

TG-VPE0615
Rel.VPE-80006-2026

Impianto Eolico "PRA" nei comuni di Borgo Val di Taro, Bardi, Valmozzola, Bedonia, Bore, Compiano (PR) e Morfasso (PC)

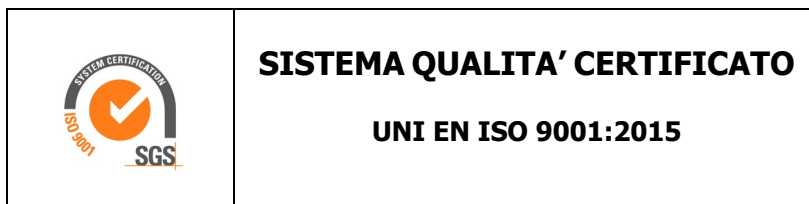
Regione Emilia-Romagna

Studio Anemologico e Valutazione preliminare della Produzione Eolica

CLIENTE	REVISIONE				REDAZIONE
	N°	MESE	ANNO	LUOGO	N. Zanoletti
	00	Marzo	2026	GARDONE VAL TROMPIA	APPROVAZIONE C. Mazzarella
	ORDINE RIF. Accettazione ns. Offerta 098_BS_2025_Rev1 del 17/04/2025 e successivi accordi				

**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	IL SITO	5
2.1	Localizzazione dell'impianto	6
3	I DATI ANEMOMETRICI.....	7
4	DATI IMPIANTO	8
4.1	Aerogeneratore	8
5	ELABORAZIONE DATI DI VENTO	10
5.1	Riferimento 1	10
6	VALUTAZIONE DELLA VELOCITÀ DI LUNGO PERIODO (STORICIZZAZIONE).....	11
7	MODELLO DI CALCOLO.....	12
8	AREA DI APPLICAZIONE DEL MODELLO	13
9	VERIFICHE SUL MODELLO.....	13
9.1	Analisi di micrositing	14
10	RISULTATI DI WASP E PRODUCIBILITÀ LORDA DELL'IMPIANTO.....	14
10.1	Anemometri virtuali	14
10.2	Producibilità lorda dell'impianto	17
11	PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO AL NETTO DELLE PERDITE	18
12	CONCLUSIONI	20

ALLEGATI:

Nr.	Titolo	DESCRIZIONE
1	Allegato Stazioni	Schede di installazione delle stazioni anemometriche utilizzate per le elaborazioni
2	Tabelle e Grafici	Analisi dati anemometrici con evidenza delle elaborazioni della serie utilizzata per le stime di produzione
3	Tavole	Tavola con ubicazione dell'impianto, costituito da un insieme di quarantasette turbine
4	Brochure	Documentazione tecnica descrittiva del modello di aerogeneratore utilizzato nelle simulazioni

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 **Duferco Sviluppo S.p.A** è la caratterizzazione anemologica di un sito e la conseguente valutazione di producibilità (o della produzione attesa) di un impianto eolico denominato "PRA" in progetto nei comuni di Borgo Val di Taro, Bardi, Valmozzola, Bedonia, Bore, Compiano (PR) e Morfasso (PC), nella Regione Emilia-Romagna. Detta valutazione è stata svolta sulla base dei dati anemometrici di una stazione di misura, denominata Riferimento 1 (cod. RIF1) scelta fra alcune serie disponibili e suffragata da confronti e correlazioni con dati di altre serie riferite all'area di interesse, a conferma che tale serie di dati è compatibile con quelle della zona di appartenenza, appartenente allo stesso regime di venti e rappresentativa del sito in oggetto.

In sintesi, l'attività svolta può essere suddivisa nelle seguenti fasi:

- Analisi, validazione ed elaborazione dei dati anemometrici disponibili
- Predisposizione della mappa territoriale in ingresso al modello con curve di livello e rugosità
- Simulazione del campo di vento mediante modello WASP CFD
- Valutazione della produzione attesa dall'impianto mediante modello fluidodinamico, al lordo e al netto delle tipiche perdite d'esercizio stimate ($P_{50\%}$)

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 nell'impiego del software fluidodinamico del Risoe National Laboratory di Danimarca, produttore del modello stesso.

2 IL SITO

Il sito in oggetto si trova nei territori comunali di Borgo Val di Taro, Bardi, Valmozzola, Bedonia, Bore, Compiano (PR) e Morfasso (PC), nella parte occidentale dell'Emilia-Romagna.

L'area geografica che lo ospita, nel suo contesto più ampio, è caratterizzata da un'orografia moderatamente complessa e da una rugosità media. Nel particolare, il sito destinato ad ospitare l'impianto ha variazioni di quota di circa 325 m e altitudine media intorno ai 1100m. La ventosità, sia dal punto di vista della maggiore frequenza, sia da quello relativo all'energia, proviene dai settori Sud-Ovest.

Per quanto riguarda le caratteristiche orografiche del territorio, le principali informazioni sono:

- Altitudine media: **1100 m slm**
- Orografia del sito: **moderatamente complessa**
- Orografia circostante il sito: **moderatamente complessa**
- Utilizzo principale del terreno: **pascolo, foreste**

Per il sito in oggetto sono state ipotizzate quarantasette postazioni per altrettanti aerogeneratori in punti aventi una buona esposizione; per gli stessi non si riscontrano infatti ostacoli al flusso del vento.

Nell'**Allegato Tavole** viene riportata l'ubicazione di detto sito su stralcio di cartografia DeAgostini in scala 1:250.000 e su stralcio di cartografia IGMI 1:25000.

Dalle informazioni in nostro possesso e dalle ortofoto satellitari disponibili non si rilevano, a distanze tali da poter interferire, impianti eolici in esercizio nei dintorni a quello di progetto.

2.1 Localizzazione dell'impianto

Nella tabella sottostante, di dette localizzazioni degli aerogeneratori, coincidenti con le indicazioni di progetto fornite dal Committente, vengono riportate le coordinate, rispettivamente, nei sistemi metrici UTM WGS84 e UTM ED50.

PR_A -	COORDINATE UTM-WGS84 F32		COORDINATE UTM-ED50 F32	
	Longitudine X	Latitudine Y	Longitudine X	Latitudine Y
WTG1	557,736	4,936,557	557,819	4,936,754
WTG2	557,298	4,935,914	557,381	4,936,111
WTG3	556,950	4,935,080	557,033	4,935,277
WTG4	556,767	4,934,425	556,850	4,934,622
WTG5	556,913	4,933,717	556,996	4,933,914
WTG6	557,452	4,933,150	557,535	4,933,347
WTG7	559,426	4,932,290	559,509	4,932,487
WTG8	560,175	4,932,428	560,258	4,932,625
WTG9	560,830	4,931,773	560,913	4,931,970
WTG10	561,491	4,931,640	561,574	4,931,837
WTG11	561,572	4,930,761	561,655	4,930,958
WTG12	561,697	4,933,033	561,780	4,933,230
WTG13	562,456	4,933,044	562,539	4,933,241
WTG14	562,929	4,933,468	563,012	4,933,665
WTG15	563,890	4,934,110	563,973	4,934,307
WTG16	564,344	4,934,916	564,427	4,935,113
WTG17	564,960	4,935,100	565,043	4,935,297
WTG18	564,478	4,933,303	564,561	4,933,500
WTG19	564,667	4,932,765	564,750	4,932,962
WTG20	564,626	4,932,128	564,709	4,932,325
WTG21	564,592	4,931,368	564,675	4,931,565
WTG22	564,412	4,930,483	564,495	4,930,680
WTG23	555,953	4,933,706	556,036	4,933,903
WTG24	555,516	4,933,446	555,599	4,933,643
WTG25	554,939	4,933,072	555,022	4,933,269
WTG26	553,852	4,932,970	553,935	4,933,167
WTG27	553,393	4,932,808	553,476	4,933,005
WTG28	552,074	4,934,703	552,157	4,934,900
WTG29	552,074	4,935,200	552,157	4,935,397
WTG30	552,000	4,935,691	552,083	4,935,888
WTG31	552,204	4,936,467	552,287	4,936,664
WTG32	552,728	4,937,180	552,811	4,937,377
WTG33	544,238	4,933,452	544,321	4,933,649
WTG34	544,847	4,933,343	544,930	4,933,540
WTG35	545,142	4,932,799	545,225	4,932,996
WTG36	545,557	4,933,454	545,640	4,933,651
WTG37	546,041	4,934,243	546,124	4,934,440
WTG38	546,921	4,934,977	547,004	4,935,174
WTG39	547,674	4,935,746	547,757	4,935,943
WTG40	548,177	4,936,430	548,260	4,936,627
WTG41	548,915	4,936,686	548,998	4,936,883
WTG42	549,129	4,937,290	549,212	4,937,487
WTG43	562,508	4,947,273	562,591	4,947,470
WTG44	561,815	4,947,320	561,898	4,947,517
WTG45	561,055	4,947,647	561,138	4,947,844
WTG46	560,219	4,947,705	560,302	4,947,902
WTG47	559,764	4,947,510	559,847	4,947,707

Sedi operative:
 - Via Matteotti, 311 – 25063 Gardone Val Trompia (BS)
 Tel. 030 2056980

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

3 I DATI ANEMOMETRICI

Per le valutazioni di producibilità nel seguito descritte sono stati utilizzati i dati di una serie appartenente ad una stazione anemometriche da 30m alla quale è stato attribuito il codice RIF1 e la descrizione Riferimento 1, che ha misurato per un anno e mezzo nei pressi dell'impianto, nel comune di Borgo Val di Taro.

Le tabelle di seguito riassumono il monitoraggio anemometrico della stazione:

Nome Stazione	Codice Stazione	H Torre	Coordinate Geografiche WGS84		Altitudine
		m.s.l.s.	Latitudine	Longitudine	m s.l.m.
Riferimento 1	RIF1	30	44° 32' 53"	9° 46' 36"	1120

Nome Stazione	Codice Stazione	Periodo di rilevazione		N° mesi
		Data inizio	Data fine	
Riferimento 1	RIF1	Novembre 2011	Aprile 2013	16.9

Nome Stazione	Codice Stazione	Periodo di rilevazione		N° mesi
		Data inizio	Data fine	
Riferimento 1	RIF1_1Y	01/03/2012	28/02/2013	12.0

Si segnala che, al fine di verifica della coerenza della serie di dati impiegate, è stata svolta un'analisi di micrositing con altre stazioni, poste anch'esse nella più ampia area analizzata, con buoni risultati e discrepanze contenute, a suffragare la bontà della rappresentatività della risorsa da parte della stazione anemometrica scelta per il sito d'interesse.

Le tabelle di seguito riassumono il monitoraggio anemometrico delle stazioni utilizzate come verifica:

Nome Stazione	Codice Stazione	H Torre	Coordinate Geografiche WGS84		Altitudine
		m.s.l.s.	Latitudine	Longitudine	m s.l.m.
Riferimento 2	RIF2	15	44° 32'	9° 43'	970

Nome Stazione	Codice Stazione	Periodo di rilevazione		N° mesi
		Data inizio	Data fine	
Riferimento 2	RIF2	Agosto 1991	Agosto 1993	23.9

Nome Stazione	Codice Stazione	Periodo di rilevazione		N° mesi
		Data inizio	Data fine	
Riferimento 2	RIF2_1Y	01/08/1992	31/07/1993	12.0

Nome Stazione	Codice Stazione	H Torre	Coordinate Geografiche WGS84		Altitudine
		m.s.l.s.	Latitudine	Longitudine	m s.l.m.
Riferimento 3	RIF3	15	44° 36'	9° 54'	815

Nome Stazione	Codice Stazione	Periodo di rilevazione		N° mesi
		Data inizio	Data fine	
Riferimento 3	RIF2	Agosto 1991	Luglio 1993	22.4

Nome Stazione	Codice Stazione	Periodo di rilevazione		N° mesi
		Data inizio	Data fine	
Riferimento 3	RIF3_2Y	16/10/1991	08/07/1993	20.7

I processi di analisi dei dati anemometrici disponibili della stazione Riferimento 1, di validazione e di loro successiva elaborazione sono ampiamente illustrati nell'**Allegato Tabelle e Grafici**, cui bisogna riferirsi per approfondimenti e verifiche. Al Capitolo 5 sono invece riportati, in particolare, i parametri caratteristici di RIF1.

4 DATI IMPIANTO

Le informazioni relative al progetto in oggetto considerate ai fini della valutazione sono le seguenti:

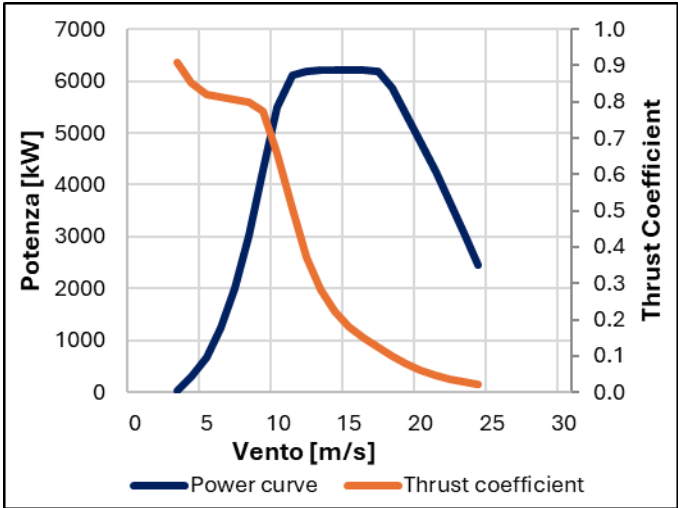
- Localizzazione del sito di prevista installazione delle turbine in progetto
- Caratteristiche del modello di aerogeneratore da impiegare nella valutazione di produzione attesa

4.1 Aerogeneratore

Per le valutazioni di producibilità è stato indicato un modello di turbina di grande taglia. Nella tabella sottostante sono riportate alcune sue caratteristiche essenziali, mentre in **Allegato Brochure** è riportata la documentazione tecnica descrittiva dello stesso:

COSTRUTTORE	MODELLO	Potenza nominale	Diametro Rotore	H Mozzo
VESTAS	V162-6.2MW	6.2 MW	162 m	125 m

Nel seguito viene rappresentata nel suo sviluppo la curva di potenza, calcolata alla densità dell'aria corrispondente alla quota del mare di 0 m (pari a 1.225 kg/m^3), unitamente alla curva di spinta (Thrust Coefficient) utile alla stima delle interferenze tra gli aerogeneratori.

Turbina		VESTAS V162-6.2MW		Diametro	162.0
Altezza di mozzo		125.0 m		Potenza nominale	6.2 MW
Vento (m/s)	Potenza (kW)	Thrust Coefficient	Densità dell'aria (kg/m^3)		1.225
0	-	-			
1	-	-			
2	-	-			
3	34	0.91			
4	292	0.85			
5	676	0.82			
6	1229	0.81			
7	2000	0.81			
8	3017	0.80			
9	4284	0.78			
10	5483	0.66			
11	6114	0.50			
12	6197	0.37			
13	6200	0.28			
14	6200	0.22			
15	6200	0.18			
16	6200	0.15			
17	6186	0.12			
18	5853	0.10			
19	5348	0.08			
20	4825	0.06			
21	4251	0.05			
22	3664	0.04			
23	3064	0.03			
24	2451	0.02			

5 ELABORAZIONE DATI DI VENTO

5.1 Riferimento 1

I risultati conseguiti dalla lettura, validazione ed elaborazione dei dati del sensore di velocità installato all'altezza di 30 m sulla stazione anemometrica RIF1, per il periodo di riferimento preso in esame, 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_1Y	30	12	95	5.33	233	5.91	1.54

La serie di dati, come evidenziato nella tabella precedente, ha una disponibilità superiore al 90% per il periodo di 12 mesi, in ottemperanza ai requisiti regionali. Nel seguito detta disponibilità viene rappresentata per ciascun mese della campagna anemometrica.

Stazione Anemometrica	Altezza	Dati Totali	Dati Velocità		Dati Direzione		Velocità media
codice	m	n°	n°	%	n°	%	(m/s)
RIF1_1Y	30	52,560	50,181	95%	49,505	94%	5.33

LEGENDA: Disponibilità Mensile dati validi	70% < x < 100%	50% < x < 69%	0% < x < 49 %
---	----------------	---------------	---------------

Sensore	2012											
	G	F	M	A	M	G	L	A	S	O	N	D
Velocità 30 m	-	-	100%	99%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	99%	95%
Direzione 30 m	-	-	4.9	6.4	4.9	6.0	7.0	4.7	4.5	4.5	5.1	5.6

Sensore	2013											
	G	F	M	A	M	G	L	A	S	O	N	D
Velocità 30 m	78%	74%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Direzione 30 m	5.0	5.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

I dati non possono essere considerati 'storici' e di conseguenza si è deciso di intraprendere un processo di determinazione del valore annuo medio di lungo periodo, come dettagliato nel capitolo successivo.

6 VALUTAZIONE DELLA VELOCITÀ DI LUNGO PERIODO (STORICIZZAZIONE)

Come detto, la stazione RIF1 è stata sottoposta ad un processo di storicizzazione. La valutazione della velocità media del vento attesa nel lungo periodo è infatti 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.

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 stazioni anemometriche 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. Le stazioni da confrontare devono essere possibilmente nelle medesime condizioni orografiche di esposizioni ai venti ed a distanze tali 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 è provveduto ad integrare i dati misurati con una serie trentennale di dati contemporanei ERA5, ovvero la quinta release di rianalisi sul clima globale resa disponibile dal centro europeo ECMWF, assumendo che detta serie ricostruisca con lo stesso criterio, nell'intero periodo considerato, il dato di ventosità (il cui valore medio, comunque, non è utilizzabile in valore assoluto ma solo qualitativamente), senza però avere informazioni a suffragio di tale tesi, ma verificando il risultato con altre stazioni appartenenti alla rete anemometrica di Tecnogaia. I dettagli del punto utilizzato sono esposti nella tabella seguente:

Fonte	Coordinate Geografiche WGS84	Periodo di misura	
		Inizio	Fine
ERA5	Lat. 44° 30' N – Long. 9° 45' E	Gennaio 1991	Dicembre 2020

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

1. Confronto dell'andamento dei dati contemporanei di velocità media giornaliera della stazione "Riferimento 1" con quelli della serie di lungo periodo
2. Correlazione tra i dati contemporanei di velocità media giornaliera della serie di dati RIF1 con quelli della serie di lungo periodo
3. Storicizzazione dei dati della serie RIF1 con l'utilizzo dei parametri caratteristici delle correlazioni con la serie di lungo periodo

Il confronto degli andamenti dei dati contemporanei tra le serie anemometriche ha dato esito positivo; in genere, i coefficienti di correlazione abbinati alla consistenza del numero di valori correlati, esprimono la bontà/validità del procedimento e consentono di stabilire se accettare o meno le correlazioni svolte.

I parametri della retta di regressione tra le medie giornaliere possono essere utilizzati come fattori di trasformazione della distribuzione del vento da un punto all'altro dell'area. Infatti, tali fattori spiegano, se pur in modo molto esemplificativo, i fenomeni di accelerazione o decelerazione della vena fluida del vento che scorre su un'area interessata dagli stessi venti.

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

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

E per analogia che:

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

Nel caso specifico, utilizzando i parametri a e b che appartengono alle rette di regressione delle correlazioni sopra descritte, che minimizzano lo scarto quadratico dei residui, si ottiene che la ventosità misurata da RIF1 nel periodo di campagna anemometrica è inferiore di circa un punto percentuale rispetto al valore atteso di lungo periodo.

Tuttavia, in via cautelativa, si è deciso di non applicare alcun correttivo alla serie di dati, si considera quindi il valore misurato da RIF1, pari a **5.33 m/s**, come rappresentativo e stabile nel lungo periodo.

7 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 qui presentate sono state effettuate utilizzando il codice di calcolo WAsP CFD (Computational Fluid Dynamics), sviluppato dal Risø National Laboratory in Danimarca, come estensione di WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program).

Il modello si basa su una descrizione tridimensionale del flusso del vento, che, con l'integrazione dell'applicazione prevista con l'ausilio del CFD, tiene conto in modo più dettagliato della complessità del terreno, ed è particolarmente adatto alla modellazione del vento in presenza di morfologie complesse.

A partire da una posizione spaziale di riferimento, i dati forniti in input al vengono utilizzati per costruire il vento indisturbato in quota, noto anche come vento geostrofico o vento Atlas, considerato valido su un'area estesa attorno al punto di origine.

Il modello fornisce un campo tridimensionale di velocità del vento, che consente di ottenere in modo diretto il profilo verticale della velocità media a diverse altezze dal suolo.

8 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 con curve di livello con passo quota di 20, 10 e 5 metri, derivate dal database fornito dalla regione Emilia-Romagna (modello digitale della superficie topografica [DTM] relativo alla regione Emilia-Romagna, licenza: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>), verificate nei dintorni della stazione e del sito. Per l'intera area si è utilizza la rugosità derivante dal database Corine Land 2018.

9 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 per entrambe le serie anemometriche sull'approssimazione della distribuzione in ingresso al modello. La prima, ovvero quella relativa al confronto delle ventosità, ha evidenziato una sovrastima contenuta per Riferimento 1, inferiore al punto percentuale. La seconda, quella relativa al confronto tra le energie specifiche della vena fluida, ha fatto emergere una sottostima contenuta, inferiore al punto percentuale. Sulla base dei risultati ottenuti, la verifica può essere considerata soddisfacente.

Successivamente, è stata effettuata una verifica del gradiente al suolo, ovvero il parametro (alfa) che consente di estrapolare la velocità del vento alle varie altezze dal suolo. Nel caso specifico, ci si può attendere un valore di gradiente al suolo di media entità. Per quanto riguarda Riferimento 1, vista la presenza di altri anemometri sulla torre anemometrica, è stato possibile in primo luogo confrontare il gradiente stimato dal modello di calcolo con quello effettivamente misurato sperimentalmente. Le risultanze hanno mostrato una leggera sottostima del gradiente da parte del modello di calcolo, riconducibile, con ogni probabilità, a una sovrastima del gradiente misurato dovuto alla presenza della vegetazione, che inficia maggiormente i sensori ad altezze inferiori. Una seconda verifica su RIF1 è stata svolta fra l'altezza di misura a 30m e il mozzo ipotizzato, 125m, confrontando il gradiente stimato dal modello con quanto atteso sulla base della morfologia del punto di installazione. L'alfa stimato è

nell'ordine 0.09, ovvero in linea rispetto a quanto è lecito attendersi. In seguito a ulteriori verifiche con altre serie di dati, sempre poste nell'area di interesse e la cui fruibilità è a disposizione di Tecnogaia per usi interni, è stato deciso di lasciare al modello il compito di estrapolare la ventosità all'altezza mozzo ipotizzata. Le verifiche effettuate con le serie di dati a disposizione hanno confermato la bontà delle scelte intraprese.

9.1 Analisi di micrositing

Quando per verificare la ventosità di un sito si hanno a disposizione serie di dati registrate da più stazioni anemometriche è possibile verificare il comportamento del modello confrontando le stime da esso ottenute utilizzando alternativamente in ingresso i dati di una di esse e il valore misurato dalle altre.

Nelle simulazioni di micrositing, solitamente gli errori sono contenuti quando il modello stima la velocità del vento sulla stazione stessa che l'ha generato, mentre potrebbero essere elevati quando la stessa valuta la ventosità dell'altra stazione in esame, soprattutto in proporzione alla distanza e, ovviamente, all'orografia del territorio intercorrente. Nel caso specifico, gli errori commessi nelle verifiche poste in atto, soprattutto a seguito del processo descritto al capitolo precedente, sono sempre stati all'interno di parametri accettabili, soprattutto in virtù delle variabili indicate (distanza e orografia intercorrente). Anche quest'ultima verifica si può ritenere soddisfacente, pur con tutti i limiti delle incertezze dei processi eseguiti.

10 RISULTATI DI WASP E PRODUCIBILITÀ LORDA DELL'IMPIANTO

10.1 Anemometri virtuali

Sulla base dei risultati ottenuti ai paragrafi precedenti con la stazione RIF1, è stata ricostruita una distribuzione del vento in sito di lungo periodo all'altezza del suolo di 125m in corrispondenza della posizione dell'aerogeneratore d'impianto **WTG12** che, come ventosità, ben rappresenta l'intero parco eolico.

La figura sottostante riproduce, per l'anemometro virtuale creato in sito, la rosa dei venti ricostruita dal modello di calcolo, mentre, di seguito sono riportate le tabelle anemologiche che contengono in dettaglio tutti i parametri in input al modello di calcolo WASP.

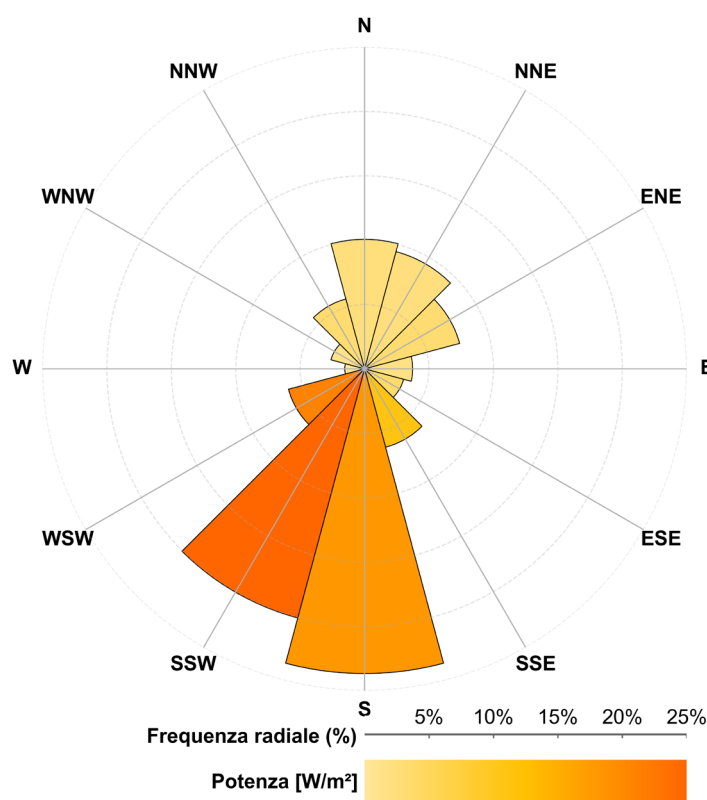
Nella prima parte della tabella sono riportati, per ciascuno dei 12 settori di direzione in cui è stato suddiviso l'angolo giro di 360° i seguenti parametri:

- A velocità caratteristica in m/s della distribuzione di Weibull
- k fattore di forma della distribuzione di Weibull
- U velocità media in m/s
- P potenza specifica della vena fluida in W/m²
- f frequenza percentuale del settore di provenienza del vento

Nella seconda parte della tabella sono riportate le distribuzioni delle velocità del vento per settori di direzione, fornite dal modello. In particolare, le distribuzioni riportano, per ciascuna classe di velocità del vento di 1 m/s (U) e per ciascuno dei 12 settori di direzione, le frequenze espresse in 'per mille' delle velocità del vento comprese nella classe di velocità e nel settore di direzione. La colonna Total riporta la distribuzione delle velocità indipendenti dalle direzioni del vento.

'ANEMOMETRO VIRTUALE'- Predicted Wind Climate

Stazione: RIFERIMENTO 1 – Site description: **WTG12** – Anemometer height: **125 m a.g.l.**



	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
A	4.6	5.0	5.4	4.6	4.9	7.1	8.8	9.6	8.3	2.3	3.2	4.6
K	1.62	2.03	2.05	1.79	1.56	1.90	2.44	2.31	1.76	0.99	1.14	1.45
U	4.13	4.47	4.79	4.08	4.43	6.29	7.81	8.51	7.37	2.35	3.09	4.21
P	105	103	125	90	136	307	469	632	540	49	80	130
f	10.1	9.4	7.6	3.7	3.1	6.3	23.7	20.0	6.1	1.5	2.7	5.6

U	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	All
1.0	82	37	31	64	81	24	5	5	24	358	233	103	42
2.0	148	106	91	140	138	63	21	21	55	225	208	154	76
3.0	165	153	136	171	153	91	43	40	76	145	161	157	97
4.0	155	171	159	169	145	109	66	58	89	94	119	141	107
5.0	132	161	157	146	126	117	86	75	95	61	86	118	108
6.0	103	133	137	113	102	115	102	88	95	40	61	94	103
7.0	76	97	107	79	79	106	111	96	92	26	42	71	94
8.0	53	64	76	52	58	93	112	99	85	17	29	52	82
9.0	35	39	49	31	41	77	105	96	76	11	20	37	70
10.0	22	21	29	18	28	61	93	89	66	8	14	25	58
11.0	13	10	15	9	19	46	77	79	55	5	9	17	46
12.0	8	5	8	5	12	34	60	67	46	3	6	11	36
13.0	4	2	3	2	7	24	44	54	37	2	4	7	27
14.0	2	1	1	1	5	16	30	42	29	1	3	5	19
15.0	1	0	1	0	3	10	19	31	22	1	2	3	13
16.0	1	0	0	0	2	7	12	22	17	1	1	2	9
17.0	0	0	0	0	1	4	7	15	12	0	1	1	6
18.0	0	0	0	0	0	2	4	10	9	0	0	1	4
19.0	0	0	0	0	0	1	2	6	6	0	0	0	2
20.0	0	0	0	0	0	1	1	4	5	0	0	0	1
21.0	0	0	0	0	0	0	0	2	3	0	0	0	1
22.0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0
23.0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
24.0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
25.0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
26.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

10.2 Producibilità lorda dell'impianto

I risultati ottenuti con l'applicazione del modello di calcolo WAsP sono soggetti ad elaborazioni grafiche e numeriche per renderli più espliciti e per consentire le correzioni di tutte le approssimazioni introdotte dal modello di calcolo. La producibilità lorda dell'impianto è stata valutata in rapporto al modello di aerogeneratore indicato dal Committente e raffigurato al Capitolo 4. I risultati ottenuti con il modello di calcolo sono riportati nella tabella sottostante:

Producibilità lorda dell'impianto								
Impianto		Elev. (m s.l.m.)	H Mozzo	V med (m/s)	P Lorda (MWh/a)	Perdita per scia (%)	P netto scie (MWh/a)	Ore (MWh/MW)
Vestas V162-6.2	MEDIE	1099	125.0	6.01	15,437	5.29	14,668	2366
	TOTALI				725,525		689,390	

La tabella riporta, nell'ordine le medie ed i totali per le colonne di interesse:

- L'identificativo con riferimento al modello di aerogeneratore utilizzato per le simulazioni
- La quota della fondazione del sostegno
- L'altezza di mozzo della simulazione
- La velocità media annua stimata, all'altezza di mozzo indicata
- La produzione lorda attesa, calcolata dal modello alla densità stimata all'altezza mozzo di ciascun aerogeneratore
- La perdita percentuale di produzione attesa per effetto scia, stimata dal modello
- La produzione attesa, netta della perdita per scia calcolata
- Le ore annue equivalenti di funzionamento, espresse come rapporto tra la produzione netta attesa e la potenza nominale della macchina

11 PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO AL NETTO DELLE PERDITE

La tabella sottostante riporta in sintesi la producibilità lorda al netto delle perdite per effetto scia.

Producibilità al netto delle scie						
Impianto	H Mozzo [m]	Potenza nominale [MW]	N° AG	Potenza impianto [MW]	Producibilità lorda [MWh/anno]	Ore [Ore/anno]
Vestas V162-6.2	125.0	6.2	47	291.4	689,390	2366

A tale producibilità 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	Vestas V162-6.2
Disponibilità aerogeneratori	-3.0%
Disponibilità aerogeneratori – non contrattuale	-0.5%
Disponibilità B.O.P.	-1.0%
Disponibilità rete	-0.2%
Perdite elettriche d'impianto	-1.5%
Perdite ambientali	-0.5%
Performance aerogeneratori	-1.5%
Totale perdite	-7.9%

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

Disponibilità B.O.P.: questa perdita considera i fuori servizio del Balance of Plant, ovvero il valore di disponibilità garantita dal provider dei servizi O&M per il B.O.P. Il valore assunto dovrà essere rivisto alla chiusura delle negoziazioni del contratto O&M per il B.O.P.

Disponibilità Rete: tale perdita rappresenta gli eventuali fuori servizio della Rete Elettrica Nazionale a cui si collegherà l'impianto eolico. In tale analisi, è stato adottato un valore standard corrispondente a n. 3 eventi all'anno della durata media di 6 ore.

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.

Prestazione aerogeneratori: tale perdita tiene conto della degradazione pale, isteresi e prestazione non ottimale delle turbine.

Ne risulta, pertanto, **una produzione attesa netta ($P_{50\%}$) di 634,631 MWh/anno pari a 2178 ore annue equivalenti.**

12 CONCLUSIONI

La presente relazione contiene i risultati della valutazione preliminare di produzione attesa dall'impianto eolico "PRA" in progettazione in un sito ricadente nella Regione Emilia-Romagna nei Comuni di Borgo Val di Taro, Bardi, Valmozzola, Bedonia, Bore, Compiano (PR) e Morfasso (PC).

La valutazione della producibilità è stata ottenuta mediante applicazione di un modello fluidodinamico del vento utilizzando in ingresso una serie di dati anemometrici appartenente a una stazione di rilevamento le cui misure ben caratterizzano un ampio territorio circostante. La serie di dati è stata ampiamente analizzata ai fini del presente studio. La sua bontà e validità è stata confermata grazie a idonee verifiche.

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 alle altezze mozzo delle macchine. Le soddisfacenti verifiche sul modello hanno consentito di trovare le soluzioni per diminuire 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.

Nel complesso i processi applicati non hanno comportato difficoltà di esecuzione superiori alla norma, poiché il sito è interessato da una buona ventosità e le verifiche effettuate hanno dato risultati positivi.

Nell'ottica della finalizzazione del progetto, volta, più che a suffragare le valutazioni di produzione attesa di questo studio, a predisporre quelle informazioni tipicamente richieste dagli advisor finanziari, si consiglia la messa in opera di ulteriori stazioni anemometriche, opportunamente posizionate rispetto alla disposizione degli aerogeneratori dell'impianto in autorizzazione. Inoltre, si consiglia di approfondire la qualificazione anemometrica ad adeguate altezze dal suolo, tramite misure con tecnologie di Remote Sensing, anche di breve durata, oltre ad uno studio più articolato che, tra le altre cose, valuti le incertezze dei processi e delle metodologie applicati al fine di determinare il valore di produzione atteso con data probabilità (P75%, P90%,) solitamente richiesto per il finanziamento, a titolo autorizzativo ottenuto.

ALLEGATO 1

	QUALIFICAZIONE DEI DATI ANEMOLOGICI DI UN SITO <i>Scheda della stazione anemometrica</i>	 TecnoGaia s.r.l.	
Fornitore: TECNOGAIA		Sito: Monte Piano	
Data	Codifica documento	Archivio	Compilato da
Sezione A) – Dati identificativi della stazione anemometrica			
NOME STAZIONE (max 16 car.) : <u>RIFERIMENTO 1</u>		Codice : <u>RIF1</u>	
Sezione B) – Dati identificativi delle apparecchiature			
SENSORE VEL. H dal suolo <u>30</u> (m) Tipo <u>NRG</u> MOD. <u>MAX40</u> Serial Number: <u>09-5218</u>			
SENSORE VEL. H dal suolo <u>20</u> (m) Tipo <u>NRG</u> MOD. <u>MAX40</u> Serial Number: _____			
SENSORE DIR. H dal suolo <u>30</u> (m) Tipo <u>NRG</u> MOD. <u>200P</u> Serial Number: _____			
Settore di direzione zero : <u>NORD</u> Senso di rotaz. positivo verso il settore : <u>EST</u>			
ALTRI SENSORI_____			
ACQUISITORE Tipo <u>SECONDWIND</u> MOD. <u>NOMAD2</u> N° INVENT. _____			
SOSTEGNO Tipo <u>NRG</u> H <u>30</u> (m) _____ N° MATR. _____			
CONTENITORE DELLE APPARECCHIATURE Tipo <u>GEWISS</u>			
Verifica in uscita effettuata da : <u>TERENGHI</u>		Data :	
Sezione C) – Dati relativi alla localizzazione della stazione anemometrica ed al sito			
Comune di : <u>BORGIO VAL DI TARO</u>		Provincia : <u>PR</u> Regione : <u>EMILIA-ROMAGNA</u>	
Tavoletta IGMI: <u>PORCIGATONE</u>		Foglio n° : <u>84 I SO</u>	
Coordinate del Reticolo UTM WGS84		Lat. <u>44° 32' N</u> , Long. <u>9° 46' E</u>	
Altitudine in metri s.l.m.: <u>1120m</u>		Caratteristiche orografiche : <u>COLLINA</u>	
Utilizzo del terreno : <u>BOSCO</u>		Accessibilità : <u>SCARSA</u>	
Note : _____			
Sezione D) – Procedura di gestione della stazione e cambio cartuccia			
Sarà effettuata da : <u>TECNOGAIA</u>			
Indirizzo e Telefono : _____			
Note : _____			
Stazione anemometrica installata da : MAZZARELLA		data : 21/11/2011	

DEUTSCHER KALIBRIERDIENST **DKD**

Kalibrierlaboratorium / Calibration laboratory

Akkreditiert durch die / accredited by the

Akkreditierungsstelle des Deutschen Kalibrierdienstes



Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH
Varel



Kalibrierschein Calibration Certificate

Kalibrierzeichen
Calibration label

09/5218

DKD-K-
36801

09/2009

Gegenstand Object	Cup Anemometer
Hersteller Manufacturer	NRG Systems USA Hinesburg
Typ Type	#40(S)
Fabrikat/Serien-Nr. Serial number	Body: TG08-1210 Cup: TG08-1210
Auftraggeber Customer	TecnoGaia S.r.l. I-20099 Sesto San Giovanni
Auftragsnummer Order No.	VT09474
Anzahl der Seiten des Kalibrierscheines Number of pages of the certificate	3
Datum der Kalibrierung Date of calibration	03.09.2009

Dieser Kalibrierschein dokumentiert die Rückführung auf nationale Normale zur Darstellung der Einheiten in Übereinstimmung mit dem Internationalen Einheitensystem (SI). Der DKD ist Unterzeichner der multi-lateralen 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 documents the traceability to national standards, which realize the units of measurement according to the International System of Units (SI).

The DKD 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 darf nur vollständig und unverändert weiterverbreitet werden. Auszüge oder Änderungen bedürfen der Genehmigung sowohl der Akkreditierungsstelle des DKD als auch des ausstellenden Kalibrierlaboratoriums. Kalibrierscheine ohne Unterschrift und Stempel haben keine Gültigkeit.

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

Stempel Seal	Datum Date	Leiter des Kalibrierlaboratoriums Head of the calibration laboratory	Bearbeiter Person in charge
	03.09.2009	 Dipl. Phys. D. Westermann	 Dipl.-Ing. (FH) M. Meyer zu Himmern

Deutsche WindGuard Wind Tunnel Services GmbH
Oldenburger Str. 65
26316 Varel ; Tel. ++49 (0)4451 9515 0



Kalibriergegenstand

Object

Anemometer

Kalibrierverfahren

Calibration procedure

IEC 61400 12 1 - Wind Turbine Power Performance Testing 12 2005
MEASNET - Cup Anemometer Calibration Procedure – 09 1997
ISO 3966 – Measurement of fluid in closed conduits - 1977

Ort der Kalibrierung

Place of calibration

Windtunnel of Deutsche WindGuard, Varel

Messbedingungen

Test Conditions

wind tunnel area ¹⁾	10000 cm²
anemometer frontal area ²⁾	185 cm²
diameter of mounting pipe ³⁾	13 mm
blockage ratio ⁴⁾	0.019 [-]
blockage correction ⁵⁾	1.000 [-]
average WindGuard reference ⁶⁾	12.6 1/s (NRG #40)
present WindGuard reference ⁷⁾	12.49 1/s

Umgebungsbedingungen

Test conditions

air temperature	23.6 °C	± 1.0 K
air pressure	995.4 hPa	± 1.0 hPa
relative air humidity	50.7 %	± 2.5 %

Dateiinformation

File info

Anmerkungen

Remarks

-

Auswertesoftware

Software version

4.0

¹⁾ Querschnittsfläche der Auslassdüse des Windkanals

²⁾ Vereinfachte Querschnittsfläche (Schattenwurf) des Prüflings inkl. Montagerohr

³⁾ Durchmesser des Montagerohrs

⁴⁾ Verhältnis von 2) zu 1)

⁵⁾ Korrekturfaktor durch die Verdrängung der Strömung durch den Prüfling

⁶⁾ Referenzwert des Referenzanemometers bei 10 m/s (Mittelwert)

⁷⁾ Aktueller Wert des Referenzanemometers

Dieser Kalibrierschein wurde elektronisch erzeugt

This calibration certificate has been generated electronically

Kalibrierergebnis:

Result:

Test Item (1/s)	Tunnel Speed (m/s)	Uncertainty (k=2) (m/s)
5.000	4.173	0.10
7.537	6.178	0.10
9.953	8.074	0.10
12.334	9.939	0.10
14.889	11.913	0.10
17.511	13.889	0.10
20.066	15.869	0.11
18.731	14.820	0.10
16.214	12.905	0.10
13.595	10.913	0.10
11.112	8.973	0.10
8.631	7.034	0.10
6.360	5.241	0.10

Angegeben ist die erweiterte Messunsicherheit, die sich aus der Standardmessunsicherheit durch Multiplikation mit dem Erweiterungsfaktor $k=2$ ergibt. Sie wurde gemäß DKD-3 ermittelt. Der Wert der Messgröße liegt mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 % im zugeordneten Wertintervall.

Der Deutsche Kalibrierdienst ist Unterzeichner der multilateralen Übereinkommen der European co-operation for Accreditation (EA) und der International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) zur gegenseitigen Anerkennung der Kalibrierscheine. Die weiteren Unterzeichner innerhalb und außerhalb Europas sind den Internetseiten von EA (www.european-accreditation.org) und ILAC (www.ilac.org) zu entnehmen.

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 DKD-3. The value of the measurand lies within the assigned range of values with a probability of 95%.

The DKD 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.

1 Detailed MEASNET¹ Calibration Results

DKD calibration no. 09/5218

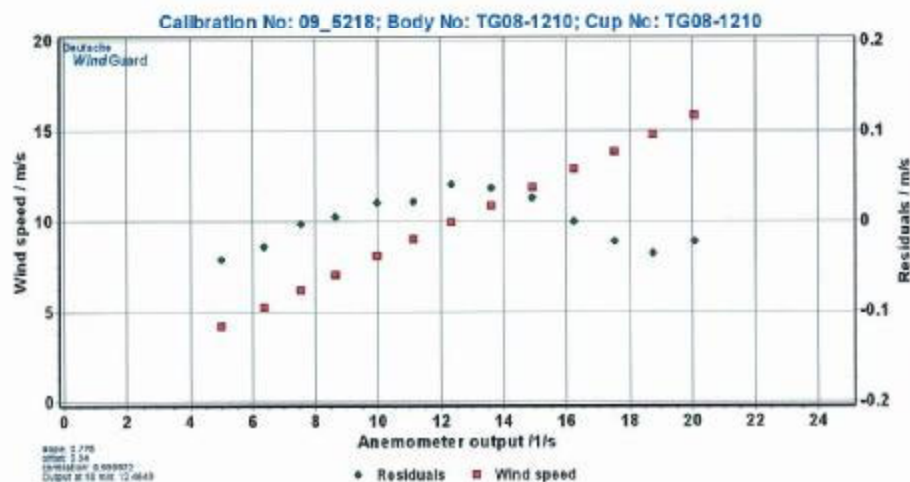
Body no. TG08-1210
Cup no. TG08-1210
Date 03.09.2009
Air temperature 23.6 °C
Air pressure 995.4 hPa
Humidity 50.7 %



Linear regression analysis

Slope 0.77497 (m/s)/(1/s) ± 0.00174 (m/s)/(1/s)
Offset 0.340 m/s ± 0.023 m/s
St.err(Y) 0.028 m/s
Correlation coefficient 0.999972

Remarks no



¹⁾ According to MEASNET Cup Anemometer Calibration Procedure 09/1997.
Deutsche WindGuard Wind Tunnel Services is accredited by MEASNET and by the Deutscher Kalibrierdienst – DKD (German Calibration Service). Registration: DKD – K – 36801

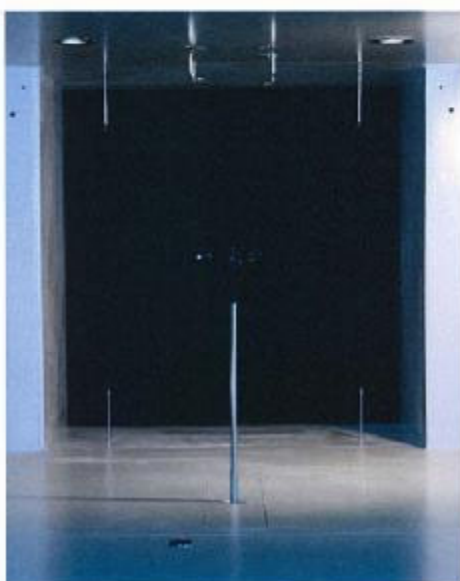
2 Instrumentation

Pos.	Sensor	Manufa.	Identification	Year	Calibration
1	Pitot static tube	Airflow	483/8 Nr. 000142	02	06/02
2	Pitot static tube	Airflow	483/8 Nr. 000143	02	06/02
3	Pitot static tube	Airflow	483/8 Nr. 000144	02	06/02
4	Pitot static tube	Airflow	483/8 Nr. 000145	02	06/02
5	Pressure transducer	Setra	C 230 Nr. 1688081	02	DWG12/07
6	Pressure transducer	Setra	C 230 Nr. 1688082	02	DWG12/07
7	Pressure transducer	Setra	C 230 Nr. 1688083	02	03/07
8	Pressure transducer	Setra	C 230 Nr. 1688084	02	03/05
9	El. Barometer	Vaisala	100 A Nr. X2010004	02	DWG12/07
10	El. Thermometer	Galtec	KPK 1/6-ME	02	DWG12/07
11	El. Humidity sensor	Galtec	KPK 1/6-ME	02	DWG12/07
12	Wind tunnel control	-	-	-	-
13	CAN-BUS / PC	egg	-	04	05/04
14	Anemometer	-	-	-	-
15	Universal Isolator	Knick	P2700 - 58265/8198430	05	01/06

Table 1 Description of the data acquisition system



3 Photo of the calibration set-up



Calibration set-up of the anemometer calibration in the wind tunnel of Deutsche WindGuard, Varel.
The anemometer shown is of the same type as the calibrated one.
Remark: The proportion of the set-up are not true to scale due to imaging geometry.

4 Deviation to MEASNET procedure

The calibration procedure is in all aspects in accordance with the IEC 61400-12-1 Procedure

5 References

- [1] J. Mander, D. Westermann, 12/2007 - Verfahrensanleitung DKD-Kalibrierung von Windgeschwindigkeitssensoren
- [2] IEC 61400-12-1 12/2005 - Wind Turbine Power Performance Testing
- [3] ISO 3966 1977 - Measurement of fluid flow in closed conduits
- [4] MEASNET 09 1997 - Cup Anemometer Calibration Procedure

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	• 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	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	• 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@nrgsystems.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	• 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@nrgsystems.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	- Configurable for AC & pulse anemometers, other frequency-output devices, and high/low digital or relay state signaling - Frequency range DC to 2 kHz - High display resolution with low frequency anemometers - Input high/low threshold configurable for 0V or 3V - Configurable filtering for low frequency devices 1-second count integration, $\pm 0.02\%$ accuracy
8 analog inputs	- Configurable range of 0 to 2.5V or 5V 12-bit analog to digital conversion 1-second sampling, $\pm 0.02\%$ accuracy - Direct interface to potentiometer wind vanes, 10k thermistors, and analog-output transducers
Fault detection	Feedback input from 2.5V+ excitation output for wiring and device fault detection
Internal temperature	1-second sampling, $\pm 2^\circ\text{C}$ accuracy
Power supplies	Measurement of two 9V batteries and 12V power

OUTPUTS

2.5V+ excitation:	2.5V+ smart-switched excitation distributed to all input terminal blocks for energy-conserving measurement of potentiometers and thermistors - Calibrated to $\pm 5\text{mV}$, 25 ppm/$^\circ\text{C}$, 250 mA max
12V transducer power	12V+ smart-switched transducer power output distributed to all input terminal blocks for energy-conserving operation of electronic transducers 1 Amp maximum
12V modem power	12V+ configurable switched modem power output for energy-conserving operation of cellular & other modems 1 Amp maximum
Relay output	- For de-icing or other control applications - SPST dry contact, 1 Amp maximum, AC or DC - Modbus-controlled

POWER SUPPLY

9 Volt batteries:	2 parallel standard 9V batteries in sliding receptacles - Up to 6 months operation with alkaline, up to one year with lithium (-40°C) batteries that have no shipping restrictions
12 Volt Power:	12V (10-18V DC) input for internal primary or rechargeable batteries, external DC power supply, or regulated solar panel - Two-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:	Optional on-board solar charging regulator/controller

SERIAL PORTS

	3 independent RS232C serial ports, up to 115 kBaud
Local port	- Direct straight-cable connection to laptop or PC - Standard pinout DB9, DCE
Remote port	- Connects to modem, radio, or asynch network adapter - Auto-wakeup Rx input - Internally connected for SWI-supplied modem options - Field-wireable terminals for customer-installed devices
Device Port:	- Connects to and logs from communicating transducers including multifunction Phaser® power transducers & ultrasonic anemometers - Pollable 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:	4 x 20 alphanumeric character display, LCD or VFD - Configurable smart-switched power - Automatic temperature-compensating LCD contrast
Keypad	7-key sealed membrane keypad
Remote interface	Full display, configuration, data transfer, & firmware upgradability by local port or modem connection to any PC via NOMAD Desktop™
Status light:	Heartbeat LED indicates operational status independent of display

INPUT AND DATA PROCESSING

Wind speed	Slope & offset scaling, auto-zeroing for counter inputs
Wind direction	- Modulo 360° and true vector processing - Deadband location correction
Temperature	Thermistor linearization to device accuracy ($\pm 0.1^\circ\text{C}$)
Math functions	Average, standard deviation, maximum, time of maximum, minimum, time of minimum, total, cycles, sample value
Recording intervals	1 minute, 10 minutes, hourly, or daily in any combination for all inputs and math functions

DATA STORAGE

Media	- Industry/consumer standard Compact Flash, up to 256MB - Read/write-able by any notebook or desktop PC via PCMCIA adapter or any USB-type Compact Flash adapter - Full -40° to 85°C operation rated devices available
Formats	- Card directory & file formats are fully Windows™ compatible - Any FAT (PC) formatted Compact Flash card fully usable - Data written to daily files in named monthly subdirectories - Each datum in standard IEEE floating point format, indexed for positive database ID independent of file name/location - Each datum time-stamped in Universal Time (UT/GMT), configurable for time zone & daylight savings offsets
Transfer	Files transferable by card removal, local serial connection, remote dial-up connection, or as e-mail attachments

PHYSICAL

Operating temp:	-40° to 85°C all specifications (Vacuum Fluorescent Display)
LCD temperature:	LCD operates from -20° to 70°C, storage -30° to 80°C
Internal RT clock	± 1 minute/month accuracy, internet time-server adjustable - Backed up by socketed 2032 Lithium coin cell (10 year life)
Wire & cabling	12 six-screw, 0.2" (5mm) cage clamp style terminal blocks - Signal, ground, excitation, switched & unswitched 12V power distributed to each of 8 terminal blocks - Standard SMA-F bulkhead connector for external antennas - Four 3/4" npt/pg21 knockouts for cable & conduit installation
Enclosure	- Integrated waterproof instrument enclosure, wire and cable junction box, and lockable rain shed - Upper section NEMA4/IP66 (watertight), lower section NEMA3R (rain tight) or NEMA4 with cable glands 16 ga. steel, 14 ga. mounting flanges, TGIC powdercoated 14 x 12 x 5.5 inches (350 x 300 x 140mm), 20 lbs. (9 kg) - Mini-rack mounting for internal modem options - Swing-out panels for modem and 12V battery access - Surface, truss-tower, or tube-tower mounting - Single 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 2

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 ;

Sedi operative:

- Via Matteotti, 311 – 25063 **Gardone Val Trompia (BS)**
Tel. 030 2056980

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

- 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:

$$T = 100 \cdot sigV(10') / Vmed(10')$$

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 $Tmed$ (nel settore o nella classe);
- colonna 5 : scarto quadratico medio della turbolenza $sigT$ (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 F : Sono riportati parametri statistici relativi ai valori ottenuti per il gradiente al suolo α della velocità del vento calcolato per ogni 10 minuti con la seguente formula:

$$\alpha = \log(V_{2med}(10') / V_{1med}(10')) / \log(h_2 / h_1)$$

dove α è il gradiente della velocità del vento al suolo, $V_{2med}(10')$ e $V_{1med}(10')$ sono le velocità medie del vento rilevate nei 10 minuti alle corrispondenti altezze dal suolo h_2 e h_1 . Tale indice permette di stimare la velocità del vento al mozzo dell'aerogeneratore, solitamente superiore all'altezza delle misure, sulla base dei dati di vento misurati alle due altezze dal suolo h_2 e h_1 .

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

$$V_{mozzo} = V_{misura} \cdot (h_{mozzo} / h_{misura})^{\alpha}$$

Il valore del gradiente α , indicato in tabella con A , viene calcolato solo per velocità medie nei 10 minuti entrambe superiori a 0.5 m/s, in tabella i parametri statistici della variabile A 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 : gradiente medio A_{med} (nel settore o nella classe);
- colonna 5 : scarto quadratico medio del gradiente $sigA$ (nel settore o nella classe);
- colonna 6 : valore percentile al 5%, $A_{5\%}$ (nel settore o nella classe), esso rappresenta un valore minimo del gradiente che è superato con una probabilità del 95%;
- colonna 7 : valore percentile al 95%, $A_{95\%}$ (nel settore o nella classe), esso rappresenta un valore massimo del gradiente che è superato con una probabilità del 5%.

La prima riga Totale rappresenta i parametri della distribuzione del gradiente della velocità del vento al suolo 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 gradiente 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 gradiente della velocità del vento al suolo che andrebbe ad interessare l'aerogeneratore.

GRAFICO 11 : Riporta l'istogramma della distribuzione del gradiente della velocità del vento al suolo A calcolato per ogni 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 del gradiente calcolati per 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.

Sedi operative:

- Via Matteotti, 311 – 25063 **Gardone Val Trompia (BS)**
Tel. 030 2056980

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

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

Periodo di elaborazione: 01/03/2012 - 28/02/2013 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 95.47 % (50181 dati su 52560)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 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	8536.7	97.45
1.0	8219.9	93.83	1.5	7833.4	89.42
2.0	7334.7	83.73	2.5	6766.4	77.24
3.0	6159.3	70.31	3.5	5557.7	63.44
4.0	4983.4	56.89	4.5	4454.3	50.85
5.0	3974.4	45.37	5.5	3529.9	40.30
6.0	3145.5	35.91	6.5	2801.5	31.98
7.0	2491.4	28.44	7.5	2186.1	24.96
8.0	1886.7	21.54	8.5	1610.4	18.38
9.0	1352.2	15.44	9.5	1140.8	13.02
10.0	966.1	11.03	10.5	811.7	9.27
11.0	675.8	7.71	11.5	553.0	6.31
12.0	450.4	5.14	12.5	356.6	4.07
13.0	283.0	3.23	13.5	222.1	2.53
14.0	169.5	1.94	14.5	132.5	1.51
15.0	100.6	1.15	15.5	73.0	0.83
16.0	55.3	0.63	16.5	37.0	0.42
17.0	23.9	0.27	17.5	14.1	0.16
18.0	7.3	0.08	18.5	4.9	0.06
19.0	2.8	0.03	19.5	1.7	0.02
20.0	1.0	0.01	20.5	0.2	0.00
21.0	0.2	0.00	21.5	0.0	0.00
22.0	0.0	0.00	22.5	0.0	0.00
23.0	0.0	0.00	23.5	0.0	0.00
24.0	0.0	0.00	24.5	0.0	0.00
25.0	0.0	0.00	25.5	0.0	0.00
26.0	0.0	0.00	26.5	0.0	0.00
27.0	0.0	0.00	27.5	0.0	0.00
28.0	0.0	0.00	28.5	0.0	0.00
29.0	0.0	0.00	29.5	0.0	0.00
30.0	0.0	0.00	30.5	0.0	0.00

Parametri della distribuzione di Weibull : Vc = 5.91 k = 1.54

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

Vmed = 5.32 m/s sqmV = 3.53 m/s Vcub = 7.33 m/s

Potenza specifica della vena fluida Pv = 241 W/m2

Tabella A

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

Periodo di elaborazione: 01/03/2012 - 28/02/2013 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 95.47 % (50181 dati su 52560)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 m dal suolo

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

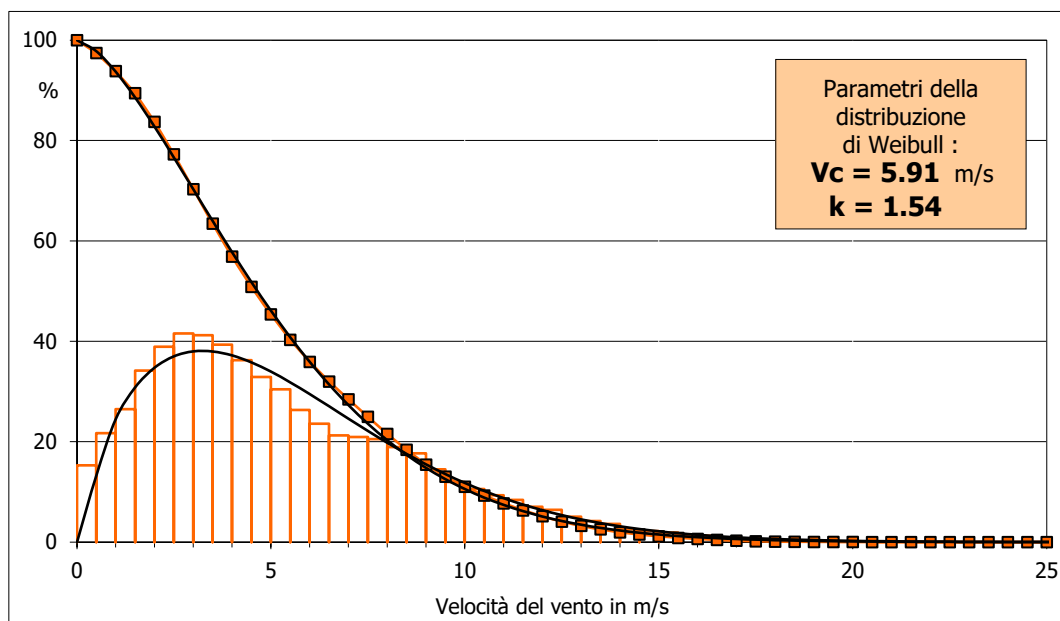
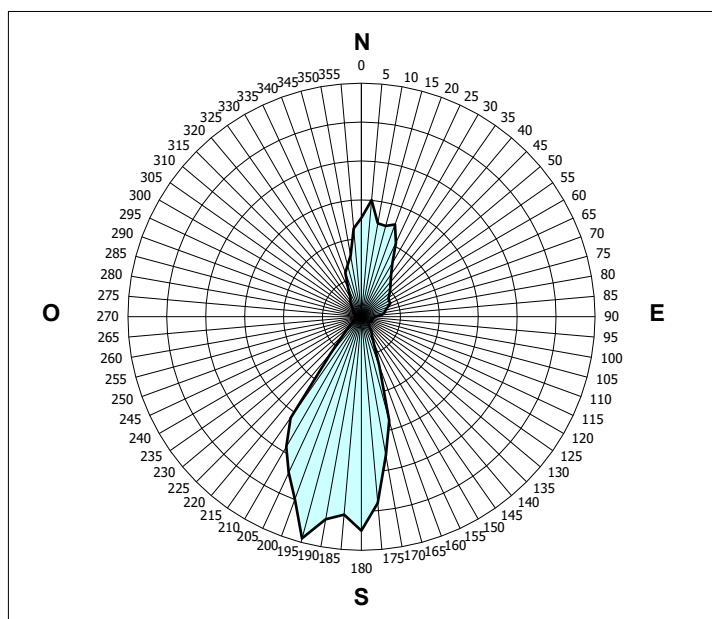


Grafico 2 : FREQUENZE DELLE DIREZIONI DEL VENTO (ROSA DEI VENTI)



Grafici 1 e 2

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

Periodo di elaborazione: 01/03/2012 - 28/02/2013 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 95.47 % (50181 dati su 52560)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 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)
3°	N	13.6	6832	3.73	2.11	4.86	14.4	70
4°	NNE	10.6	5310	3.58	1.66	4.28	11.0	48
5°	ENE	5.1	2550	3.44	1.78	4.32	11.5	49
8°	E	2.6	1294	2.85	1.50	3.61	11.3	29
10°	ESE	1.5	777	2.37	1.31	3.02	9.3	17
6°	SSE	4.5	2237	4.27	2.28	5.33	15.0	93
1°	S	28.5	14289	7.13	3.22	8.43	20.3	367
2°	SSO	21.6	10818	7.53	3.73	9.13	21.1	466
9°	OSO	1.8	901	2.78	1.88	3.92	11.3	37
12°	O	0.9	430	1.79	1.05	2.37	6.1	8
11°	ONO	1.4	686	2.01	1.17	2.64	7.2	11
7°	NNO	4.3	2133	3.69	2.46	5.09	15.7	81
	NoDir	1.3	645	4.24	2.17	5.23	10.3	88
	Calme	2.5	1279	(velocità del vento minore o uguale a 0.5 m/s)				
	Totale =		50181	5.33	3.47	7.25	21.1	233

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	0.95	5.60	3.62	7.53	18.0	261	194
Gen	0.78	5.00	2.81	6.36	16.7	157	117
Feb	0.74	5.13	3.50	7.27	21.1	235	158
Mar	1.00	4.94	2.85	6.40	18.6	161	120
Apr	0.99	6.42	4.12	8.61	19.3	390	281
Mag	1.00	4.92	3.08	6.57	15.7	174	129
Giu	1.00	6.05	3.28	7.58	18.8	266	192
Lug	1.00	6.98	3.51	8.48	18.2	374	278
Ago	1.00	4.69	3.00	6.31	14.7	154	114
Set	1.00	4.53	3.36	6.66	20.3	181	130
Ott	1.00	4.54	3.38	6.61	20.1	177	132
Nov	0.99	5.09	3.83	7.49	19.4	257	185

Stagione	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m ²)	Ev (kWh/m ²)
Inverno (Dic - Feb)	5.25	3.33	7.08	21.1	217	469
Primavera (Mar - Mag)	5.42	3.46	7.32	19.3	240	530
Estate (Giu - Ago)	5.90	3.41	7.56	18.8	265	585
Autunno (Set - Nov)	4.72	3.54	6.94	20.3	205	448

Anno	5.32	3.46	7.23	21.1	232	2031
-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	------------	-------------

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

Tabelle B e C

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

Periodo di elaborazione: 01/03/2012 - 28/02/2013 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 95.47 % (50181 dati su 52560)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 m dal suolo

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

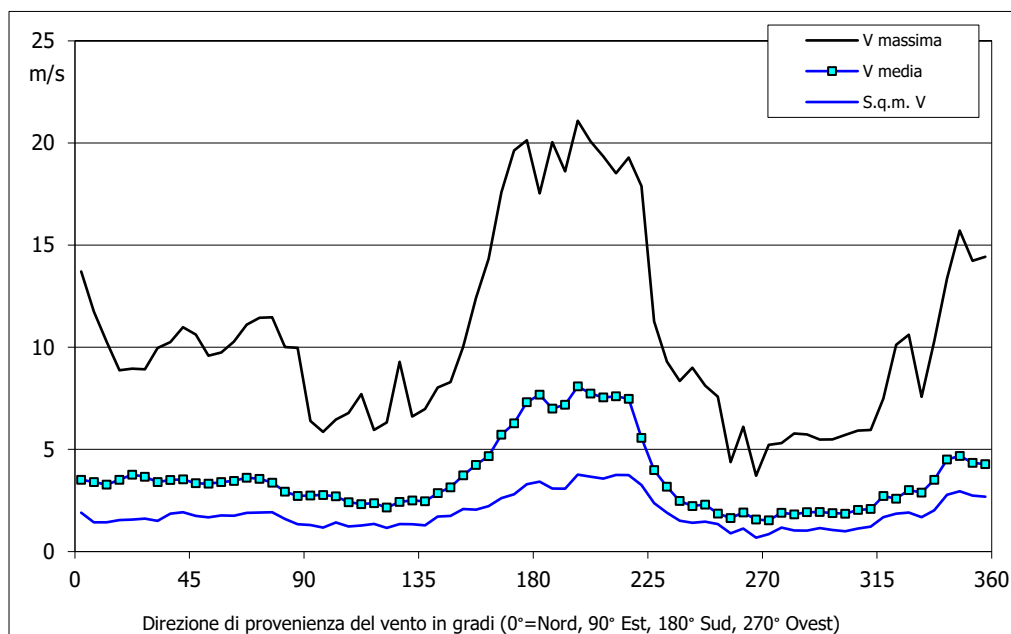
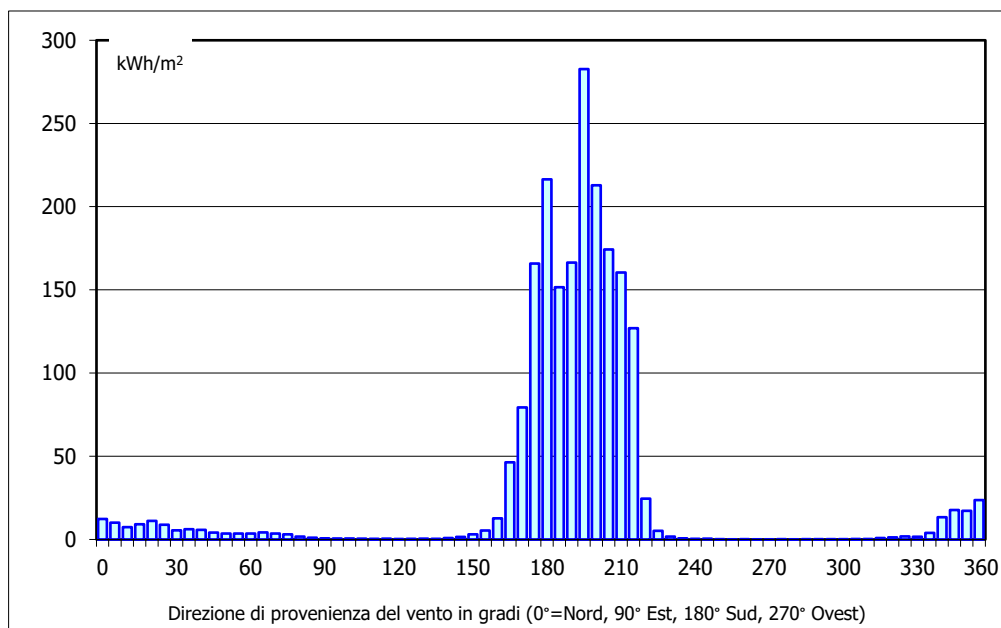


Grafico 4 : ENERGIA SPECIFICA DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m² PER SETTORE DI DIREZIONE



Grafici 3 e 4

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

Periodo di elaborazione: 01/03/2012 - 28/02/2013 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 95.47 % (50181 dati su 52560)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 m dal suolo

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

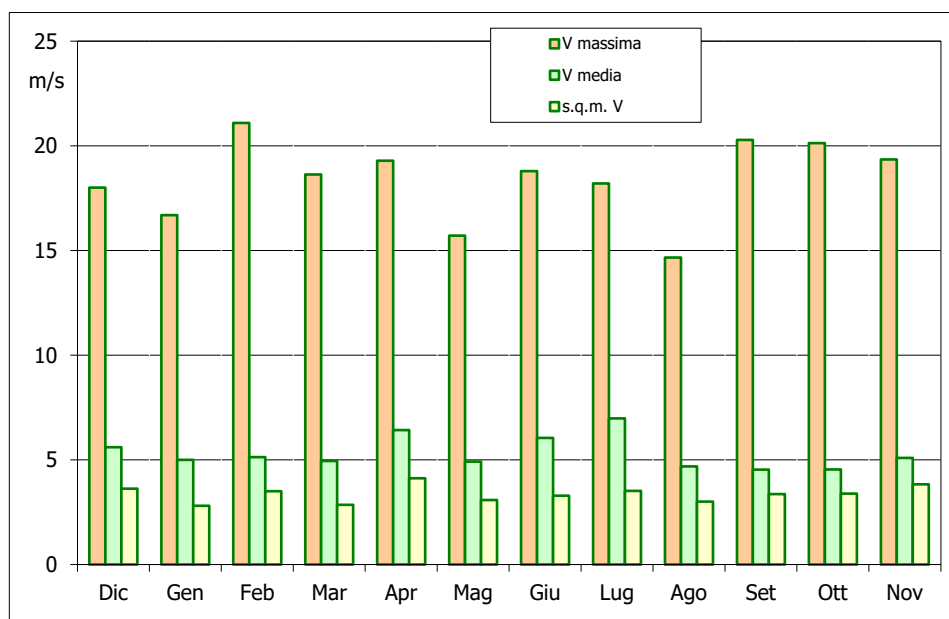
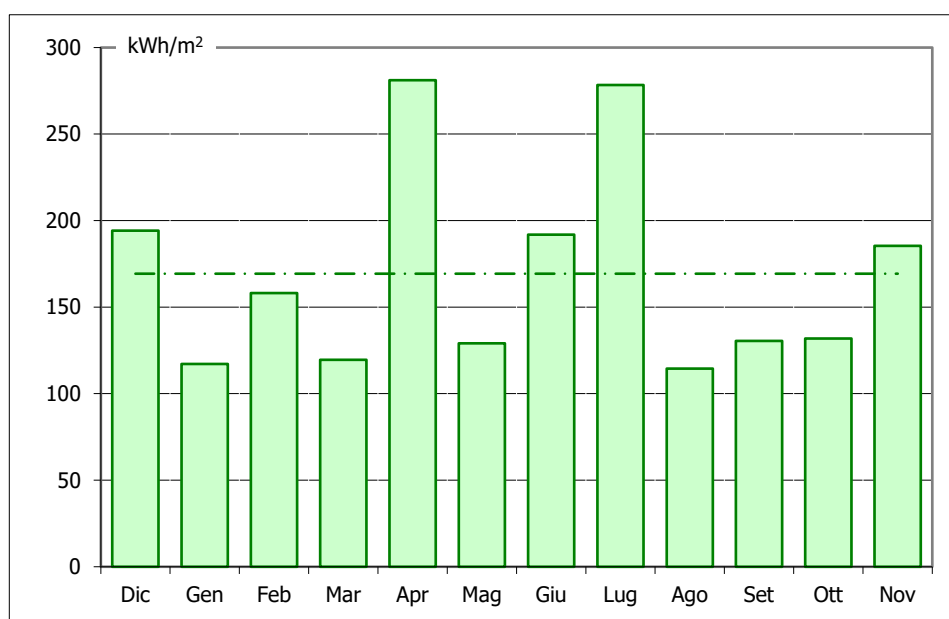


Grafico 6 : ENERGIA SPECIFICA MEDIA MENSILE DELLA VENA FLUIDA IN kWh/m2



Grafici 5 e 6

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

Periodo di elaborazione: 01/03/2012 - 28/02/2013 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 95.47 % (50181 dati su 52560)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 m dal suolo

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

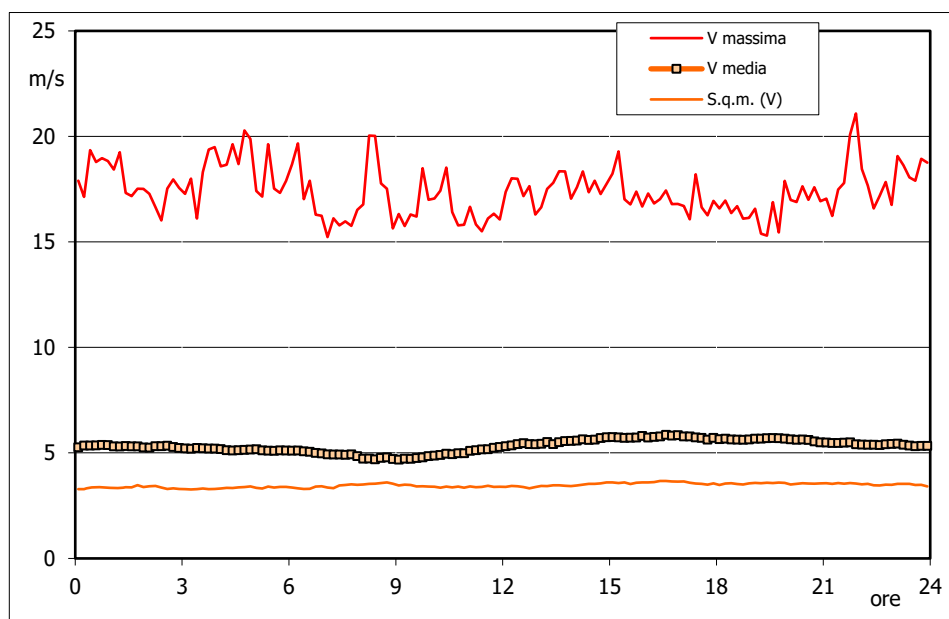
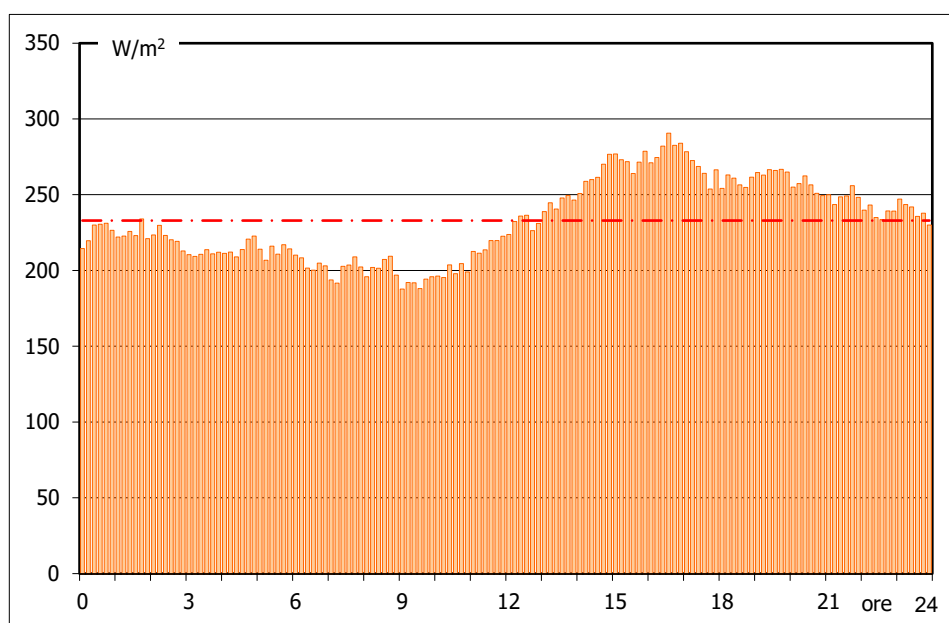


Grafico 8 : POTENZA SPECIFICA MEDIA DELLA VENA FLUIDA IN W/m^2 NELLE 24 ORE



Grafici 7 e 8

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

Periodo di elaborazione: 01/03/2012 - 28/02/2013 (numero giorni: 365)

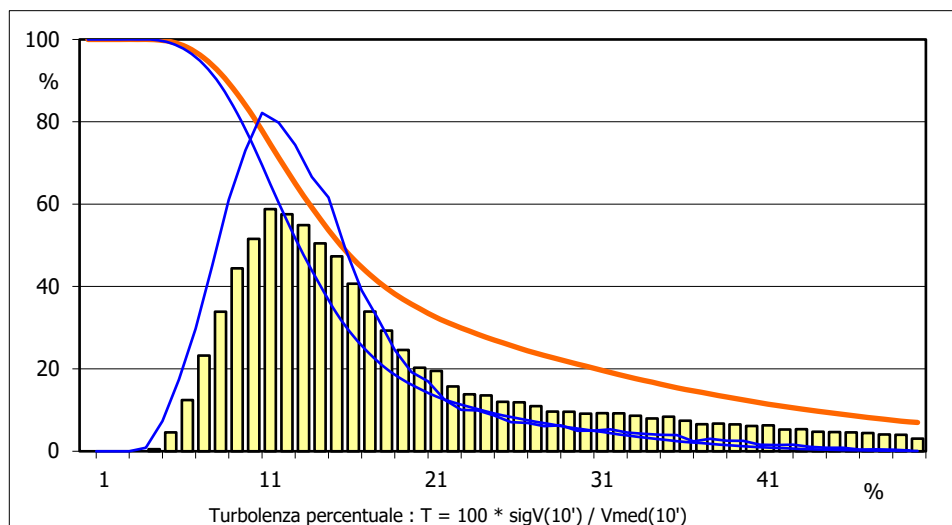
Percentuale dati disponibili = 95.47 % (50181 dati su 52560)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 m dal suolo
Tabella D : PARAMETRI DELLA DISTRIBUZIONE DI TURBOLENZA VELOCITA' DEL VENTO

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

Settore direzione	%	n	Tmed	sigT	T_5%	T_95%
Nord	14.0	6832	23.9	15.8	6.7	57.1
Nord-NordEst	10.9	5310	31.6	15.6	9.5	61.3
Est-NordEst	5.2	2550	31.3	15.7	12.1	62.9
Est	2.6	1294	30.6	18.4	8.5	65.8
Est-SudEst	1.6	777	31.1	20.5	7.0	68.0
Sud-SudEst	4.6	2237	20.3	15.1	6.5	56.9
Sud	29.2	14289	14.0	8.6	6.8	27.6
Sud-SudOvest	22.1	10818	15.3	9.7	7.0	30.5
Ovest-SudOvest	1.8	901	29.2	18.9	8.7	68.0
Ovest	0.9	430	40.9	19.7	12.6	72.2
Ovest-NordOvest	1.4	686	38.0	19.2	10.3	70.7
Nord-NordOvest	4.4	2133	27.0	19.1	8.0	64.9
Nessuna Direzione	1.3	645	24.8	16.4	8.8	60.9
Totale =	97.5	48902	21.0	15.2	7.1	55.3

Classe velocità m/s	%	n	Tmed	sigT	T_5%	T_95%
V < 4	41.6	20355	30.3	18.4	8.3	66.2
4 < V < 8	36.3	17739	15.8	8.3	6.5	33.8
8 < V < 12	16.8	8228	12.5	4.4	6.8	20.0
12 < V < 16	4.6	2263	12.0	3.4	7.1	18.1
16 < V < 20	0.6	311	12.7	2.9	8.3	17.9
V > 20	0.0	6	12.3	1.6	10.2	15.7
Totale* =	56.9	28547	14.5	7.2	6.7	30.4

Grafico 9 : DISTRIBUZIONE DELLA TURBOLENZA PERCENTUALE DELLA VELOCITA' DEL VENTO

Tabella D e Grafico 9

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

Periodo di elaborazione: 01/03/2012 - 28/02/2013 (numero giorni: 365)

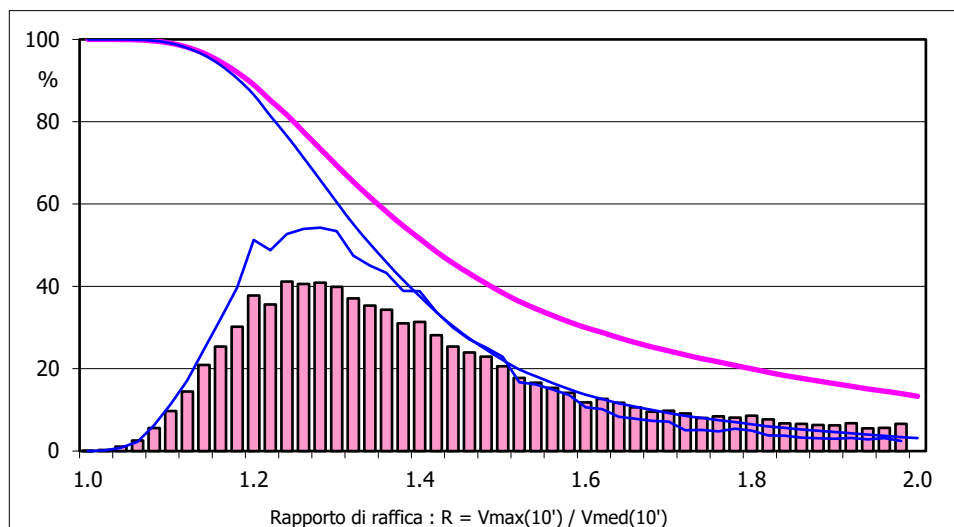
Percentuale dati disponibili = 95.47 % (50181 dati su 52560)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 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	14.0	6832	1.64	0.47	1.13	2.52
Nord-NordEst	10.9	5310	1.91	0.51	1.21	2.79
Est-NordEst	5.2	2550	1.85	0.51	1.27	2.78
Est	2.6	1294	1.79	0.54	1.17	2.79
Est-SudEst	1.6	777	1.78	0.60	1.15	2.92
Sud-SudEst	4.6	2237	1.53	0.42	1.13	2.39
Sud	29.2	14289	1.39	0.24	1.15	1.75
Sud-SudOvest	22.1	10818	1.43	0.28	1.15	1.82
Ovest-SudOvest	1.8	901	1.77	0.58	1.17	3.00
Ovest	0.9	430	2.10	0.67	1.28	3.29
Ovest-NordOvest	1.4	686	2.02	0.64	1.23	3.22
Nord-NordOvest	4.4	2133	1.73	0.58	1.16	2.88
Nessuna Direzione	1.3	645	1.66	0.48	1.20	2.76
Totale =	97.5	48902	1.58	0.45	1.16	2.48

Classe velocità m/s	%	n	Rmed	sigR	R_5%	R_95%
$V < 4$	41.6	20355	1.80	0.57	1.17	2.89
$4 < V < 8$	36.3	17739	1.45	0.27	1.14	1.99
$8 < V < 12$	16.8	8228	1.36	0.15	1.16	1.62
$12 < V < 16$	4.6	2263	1.36	0.13	1.17	1.58
$16 < V < 20$	0.6	311	1.37	0.11	1.20	1.55
$V > 20$	0.0	6	1.34	0.05	1.25	1.38
Totale* =	56.9	28547	1.42	0.23	1.15	1.88

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

Tabella E e Grafico 10

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

Periodo di elaborazione: 01/03/2012 - 28/02/2013 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 95.47 % (50181 dati su 52560)

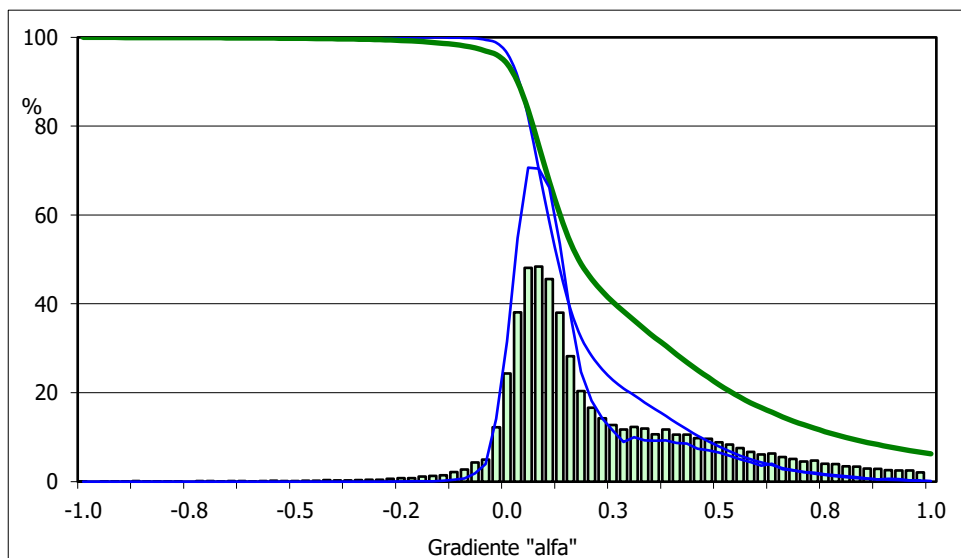
Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 m dal suolo
Tabella F : PARAMETRI DISTRIBUZIONE DEL GRADIENTE AL SUOLO DELLA VELOCITA' VENTO

alfa = Gradiente al suolo della velocità del vento rilevato tra 30 e 20 m dal suolo

Settore direzione	%	n	Amed	sigA	A_5%	A_95%
Nord	13.8	6461	0.504	0.417	-0.035	1.262
Nord-NordEst	10.8	5056	0.559	0.401	0.017	1.280
Est-NordEst	5.2	2452	0.690	0.448	0.150	1.557
Est	2.6	1210	0.585	0.528	-0.068	1.619
Est-SudEst	1.5	683	0.464	0.503	-0.159	1.490
Sud-SudEst	4.5	2132	0.256	0.365	-0.081	0.954
Sud	30.2	14168	0.166	0.209	-0.014	0.398
Sud-SudOvest	22.8	10705	0.183	0.250	0.001	0.541
Ovest-SudOvest	1.7	795	0.528	0.597	-0.097	1.756
Ovest	0.7	342	0.730	0.665	-0.174	1.881
Ovest-NordOvest	1.2	584	0.733	0.584	0.004	1.876
Nord-NordOvest	4.2	1963	0.573	0.456	0.024	1.479
Nessuna Direzione	0.8	390	0.514	0.397	0.054	1.319
Totale =	93.5	46941	0.342	0.397	-0.012	1.103

Classe velocità m/s	%	n	Amed	sigA	A_5%	A_95%
V < 4	39.4	18480	0.552	0.527	-0.095	1.560

4 < V < 8	37.6	17653	0.252	0.203	0.008	0.643
8 < V < 12	17.5	8228	0.143	0.110	0.010	0.380
12 < V < 16	4.8	2263	0.102	0.072	-0.005	0.167
16 < V < 20	0.7	311	0.087	0.038	-0.004	0.126
V > 20	0.0	6	0.098	0.017	0.033	0.118
Totale* =	56.7	28461	0.206	0.181	0.007	0.576

Grafico 11 : DISTRIBUZIONE DEL GRADIENTE "alfa" DELLA VELOCITA' DEL VENTO AL SUOLO

Tabella F e Grafico 11

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

Periodo di elaborazione: 01/03/2012 - 28/02/2013 (numero giorni: 365)

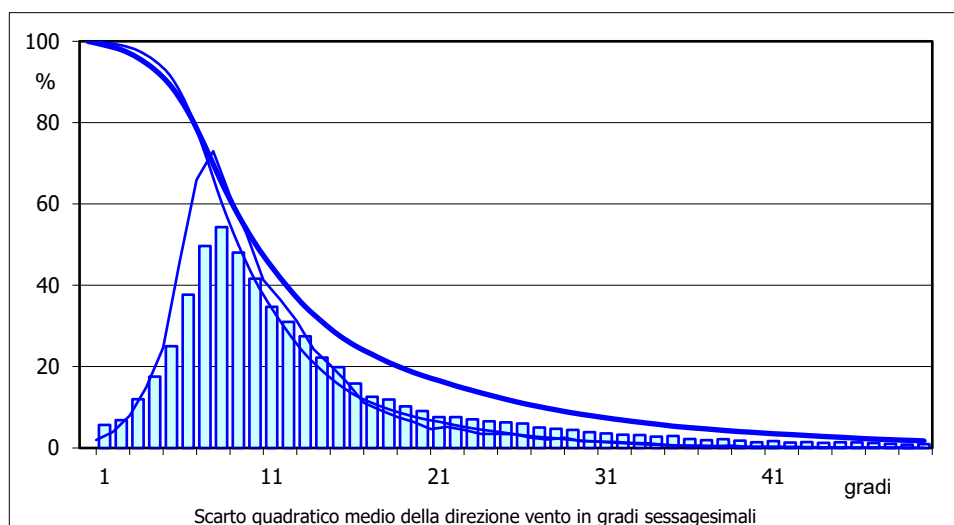
Percentuale dati disponibili = 95.47 % (50181 dati su 52560)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 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	14.2	6832	14.6	10.8	2.2	35.8
Nord-NordEst	11.0	5310	21.5	12.3	3.4	42.8
Est-NordEst	5.3	2550	21.1	13.0	4.9	45.2
Est	2.7	1294	19.1	14.4	3.1	48.1
Est-SudEst	1.6	777	19.0	16.9	2.2	50.3
Sud-SudEst	4.6	2237	12.2	11.4	2.1	35.9
Sud	29.6	14289	10.1	5.5	4.4	18.0
Sud-SudOvest	22.4	10818	11.1	6.9	3.3	19.9
Ovest-SudOvest	1.9	901	17.2	15.4	2.8	50.1
Ovest	0.9	430	28.2	18.6	5.1	50.6
Ovest-NordOvest	1.4	686	23.8	17.0	3.3	50.5
Nord-NordOvest	4.4	2133	16.1	13.5	2.6	45.9
Nessuna Direzione	0.0	0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Totale =	96.2	48257	14.0	10.9	3.3	36.0

Classe velocità m/s	%	n	Dmed	sigD	D_5%	D_95%
V < 4	41.4	19989	18.2	14.2	2.5	47.6
4 < V < 8	36.3	17501	11.6	7.0	3.4	25.8
8 < V < 12	17.0	8187	10.1	3.8	5.1	16.7
12 < V < 16	4.7	2263	10.2	3.2	5.4	15.7
16 < V < 20	0.6	311	10.8	2.9	6.3	15.6
V > 20	0.0	6	9.5	1.4	6.3	10.9
Totale* =	56.3	28268	11.0	6.0	4.1	22.8

Grafico 12 : DISTRIBUZIONE DELLO SCARTO QUADRATICO MEDIO DELLA DIREZIONE VENTO

Tabella G e Grafico 12

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

Periodo di elaborazione: 01/03/2012 - 28/02/2013 (numero giorni: 365)

Percentuale dati disponibili = 95.47 % (50181 dati su 52560)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 30 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	0.94	4176	-7.1	1.7	23.4
Feb	0.79	3168	-9.5	0.3	16.9
Mar	1.00	4464	-4.2	9.8	29.1
Apr	1.00	4320	-3.6	7.4	33.0
Mag	1.00	4464	0.6	14.2	36.7
Giu	1.00	4320	7.4	20.1	39.5
Lug	1.00	4464	8.8	21.7	39.7
Ago	1.00	4464	7.8	24.0	44.3
Set	1.00	4320	5.2	15.6	34.7
Ott	1.00	4320	-3.1	10.9	28.3
Nov	1.00	4320	-3.2	5.9	18.8
Dic	0.97	4320	-7.7	1.5	15.9
Anno		51120	-9.5	11.4	44.3

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

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

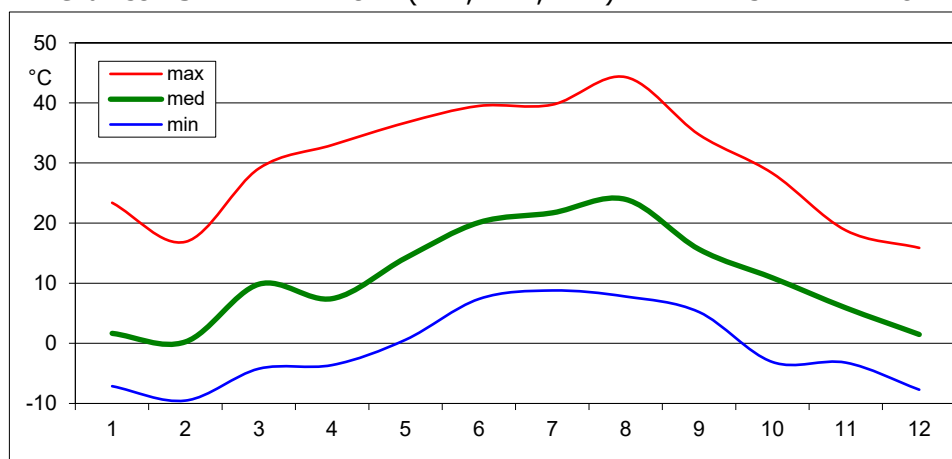


Grafico 14 : TEMPERATURE (MIN, MED, MAX) NELLE 24 ORE DEL GIORNO MEDIO

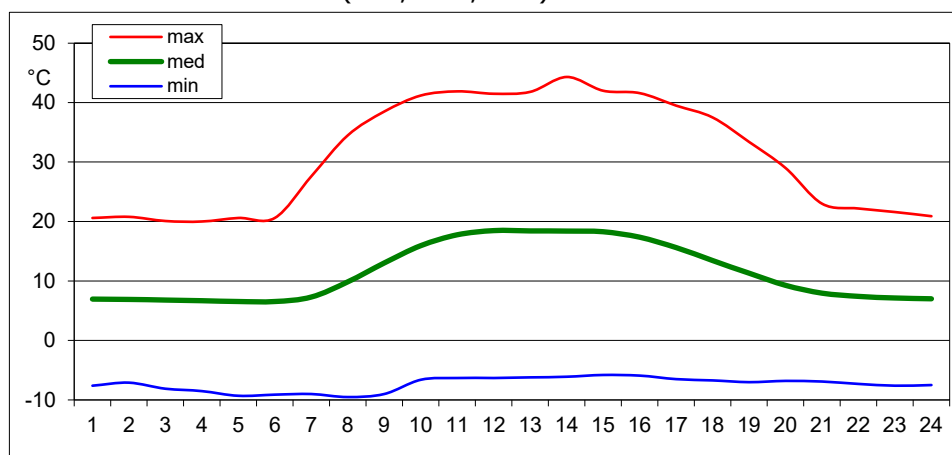


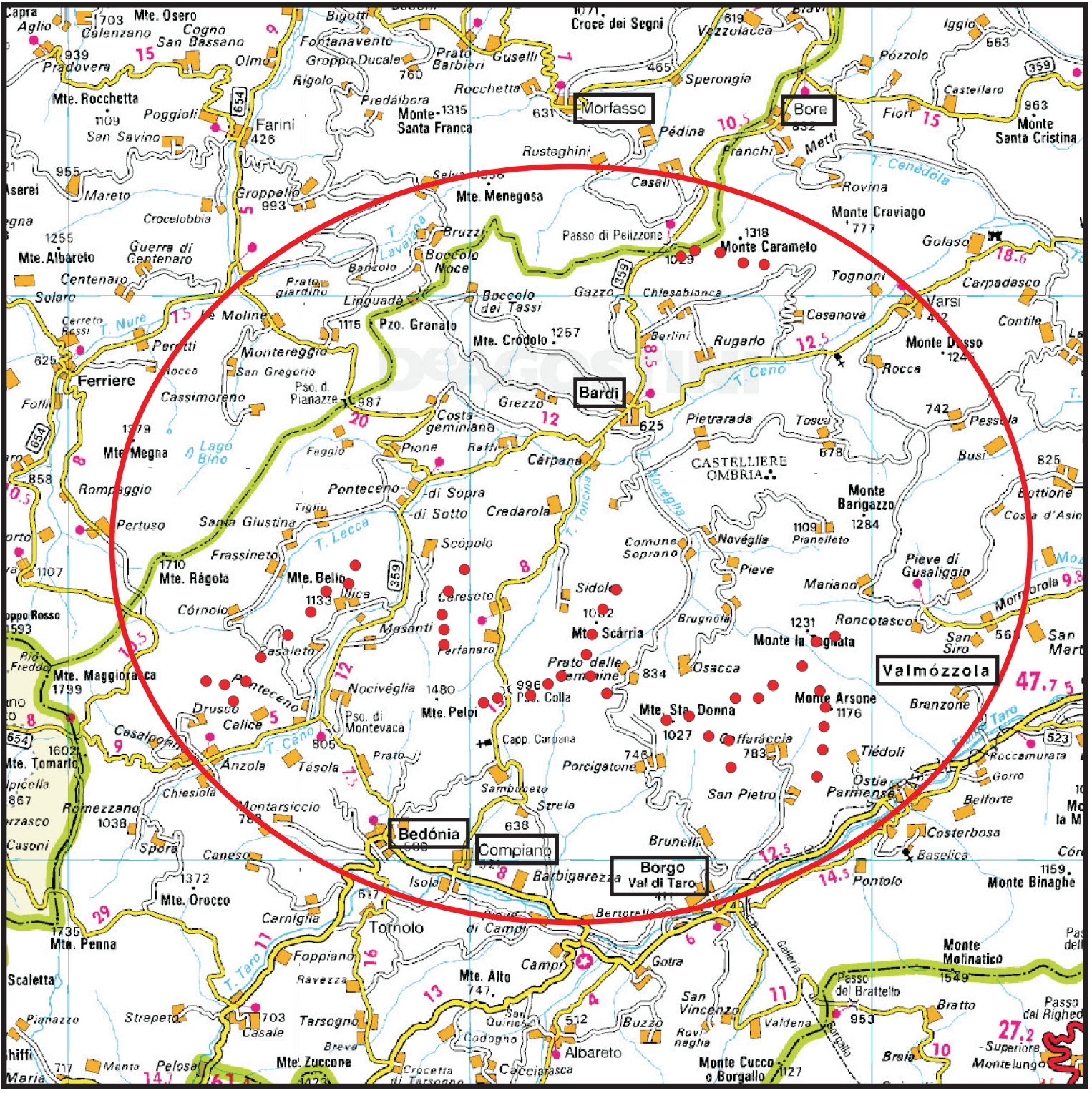
Tabella H e Grafici 13 e 14

ALLEGATO 3

IMPIANTO EOLICO PRA

Comuni di Borgo Val di Taro, Bardi, Valmozzola, Bedonia, Bore, Compiano (PR) e Morfasso (PC)

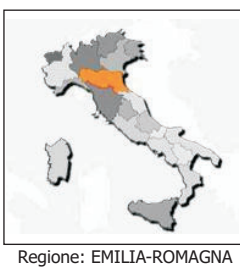
Ubicazione geografica del sito



Scala 1:250.000



 **Sito eolico**



Regione: EMILIA-ROMAGNA

Cartina di base: DeAgostini, 1:250.000, Ediz. Digitale 2011, revisione 2013.

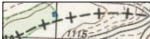
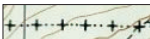


IMPIANTO EOLICO PRA

**Comuni di Borgo Val di Taro,
Bardi, Valmozzola, Bedonia,
Bore, Compiano (PR) e
Morfasso (PC)**

Ubicazione degli Aerogeneratori

LEGENDA

-  Confini regionali
-  Confini provinciali
-  Confini comunali
-  Sito Eolico
-  Aerogeneratori

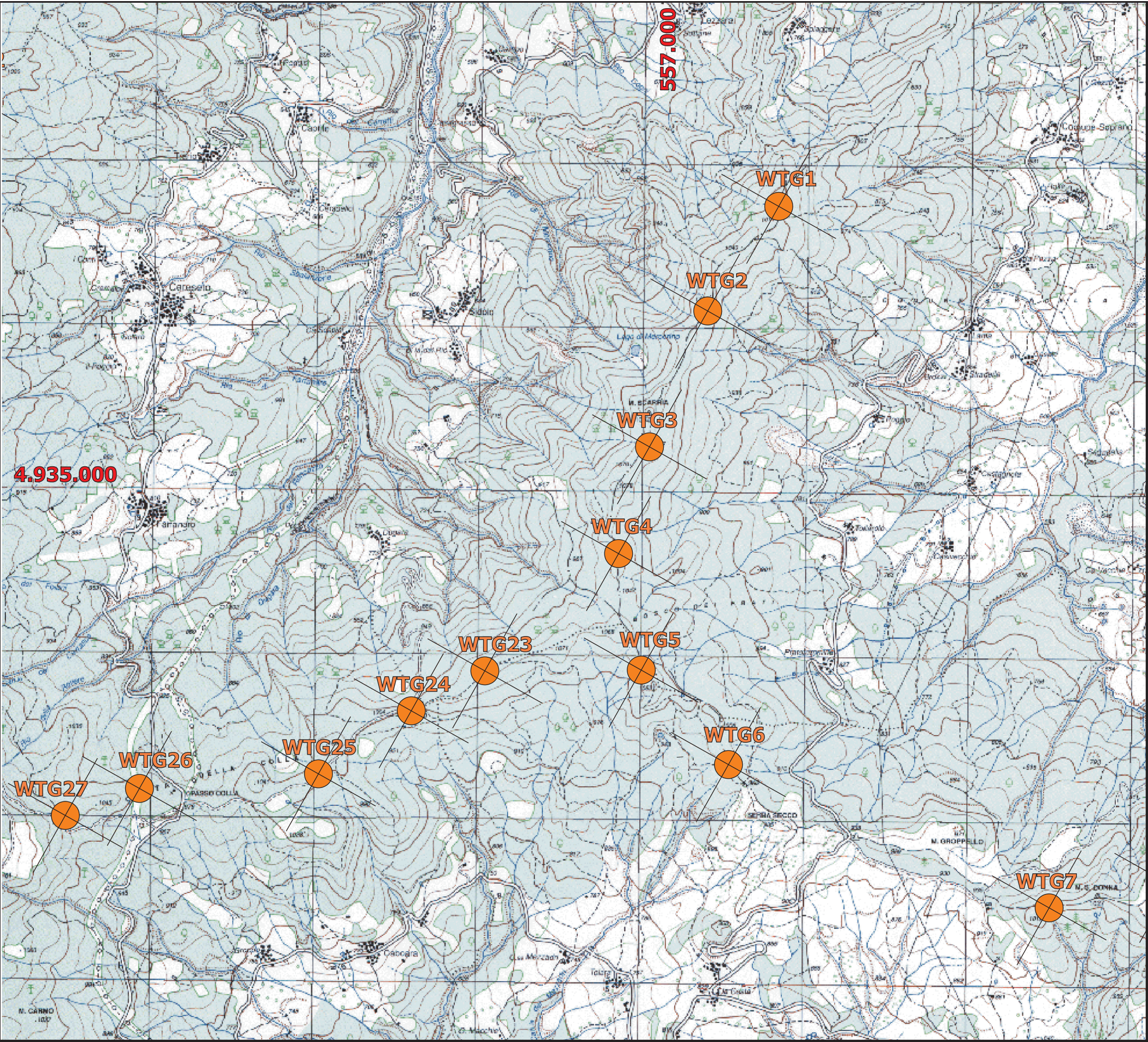
Cartina di base IGMI, serie 25V:
PORCIGATONE 84 I SO
BEDONIA 84 IV SE



Scala 1:25.000



Regione: Emilia-Romagna

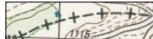
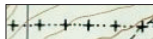


IMPIANTO EOLICO PRA

Comuni di Borgo Val di Taro, Bardi, Valmozzola, Bedonia, Bore, Compiano (PR) e Morfasso (PC)

Ubicazione degli Aerogeneratori

LEGENDA

-  Confini regionali
-  Confini provinciali
-  Confini comunali
-  Sito Eolico
-  Aerogeneratori

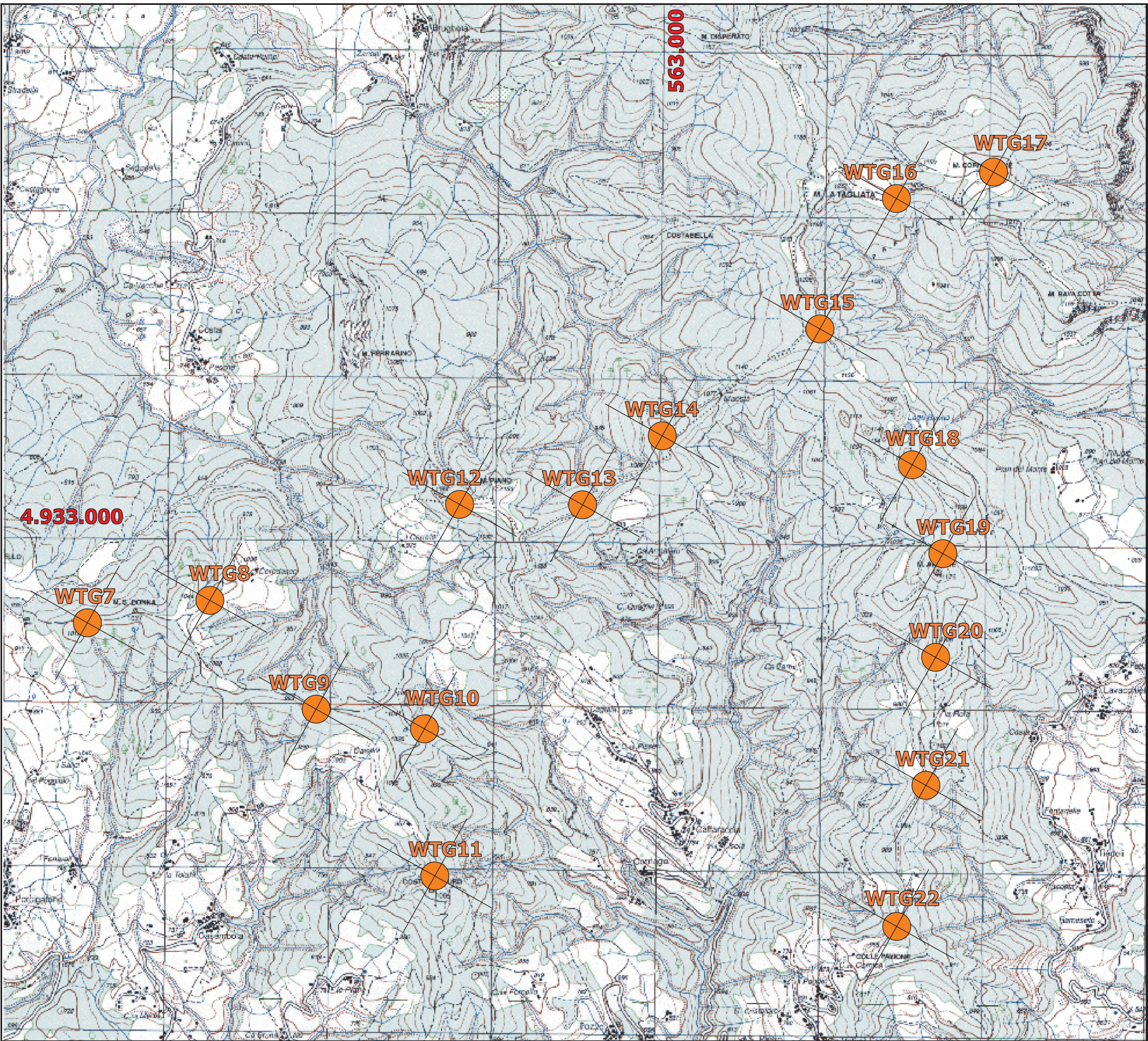
Cartina di base IGMI, serie 25V:
PORCIGATONE 84 I SO



Scala 1:25.000



Regione: Emilia-Romagna



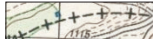
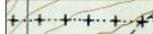
IMPIANTO EOLICO PRA

**Comuni di Borgo Val di Taro,
Bardi, Valmozzola, Bedonia,
Bore, Compiano (PR) e
Morfasso (PC)**

Ubicazione degli Aerogeneratori

WTG1

LEGENDA

-  Confini regionali
-  Confini provinciali
-  Confini comunali
-  Sito Eolico
-  Aerogeneratori

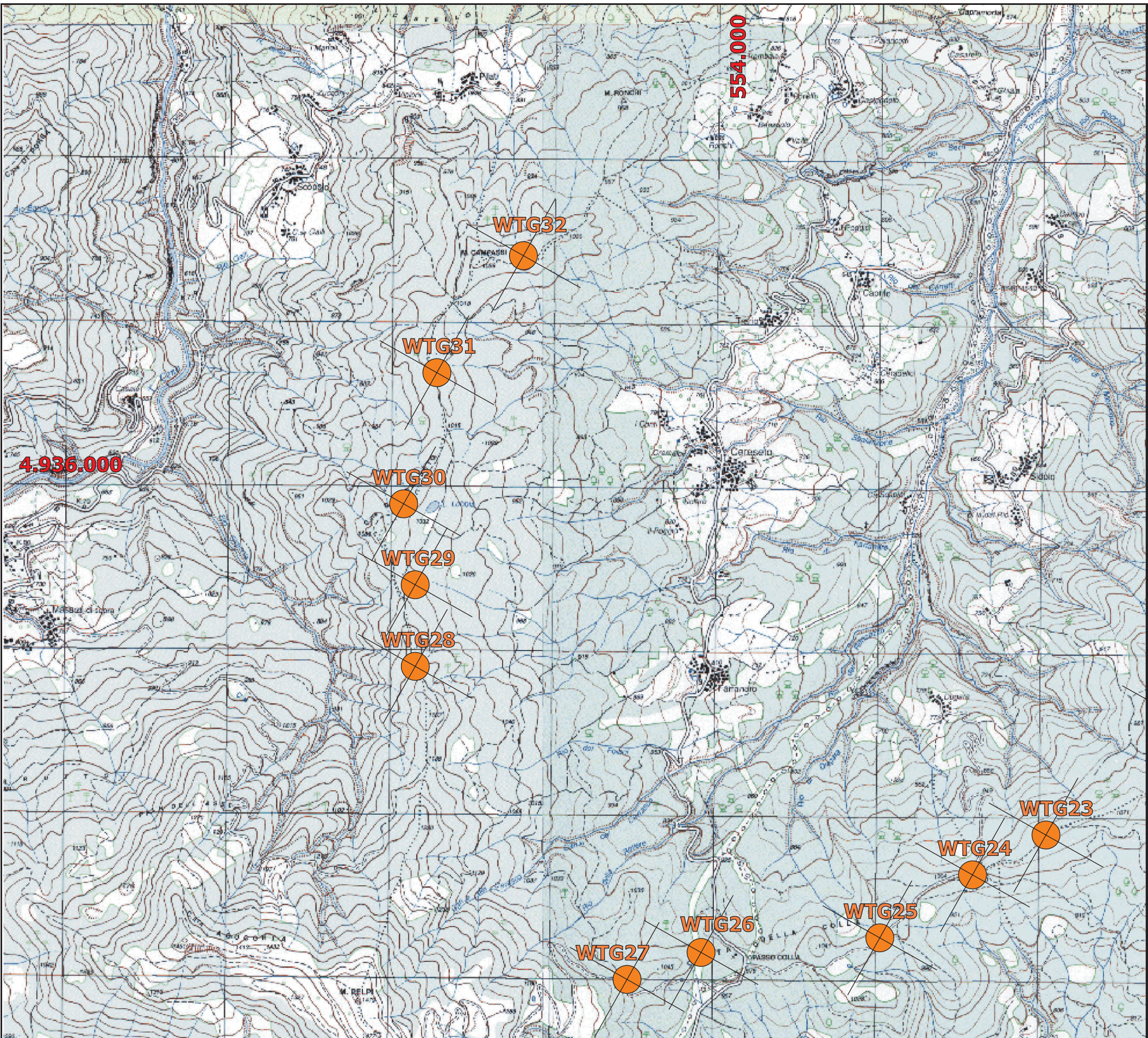
Cartina di base IGMI, serie 25V:
PORCIGATONE 84 I SO
BEDONIA 84 IV SE
PIONE 84 IV NE



Scala 1:25.000



Regione: Emilia-Romagna

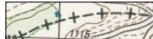
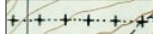


IMPIANTO EOLICO PRA

**Comuni di Borgo Val di Taro,
Bardi, Valmozzola, Bedonia,
Bore, Compiano (PR) e
Morfasso (PC)**

Ubicazione degli Aerogeneratori

LEGENDA

-  Confini regionali
-  Confini provinciali
-  Confini comunali
-  Sito Eolico
-  Aerogeneratori

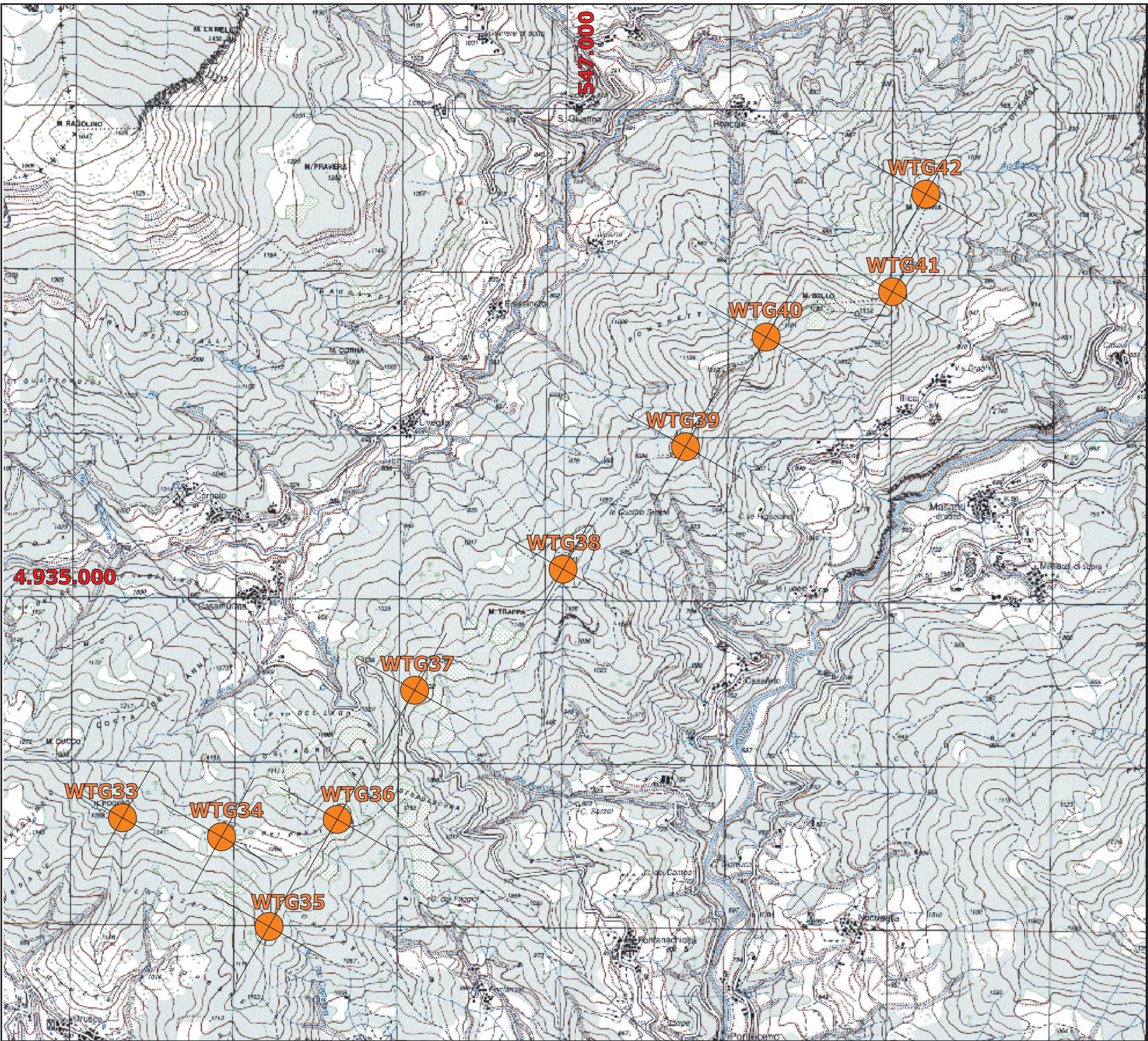
Cartina di base IGMI, serie 25V:
PIONE 84 IV SE
BEDONIA 84 IV SE
M. MAGGIORASCA 84 IV



Scala 1:25.000



Regione: Emilia-Romagna

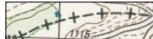
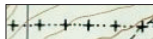


IMPIANTO EOLICO PRA

**Comuni di Borgo Val di Taro,
Bardi, Valmozzola, Bedonia,
Bore, Compiano (PR) e
Morfasso (PC)**

Ubicazione degli Aerogeneratori

LEGENDA

-  Confini regionali
-  Confini provinciali
-  Confini comunali
-  Sito Eolico
-  Aerogeneratori

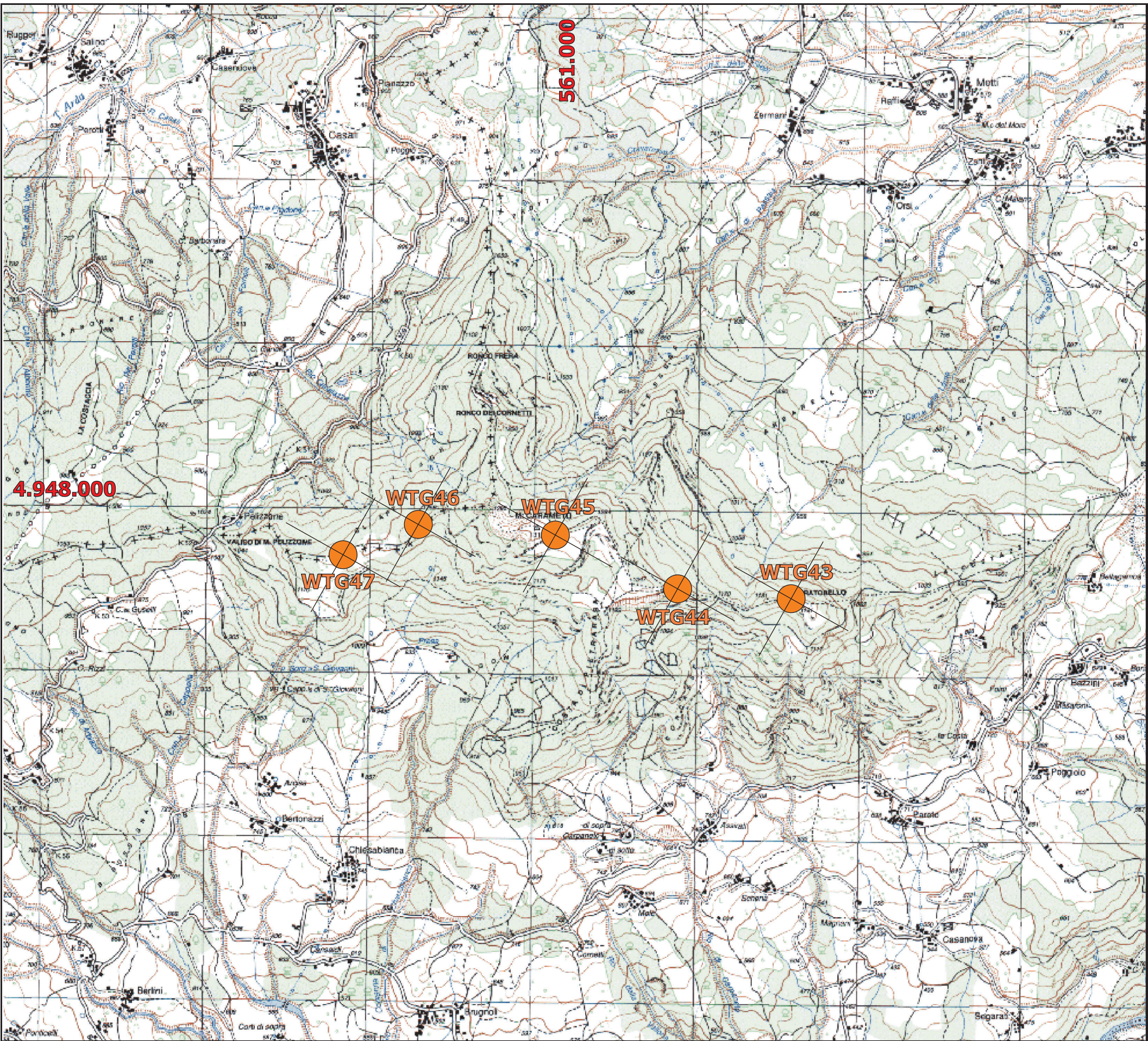
Cartina di base IGMI, serie 25V:
BORE 72 II SO



Scala 1:25.000



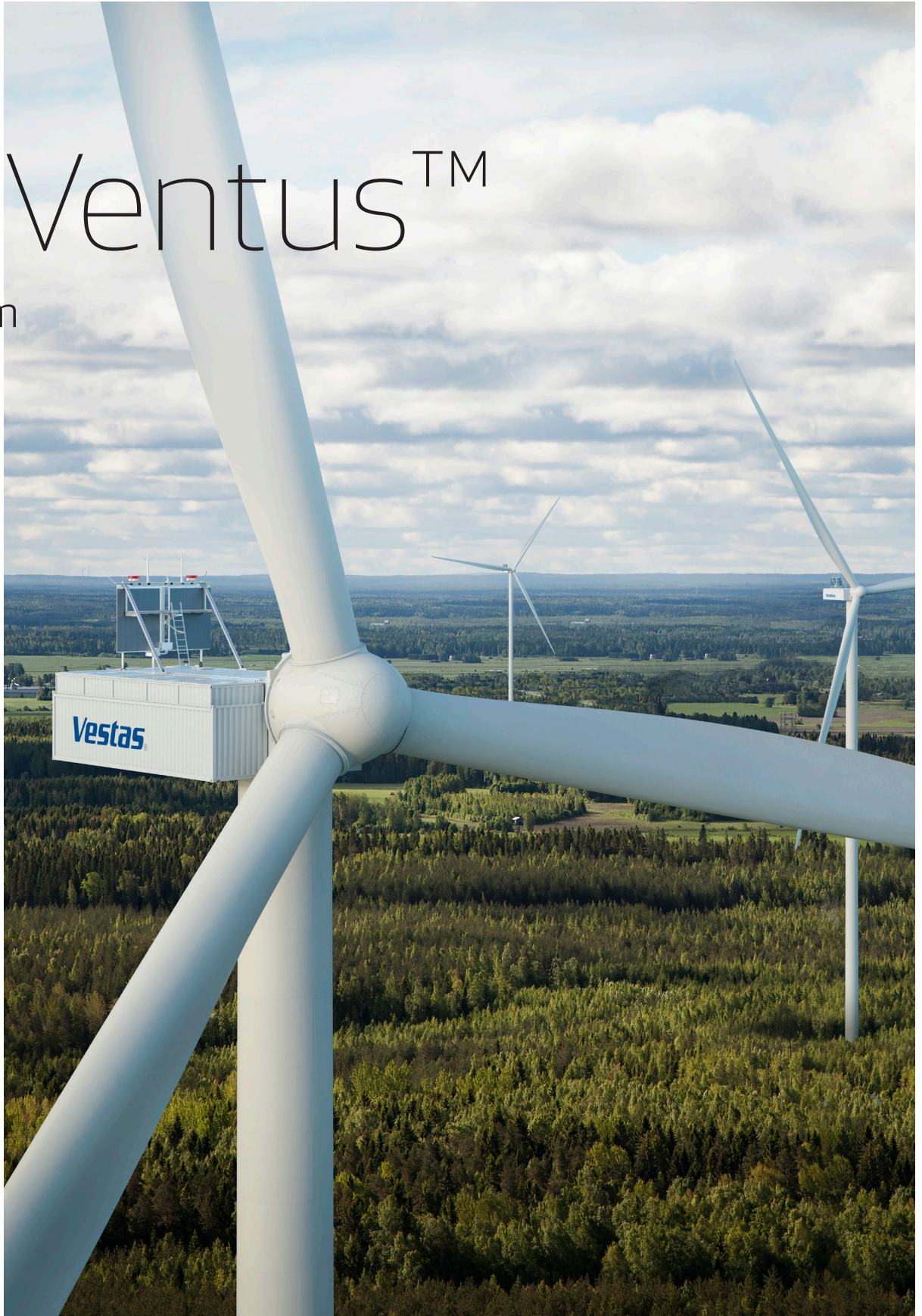
Regione: Emilia-Romagna



ALLEGATO 4

EnVentus™

platform



The foundation for the future of wind

We are pioneers. We keep moving and improving. It's what Vestas does. EnVentus™ is the next phase of this journey. By connecting heritage with innovation, Vestas creates solutions that responsibly address tomorrow's energy challenges.

Market opportunities

Our customers are demanding ever more advanced wind turbines, enabling profitable project realisation in increasingly challenging locations as the renewable energy landscape expands and diversifies; larger, more powerful turbines responsive to evolving grid requirements.

Customised to maximise

EnVentus™ represents the next generation in the evolution of wind turbines. Designed to encompass a wide range of turbine configurations, system designs apply modularity to meet customisation and market demands more efficiently. Combined with the extensive Vestas portfolio of solutions, EnVentus™ variants can maximise the potential of each unique wind site.

On the shoulders of giants

EnVentus™ is the realisation of a vision to connect the best engineering from Vestas. Building on more than 177 GW of tried and tested technology, EnVentus™ aims to ensure continued leadership. Using technology and experience from both on- and offshore, the EnVentus™ platform architecture combines advanced proven system designs that deliver innovation.

By connecting advanced modular design with more than **177 GW** of tried and tested technology, EnVentus™ aims to ensure continued technology leadership.





Connecting certainty with innovation

The EnVentus™ platform is the result of meticulous and careful evaluation of an unbroken line of Vestas technology solutions. With more than 177 GW of wind turbine capacity installed and 40 years of experience in relentlessly pursuing better performance through technology and service, EnVentus™ is Vestas' next generation in the evolution of wind turbines.



We know wind

Vestas is the right partner to help you realise the full potential of your wind site. We have the largest installed capacity in the industry and currently monitor over 49,000 turbines across the globe:

Tangible proof of our commitment to making renewable energy solutions that are productive, reliable and economical.

Monitored turbines across the globe:

49,000

Proven technology

The EnVentus™ platform architecture connects proven system designs from the 2 MW platform, 4 MW platform and 9 MW platform turbine technology. The result is one versatile platform that delivers a higher level of robustness and performance with the ability to meet varying grid compliance requirements around the world.

System efficiency

The EnVentus™ platform architecture features a full-scale converter, proven from the 4 MW platform, capable of meeting complex and differing grid requirements in local markets. The full-scale converter is matched by a permanent magnet generator for maximum system efficiency and balanced by a medium-speed drivetrain. Known from the 9 MW platform, the EnVentus™ powertrain is optimised to reduce structural loads and has been chosen for reasons of mechanical robustness and flexibility. Combined with advanced load management strategies, the EnVentus™ platform enables siting at increasingly complex project conditions.

Latest solutions

The EnVentus™ platform architecture benefits from the latest developments in control systems, applying the Vestas Control System 8000 also operating on the 4 MW platform. Similarly, the portfolio of standard towers are based on Tubular

Steel Tower (TST), High Tubular Steel Tower (HTST), Concrete Hybrid Towers (CHT), or Large Diameter Steel Tower (LDST) technology, reaching hub heights of up to 169m.

V150-6.0 MW™, V162-6.2 MW™, V162-7.2 MW™ and V172-7.2 MW™ turbine blades are the result of incremental improvements to proven technical solutions. All EnVentus™ turbines feature slender profile and pre-bent blades, optimised for weight through application of carbon pultrusion material and a structural shell blade design, enabling the optimisation of the structural loads while increasing the rotor sizes. Vestas' most advanced aerofoil design ensures high aerodynamic performance and excellent sound power levels.

Tested to the limit

By applying reusable modules, versatility in offering can be achieved while adhering to Vestas' rigorous testing standards. The Vestas Test Centre is unrivalled in the wind industry. We test nacelle components using accelerated life testing under mixed and aggregated environmental conditions. For critical components, Highly Accelerated Life Testing (HALT) identifies potential failure modes and mechanisms. Specialised test rigs ensure strength and robustness for the gearbox, generator, yaw and pitch system, lubrication system and accumulators. Our quality control system ensures that each component is manufactured to design specifications and performs at site. We systematically monitor measurement trends that are critical to quality, locating defects before they occur.

**40 years
of experience**
The EnVentus™
platform
architecture
connects
proven system
designs from the
2 MW, 4 MW, and
9 MW platform.

Maximised site potential

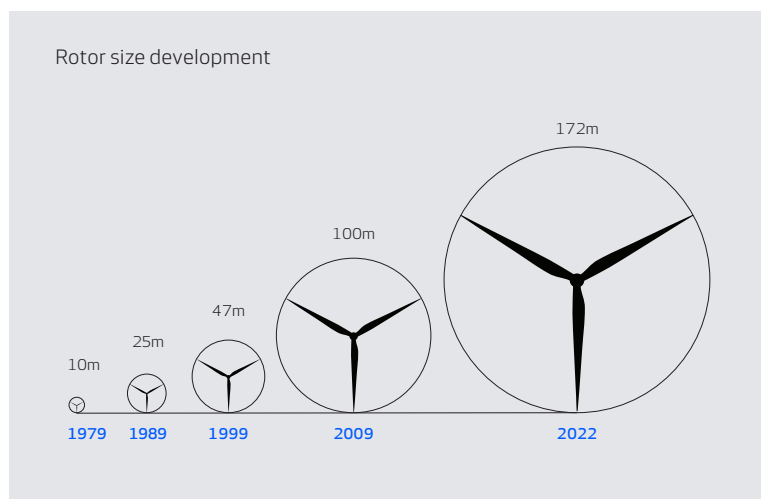
The Vestas EnVentus™ platform adds four new variants to the wide range of existing Vestas turbines, providing the ability to create an even more finely matched combination of turbines to harness available wind energy in any specific location.

Versatility at the core

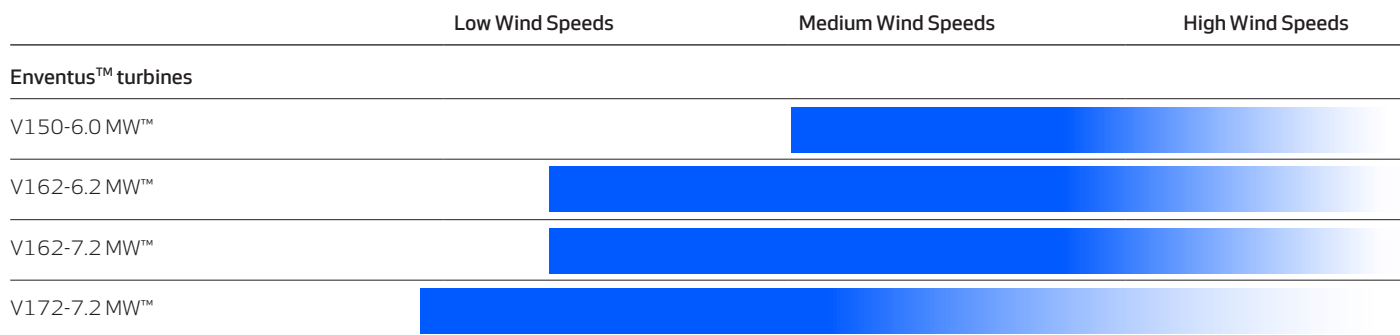
Through advanced modularity in design, EnVentus™ aims to meet customisation needs more efficiently combining reusable modules depending on unique market and project conditions. Designed with global applicability in mind, EnVentus™ based variants benefit from a full-scale converter enabling compliance with varying market-specific grid code requirements. The wide range of standard hub heights, options, and modes of operation contribute to the ability to meet specific requirements.

Business case flexibility

The relationship between rotor size and rating help maximise turbine level production. This makes the variants especially suitable for projects limited by the number of wind turbines installed. Combining double-digit* annual energy production improvements in low, medium and high wind speeds, the EnVentus turbines are ready to secure project realisation in auction and permit-based environments.



*Depending on site specific conditions.



Options available for the EnVentus™ platform:

[Additional operating modes](#)
[Aviation Markings on the Blades](#)
[Vestas Bat Protection System](#)
[Aviation Lights](#)
[Condition Monitoring Solution](#)
[Fire Suppression](#)
[Lightning detection](#)
[Load Optimised Modes](#)
[Low Temperature Operation to -30°C](#)
[Oil Debris Monitoring System](#)
[Vestas Shadow Flicker Control System](#)
[Service Personnel Lift](#)
[Vestas Ice Detection™](#)
[Vestas Anti-Icing System™](#)

V150-6.0 MW™

The V150-6.0 MW™ lifts the larger rotor introduced with V150-4.2 MW™ into stronger wind speeds. Combined with its higher generator rating, it increases the production potential at WTG level by more than 20 percent compared to V136-4.2 MW™ in medium wind speed conditions. Applying Vestas' most advanced aerofoil blade design combined with lower rotational speeds of the EnVentus™ drivetrain, means realisation of power production potential at very low sound power levels. A comprehensive portfolio of standard and site-specific towers allow for application in tip height constraint markets, varying from 180m to 244m.

V162-6.2 MW™

With a swept area of over 20,000m², the V162-6.2 MW™ applies a larger rotor to achieve higher energy production paired with a high capacity factor. Due to the large operational envelope, the V162-6.2 MW™ has great relative siteability on both turbulence and average wind speeds. With a maximum Sound Power Level of 104.8dB(A), the V162-6.2 MW™ delivers over 30 percent higher energy production than the V150-4.2 MW™.

V162-7.2 MW™ & V172-7.2 MW™

With flexible ratings of 6.5 MW, 6.8 MW and 7.2 MW, the V162-7.2 MW™ and V172-7.2 MW™ improve annual energy production through enhancements in powertrain and power conversion systems. Improved siteability in hot climates is enabled through the optional larger

CoolerTop. The modularised nacelle design improves transportability of the nacelle unit and provides flexibility to service and upgrades over the turbine's operational lifetime. The V172-7.2 MW™ is designed for low to medium average wind conditions, whereas the V162-7.2 MW™ caters more for applications in medium to high wind segments, especially where tip height restrictions may apply.

All of Vestas

As part of the suite of Vestas offerings, the EnVentus turbines can be combined with an extensive list of technology options to create customised solutions to suit the needs of each unique project. By adding options to the standard turbine, we can enhance the performance and adaptability of the wind power project and facilitate a shorter permitting cycle at restricted sites. These options can be a decisive factor in realising your specific project and the business case certainty of your investments. Additionally, the well-established Vestas manufacturing and global supply chain setup ensure the ability to deliver, while supporting local requirement.

The knowledge to control

Knowledge about wind project planning is key. When planning a wind power plant, there are a broad range of factors over its entire lifecycle that will impact its success in the long-term. These range from financing and siting, to grid requirements and the regulatory framework. One of the first and most important steps is to identify the most suitable location for your wind power plant. Vestas' siting capabilities cover all the steps from finding a site, until delivering a fully optimised power plant set up.





Using the largest weather library in the industry, site-specific met mast campaigns and advanced analytical tools, Vestas examines a broad spectrum of wind and weather data to evaluate potential sites and establish which of them can provide optimum conditions for your project. In addition, Vestas can optimise the layout of your wind power plant and the technology selection with high accuracy by implementing detailed simulations of the conditions on site and analyse their effects over the whole operating life of the plant. Put simply, it finds the optimal balance between the estimated ratio of annual revenue to operating costs over the lifetime of your plant, to determine your project's true potential and provide a firm basis for your investment decision.

The complexity and specific requirements of grid connections vary considerably across the globe, making the optimal design of electrical components for your wind power plant essential. By identifying grid codes early in the project phase and simulating extreme operating conditions, Vestas' Electrical PreDesign provides you with an ideal way to build a grid compliant, productive and highly profitable wind power plant. It allows customised collector network cabling, substation protection and reactive power compensation, which boost the cost efficiency of your business.

Advanced monitoring and real-time plant control

All our wind turbines can benefit from VestasOnline® Business, the latest Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) system for wind power plants.

This flexible system includes an extensive range of monitoring and management functions to control your wind power plant. VestasOnline® Business enables you to optimise production levels, monitor performance and produce detailed, tailored reports from anywhere in the world. The VestasOnline® Power Plant Controller offers scalability and fast, reliable real-time control and features customisable configuration, allowing you to implement any control concept needed to meet local grid requirements.

Condition monitoring and maintenance

Operating a large wind power plant calls for efficient management strategies to minimise downtime and operational expenses. Vestas offers 24/7 monitoring, performance reporting and predictive maintenance solutions to improve turbine performance and availability.

Vestas Condition Monitoring Solution (CMS) enables to predict the failure of components by analysing vibration signals, preventing major equipment damages and enabling to optimise the service planning according to the energy production and weather conditions. Additionally, Vestas' Active Output Management® (AOM) provides detailed plans and long-term agreements for maintenance, online monitoring, optimisation and troubleshooting. It is possible to get a full scope contract, combining turbine technology with guaranteed time or energy-based availability performance targets, thereby creating a solid base for your power plant investment.



Vestas' transparency
towards Sustainability



g/kWh

5.6-7.1
1086

CO₂ comparison between
the EnVentus™ platform
and a coal power plant



Energy neutral

5.9 - 7.4
months of operation



Energy return

32 - 41
times



Recyclability rate

84%-
87%



Sustainability metrics depending on project and
site specific conditions

Vestas Sustainability

In 2020, we introduced our sustainability strategy, Sustainability in Everything We Do. At Vestas we are working to improve our own environmental performance, create value for local communities, promote a safe, diverse, and inclusive workplace, while leading the transition to a world powered by sustainable energy. We believe these efforts will help to elevate the standards of our industry as a whole. Read more about Vestas sustainability strategy at www.vestas.com/en/sustainability.

Life Cycle Assessments (LCA)

Since 1999, we have been developing wind turbine LCAs to give 'cradle-to-grave' evaluations of the environmental impact of our products and solutions. These evaluations concentrate on two key actions: documenting the environmental performance of Vestas wind turbines

and analysing the results to reduce the environmental impact of our turbines. The LCAs provide environmental impact transparency to help customers achieve their own sustainability ambitions. To view our current portfolio of Life Cycle Assessments visit the following page: www.vestas.com/en/sustainability/reports-and-ratings.

As part of our commitment to customers, we also offer customised wind power plant LCAs, called Vestas® SiteLCA™. These assessments determine key indicators of environmental performance, taking the wind turbine type, site specific conditions and production supply chain into consideration. SiteLCA™ provides customers or project developers with transparent environmental facts for a specific wind power plant.

V150-6.0 MW™ IEC S

Power regulation	Pitch regulated with variable speed
Operating data	
Rated power	6,000kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed*	25m/s
Wind class	IEC S
Standard operating temperature range from -20** to +45°C	
* High Wind Operation available as standard	
Sound power	
Maximum	104.9dB(A)*
* Sound Optimised Modes available dependent on site and country	
Rotor	
Rotor diameter	150m
Swept area	17,672m²
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
Electrical	
Frequency	50/60Hz
Converter	full scale
Gearbox	
Type	two planetary stages
Tower	
Hub heights	105m (IEC S) 125m (IEC S/DIBt S) 148m (DIBt S) 155m (IEC S) 166m (DIBt S) 169m (DIBt S)

Turbine options

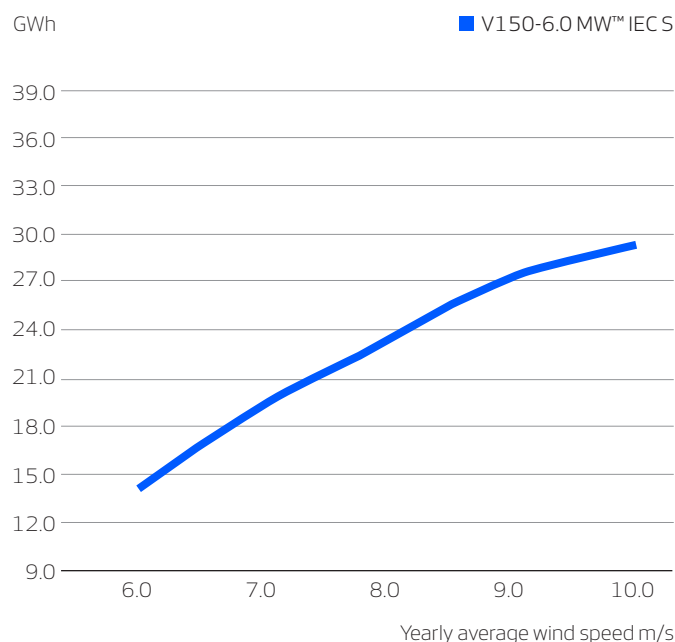
- Condition Monitoring System
- Oil Debris Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection System
- Lightning Detection System

Sustainability

Carbon Footprint	5.6g CO ₂ e/kWh
Return on energy break-even	5.9 months
Lifetime return on energy	41 times
Recyclability rate	85%

Configuration: 155m hub height, Vavg=8.0m/s, k=2.48. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on an externally reviewed Life Cycle Assessment available on vestas.com

Annual energy production



Assumptions

One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor = 2
Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

V162-6.2 MW™ IEC S

Power regulation	Pitch regulated with variable speed
Operating data	
Rated power	6,200kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed*	25m/s
Wind class	IEC S
Standard operating temperature range from -20°C to +45°C	
* High Wind Operation available as standard	
Sound power	
Maximum	104.8dB(A)*
* Sound Optimised Modes available dependent on site and country	
Rotor	
Rotor diameter	162m
Swept area	20,612m ²
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
Electrical	
Frequency	50/60Hz
Converter	full scale
Gearbox	
Type	two planetary stages
Tower	
Hub heights	119m (IEC S/DiBt S) 125m (IEC S) 149m (IEC S) 166m (IEC S/DiBt S) 169m (DiBt S)

Turbine options

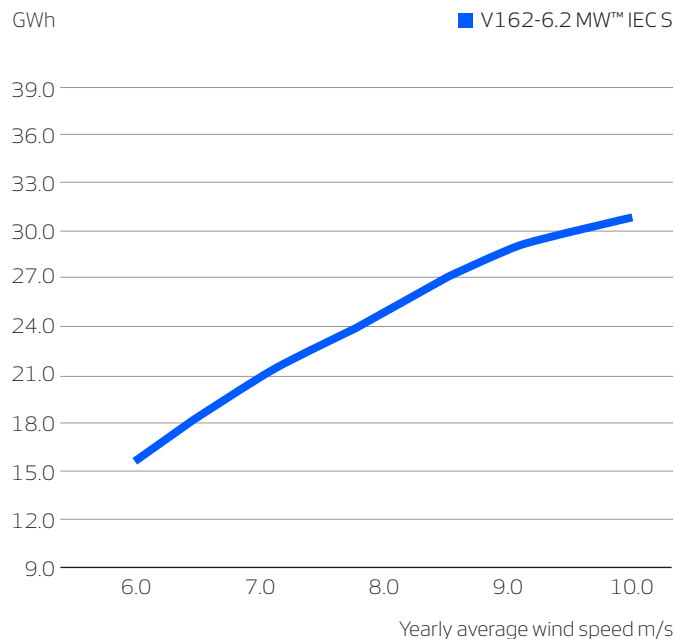
- 6.0 MW Operational Mode
- Condition Monitoring System
- Oil Debris Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection System
- Lightning Detection System

Sustainability

Carbon Footprint	6.2g CO ₂ e/kWh
Return on energy break-even	6.5 months
Lifetime return on energy	37 times
Recyclability rate	84%

Configuration: 149m hub height, Vavg=7.4m/s, k=2.22. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on an externally reviewed Life Cycle Assessment available on vestas.com

Annual energy production



Assumptions

One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor =2
Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

V162-7.2 MW™ IEC S

Power regulation	Pitch regulated with variable speed
Operating data	
Standard rated power	7,200kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed*	25m/s
Wind class	IEC S
Standard operating temperature range from -20°C to +45°C	
* High Wind Operation available as standard	
Sound power	
Maximum	105.5dB(A)*
* Sound Optimised Modes available dependent on site and country	
Rotor	
Rotor diameter	162m
Swept area	20,612m ²
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
Electrical	
Frequency	50/60Hz
Converter	full scale
Gearbox	
Type	two planetary stages
Tower	
Hub heights	119m (IEC S/DIBt S) 138m (IEC S) 169m (IEC S)* 169m ((DIBt S))
* Includes 3m raised foundation	

Turbine options

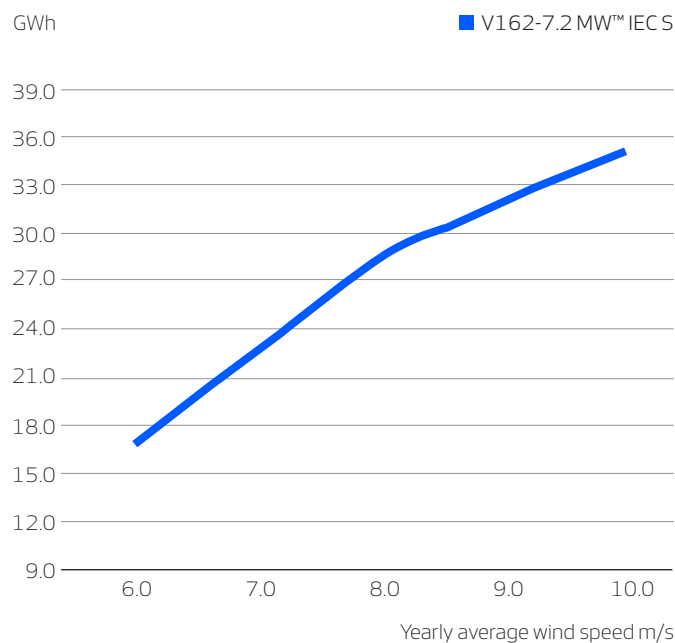
- 6.5 MW Operational Mode
- 6.8 MW Operational Mode
- Oil Debris Monitoring System
- High Temperature CoolerTop
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection System
- Lightning Detection System

Sustainability

Carbon Footprint	7.1g CO ₂ e/kWh
Return on energy break-even	7.4 months
Lifetime return on energy	32 times
Recyclability rate	87%

Configuration: 149m hub height, Vavg=7.4m/s, k=2.22. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on an externally reviewed Life Cycle Assessment available on vestas.com

Annual energy production



Assumptions

One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor = 2
Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

V172-7.2 MW™ IEC S

Power regulation	Pitch regulated with variable speed
Operating data	
Standard rated power	7,200kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed*	25m/s
Wind class	IEC S
Standard operating temperature range from -20°C to +45°C	
* High Wind Operation available as standard	
Sound power	
Maximum	106.9dB(A)*
* Sound Optimised Modes available dependent on site and country	
Rotor	
Rotor diameter	172m
Swept area	23,235m ²
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
Electrical	
Frequency	50/60Hz
Converter	full scale
Gearbox	
Type	two planetary stages
Tower	
Hub heights*	114m (IEC S)**
	150m (IEC S)**
	164m (DIBt)
	166m (IEC S)
	175m (DIBt)
	199m (DIBt)
*Site specific towers available on request	
**Preliminary	

Turbine options

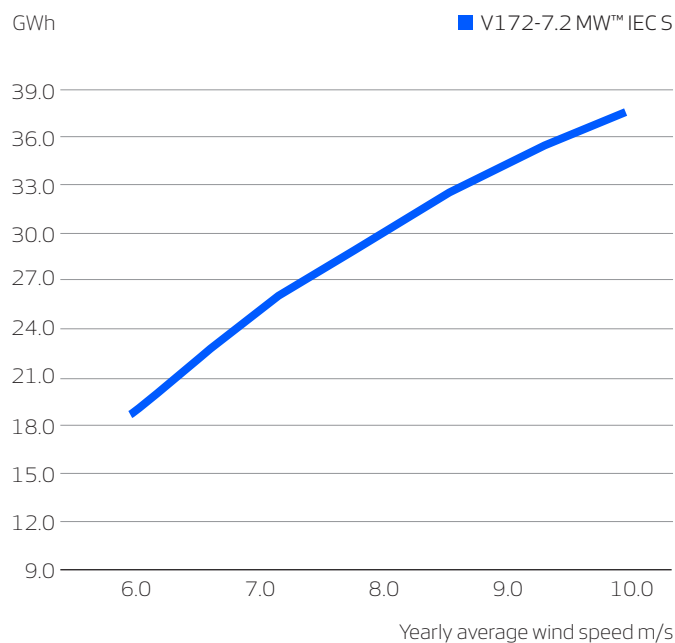
- 6.5 MW Operational Mode
- 6.8 MW Operational Mode
- Oil Debris Monitoring System
- High Temperature CoolerTop
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection System
- Lightning Detection System

Sustainability

Carbon Footprint	6.4g CO ₂ e/kWh
Return on energy break-even	6.9 months
Lifetime return on energy	34 times
Recyclability rate	86.6%

Configuration: 166m hub height, Vavg=7.4m/s, k=2.48. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on an internal streamlined assessment. An externally reviewed Life Cycle Assessment will be made available on vestas.com once finalised.

Annual energy production



Assumptions

One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor = 2
Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

