifico, al di là di brevi interruzioni per probabili formazioni di ghiaccio sui sensori e per le normali attività di manutenzione, non si rilevano, per l'anno considerato, periodi di perdita di dati.

4. LETTURA, TRANSCODIFICA E VALIDAZIONE DEI DATI RACCOLTI IN SITO

Solitamente i dati registrati dall'acquisitore e provvisoriamente immagazzinati nella sua memoria asportabile vengono inviati via GSM/GPRS (ovvero trasferiti dalla memoria magnetica) presso la sede della società incaricata per essere letti ed archiviati in attesa della loro elaborazione. L'operazione di lettura delle cartucce e dei file trasmessi è stata effettuata mediante software specifico fornito dalla ditta

costruttrice che permette la transcodifica dei dati registrati in un formato leggibile con validazioni automatiche subordinate alla diagnostica di macchina (pre-validazione).

Relativamente al periodo disponibile, si hanno a disposizione nr. 13 gruppi di file con estensione ".ndf", in formato grezzo, prodotti dall'acquisitore, che corrispondono ciascuno ad un mese di registrazione, ed altrettanti file con estensione ".csv", ovvero la loro transcodifica in un formato leggibile.

Questi dati, resi disponibili al Committente per soddisfare le richieste della normativa regionale, che coprono un periodo di poco superiore ad un anno, si riferiscono ai seguenti singoli periodi:

N°	Nome file	Tipo	Data inizio	Data fine
1	STRIF0817.CSV	ASCII Comma-Separated Values	08/08/2017	31/08/2017
2	STRIF0917.CSV		01/09/2017	30/09/2017
3	STRIF1017.CSV		01/10/2017	31/10/2017
4	STRIF1117.CSV		01/11/2017	30/11/2017
5	STRIF1217.CSV		01/12/2017	31/12/2017
6	STRIF0218.CSV		01/01/2018	31/01/2018
7	STRIF0218.CSV		01/02/2018	28/02/2018
8	STRIF0318.CSV		01/03/2018	31/03/2018
9	STRIF0418.CSV		01/04/2018	30/04/2018
10	STRIF0518.CSV		01/05/2018	31/05/2018
11	STRIF0618.CSV		01/06/2018	30/06/2018
12	STRIF0718.CSV		01/07/2018	31/07/2018
13	STRIF0818.CSV		01/08/2018	08/08/2018

La stazione di Riferimento 1, nel periodo compreso tra il 08/08/2017 ed il 08/08/2018, è stata dotata dell'acquisitore SECONDWIND NOMAD2, i cui dati dopo la transcodifica, per un periodo preso a campione, hanno il seguente aspetto:

08/08/2017 00:10	4.87	5.76	3.46	0.54	274.2	1.8	21.8	9.1	9.3	12.7
08/08/2017 00:20	5.33	6.14	4.23	0.33	274.4	3.4	21.8	9.1	9.3	12.7
08/08/2017 00:30	5.12	5.76	4.61	0.24	276.9	1.1	21.9	9.1	9.3	12.7
08/08/2017 00:40	5.42	6.14	4.61	0.27	272.8	2.0	22.0	9.1	9.3	12.7
08/08/2017 00:50	5.52	6.14	4.61	0.31	272.0	1.4	22.0	9.1	9.3	12.7
08/08/2017 01:00	4.79	5.38	4.23	0.32	274.3	1.1	22.0	9.1	9.3	12.7

I dati sono suddivisi in blocchi omogenei ed hanno un'etichetta temporale al loro inizio. Ne consegue che i dati registrati nelle colonne hanno il seguente significato:

POSIZIONE	GRANDEZZA	UNITA' DI MISURA	NOTE
1° colonna	Data (mese/giorno/anno ora:minuto:secondo)	Secondo	Ogni 10 minuti
2° colonna	Velocità media del vento	m/s	Ogni 10 minuti
3° colonna	Velocità massima del vento	m/s	Ogni 10 minuti
4° colonna	Velocità minima del vento	m/s	Ogni 10 minuti
5° colonna	Scarto quadratico medio della velocità vento	m/s	Ogni 10 minuti
6° colonna	Direzione media del vento	gradi sessagesimali	Ogni 10 minuti
7° colonna	Scarto quadratico medio della direzione del vento	gradi sessagesimali	Ogni 10 minuti
8° colonna	Temperatura media datalogger	gradi centigradi	Ogni 10 minuti
9° colonna	Valore minimo 1° batteria 9V	Volt	Ogni 10 minuti
10° colonna	Valore minimo 2° batteria 9V	Volt	Ogni 10 minuti
11° colonna	Valore minimo batteria 12V	Volt	Ogni 10 minuti

Una successiva transcodifica, mediante programmi predisposti da TecnoGaia, consente di riprodurre, in un formato standard interno, i file che saranno poi validati ed archiviati.

Un operatore qualificato procede quindi alla validazione dei dati utilizzando programmi di grafica e controllo opportunamente predisposti. Tale operatore procede al controllo a vista del profilo delle grandezze nel tempo confrontando i risultati con quelli precedenti della stessa stazione o, laddove presenti, con dati contemporanei di altre stazioni ubicate nella stessa zona. Con tale controllo incrociato è possibile individuare presenze di anomalie dovute a malfunzionamento della stazione.

Sulla base delle indicazioni dell'operatore locale e delle conoscenze dei luoghi di provenienza dei dati è possibile anche identificare quei periodi di rilevazione non validi per guasti ai sensori e blocco degli stessi per formazione di ghiaccio. I dati relativi a tali periodi vengono eliminati dai file di archivio avendo cura di annotarne su apposita scheda di validazione il periodo e le motivazioni dell'eliminazione. I dati grezzi vengono comunque archiviati in vista di eventuali successivi controlli.

La disponibilità giorno per giorno dei dati validati, per ciascuno dei sensori della stazione considerata e per l'intero periodo utilizzato per le valutazioni di producibilità, è riportata nella tabella in **Allegato A2**.

Per la stazione in oggetto non si sono resi necessari significativi interventi di eliminazione dati e quindi la disponibilità del dato valido per i 12 mesi di funzionamento (2017-2018) è pari al 99.5% di quelli disponibili; questa disponibilità rispetta i requisiti minimi della normativa regionale.

Codice	Denominazione	Durata misura	Periodo di misura		Disponibilità
		(mesi)	Inizio	Fine	%
RIF1	Riferimento 1	12	08/08/2017	08/08/2018	99.5

5. ELABORAZIONE DEI DATI ARCHIVIATI

Con i dati elementari della velocità e direzione del vento, relativi ad intervalli di tempo di 10 minuti, vengono effettuate le elaborazioni che consentono di qualificare il sito dal punto di vista anemologico.

I risultati di tale analisi statistica sono rappresentati nelle tabelle e nei grafici riportati nell'**Allegato A3**. Una guida all'interpretazione di tali prodotti è resa disponibile all'inizio dell'allegato sopra citato, mentre nel seguito si riportano le principali elaborazioni considerate.

Di seguito si riportano in sintesi alcuni dati sulla stazione e sull'elaborazione dei dati raccolti:

Codice	Denominazione	Coordinate UTM ED50 (Fuso 33)		Quota (s.l.m.)	Altezza sost.	Periodo stazione	
		X	Y	(m)	(m)	Inizio	Fine
RIF1	Riferimento 1	613,619	4,534,745	667	15	21/03/2006	Attiva

I risultati sintetici dell'elaborazione statistica dei dati della stazione qui considerata, per il solo periodo elaborato, sono i seguenti:

Codice	Denominazione	Periodo	Data		H misura	V med	Energia	Param. distribuzione	
		(mesi)	Inizio	Fine	s.l.s.	(m/s)	(W/m ²)	Vc (m/s)	k
RIF1	Riferimento 1	12	08/08/2017	08/08/2018	15	5.81	218	6.75	2.30

5.1 Curva di durata della velocità del vento

Viene innanzitutto costruita la curva di durata sperimentale, che esprime il tempo durante il quale un determinato valore della velocità del vento viene superato.

Tale curva è in generale ben rappresentata mediante una distribuzione di probabilità di Weibull, la cui cumulata è data dalla formula:

$$F(V) = 100 \cdot \exp\left\{-\left(\frac{V}{V_c}\right)^k\right\}$$

dove $V=V_{med}(10')$ è il valore della velocità media nei 10 minuti e $F(V)$ è la percentuale del tempo complessivo in cui tale velocità viene superata.

Di tale distribuzione, indicata talvolta come curva di durata teorica, vengono stimati i due parametri intrinseci, cioè la velocità caratteristica V_C e il fattore di forma k , mediante regressione sui dati sperimentali applicata dopo la linearizzazione della distribuzione stessa.

5.2 Turbolenza percentuale della velocità del vento

Un altro parametro significativo è l'intensità di turbolenza percentuale T della velocità del vento definita per ogni intervallo di 10 minuti come

$$T = 100 \cdot sigV(10') / V_{med}(10')$$

dove $sigV(10')$ è lo scarto quadratico medio relativo all'intervallo. Esso dà l'informazione sulla variabilità relativa della velocità entro l'intervallo.

5.3 Rapporto di raffica della velocità del vento

Un ulteriore parametro significativo è il rapporto di raffica R della velocità del vento definito per ogni intervallo di 10 minuti come

$$R = maxV(10') / V_{med}(10')$$

dove $maxV(10')$ è il valore massimo istantaneo campionato all'interno dei 10 minuti. Esso dà l'informazione sulla massima raffica istantanea della velocità entro l'intervallo.

5.4 Gradiente al suolo della velocità del vento

Qualora siano disponibili, sul medesimo sostegno, due misure di velocità (V_2 e V_1) a due differenti altezze (h_2 e h_1) dal suolo è possibile stimare il valore del gradiente della velocità al suolo ($alfa$). Tale indice permette di stimare la velocità del vento al mozzo dell'aerogeneratore, solitamente superiore all'altezza della stazione anemometrica, sulla base dei dati di vento misurati a due altezze diverse.

La relazione che permette di stimare tale velocità è del tipo esponenziale ed è riportata nella seguente formula:

$$V_2 / V_1 = (h_2 / h_1)^{alfa}$$

dove $alfa$ è il gradiente della velocità del vento al suolo, V_2 e V_1 sono le velocità del vento rilevate alle corrispondenti altezze dal suolo h_2 e h_1 .

Avendo quindi a disposizione le rilevazioni della velocità del vento a due altezze dal suolo è possibile stimare il valore di alfa sperimentale, misurato nel punto di installazione della stazione. Tale valore si ottiene dall'applicazione della seguente formula:

$$alfa = \log(V_2 / V_1) / \log(h_2 / h_1)$$

5.5 Contenuto energetico del vento

Per quanto riguarda l'aspetto più propriamente energetico è inoltre di particolare importanza la potenza specifica P_V intesa come potenza che fluisce attraverso l'unità di superficie esposta perpendicolarmente al vento di velocità V ; essa è data da:

$$P_V = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^3$$

dove ρ è la densità dell'aria, che nelle elaborazioni si assume pari al valore che si verifica in condizioni standard di pressione e temperatura ($\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$).

Integrando nel tempo il valore della potenza P_V si ottiene l'energia transitata attraverso l'unità di superficie perpendicolare al vento. L'energia così calcolata su base annuale è anche indicata come energia specifica del sito. Tale energia è esprimibile con la relazione:

$$E_V = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \bar{V}^3_{(3)} \cdot T$$

dove $\bar{V}^3_{(3)}$ è la velocità media cubica del sito e T è il periodo di un anno (8760 ore).

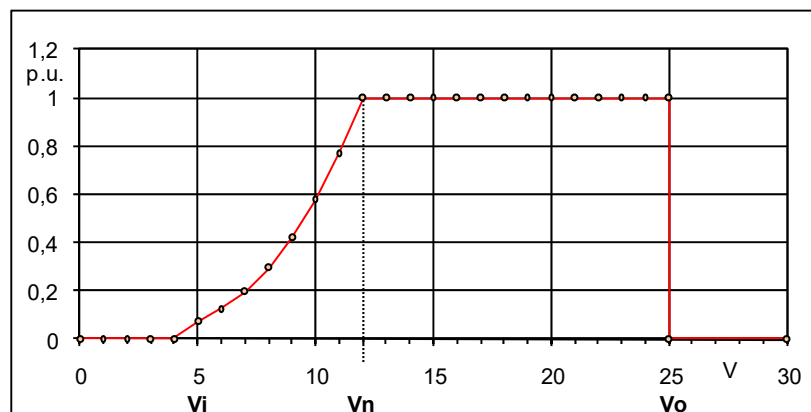
Moltiplicando E_V per la superficie S del rotore di una macchina eolica si ottiene l'energia cinetica che transita annualmente attraverso il disco rotorico.

5.6 Energia prodotta da un aerogeneratore

L'energia effettivamente producibile con un generatore eolico è tuttavia solo una frazione dell'energia sopra indicata. In particolare, la potenza generata P_g non segue, in funzione della velocità istantanea del vento V , un andamento cubico al pari di P_V , bensì un andamento modulato dal coefficiente di potenza C_p , pure dipendente dalla velocità e mai superiore al limite (di Betz) pari a 16/27:

$$P_V = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot S \cdot V^3$$

Il profilo che ne risulta (curva di potenza) differisce da macchina a macchina, anche se spesso si riscontrano strette analogie nell'andamento in funzione della velocità del vento. Si può infatti distinguere, in un profilo tipico, una velocità di cut-in, V_i , al di sotto della quale non si ha generazione ($P_g=0$). La potenza generata poi cresce con la velocità del vento fino alla velocità nominale, $V_{nominale}$ in corrispondenza della quale si raggiunge la potenza massima. Oltre tale velocità la potenza si mantiene nella maggioranza dei casi al valore massimo fino alla velocità di cut-out, V_o , oltre la quale non si ha generazione ($P_g=0$).



Dato comunque il profilo della potenza P_g generabile dalla macchina prescelta alle diverse velocità del vento, il calcolo della producibilità annua E_p della macchina ubicata nel punto della stazione si esegue integrando rispetto alla velocità del vento il prodotto tra la potenza generabile e la densità di probabilità della velocità del vento nel sito considerato.

La valutazione della producibilità deve essere calcolata riportando la velocità del vento all'altezza del mozzo della macchina utilizzando il valore misurato del gradiente della velocità al suolo α . Un ulteriore affinamento del calcolo dovrebbe tener conto della quota del sito che determina variazioni proporzionali alla variazione della densità dell'aria ρ .

La producibilità è talvolta convenientemente espressa tramite il numero di ore equivalenti di generazione a piena potenza, dato dal rapporto $E_p/P_{nominale}$.

6. VALUTAZIONE DELLA VENTOSITA' DI LUNGO PERIODO

La valutazione della distribuzione della velocità del vento di lungo periodo in un sito candidato all'installazione di un impianto eolico, o più semplicemente della sua velocità media stimata su più anni, è un punto importante per la caratterizzazione della risorsa eolica con un accettabile grado di incertezza e diventa essenziale quando la disponibilità dei dati è limitata a periodi di tempo contenuti.

Nel nostro caso, per la stazione considerata, sono messi a disposizione dati riferibili ad una campagna di misura di poco oltre 12 mesi. Tale durata non viene ritenuta sufficiente per poter considerare la velocità media registrata come quella di lungo periodo e, quindi, disponendo di serie di dati temporalmente ampie relative all'area considerata, si ritiene opportuno verificarne il posizionamento storico del valore di ventosità elaborato.

La stima della ventosità di lungo periodo (o storicizzazione) può esser effettuata utilizzando i dati di ventosità rilevati per diversi anni da una o più serie di dati storiche e mettendo in correlazione i dati rilevati contemporaneamente dalle stesse con quelli rilevati nel sito in cui si vuole valutare la velocità media di lungo periodo. I punti da confrontare devono essere possibilmente nelle medesime condizioni orografiche di esposizioni ai venti ed abbastanza vicini in modo che si possa ipotizzare siano soggette agli

stessi regimi di vento; è comunque possibile, mediante confronti e correlazioni, verificare la validità di queste condizioni.

Nel caso specifico si dispongono di due serie di dati storici, una con una disponibilità di circa 19 anni, l'altra con una disponibilità di circa 11 anni e, quest'ultima, seppur meno longeva, risulta avere parametri di correlazione migliori rispetto alla prima, con Riferimento 1.

In sintesi la metodologia utilizzata nello studio ha seguito il seguente processo logico:

1. Confronto degli andamenti dei dati contemporanei di velocità media mensile e giornaliera delle serie storiche e della stazione Riferimento 1;
2. Correlazione tra le coppie di dati contemporanei di velocità media mensile e giornaliera delle serie storiche e della stazione Riferimento 1;
3. Valutazione della ventosità storica della stazione di Riferimento 1 sulla base dei parametri scaturiti dalle correlazioni e dai valori di ventosità storica della serie di lungo periodo.

6.1 Correlazione tra i dati di velocità media mensile

I parametri caratteristici delle correlazioni tra la serie storica e quella in sito mettono in evidenza il coefficiente (R_o) che, abbinato alla consistenza del numero di valori correlati, esprime la bontà/validità del procedimento e quindi in quale misura siano coinvolti gli stessi regimi di vento.

Stazione di Riferimento 1 (Cod. RIF1) - Variabile Y							
Serie Storica Variabile X	Tipo di correlazione	Numero di punti validi	Coeff. Di correlazione R_o	Parametro A	Parametro B	Parametro C	Parametro R
Storica 1	Mensile (dati validi >70%)	12	0.860	0.495	2.557	0.860	0.875

Dove:

- **r_o** = Coefficiente di correlazione
- **A, B** = parametri della retta di regressione senza la condizione del passaggio per lo zero
- **C** = coefficiente angolare della retta di regressione passante per lo zero
- **R** = rapporto tra le medie (dei soli valori elementari contemporanei)

Come è possibile evincere osservando il coefficiente di correlazione, il confronto appare molto buono.

Nelle elaborazioni eseguite, che riportano i punti che rappresentano ciascuno la coppia di valori di velocità media mensile, si sono evidenziate due serie, ottenute dalla regressione lineare: la prima senza il vincolo di passaggio per il punto di origine e la seconda con tale vincolo. Per la stima della ventosità di lungo periodo viene solitamente utilizzata la serie definita dai due parametri **a** e **b** perché è quella che induce uno scarto quadratico medio dei residui inferiore e nel caso specifico, trattandosi di medie con base temporale sufficientemente ampia, non è necessaria la condizione di passaggio dall'origine. Inoltre sono stati anche considerati, con R, i rapporti tra le medie dei dati contemporanei, utilizzando per il calcolo l'insieme dei singoli valori di media mensile.

6.2 Verifica del posizionamento storico della serie di dati di Riferimento 1

Come noto, i parametri delle rette di regressione ottenute come indicato nel capitolo precedente possono essere utilizzati come fattori di trasformazione della distribuzione del vento da un punto all'altro dell'area. Infatti, tali fattori spiegano, seppur in modo molto esemplificativo, i fenomeni di accelerazione o decelerazione della vena fluida del vento che scorre su un'area interessata dagli stessi venti.

Pertanto tali serie, intese come funzioni di trasformazione della intensità del vento da un punto all'altro dell'area, possono essere considerate valide anche nel tempo e quindi utilizzate per valutare la ventosità di lungo periodo del sito che ospita la stazione di cui si dispongono meno dati rispetto alle sequenze di dati ritenute storiche.

Utilizzando i parametri della retta di regressione di cui non è condizione il passaggio per lo zero, si può affermare che:

$$\bar{V}_{(SITO, \text{ dati contemporanei})} = a \cdot \bar{V}_{(STORICA, \text{ dati contemporanei})} + b$$

E per analogia che:

$$\bar{V}_{(SITO, \text{ dati storici})} = a \cdot \bar{V}_{(STORICA, \text{ dati storici})} + b$$

Nel caso specifico, utilizzando i parametri a e b che appartengono alla retta di regressione della correlazione sopra descritta, che minimizza lo scarto quadratico dei residui, si ottiene:

Stazione di Riferimento 1 (Cod. RIF1) - Variabile Y									
Serie Storica Variabile X	Tipo di correlazione	n° punti correlazione	Coeff. di correlazione Ro	Parametro A	Parametro B	Misura di LP di X	Stima di LP in Y	Velocità in sito Y	Ks
Storica 1	Mensile (dati validi >70%)	12	0.860	0.495	2.557	6.274	5.663	5.814	0.974

Dove:

- **ro** = Coefficiente di correlazione
- **A, B** = parametri della retta di regressione
- **Misura LP in X** = Velocità media di lungo periodo della serie storica (storica 1)
- **Stima LP in Y** = Stima della velocità media di lungo periodo nella stazione di RIF1
- **Velocità in sito Y** = Velocità media misurata da stazione di RIF1
- **k storicizzazione** = Coefficiente di storicizzazione (rapporto tra la stima di velocità di lungo periodo e quella misurata)

Come si può evincere dai risultati della storicizzazione, utilizzando i parametri a e b frutto delle correlazioni con Riferimento 1 dei dati di media mensile, la velocità media di lungo periodo della stazione Riferimento 1 si stima sia ottenibile attraverso un decremento di 2.5 punti percentuali dei valori misurati. Al codice della stazione verrà aggiunto il suffisso "_S", ad indicare l'avvenuta storicizzazione.

Per cui, per le valutazioni di produzione attesa da un impianto eolico nel sito, si consideri la velocità media annua di **RIF1_S (a 15 m dal suolo) uguale a 5.66 m/s**.

7. VALUTAZIONE DELLA VENTOSITÀ A 25 m DAL SUOLO

Non disponendo di specifiche rilevazioni di velocità ad un'altezza dal suolo pari a 25 m e volendo verificare uno dei requisiti richiesti per procedere nell'iter autorizzativo, in questo caso la ventosità a 25 m dal suolo ($V_{m[a25m sls]} > 4 \text{ m/s}$), è possibile definire l'intensità del vento per estrapolazione, con l'ausilio del parametro di gradiente al suolo (alfa).

Tale grandezza è determinabile qualora siano disponibili, sul medesimo sostegno, due misure di velocità (V_2 e V_1) a due differenti altezze (h_2 e h_1) ovvero quando si dispone di simulazioni con modello fluidodinamico che stimano detto parametro.

Come già detto nel Cap. 5.4, la relazione che permette di stimare la velocità del vento a diverse altezze dal suolo è del tipo esponenziale ed è riportata nella seguente formula:

$$V_2 / V_1 = (h_2 / h_1)^{\alpha}$$

dove α è il gradiente della velocità del vento al suolo, V_2 e V_1 sono le velocità del vento rilevate alle corrispondenti altezze dal suolo h_2 e h_1 .

Nel caso specifico, la velocità del vento a 15 m dal suolo nei punti di misura utilizzati è già di entità ben superiore a quanto richiesto dalla normativa e, data la morfologia del terreno, ci si attende per un'ampia area circostante un gradiente sicuramente positivo con la conseguenza che a 25 m dal suolo la velocità sia ancora maggiore.

Alternativamente, proiettando sul sito eolico i dati rilevati dalle stazioni anemometriche con il modello di calcolo WASP, che fornisce un campo tridimensionale della velocità del vento e consente perciò di disporre del profilo della velocità media alle varie altezze dal suolo, possiamo verificare se l'impianto, nel layout studiato, ha un valore medio d'intensità, che supera l'isovento di 4 m/s all'altezza di 25 m dal suolo.

L'elaborazione della ventosità conferma che i confini della isovento di 4 m/s sono superati dall'impianto ed, in particolare, il valore della media aritmetica di tutti gli aerogeneratori, risulta pari a $V_{25m} = 4.53$ m/s.

Il requisito richiesto di una velocità media annua minima del vento di 4 m/s a 25 m dal suolo è quindi soddisfatto in entrambe le verifiche.

8. VALUTAZIONE DELLE INCERTEZZE SULLA MISURA DEL VENTO

I rilievi sperimentali della velocità del vento, come ogni altra misurazione, sono ovviamente affetti da incertezze che possono, nei limiti del possibile, essere quantificate. Ciò consente di approssimare i risultati con atteggiamento statistico per considerarli in termini probabilistici, cioè, in altre parole, l'analisi di confidenza di un processo permette di valutare quale condizione (o risultato) sarà vera con data probabilità.

Nel nostro caso, come suggerito dalla Norma 61400-12 (che, facciamo presente, è stata predisposta con altri scopi), con il termine incertezza della velocità del vento (E.5.3 Category B uncertainties in wind speed) si intende lo scarto quadratico medio della distribuzione statistica degli errori di misura che si commettono utilizzando una stazione anemometrica dotata di sensore a coppe, come nel caso in esame. L'incertezza è riferibile principalmente:

- Alla taratura dell'anemometro (stimata cautelativamente 0.1 m/s per il range 5-10 m/s, vedi anche tabella di calibrazione allegate nel report di manutenzione straordinaria);
- Alle caratteristiche operative dell'anemometro in funzione del modello utilizzato (stimata cautelativamente $0.05 + 0.005 * \text{Vel. Vento}$);
- Alla distorsione del flusso dovuta agli effetti di montaggio dell'anemometro (stimata 1%);

- Alla distorsione del flusso dovuta al terreno (stimata cautelativamente 3%);
- Al sistema di acquisizione dati per la velocità del vento (stimata cautelativamente 0.1 m/s per 10 m/s).

Come si può dedurre da quanto sopra, l'incertezza sulla misura è variabile in funzione della velocità del vento e complessivamente, come scarto quadratico medio delle singole incertezze, può variare da circa 2 fino anche ad alcuni punti percentuali. Per lo scopo insito nella misura, e cioè la valutazione della produzione attesa di una turbina eolica che generalmente opera da 3 a 25 m/s appare equo, anche sulla base della bibliografia del settore, voler considerare per le misure in oggetto un'incertezza complessiva del 3% da associare alle altre tipiche che dovranno essere prese in considerazione nella valutazione della produzione attesa.

9. CONCLUSIONI DELL'ALLEGATO A

Nell'ambito del processo di progettazione di un impianto eolico e più in generale nelle fasi dello sviluppo del sito è necessario conoscere con una buona affidabilità la consistenza della risorsa eolica disponibile e quindi della sua produzione attesa. Ciò è garantito da idonee rilevazioni in sito delle grandezze di velocità e di direzione del vento per un periodo di alcuni anni. È possibile giungere ad una valutazione utile della risorsa eolica grazie a calcoli e confronti con serie di dati considerate storiche perché con un periodo di rilevazione di 10 anni e oltre. Nel caso specifico si è potuto infatti disporre di due serie di dati storiche con una disponibilità di circa 19 anni e 11 anni che, per confronti e correlazioni, sono risultate appartenenti ai medesimi regimi di vento dell'area più estesa che include il sito di interesse.

L'analisi e l'elaborazione dei dati della stazione non ha evidenziato particolari carenze o lacune. In fase di validazione la disponibilità del dato è risultata ottima sull'intero periodo ed impeccabile per l'anno completo di misurazione utilizzato, non avendo riscontrato malfunzionamenti e/o guasti sulla stazione, in particolare in detto periodo.

I risultati delle attività, dalla validazione alla elaborazione del dato, sono ampiamente descritti nel presente studio ed indicano che il sito è interessato da un buon regime di venti, tipico della zona di appartenenza, con direzioni prevalenti da Nord/Ovest e Sud/Est, soprattutto in relazione all'energia specifica della vena fluida.

Anche l'attività di valutazione della ventosità di lungo periodo è stata svolta con profitto avendo riscontrato un ottimo coefficiente di correlazione e buona sintonia degli andamenti delle velocità medie mensili contemporanee con la serie storica considerata.

Positiva è risultata anche la verifica della condizione richiesta di ventosità superiore a 4 m/s a 25 m dal suolo, sia nei punti delle stazioni utilizzate nella valutazione, sia nella relativa elaborazione complessiva di tale dato, considerando tutti i punti che compongono l'impianto eolico in progetto.

Si può quindi affermare che i risultati delle misurazioni della ventosità, pur considerando le tipiche incertezze di misura proprie delle apparecchiature utilizzate, indicano che l'entità della risorsa disponibile rientra tra quelle di interesse per la realizzazione di un impianto eolico.

ALLEGATO A1

Fornitore: TECNOGAIA

Sito: ALTAMURA

Data

Codifica documento

Archivio

Compilato da

Sezione A) – Dati identificativi della stazione anemometrica

NOME STAZIONE (max 16 car.) : ALT1

Codice : 1603

Sezione B) – Dati identificativi delle apparecchiature

SENSORE VEL. H dal suolo 15 (m) Tipo THIES N° MATR. 4.332.321.211 N° INVENT: 9404657

SENSORE VEL. H dal suolo (m) Tipo N° MATR. N° INVENT:

SENSORE DIR. H dal suolo 15 (m) Tipo THIES N° MATR. 4.332.321.211 N° INVENT: 9404657

Settore di direzione zero : NORD Senso di rotaz. positivo verso il settore : EST

ALTRI SENSORI

ACQUISITORE Tipo SECONDWIND NOMAD2 N° MATR. #01616 N° INVENT. TG06/534

SOSTEGNO Tipo SIDERPALI H 15 (m) N° MATR.

CONTENITORE DELLE APPARECCHIATURE Tipo SAREL

Verifica in uscita effettuata da : BONSI

Data : 26/01/06

Sezione C) – Dati relativi alla localizzazione della stazione anemometrica ed al sito

Comune di : ALTAMURA Provincia : BA Regione : PUGLIA

Tavoletta IGMI: SERRA FICAIA

Foglio n° : 188 I NE

Coordinate del Reticolo UTM n° : 33

in metri : 613619 , 4534745

Altitudine in metri s.l.m.: 667

Caratteristiche orografiche : COLLINA

Utilizzo del terreno : SEMINATIVO

Accessibilità : BUONA

Note :

Sezione D) – Procedura di gestione della stazione e cambio cartuccia

Sarà effettuata da : TECNOGAIA per conto di TECNOGAIA

Indirizzo e Telefono :

Note :

Stazione anemometrica installata da : BONSI

data : 21/03/2006

Sito: _____ Cliente: _____

Sezione A) – Dati identificativi della stazione anemometrica

Nome stazione: **Alt1** Codice: **1603**

Sezione B) – Parti Costituenti la Postazione (Prima dell'intervento)

SOSTEGNO			Marca	Modello	N°matricola	Tubolare	Traliccio	Sollevamento		
H dal Suolo (m)	15	Siderpali	autoportante					FALCONE <input type="checkbox"/>	AUTOGRU' <input checked="" type="checkbox"/>	
SENSORI DIGITALI			Marca	Modello	N°matricola	N° Inventario	Orientamento Mensole			
N.	Tipo	H dal suolo (m)								
1	Vel.	15	NRG	Max40C	21510		TOP			
2										
3										
4										
5										
6										
SENSORI ANALOGICI			Marca	Modello	N°matricola	N° Inventario	ORIENT. SENSORE	ROTAZ. POSITIVA VERSO	AZIMUT IMPOSTATO	
N.	Tipo	H dal suolo (m)								
1	Dir.	15	NRG	200P		TG676/15	0°	EST	0°	
2										
3										
4										
5										
Logger e altre apparecchiature			Marca	Modello	Serial/Number	N° Inventario	ALTRO			
ACQUISITORE	1,5	SecondWind	Nomad2	1822			BATTERIA INT. Ah			
PANNELLO FV							ORIENTAMENTO	VOLT	WP	
CONTENITORE APPAREC.							SISTEMA DI CHIUSURA			
BATTERIA ESTERNA				VOLT	Ah		REGOLATORE DI TENSIONE	MODELLO	Ah	
MODEM							N° TELEFONO	GESTORE		
SEGNALAZIONE NOTT. VOLO BASSA QUOTA							SEGNALAZIONE DIURNA VOLO BASSA QUOTA	SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		

Altre apparecchiature presenti: _____

Sezione C) – Tipo di intervento Manutenzione Periodica Manutenzione Straordinaria

Sostituzione Sensore di velocità in sommità a 15m

Eventuale causa del guasto: **Usura**

Sezione D) – Nuovi componenti installati (Dopo l'intervento)

N.	Tipo	H dal suolo (m)	Marca	Modello	N° matricola	N° Inventario	ORIENTAMENTI
1	Vel.	15	NRG	Max40C	1522805		TOP
2							
3							
4							
5							
6							

Sezione E) – Collaboratori Esterni

Personale: **Camodeca, Tarantino** n. **3** Dalle ore: _____ Alle ore: _____

Manutenzione eseguita da: **Bonsi E.** Data **14/07/2016**

accredited by the / akkreditiert durch die

Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH

as calibration laboratory in the / als Kalibrierlaboratorium im

Deutschen Kalibrierdienst



Deutsche
Akkreditierungsstelle
D-K-15140-01-00

Calibration certificate
Kalibrierschein

Calibration mark
Kalibrierzeichen

1522805
D-K-
15140-01-00
08/2015

Object
Gegenstand

Cup Anemometer

Manufacturer
Hersteller

NRG Systems
USA Hinesburg

Type
Typ

#40(C)

Serial number
Fabrikat/Serien-Nr.

TG15-2466

Customer
Auftraggeber

TecnoGaia S.r.l.
I-20122 Milano

Order No.
Auftragsnummer

Email 2015-08-13, Gaioni

Project No.
Projektnummer

VT150776

Number of pages
Anzahl der Seiten

4

Date of Calibration
Datum der Kalibrierung

28.08.2015

This calibration certificate documents the traceability to national standards, which realize the units of measurement according to the International System of Units (SI).

The DAkkS is signatory to the multilateral agreements of the European co-operation for Accreditation (EA) and of the International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) for the mutual recognition of calibration certificates. The user is obliged to have the object recalibrated at appropriate intervals.

Dieser Kalibrierschein dokumentiert die Rückführung auf nationale Normale zur Darstellung der Einheiten in Übereinstimmung mit dem Internationalen Einheitensystem (SI).

Die DAkkS ist Unterzeichner der multilateralen Übereinkommen der European co-operation for Accreditation (EA) und der International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) zur gegenseitigen Anerkennung der Kalibrierscheine. Für die Einhaltung einer angemessenen Frist zur Wiederholung der Kalibrierung ist der Benutzer verantwortlich.

This calibration certificate may not be reproduced other than in full except with the permission of both the German Accreditation Body and the issuing laboratory. Calibration certificates without signature are not valid. This calibration certificate has been generated electronically.

Dieser Kalibrierschein darf nur vollständig und unverändert weiterverbreitet werden. Auszüge oder Änderungen bedürfen der Genehmigung sowohl der Deutschen Akkreditierungsstelle als auch des ausstellenden Kalibrierlaboratoriums. Kalibrierscheine ohne Unterschrift haben keine Gültigkeit. Dieser Kalibrierschein wurde elektronisch erzeugt.

Date
Datum

28.08.2015

Head of the calibration laboratory
Leiter des Kalibrierlaboratoriums

Dipl. Phys. Dieter Westermann

Person in charge
Bearbeiter

Dipl.-Ing. (FH) Catharina Herold

Calibration object
Kalibriergegenstand

Cup Anemometer

Calibration procedure
Kalibrierverfahren

- Deutsche WindGuard Wind Tunnel Services: Calibration of anemometers; Version 1.0 (2014)
- Based on following standards:
- MEASNET: Anemometer calibration procedure
 - IEC 61400-12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines
 - IEC 61400-12-2: Power performance of electricity producing wind turbines based on nacelle anemometry
 - ISO 3966: Measurement of fluid in closed conduits
 - ISO 16622: Meteorology - Sonic anemometers/thermometers

Place of calibration
Ort der Kalibrierung

Windtunnel of Deutsche WindGuard WindTunnel Servies GmbH, Varel

Test conditions
Messbedingungen

wind tunnel area	10000 cm ²
anemometer frontal area	185 cm ²
diameter of mounting pipe	13 mm
blockage ratio ¹⁾	0.019 [-]
software version	7.64

¹⁾ Due to the special construction of the test section no blockage correction is necessary.

Ambient conditions
Umgebungsbedingungen

air temperature	23.0 °C ± 0.1 °C
air pressure	1014.8 hPa ± 0.3 hPa
relative air humidity	63.3 % ± 2.0 %

Measurement uncertainty
Messunsicherheit

The expanded uncertainty assigned to the measurement results is obtained by multiplying the standard uncertainty by the coverage factor $k = 2$. It has been determined in accordance with DAkkS-DKD-3. The value of the measurand lies within the assigned range of values with a probability of 95%.
The reference flow speed measurement is traceable to the German NMI (Physikalisch-Technische Bundesanstalt) standard for flow speed. It is realized by using a PTB owned and calibrated Laser Doppler Anemometer (Standard Uncertainty 0.2 %, $k=2$)

Latest accreditation
Letzte Akkreditierung

04/2014

Additional remarks
Zusätzliche Anmerkungen

-

Calibration result
Kalibrierergebnis

Sensor out	Tunnel speed	Uncertainty (k=2)
Hz	m/s	m/s
4.741	3.951	0.050
7.221	5.884	0.050
9.731	7.891	0.050
12.193	9.838	0.050
14.649	11.847	0.051
17.379	13.774	0.050
19.955	15.739	0.051
18.685	14.799	0.051
16.108	12.808	0.051
13.448	10.811	0.051
10.967	8.877	0.050
8.507	6.915	0.050
5.947	4.895	0.050

File: 1522805

Linear regression analysis	Slope	0.77707 (m/s)/(Hz) ±0.00374 (m/s)/(Hz)
	Offset	0.3126 m/s ±0.049 m/s
	Standard error (Y)	0.066 m/s
	Correlation coefficient	0.999872

Remarks correlation less then 0.99995

Graphical representation of the result
Grafische Darstellung des Ergebnisses

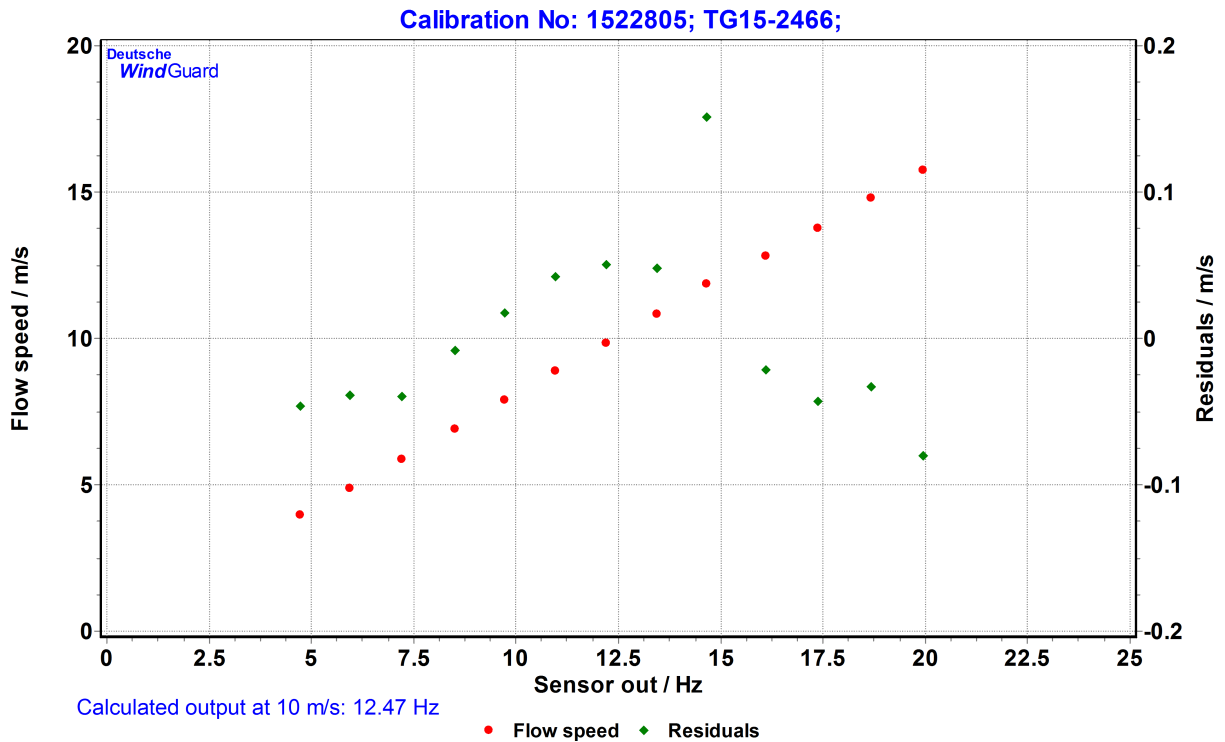


Photo of the measurement setup
Foto des Messaufbaus



Remark: The proportions of the set-up may not be true to scale due to imaging geometry.

SPECIFICATIONS

NRG #40C Anemometer

FEATURES

- The standard anemometer used in the wind energy industry
- Short distance constant
- Simple, durable design



The NRG #40C anemometer is the industry standard anemometer used worldwide. NRG #40 anemometers have recorded wind speeds of 96 m/s (214 mph). Their low moment of inertia and unique bearings permit very rapid response to gusts and lulls. Because of their output linearity, these sensors are ideal for use with various data retrieval systems. A four pole magnet induces a sine wave voltage into a coil producing an output signal with a frequency proportional to wind speed. The #40C is constructed of rugged Lexan cups molded in one piece for repeatable performance. A protective rubber terminal boot is included.

SPECIFICATIONS

Description	Sensor type	3-cup anemometer
	Applications	<ul style="list-style-type: none"> • wind resource assessment • meteorological studies • environmental monitoring
	Sensor range	1 m/s to 96 m/s (2.2 mph to 214 mph) (highest recorded)
	Instrument compatibility	all NRG loggers
Output signal	Signal type	low level AC sine wave, frequency linearly proportional to windspeed
	Transfer function	$m/s = (Hz \times 0.765) + 0.35$ [miles per hour = $(Hz \times 1.711) + 0.78$]
	Accuracy	within 0.1 m/s (0.2 mph) for the range 5 m/s to 25 m/s (11 mph to 55 mph)
	Calibration	each anemometer individually calibrated, calibration reports provided via electronic download
	Output signal range	0 Hz to 125 Hz (highest recorded)



Global leaders in wind assessment technology

110 Riggs Road • Hinesburg • VT 05461 USA • TEL (802) 482-2255 • FAX (802) 482-2272 • EMAIL sales@nrgsystems.com

SPECIFICATIONS

Response characteristics	Threshold	0.78 m/s (1.75 miles per hour)
	Distance constant (63% recovery)	3.0 m (10 feet)
	Moment of inertia	$68 \times 10^{-6} \text{ S-ft}^2$
	Swept diameter of rotor	190 mm (7.5 inches)
Installation	Mounting	onto a 13 mm (0.5 inch) diameter mast with cotter pin and set screw
	Tools required	0.25 inch nut driver, petroleum jelly, electrical tape
Environmental	Operating temperature range	-55 °C to 60 °C (-67 °F to 140 °F)
	Operating humidity range	0 to 100% RH
Physical	Connections	4-40 brass hex nut/post terminals
	Weight	0.14 kg (0.3 pounds)
	Dimensions	<ul style="list-style-type: none"> • 3 cups of conical cross-section, 51 mm (2 inches) dia. • 81 mm (3.2 inches) overall assembly height
Materials	Cups	one piece injection-molded black polycarbonate
	Body	housing is black ABS plastic
	Shaft	beryllium copper, fully hardened
	Bearing	modified Teflon, self-lubricating
	Magnet	Indox 1, 25 mm (1 inch) diameter, 13 mm (0.5 inch) long, 4 poles
	Coil	single coil, bobbin wound, 4100 turns of #40 wire, shielded for ESD protection
	Boot	protective PVC sensor terminal boot included
	Terminals	brass

Global leaders in wind assessment technology



110 Riggs Road • Hinesburg • VT 05461 USA • TEL (802) 482-2255 • FAX (802) 482-2272 • EMAIL sales@nrgsystems.com

SPECIFICATIONS

NRG #200P Wind Direction Vane

FEATURES

- The standard wind direction vane used in the wind energy industry
- Simple, durable design
- Corrosion-resistant materials



The NRG #200P wind direction vane is the industry standard wind direction vane used worldwide. The thermoplastic and stainless steel components resist corrosion and contribute to a high strength-to-weight ratio. The vane is directly connected to a precision conductive plastic potentiometer located in the main body. An analog voltage output directly proportional to the wind direction is produced when a constant DC excitation voltage is applied to the potentiometer. A rubber terminal boot is included.

SPECIFICATIONS

Description	Sensor type	continuous rotation potentiometric wind direction vane
	Applications	<ul style="list-style-type: none">• wind resource assessment• meteorological studies• environmental monitoring
	Sensor range	360° mechanical, continuous rotation
	Instrument compatibility	all NRG loggers
Output signal	Signal type	Analog DC voltage from conductive plastic potentiometer, 10K ohms
	Transfer function	Output signal is a ratiometric voltage
	Accuracy	potentiometer linearity within 1%
	Dead band	8° Maximum, 4° Typical
	Output signal range	0 V to excitation voltage (excluding deadband)
Power requirements	Supply voltage	Regulated potentiometer excitation of 1 V to 15 V DC
Response characteristics	Threshold	1 m/s (2.2 miles per hour)
Installation	Mounting	onto a 13 mm (0.5 inch) diameter mast with cotter pin and set screw
	Tools required	0.25 inch nut driver, petroleum jelly, electrical tape
Environmental	Operating temperature range	-55 °C to 60 °C (-67 °F to 140 °F)

Global leaders in wind assessment technology



110 Riggs Road · Hinesburg · VT 05461 USA · TEL (802) 482-2255 · FAX (802) 482-2272 · EMAIL sales@nrssystem.com

SPECIFICATIONS

	Operating humidity range	0 to 100% RH
	Lifespan	50 million revolutions (2-6 years normal operation)
Physical	Connections	4-40 brass hex nut/post terminals
	Weight	0.14 kg (0.3 pounds)
	Dimensions	<ul style="list-style-type: none">• 21 cm (8.3 inches) length x 12 cm (4.3 inches) height• 27 cm (10.5 inches) swept diameter
Materials	Body	black UV stabilized static-dissipating plastic
	Shaft	stainless steel
	Bearing	stainless steel
	Wing	black UV stabilized injection molded plastic
	Boot	protective PVC sensor terminal boot included
	Terminals	brass

Global leaders in wind assessment technology



110 Riggs Road · Hinesburg · VT 05461 USA · TEL (802) 482-2255 · FAX (802) 482-2272 · EMAIL sales@nrghsystems.com

NOMAD[®] 2

WIND RESOURCE DATA LOGGER



The Wind Industry's Most Flexible Data Logger



 SECONDWIND

NOMAD™ 2 WIND DATA LOGGER SPECIFICATIONS

SENSOR INPUTS

12 counter inputs	<ul style="list-style-type: none">Configurable for AC & pulse anemometers, other frequency-output devices, and high/low digital or relay state signalingFrequency range DC to 2 kHzHigh display resolution with low frequency anemometersInput high/low threshold configurable for 0V or 3VConfigurable filtering for low frequency devices1-second count integration, $\pm 0.02\%$ accuracy
8 analog inputs	<ul style="list-style-type: none">Configurable range of 0 to 2.5V or 5V12-bit analog to digital conversion1-second sampling, $\pm 0.02\%$ accuracyDirect interface to potentiometer wind vanes, 10k thermistors, and analog-output transducers
Fault detection	<ul style="list-style-type: none">Feedback input from 2.5V+ excitation output for wiring and device fault detection
Internal temperature	<ul style="list-style-type: none">1-second sampling, $\pm 2^\circ\text{C}$ accuracy
Power supplies	<ul style="list-style-type: none">Measurement of two 9V batteries and 12V power

OUTPUTS

2.5V+ excitation:	<ul style="list-style-type: none">2.5V+ smart-switched excitation distributed to all input terminal blocks for energy-conserving measurement of potentiometers and thermistorsCalibrated to $\pm 5\text{mV}$, 25 ppm/$^\circ\text{C}$, 250 mA max
12V transducer power	<ul style="list-style-type: none">12V+ smart-switched transducer power output distributed to all input terminal blocks for energy-conserving operation of electronic transducers1 Amp maximum
12V modem power	<ul style="list-style-type: none">12V+ configurable switched modem power output for energy-conserving operation of cellular & other modems1 Amp maximum
Relay output	<ul style="list-style-type: none">For de-icing or other control applicationsSPST dry contact, 1 Amp maximum, AC or DCModbus-controlled

POWER SUPPLY

9 Volt batteries:	<ul style="list-style-type: none">2 parallel standard 9V batteries in sliding receptaclesUp to 6 months operation with alkaline, up to one year with lithium (-40°C) batteries that have no shipping restrictions
12 Volt Power:	<ul style="list-style-type: none">12V (10-18V DC) input for internal primary or rechargeable batteries, external DC power supply, or regulated solar panelTwo-screw removable internal mounting for lead-acid batteries for higher power transducer, controls, and communication gear, standard sizes up to 20 AH, extreme environment sizes up to 8 AH
Solar:	<ul style="list-style-type: none">Optional on-board solar charging regulator/controller

SERIAL PORTS

	<ul style="list-style-type: none">3 independent RS232C serial ports, up to 115 kBaud
Local port	<ul style="list-style-type: none">Direct straight-cable connection to laptop or PCStandard pinout DB9, DCE
Remote port	<ul style="list-style-type: none">Connects to modem, radio, or asynch network adapterAuto-wakeup Rx inputInternally connected for SWI-supplied modem optionsField-wireable terminals for customer-installed devices
Device Port:	<ul style="list-style-type: none">Connects to and logs from communicating transducers including multifunction Phaser® power transducers & ultrasonic anemometersPollable Modbus RTU for SCADA and other general applications

ESD PROTECTION

- All inputs, outputs, and serial port signaling transient and fault protected
- No additional lightning protection needed

USER INTERFACE

Local Display:	<ul style="list-style-type: none">4 x 20 alphanumeric character display, LCD or VFDConfigurable smart-switched powerAutomatic temperature-compensating LCD contrast
Keypad	<ul style="list-style-type: none">7-key sealed membrane keypad
Remote interface	<ul style="list-style-type: none">Full display, configuration, data transfer, & firmware upgradability by local port or modem connection to any PC via NOMAD Desktop™
Status light:	<ul style="list-style-type: none">Heartbeat LED indicates operational status independent of display

INPUT AND DATA PROCESSING

Wind speed	<ul style="list-style-type: none">Slope & offset scaling, auto-zeroing for counter inputs
Wind direction	<ul style="list-style-type: none">Modulo 360° and true vector processingDeadband location correction
Temperature	<ul style="list-style-type: none">Thermistor linearization to device accuracy ($\pm 0.1^\circ\text{C}$)
Math functions	<ul style="list-style-type: none">Average, standard deviation, maximum, time of maximum, minimum, time of minimum, total, cycles, sample value
Recording intervals	<ul style="list-style-type: none">1 minute, 10 minutes, hourly, or daily in any combination for all inputs and math functions

DATA STORAGE

Media	<ul style="list-style-type: none">Industry/consumer standard Compact Flash, up to 256MBRead/write-able by any notebook or desktop PC via PCMCIA adapter or any USB-type Compact Flash adapterFull -40° to 85°C operation rated devices available
Formats	<ul style="list-style-type: none">Card directory & file formats are fully Windows™ compatibleAny FAT (PC) formatted Compact Flash card fully usableData written to daily files in named monthly subdirectoriesEach datum in standard IEEE floating point format, indexed for positive database ID independent of file name/locationEach datum time-stamped in Universal Time (UT/GMT), configurable for time zone & daylight savings offsets
Transfer	<ul style="list-style-type: none">Files transferable by card removal, local serial connection, remote dial-up connection, or as e-mail attachments

PHYSICAL

Operating temp:	<ul style="list-style-type: none">-40° to 85°C all specifications (Vacuum Fluorescent Display)
LCD temperature:	<ul style="list-style-type: none">LCD operates from -20° to 70°C, storage -30° to 80°C
Internal RT clock	<ul style="list-style-type: none">± 1 minute/month accuracy, internet time-server adjustableBacked up by socketed 2032 Lithium coin cell (10 year life)
Wire & cabling	<ul style="list-style-type: none">12 six-screw, 0.2" (5mm) cage clamp style terminal blocksSignal, ground, excitation, switched & unswitched 12V power distributed to each of 8 terminal blocksStandard SMA-F bulkhead connector for external antennasFour 3/4" npt/pg21 knockouts for cable & conduit installation
Enclosure	<ul style="list-style-type: none">Integrated waterproof instrument enclosure, wire and cable junction box, and lockable rain shedUpper section NEMA4/IP66 (watertight), lower section NEMA3R (rain tight) or NEMA4 with cable glands16 ga. steel, 14 ga. mounting flanges, TGIC powdercoated14 x 12 x 5.5 inches (350 x 300 x 140mm), 20 lbs. (9 kg)Mini-rack mounting for internal modem optionsSwing-out panels for modem and 12V battery accessSurface, truss-tower, or tube-tower mountingSingle no-tools padlockable hasp closure

AVAILABLE OPTIONS

- Vacuum Fluorescent Display
- GSM/GPRS, CDMA, and AMPS cellular modems
- Satellite modem (Iridium)
- Landline telephone (POTS) modem
- Integrated solar charging systems, including charge regulator, panel, mounting brackets, and lead-acid batteries

ALLEGATO A2

STAZIONE ANEMOMETRICA DI RIFERIMENTO 1
- Regione Puglia - Cod. RIF1
DISPONIBILITÀ DEI DATI RELATIVA AL PERIODO: 08/08/2017 - 08/08/2018

Da: 08/08/2017 **G** GIORNO **G** GIORNO **G** GIORNO
A: 08/08/2018 **x** DISPONIBILITÀ DATO (100%) **+** DISPONIBILITÀ DATO (parziale) **-** DATI NON DISPONIBILI

	15 m	
n°dati	52704	
n°dati VELOCITÀ validi	52453	99.52%
n°dati DIREZIONE validi	51725	98.14%

AGOSTO 2017	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
VELOCITÀ 15								X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
DIREZIONE 15								X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
SETTEMBRE 2017	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	
VELOCITÀ 15	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
DIREZIONE 15	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
OTTOBRE 2017	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
VELOCITÀ 15	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
DIREZIONE 15	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
NOVEMBRE 2017	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	
VELOCITÀ 15	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
DIREZIONE 15	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
DICEMBRE 2017	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
VELOCITÀ 15	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
DIREZIONE 15	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
GENNAIO 2018	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
VELOCITÀ 15	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	+	X	X	X	X	X
DIREZIONE 15	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	+	X	X	X	X	X	X
FEBBRAIO 2018	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			
VELOCITÀ 15	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	+	+	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		
DIREZIONE 15	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	+	+	X	X	X	X	X	+	+	+	X			
MARZO 2018	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
VELOCITÀ 15	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
DIREZIONE 15	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
APRILE 2018	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	
VELOCITÀ 15	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
DIREZIONE 15	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
MAGGIO 2018	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
VELOCITÀ 15	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
DIREZIONE 15	X	X	X	X	X	X	X	X	+	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	+	+	X	X	X
GIUGNO 2018	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	
VELOCITÀ 15	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
DIREZIONE 15	X	X	X	X	X	X	X	X	+	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
LUGLIO 2018	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
VELOCITÀ 15	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
DIREZIONE 15	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	+	+	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
AGOSTO 2018	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
VELOCITÀ 15	X	X	X	X	X	X	X	X																							
DIREZIONE 15	X	X	X	X	X	+	+	+																							

ALLEGATO A3

GUIDA ALL' INTERPRETAZIONE DELLE TABELLE E DEI GRAFICI

- TABELLA A :** Tabulazione della curva di durata della velocità del vento ottenuta dai dati sperimentali.
- Al variare della velocità (valore medio nei 10 minuti) con passo di 0.5 m/s, sono riportati il numero di ore in cui tale velocità è superata e la relativa percentuale del tempo totale riferito ad un anno.
- Sono inoltre stimati i parametri della distribuzione di Weibull, velocità caratteristica V_c e fattore di forma k , e sulla base di tale distribuzione sono riportati i valori calcolati della velocità media V_{med} , dello scarto quadratico medio $sqmV$, della velocità media cubica V_{cub} e della potenza specifica P_v .
- GRAFICO 1 :** Riporta quattro curve:
- curva di durata sperimentale (curva con contrassegno -□-) i cui valori in ordinata riportano la percentuale del tempo totale (dell'anno) in cui la velocità del vento è superata;
 - curva di durata di Weibull (curva nera continua) ottenuta da quella sperimentale linearizzata applicando il metodo di interpolazione coi minimi quadrati, essa è definita dai due parametri V_c e k indicati;
 - istogramma che riporta in ordinata, in unità arbitrarie, un valore proporzionale alla frequenza della velocità del vento compresa tra i diversi intervalli di velocità di ampiezza 0.5 m/s;
 - distribuzione di frequenza della corrispondente distribuzione di Weibull (curva nera continua che interpola l'istogramma).
- GRAFICO 2 :** Riporta la distribuzione polare delle frequenze delle direzioni del vento (rosa dei venti).
- TABELLA B :** Sono riportati i parametri della velocità del vento per ciascun settore di direzione e per quelle non definite (indicate in tabella con NoDir quando mancano i dati di direzione), la percentuale dei valori di calma (con velocità del vento minore od uguale a 0.5 m/s) e gli stessi parametri calcolati indipendentemente dalla direzione (riga Totale).
- Più precisamente in tabella sono riportate le seguenti informazioni, avendo indicato con V_i l' i -esimo valor medio nei 10 minuti della velocità del vento nella sequenza totale di n valori:
- colonna 1 : numero d'ordine del settore di direzione secondo frequenze crescenti;
 - colonna 2 : nome del settore da Nord a NNO in senso orario;
 - colonna 3 : frequenza percentuale della direzione del vento nei diversi settori;
 - colonna 4 : numero di rilievi registrati n ;

- colonna 5 : media aritmetica delle velocità : $V_{med} = \sum_i \frac{1}{n} \cdot V_i$
- colonna 6 : scarto quadratico medio delle velocità : $sigV = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_i (V_i - V_{med})^2}$
- colonna 7 : media cubica delle velocità : $V_{cub} = \sqrt[3]{\frac{1}{n} \cdot \sum_i V_i^3}$
- colonna 8 : valore massimo della velocità : $V_{max} = \max_i \{V_i\}$
- colonna 9 : potenza specifica media P_v

TABELLA C : Sono riportati i parametri caratteristici della velocità del vento rilevati in ciascun mese dell'anno; con i dati medi mensili sono poi ottenuti i parametri stagionali (in realtà riferiti a trimestri praticamente coincidenti con le stagioni) e quelli annuali. Più precisamente in tabella sono riportate per ogni mese le seguenti informazioni:

- colonna 1 : nome del mese;
- colonna 2 : numero di mesi equivalenti di acquisizione, pari al rapporto tra il numero totale di dati acquisiti entro quel mese (anche in anni diversi), ed il numero totale di dati attesi nel periodo di quel dato mese dell'anno;
- colonna 3 : velocità media nel mese (in m/s);
- colonna 4 : scarto quadratico medio della velocità nel mese (in m/s);
- colonna 5 : velocità media cubica nel mese (in m/s);
- colonna 6 : velocità massima nel mese (in m/s);
- colonna 7 : potenza specifica media della vena fluida nel mese (in W/m²);
- colonna 8 : energia specifica media del vento nel mese (in kWh/m²).

Dai dati medi mensili sono poi calcolati i valori medi stagionali delle stesse grandezze in colonna e quindi i valori medi totali annuali. Questi ultimi valori stimano i parametri della velocità del vento medio annuale dando lo stesso peso alle componenti stagionali indipendentemente dalla numerosità dei dati acquisiti nei diversi mesi dell'anno.

Il calcolo assume significato solo se per ogni mese dell'anno è disponibile un minimo di dati acquisiti Meq maggiore di almeno il 20%.

GRAFICO 3 : Riporta gli andamenti della velocità massima, della velocità media (-□-) e dello scarto quadratico medio della velocità del vento nelle diverse direzioni. L'angolo giro è stato suddiviso in 72 settori di 5° ciascuno. All'angolo 0° corrisponde il Nord e si deve considerare positivo il senso di rotazione orario (all'angolo 90° corrisponde l'Est, ecc.).

GRAFICO 4 : Indica la distribuzione dell'energia specifica della vena fluida in kWh/m² nelle diverse direzioni. L'angolo giro è stato suddiviso in 72 settori di 5° ciascuno. All'angolo 0° corrisponde il Nord e si deve considerare positivo il senso di rotazione orario (all'angolo 90° corrisponde l'Est, ecc.).

Il grafico tiene conto per ciascuna direzione sia della frequenza del vento che della sua intensità, esso infatti evidenzia i settori di direzione del vento con maggior contenuto energetico.

GRAFICO 5 : Riporta l'istogramma delle velocità massime, medie e dello scarto quadratico medio della velocità nei 12 mesi dell'anno.

GRAFICO 6 : Riporta mese per mese l'andamento dell'energia specifica intrinseca alla vena fluida in kWh/m². Il grafico mette in evidenza le componenti stagionali della risorsa eolica.

GRAFICO 7 : Riporta gli andamenti della velocità massima, media e dello scarto quadratico medio della velocità nell'arco delle 24 ore del giorno; per ogni intervallo di 10 minuti della giornata è riportata la media dei valori registrati, nei diversi giorni dell'anno, nell'intervallo corrispondente.

GRAFICO 8 : Riporta l'istogramma della potenza specifica media della vena fluida in W/m² nell'arco delle 24 ore del giorno; per ogni intervallo di 10 minuti della giornata è riportata la media delle potenze rilevate, nei diversi giorni dell'anno, nell'intervallo corrispondente. Il grafico mette in evidenza la componente giornaliera della risorsa eolica.

TABELLA D : Sono riportati parametri statistici relativi ai valori ottenuti per la turbolenza T del vento definita come rapporto percentuale tra il valore dello scarto quadratico medio della velocità del vento rilevato nei 10 minuti ed il corrispondente valore medio:

$$T = 100 \cdot \text{sig}V(10') / V_{\text{med}}(10')$$

Il valore di turbolenza viene calcolato solo per velocità medie nei 10 minuti superiori a 0.5 m/s, in tabella i parametri statistici della variabile T sono classificati separatamente per settori di direzione e per classi di velocità. In particolare sono riportati:

- colonna 1 : settore di direzione o classe di velocità;
- colonna 2 : percentuale di occorrenze (nel settore o nella classe);
- colonna 3 : numero di occorrenze n (nel settore o nella classe);
- colonna 4 : turbolenza media T_{med} (nel settore o nella classe);
- colonna 5 : scarto quadratico medio della turbolenza $\text{sig}T$ (nel settore o nella classe);

- colonna 6 : valore percentile al 5%, $T_{5\%}$ (nel settore o nella classe), esso rappresenta un valore minimo di turbolenza che è superato con una probabilità del 95%;
- colonna 7 : valore percentile al 95%, $T_{95\%}$ (nel settore o nella classe), esso rappresenta un valore massimo di turbolenza che è superato con una probabilità del 5%.

La prima riga Totale rappresenta i parametri della distribuzione della turbolenza per tutte le velocità del vento superiori al valore di calma di 0.5 m/s, mentre la seconda riga Totale* (contrassegnata da *) rappresenta i parametri della distribuzione della turbolenza solo per velocità del vento superiori a 4 m/s.

In questo Totale* non vengono quindi considerate le classi di velocità minori di 4 m/s, quelle in cui l'aerogeneratore non produce, e pertanto in esso sono riportati i parametri della distribuzione della turbolenza che andrebbe ad interessare l'aerogeneratore.

GRAFICO 9 : Riporta l'istogramma della distribuzione dell'intensità di turbolenza T della velocità del vento nell'intervallo di dieci minuti e la corrispondente curva di durata sperimentale.

Nel grafico sono riportate altre due curve (tratto continuo blu) che rappresentano la distribuzione di frequenza e la curva di durata dei valori di turbolenza calcolati con le sole velocità del vento superiori a 4 m/s, quelle di interesse per l'aerogeneratore.

TABELLA E : Sono riportati parametri statistici relativi ai valori ottenuti per il rapporto di raffica R della velocità del vento definito come rapporto tra il valore massimo della velocità del vento rilevato nei 10 minuti ed il corrispondente valore medio:

$$R = \max V(10') / V_{med}(10')$$

Il valore del rapporto di raffica viene calcolato solo per velocità medie nei 10 minuti superiori a 0.5 m/s, in tabella i parametri statistici della variabile R sono classificati separatamente per settori di direzione e per classi di velocità. In particolare sono riportati:

- colonna 1 : settore di direzione o classe di velocità;
- colonna 2 : percentuale di occorrenze (nel settore o nella classe);
- colonna 3 : numero di occorrenze n (nel settore o nella classe);
- colonna 4 : rapporto di raffica medio R_{med} (nel settore o nella classe);
- colonna 5 : scarto quadratico medio del rapporto di raffica $sigR$ (nel settore o nella classe);
- colonna 6 : valore percentile al 5%, $R_{5\%}$ (nel settore o nella classe), esso rappresenta un valore minimo del rapporto di raffica che è superato con una probabilità del 95%;

- colonna 7 : valore percentile al 95%, $R_{95\%}$ (nel settore o nella classe), esso rappresenta un valore massimo del rapporto di raffica che è superato con una probabilità del 5%.

La prima riga Totale rappresenta i parametri della distribuzione del rapporto di raffica per tutte le velocità del vento superiori al valore di calma di 0.5 m/s, mentre la seconda riga Totale* (contrassegnata da *) rappresenta i parametri della distribuzione del rapporto di raffica solo per velocità del vento superiori a 4 m/s.

In questo Totale* non vengono quindi considerate le classi di velocità minori di 4 m/s, quelle in cui l'aerogeneratore non produce, e pertanto in esso sono riportati i parametri della distribuzione del rapporto di raffica che andrebbe ad interessare l'aerogeneratore.

GRAFICO 10 : Riporta l'istogramma della distribuzione del rapporto di raffica R della velocità del vento nell'intervallo di dieci minuti e la corrispondente curva di durata sperimentale.

Nel grafico sono riportate altre due curve (tratto continuo blu) che rappresentano la distribuzione di frequenza e la curva di durata dei valori di rapporto di raffica calcolati con le sole velocità del vento superiori a 4 m/s, quelle di interesse per l'aerogeneratore.

TABELLA G : Sono riportati parametri statistici relativi ai valori dello scarto quadratico medio della direzione del vento misurati per ciascuno dei 10 minuti. Tale grandezza rappresenta la turbolenza della direzione del vento.

Il valore dello scarto quadratico medio della direzione, indicato in tabella con D , viene considerato solo per velocità medie nei 10 minuti superiori a 0.5 m/s, in tabella i parametri statistici della variabile D sono classificati separatamente per settori di direzione e per classi di velocità. In particolare sono riportati:

- colonna 1 : settore di direzione o classe di velocità;
- colonna 2 : percentuale di occorrenze (nel settore o nella classe);
- colonna 3 : numero di occorrenze n (nel settore o nella classe);
- colonna 4 : media della variabile scarto direzione D_{med} (nel settore o nella classe);
- colonna 5 : scarto quadratico medio della variabile scarto direzione $sigD$ (nel settore o nella classe);
- colonna 6 : valore percentile al 5%, $D_{5\%}$ (nel settore o nella classe), esso rappresenta un valore minimo di scarto della direzione che è superato con una probabilità del 95%;
- colonna 7 : valore percentile al 95%, $D_{95\%}$ (nel settore o nella classe), esso rappresenta un valore massimo di scarto della direzione che è superato con una probabilità del 5%.

La prima riga Totale rappresenta i parametri della distribuzione dello scarto quadratico medio della direzione per tutte le velocità del vento superiori al valore di calma di 0.5 m/s, mentre la seconda riga Totale* (contrassegnata da *) rappresenta i parametri della distribuzione della variabile scarto direzione solo per velocità del vento superiori a 4 m/s.

In questo Totale* non vengono quindi considerate le classi di velocità minori di 4 m/s, quelle in cui l'aerogeneratore non produce, e pertanto in esso sono riportati i parametri della distribuzione dello scarto quadratico medio della direzione, turbolenza della direzione, che andrebbe ad interessare l'aerogeneratore.

GRAFICO 12 : Riporta l'istogramma della distribuzione dello scarto quadratico medio della direzione del vento, o turbolenza della direzione, D nell'intervallo di dieci minuti e la corrispondente curva di durata sperimentale.

Nel grafico sono riportate altre due curve (tratto continuo blu) che rappresentano la distribuzione di frequenza e la curva di durata dei valori di scarto direzione calcolati con le sole velocità del vento superiori a 4 m/s, quelle di interesse per l'aerogeneratore.

TABELLA H : Sono riportati i parametri statistici ed i valori delle misure di temperatura rilevati in ciascuno dei mesi dell'anno. In particolare sono riportati:

- colonna 1 : nome del mese;
- colonna 2 : numero di mesi equivalenti di acquisizione, pari al rapporto tra il numero totale di dati acquisiti entro quel mese (anche in anni diversi), ed il numero totale di dati attesi nel periodo di quel dato mese dell'anno;
- colonna 3 : numero di rilievi registrati
- colonna 4 : temperatura minima T_{min} (in °C)
- colonna 5 : temperatura media T_{med} (in °C)
- colonna 6 : temperatura massima T_{max} (°C)

Dai dati medi mensili sono poi calcolati i valori medi totali annuali delle stesse grandezze in colonna.

GRAFICI 13/14 : Riportano gli andamenti della temperatura minima, massima e media nell'arco dei mesi dell'anno e nell'arco delle 24 ore del giorno.

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Puglia (Cod. RIF1)

Periodo di elaborazione: 08/08/2017 - 08/08/2018 (numero giorni: 366)

Percentuale dati disponibili = 99.52 % (52453 dati su 52704)

Velocità' del vento V in m/s rilevata a 15 m dal suolo
Tabella A : CURVA DI DURATA DELLA VELOCITA' DEL VENTO

m/s	ore/anno	%	m/s	ore/anno	%
0.0	8760.0	100.00	0.5	8703.7	99.36
1.0	8646.8	98.71	1.5	8538.2	97.47
2.0	8320.4	94.98	2.5	7996.3	91.28
3.0	7578.8	86.52	3.5	7034.3	80.30
4.0	6340.7	72.38	4.5	5588.7	63.80
5.0	4831.3	55.15	5.5	4098.8	46.79
6.0	3490.1	39.84	6.5	2947.0	33.64
7.0	2470.7	28.20	7.5	2083.1	23.78
8.0	1745.9	19.93	8.5	1443.1	16.47
9.0	1178.9	13.46	9.5	946.6	10.81
10.0	753.0	8.60	10.5	591.4	6.75
11.0	470.3	5.37	11.5	373.6	4.26
12.0	293.1	3.35	12.5	232.5	2.65
13.0	183.9	2.10	13.5	142.1	1.62
14.0	110.4	1.26	14.5	82.8	0.95
15.0	56.3	0.64	15.5	36.6	0.42
16.0	24.4	0.28	16.5	15.2	0.17
17.0	10.2	0.12	17.5	7.3	0.08
18.0	4.8	0.06	18.5	3.0	0.03
19.0	1.8	0.02	19.5	0.3	0.00

Parametri della distribuzione di Weibull :	Vc = 6.75	k = 2.30
---------------------------------------------------	------------------	-----------------

Parametri della velocità del vento calcolati con la distribuzione di Weibull:		
-------------------------------------------------------------------------------	--	--

Vmed = 5.98 m/s	sqmV = 2.76 m/s	Vcub = 7.11 m/s
-----------------	-----------------	-----------------

Potenza specifica della vena fluida	Pv = 220 W/m ²
-------------------------------------	---------------------------

Tabella A

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Puglia (Cod. RIF1)

Periodo di elaborazione: 08/08/2017 - 08/08/2018 (numero giorni: 366)

Percentuale dati disponibili = 99.52 % (52453 dati su 52704)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 m dal suolo

Grafico 1 : CURVE DI DURATA E DISTRIBUZIONE DI FREQUENZA DELLA VELOCITA' DEL VENTO

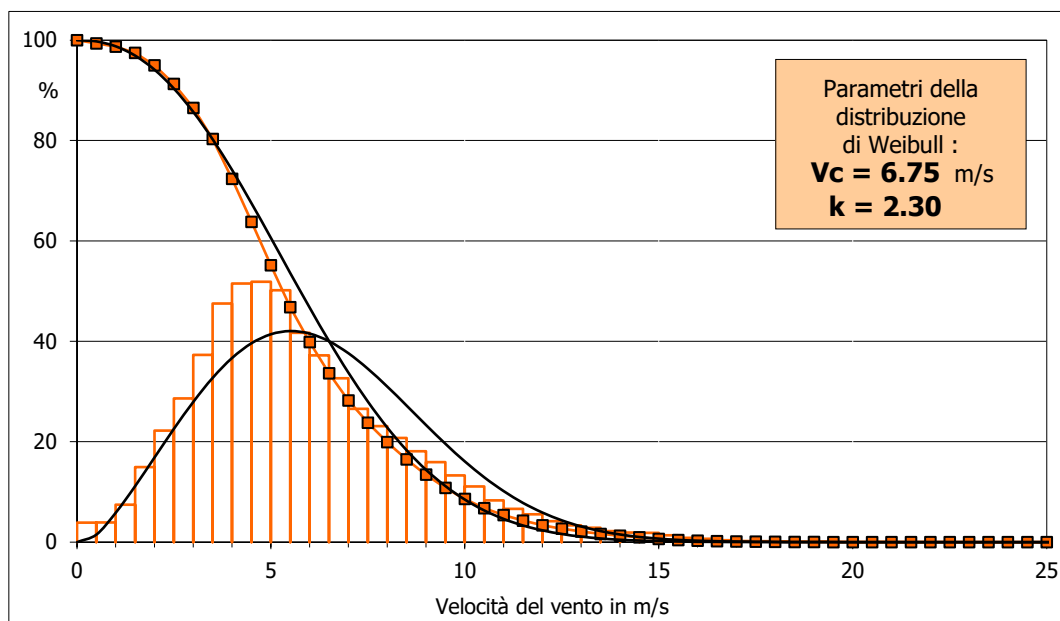
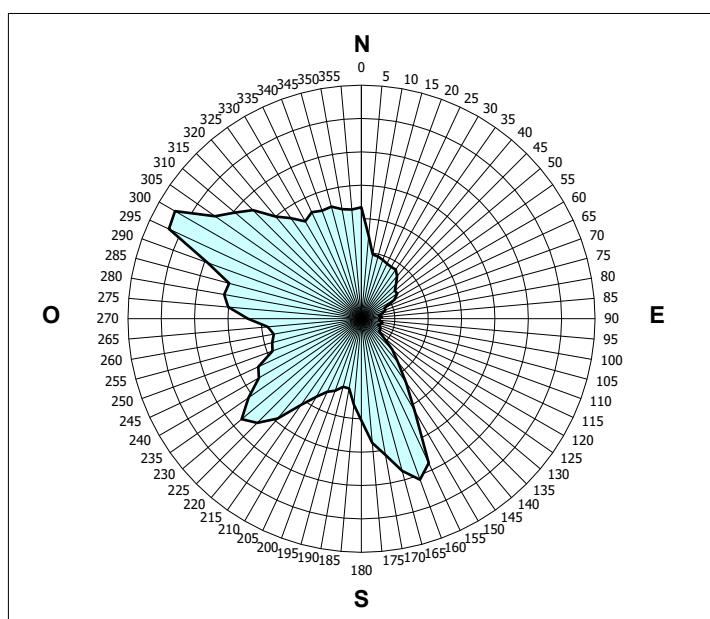


Grafico 2 : FREQUENZE DELLE DIREZIONI DEL VENTO (ROSA DEI VENTI)



Grafici 1 e 2

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Puglia (Cod. RIF1)

Periodo di elaborazione: 08/08/2017 - 08/08/2018 (numero giorni: 366)

Percentuale dati disponibili = 99.52 % (52453 dati su 52704)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 m dal suolo
Tabella B : PARAMETRI DELLA VELOCITA' DEL VENTO PER SETTORI DI DIREZIONE

Sett.	%	n	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m ²)	
8° N	8.7	4543	5.75	3.10	7.28	19.2	237	
9° NNE	5.3	2775	4.30	1.67	4.89	10.5	71	
10° ENE	3.2	1704	4.13	1.72	4.77	10.3	67	
12° E	1.7	917	3.95	2.01	4.94	14.7	74	
11° ESE	2.1	1100	5.87	3.58	7.78	16.6	289	
5° SSE	10.0	5229	7.83	3.46	9.20	19.8	478	
6° S	9.6	5032	5.90	2.89	7.24	18.5	232	
7° SSO	8.8	4597	5.63	2.50	6.67	18.0	182	
2° OSO	11.1	5847	5.74	2.57	6.81	16.4	193	
4° O	10.2	5332	4.76	1.58	5.27	14.7	90	
1° ONO	16.2	8505	6.28	2.28	7.05	15.8	215	
3° NNO	11.1	5807	6.50	2.95	7.71	20.6	281	
NoDir	1.4	728	4.17	2.76	5.75	12.3	117	
Calme	0.6	337	(velocità del vento minore o uguale a 0.5 m/s)					
Totale =		52453	5.81	2.82	7.09	20.6	218	

Tabella C : PARAMETRI DELLA VELOCITA' DEL VENTO NEI MESI DELL'ANNO

Mese	Meq.	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m ²)	Ev (kWh/m ²)
Dic	1.00	6.88	3.18	8.19	18.1	336	250
Gen	0.99	6.70	3.47	8.32	18.4	352	262
Feb	0.98	6.62	3.48	8.26	19.8	345	232
Mar	0.97	7.06	2.73	8.02	16.4	316	235
Apr	1.00	5.48	2.33	6.44	18.5	164	118
Mag	1.00	4.60	2.33	5.74	15.4	116	86
Giu	1.00	5.61	2.15	6.35	11.8	157	113
Lug	1.00	5.52	2.16	6.29	12.1	152	113
Ago	1.03	5.15	2.19	5.97	13.6	130	97
Set	1.00	5.20	2.29	6.15	16.5	143	103
Ott	1.00	5.39	3.21	7.17	20.6	225	168
Nov	1.00	5.68	2.66	6.81	15.2	193	139

Stagione	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m ²)	Ev (kWh/m ²)
Inverno (Dic - Feb)	6.74	3.38	8.25	19.8	344	744
Primavera (Mar - Mag)	5.72	2.67	6.87	18.5	199	439
Estate (Giu - Ago)	5.42	2.18	6.21	13.6	146	323
Autunno (Set - Nov)	5.42	2.76	6.74	20.6	187	409

Anno	5.82	2.83	7.09	20.6	219	1916
-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	------------	-------------

Nota : Meq.= Numero equivalente di mesi con rilevazione di dati

Tabelle B e C

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Puglia (Cod. RIF1)

Periodo di elaborazione: 08/08/2017 - 08/08/2018 (numero giorni: 366)

Percentuale dati disponibili = 99.52 % (52453 dati su 52704)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 m dal suolo

Grafico 3 : VELOCITA' MAX, MEDIA E S.Q.M. DELLE VELOCITA' PER SETTORE DI DIREZIONE

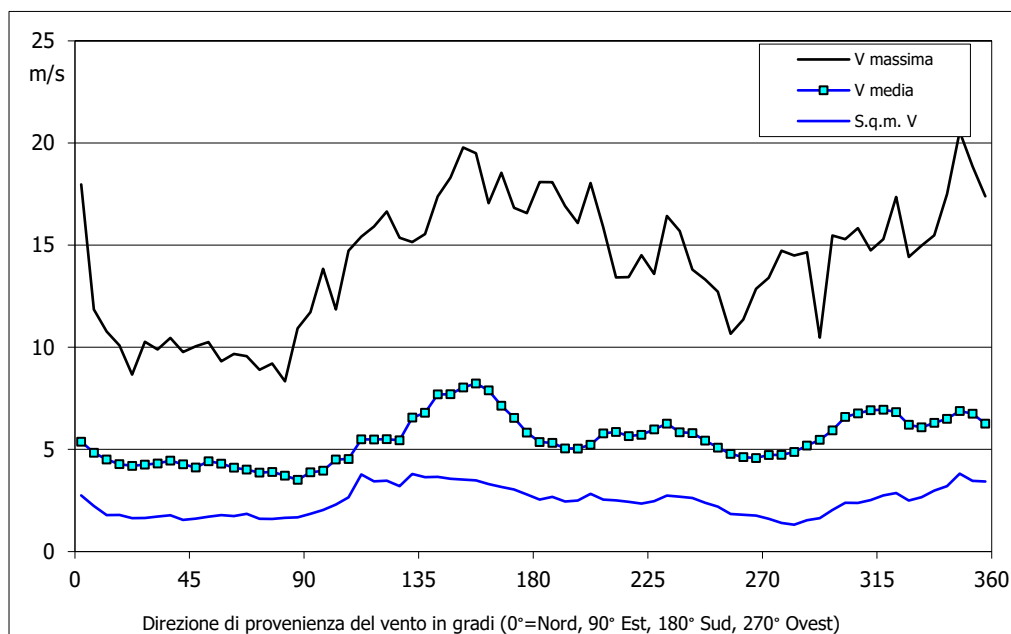
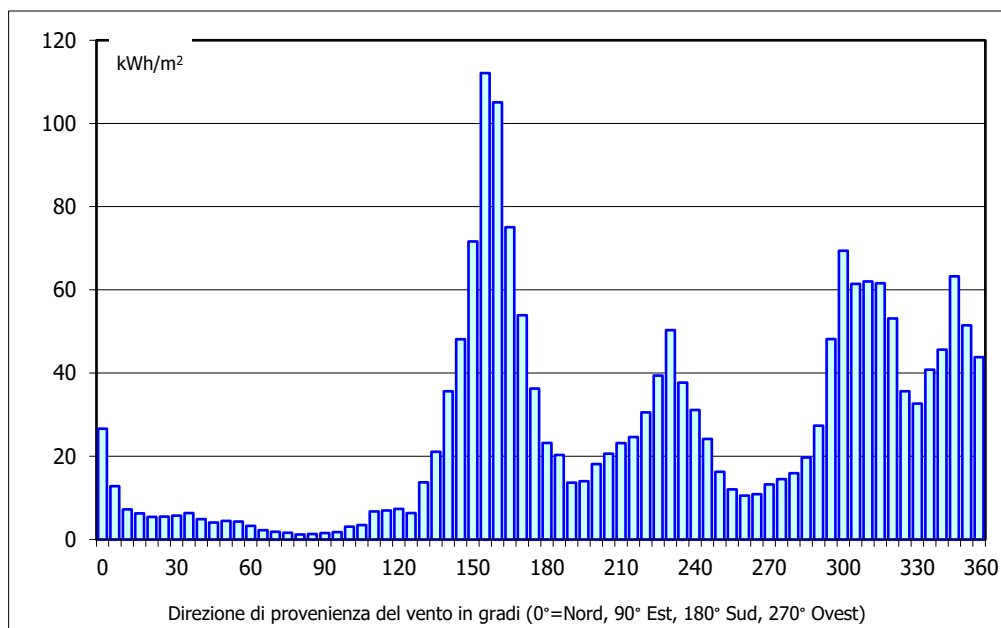


Grafico 4 : ENERGIA SPECIFICA DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m² PER SETTORE DI DIREZIONE



Grafici 3 e 4

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Puglia (Cod. RIF1)

Periodo di elaborazione: 08/08/2017 - 08/08/2018 (numero giorni: 366)

Percentuale dati disponibili = 99.52 % (52453 dati su 52704)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 m dal suolo

Grafico 5 : VELOCITA' MAX, MEDIA E S.Q.M. DELLE VELOCITA' NEI 12 MESI DELL'ANNO

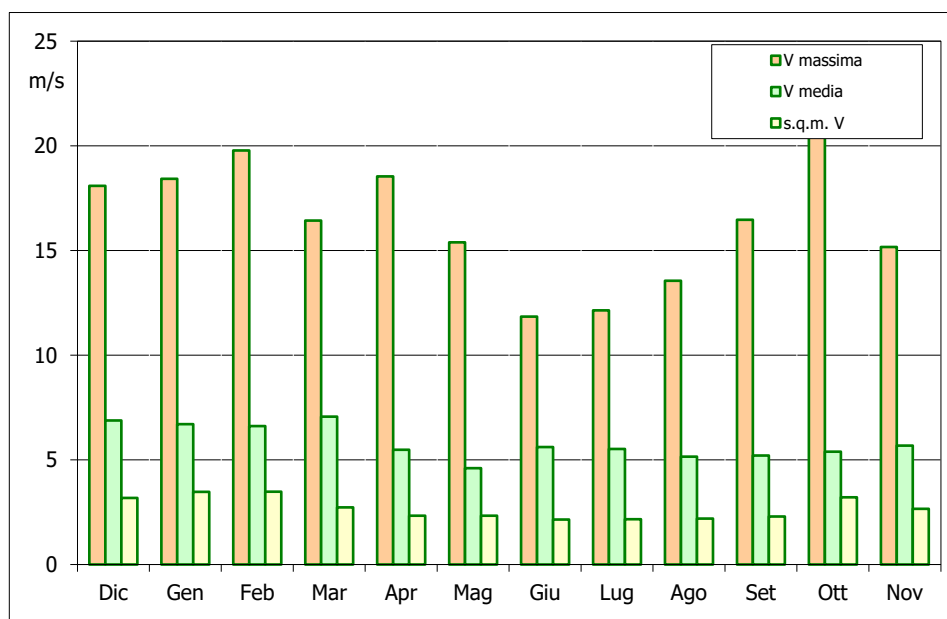
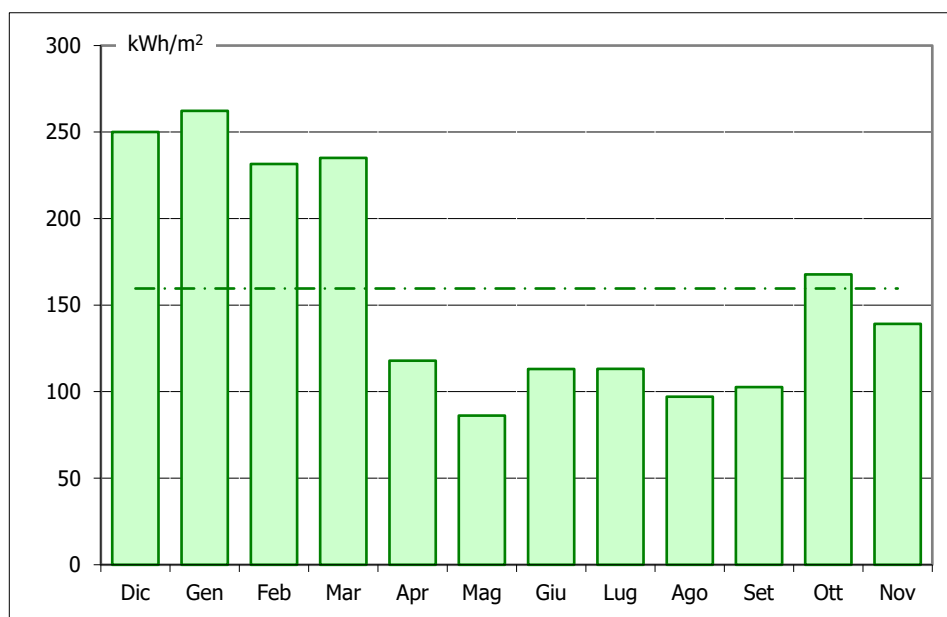


Grafico 6 : ENERGIA SPECIFICA MEDIA MENSILE DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m2



Grafici 5 e 6

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Puglia (Cod. RIF1)

Periodo di elaborazione: 08/08/2017 - 08/08/2018 (numero giorni: 366)

Percentuale dati disponibili = 99.52 % (52453 dati su 52704)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 m dal suolo

Grafico 7 : VELOCITA' MAX, MEDIA E S.Q.M. DELLE VELOCITA' NELLE 24 ORE DEL GIORNO

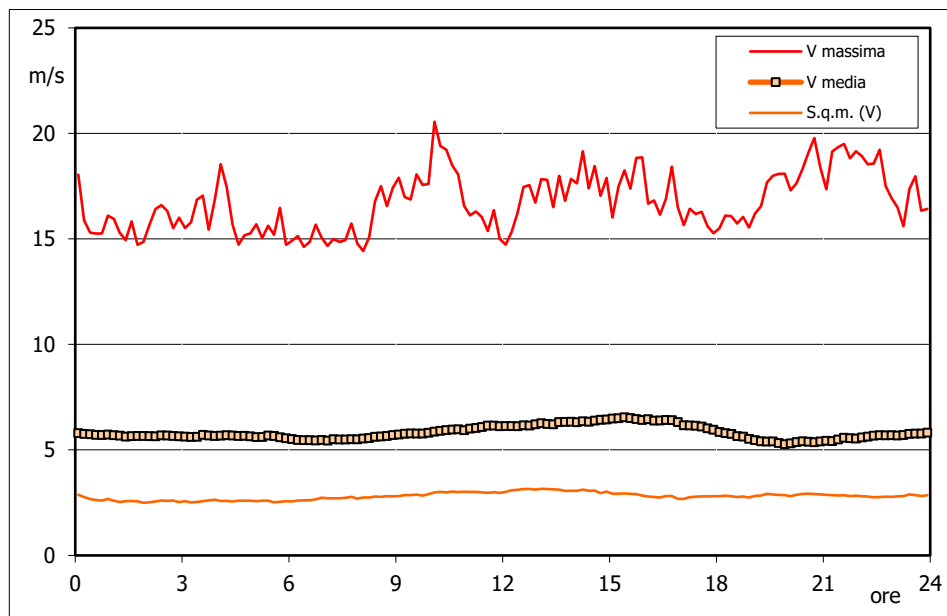
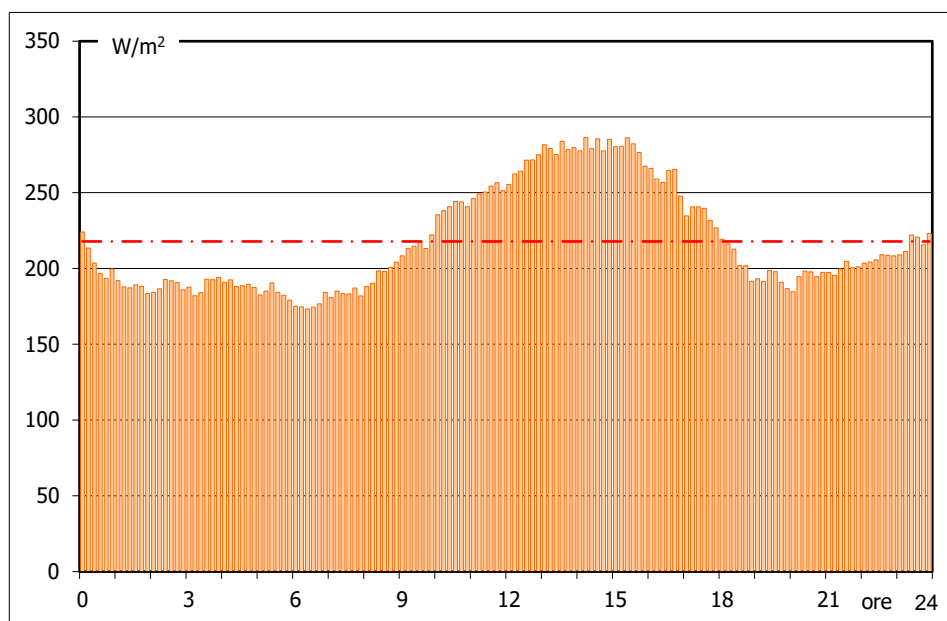


Grafico 8 : POTENZA SPECIFICA MEDIA DELLA VENA FLUIDA IN W/m² NELLE 24 ORE



Grafici 7 e 8

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Puglia (Cod. RIF1)

Periodo di elaborazione: 08/08/2017 - 08/08/2018 (numero giorni: 366)

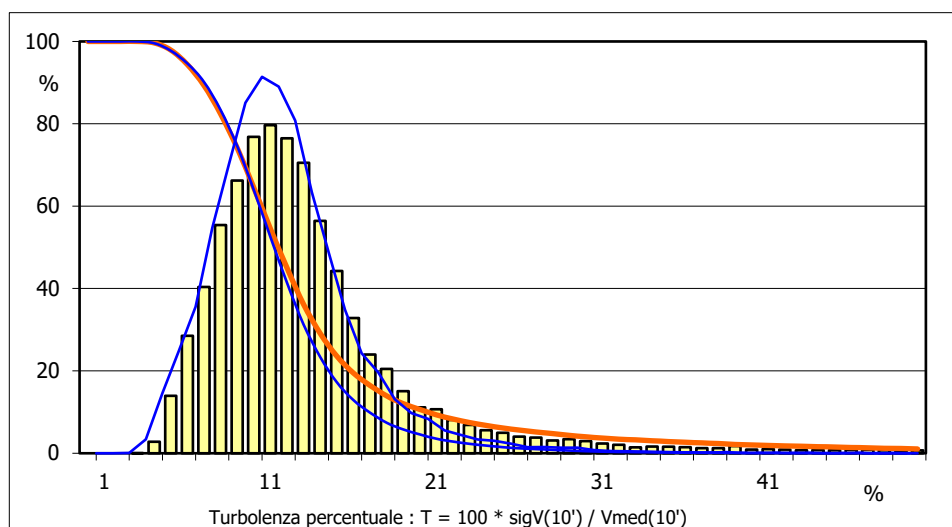
Percentuale dati disponibili = 99.52 % (52453 dati su 52704)

Velocità del vento V in m/s rilevata a 15 m dal suolo
Tabella D : PARAMETRI DELLA DISTRIBUZIONE DI TURBOLENZA VELOCITÀ DEL VENTO

 Turbolenza : $T = 100 * \text{sigV}(10') / V_{\text{med}}(10')$

Settore direzione	%	n	Tmed	sigT	T_5%	T_95%
Nord	7.1	2705	15.4	9.7	6.8	34.5
Nord-NordEst	4.4	1653	16.1	10.7	6.0	39.1
Est-NordEst	3.2	1224	15.3	11.8	5.3	41.6
Est	1.7	655	16.4	13.0	5.3	50.0
Est-SudEst	2.0	750	13.4	10.0	5.0	34.7
Sud-SudEst	11.7	4419	11.1	5.8	6.3	20.4
Sud	11.7	4409	10.4	7.3	5.0	23.2
Sud-SudOvest	10.2	3856	13.2	7.0	5.8	24.2
Ovest-SudOvest	12.3	4641	14.1	6.6	5.9	24.1
Ovest	9.0	3397	14.7	8.9	6.0	30.1
Ovest-NordOvest	15.6	5906	12.9	6.0	7.1	20.9
Nord-NordOvest	10.4	3936	13.5	8.3	6.0	28.2
Nessuna Direzione	0.8	289	12.9	3.1	8.5	19.1
Totale =	72.1	37840	13.3	8.0	5.8	27.4

Classe velocità m/s	%	n	Tmed	sigT	T_5%	T_95%
V < 4	25.7	9706	17.5	13.0	5.7	47.2
4 < V < 8	51.0	19292	11.9	4.9	5.4	20.9
8 < V < 12	18.9	7163	11.8	3.1	7.5	17.4
12 < V < 16	4.1	1533	10.7	2.6	7.1	15.6
16 < V < 20	0.4	145	10.1	1.9	7.1	13.2
V > 20	0.0	1	8.2	0.0	0.0	0.0
Totale* =	53.6	28134	11.8	4.4	5.9	19.6

Grafico 9 : DISTRIBUZIONE DELLA TURBOLENZA PERCENTUALE DELLA VELOCITÀ DEL VENTO

Tabella D e Grafico 9

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Puglia (Cod. RIF1)

Periodo di elaborazione: 08/08/2017 - 08/08/2018 (numero giorni: 366)

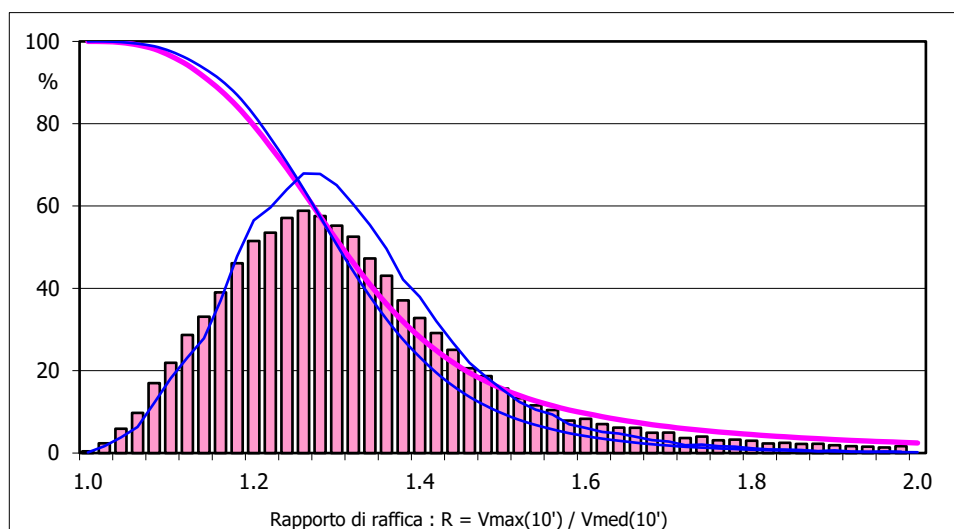
Percentuale dati disponibili = 99.52 % (52453 dati su 52704)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 m dal suolo
Tabella E : PARAMETRI DELLA DISTRIBUZIONE DEL RAPPORTO VELOCITA' VENTO MAX / MED

Rapporto di raffica : $R = V_{max}(10') / V_{med}(10')$

Settore direzione	%	n	Rmed	sigR	R_5%	R_95%
Nord	8.7	4543	1.42	0.28	1.13	1.87
Nord-NordEst	5.3	2775	1.44	0.30	1.13	2.00
Est-NordEst	3.3	1704	1.44	0.34	1.10	2.11
Est	1.8	917	1.43	0.35	1.10	2.13
Est-SudEst	2.1	1100	1.39	0.32	1.09	1.93
Sud-SudEst	10.0	5229	1.31	0.19	1.13	1.62
Sud	9.7	5032	1.30	0.24	1.09	1.73
Sud-SudOvest	8.8	4597	1.38	0.23	1.10	1.75
Ovest-SudOvest	11.2	5847	1.40	0.22	1.10	1.72
Ovest	10.2	5332	1.39	0.25	1.11	1.78
Ovest-NordOvest	16.3	8505	1.37	0.17	1.16	1.58
Nord-NordOvest	11.1	5807	1.38	0.23	1.12	1.74
Nessuna Direzione	1.4	728	1.34	0.23	1.09	1.69
Totale =	99.4	52116	1.38	0.24	1.11	1.77

Classe velocità m/s	%	n	Rmed	sigR	R_5%	R_95%
V < 4	27.1	14149	1.47	0.38	1.09	2.20
4 < V < 8	52.8	27513	1.34	0.16	1.11	1.61
8 < V < 12	16.7	8699	1.34	0.11	1.17	1.51
12 < V < 16	3.1	1609	1.30	0.09	1.16	1.45
16 < V < 20	0.3	145	1.27	0.06	1.15	1.38
V > 20	0.0	1	1.21	0.00	0.00	0.00
Totale* =	72.4	37967	1.34	0.14	1.13	1.58

Grafico 10 : DISTRIBUZIONE DEL RAPPORTO DI RAFFICA DELLA VELOCITA' DEL VENTO

Tabella E e Grafico 10

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Puglia (Cod. RIF1)

Periodo di elaborazione: 08/08/2017 - 08/08/2018 (numero giorni: 366)

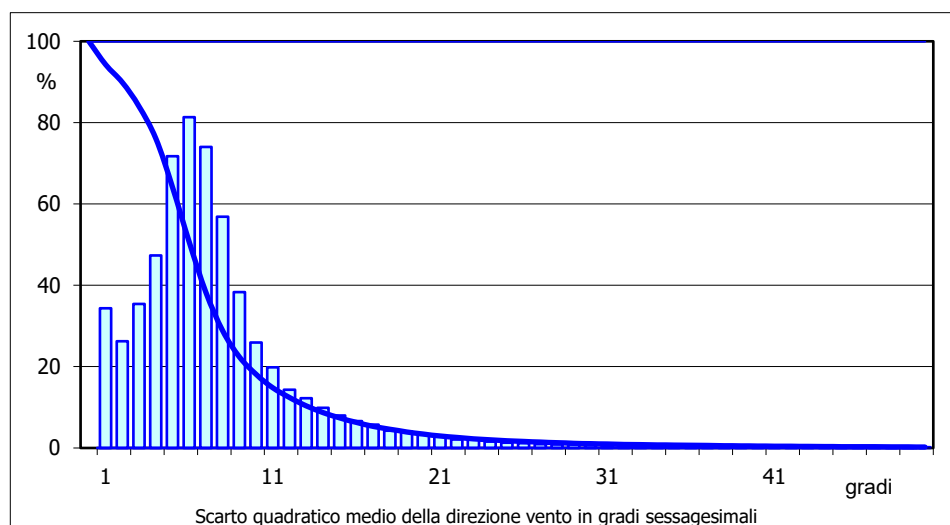
Percentuale dati disponibili = 99.52 % (52453 dati su 52704)

Velocità del vento V in m/s rilevata a 15 m dal suolo
Tabella G : PARAMETRI DELLA DISTRIBUZIONE DELLO SCARTO Q. M. DELLA DIREZIONE VENTO

D = Scarto quadratico medio della direzione vento in ° nei 10 minuti

Settore direzione	%	n	Dmed	sigD	D_5%	D_95%
Nord	8.8	4543	8.7	6.2	0.8	18.2
Nord-NordEst	5.4	2775	9.4	7.2	0.7	20.7
Est-NordEst	3.3	1704	8.9	8.2	0.5	22.6
Est	1.8	917	7.9	9.3	0.3	24.2
Est-SudEst	2.1	1100	8.1	8.6	0.4	22.8
Sud-SudEst	10.2	5229	6.8	5.2	1.7	14.7
Sud	9.8	5032	6.1	6.3	0.7	17.0
Sud-SudOvest	8.9	4597	7.9	6.4	0.8	18.5
Ovest-SudOvest	11.4	5847	7.8	5.2	0.7	15.9
Ovest	10.4	5332	7.8	6.0	0.9	17.9
Ovest-NordOvest	16.6	8505	7.3	4.5	2.4	13.1
Nord-NordOvest	11.3	5807	8.3	5.6	1.3	17.5
Nessuna Direzione	0.0	0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Totale =	98.0	51388	7.7	6.0	0.9	17.5

Classe velocità m/s	%	n	Dmed	sigD	D_5%	D_95%
V < 4	26.7	13702	8.7	9.7	0.3	26.6
4 < V < 8	53.2	27316	7.5	4.3	1.8	15.2
8 < V < 12	16.8	8619	7.2	2.2	3.8	10.7
12 < V < 16	3.1	1605	6.3	1.5	3.7	8.7
16 < V < 20	0.3	145	5.8	1.1	3.9	6.8
V > 20	0.0	1	7.0	0.0	0.0	0.0
Totale* =	71.8	37686	7.4	3.8	2.2	14.0

Grafico 12 : DISTRIBUZIONE DELLO SCARTO QUADRATICO MEDIO DELLA DIREZIONE VENTO

Tabella G e Grafico 12

STAZIONE ANEMOMETRICA : RIFERIMENTO 1 - Regione: Puglia (Cod. RIF1)

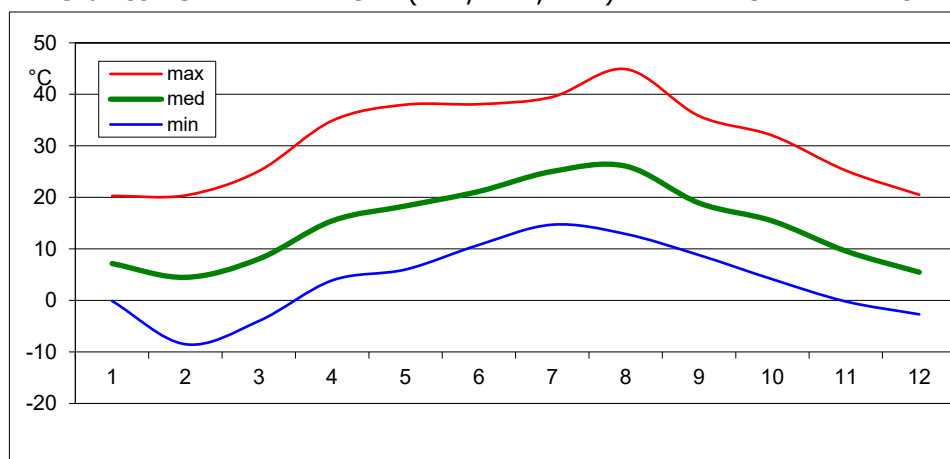
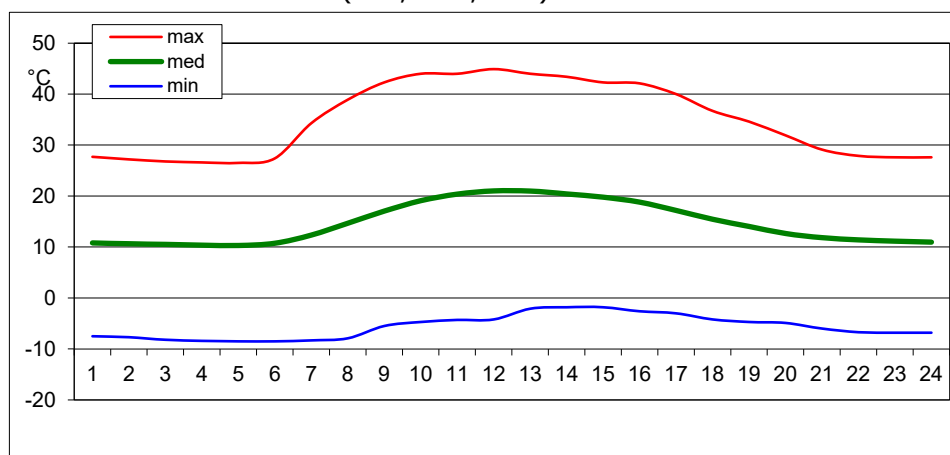
Periodo di elaborazione: 08/08/2017 - 08/08/2018 (numero giorni: 366)

Percentuale dati disponibili = 99.52 % (52453 dati su 52704)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 m dal suolo
Tabella H : TEMPERATURE MINIME MEDIE E MASSIME NEI MESI DELL'ANNO

Mese	Meq.	n° misure	Tmin (°C)	Tmed (°C)	Tmax (°C)
Gen	1.00	4464	-0.1	7.2	20.3
Feb	1.00	4032	-8.5	4.5	20.4
Mar	1.00	4464	-4.0	8.1	25.1
Apr	1.00	4320	3.9	15.5	34.9
Mag	1.00	4464	6.0	18.3	38.0
Giu	1.00	4320	10.8	21.2	38.1
Lug	1.00	4464	14.7	25.1	39.5
Ago	1.03	4608	12.9	26.1	44.9
Set	1.00	4320	8.8	18.9	35.8
Ott	1.00	4320	4.1	15.4	32.0
Nov	1.00	4320	-0.2	9.6	25.2
Dic	1.00	4464	-2.7	5.5	20.5
Anno		52560	-8.5	14.7	44.9

Nota : Meq.= Numero equivalente di mesi con rilevazione di dati

Grafico 13 : TEMPERATURE (MIN, MED, MAX) NEI 12 MESI DELL'ANNO

Grafico 14 : TEMPERATURE (MIN, MED, MAX) NELLE 24 ORE DEL GIORNO MEDIO

Tabella H e Grafici 13 e 14

ALLEGATO A4

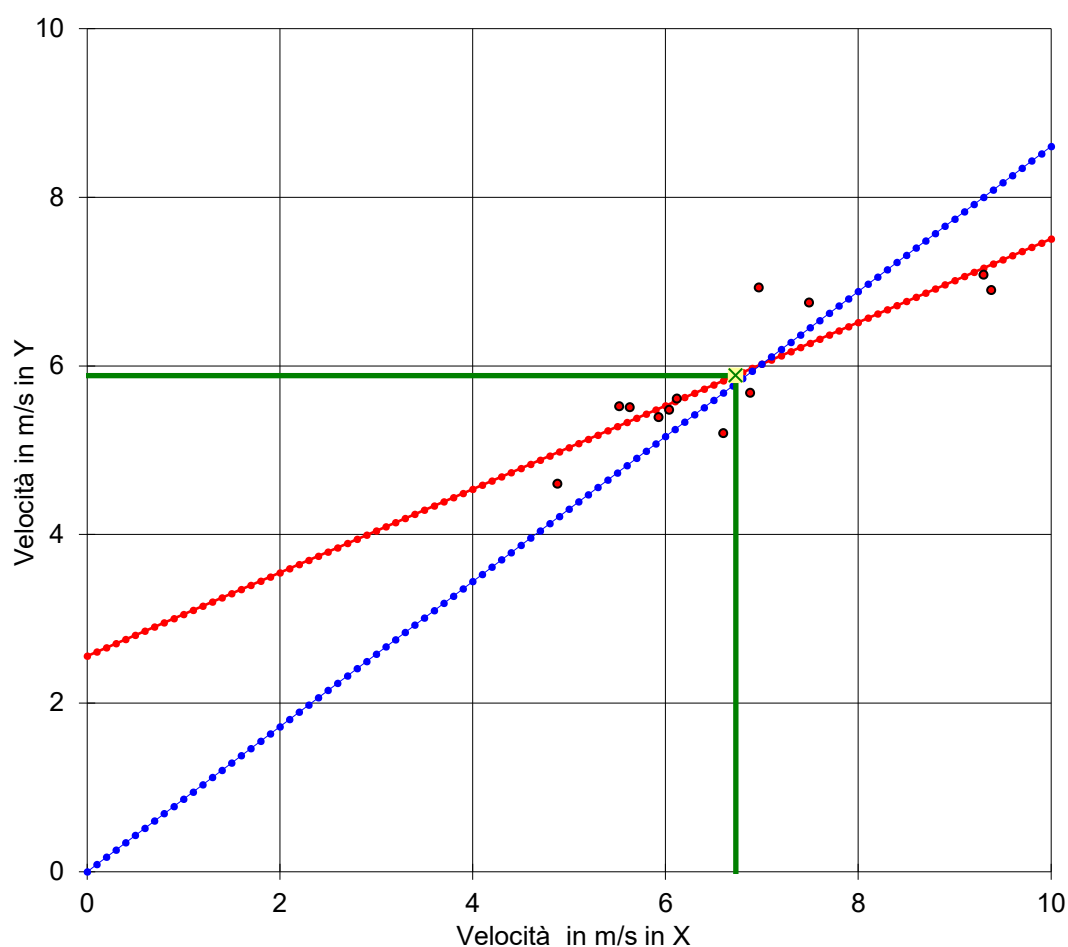
CORRELAZIONE TRA LE VELOCITA' MEDIE MENSILI RILEVATE A:

Variabile X: TA di **STORICA 1** (codice: ST01) a 15 m dal suolo
 Variabile Y: TA di **RIFERIMENTO 1** (codice: RIF1) a 15 m dal suolo

Coefficiente di correlazione = **0.860** (Regressione lineare con 12 punti)

($Y = A * X + B$) : **A = 0.495 ; B = 2.557** ($Y = C * X$) : **C = 0.860**

V media(X) = 6.727 ; V media(Y) = 5.887 ($Y_m = R * X_m$) : **R = 0.875**



Valore Storico in (X) = 6.274 m/s Valore Misurato in (Y) = 5.814 m/s

Valore Storico in Y (Y=A * X + B) = 5.663 m/s ks = 0.974

Valore Storico in Y (Y=C * X) = 5.398 m/s ks = 0.928

Valore Storico in Y (Ym = R * Xm) = 5.490 m/s ks = 0.944

ks = Valore Storico in (Y) / Valore Misurato in (Y)