COMUNE DI BARDINETO

Provincia di Savona

PARCO EOLICO DA N. 2 AEROGENERATORI PER UN TOTALE DI 9 MW LOCALITA' "I GROPPI" - COMUNE DI BARDINETO (SV)



Committente :

TERSIA GREEN POWER

Tersia srl
Società a Responsabilità Limitata
Codice Fiscale e P.IVA 01363860097
tel. 019.810580 - www.tersia.it
email: *info@tersia.it* - pec: *tersia@legalmail.it*

Oggetto Elaborato :

STIMA DI PRODUCIBILITA'

Tav./Rel. :	BA-AL-02
Rev. :	-
Scala :	-
Data :	**05/09/2023**
File :	*BA-AL-02-STIMA DI PRODUCIBILITA'.pdf*
Commessa :	-

Tecnico redattore :

Firmato digitalmente da: Carlo Mazzarella
Data: 11/09/2023 12:05:49

TecnoGaia S.r.l.
www.tecnogaia.it

Sede Legale:
Via G. Matteotti, 311 - 25063 **Gardone Val Trompia (BS)**
N° Iscriz. Registro Imprese Brescia
Cod. Fisc. & P. IVA 13029730150
N° REA 496849

REV./AGG.	DESCRIZIONE	DATA	DISEGNATO	CONTROLLATO	AUTORIZZATO
00	EMISSIONE PER CONSEGNA	SET. 2023	–	–	–

A norma di legge il presente elaborato non potrà essere riprodotto ne' consegnato a terzi ne' utilizzato per scopi diversi da quello di destinazione senza l'autorizzazione scritta dell'autore, che ne detiene la proprietà.

TecnoGaia S.r.l.

www.tecnogaia.it

TG_61_VPE00237
REL.VPE-70008-2023

Impianto eolico nel Comune di Bardineto (SV)

Regione Liguria

Analisi dati anemometrici d'area e Valutazione della Produzione Eolica preliminare

CLIENTE	REVISIONE				REDAZIONE
TERSIA GREEN POWER	N°	MESE	ANNO	LUOGO	C. Gaioni
	00	Settembre	2023	GARDONE VAL TROMPIA	APPROVAZIONE C. Mazzarella
ORDINE RIF.	Accettazione ns. Offerta 87_BS_2022 del 20/04/2022				

IL PRESENTE DOCUMENTO È DESTINATO AD USO ESCLUSIVO

DEL **C**OMMITTENTE.

L'USO IMPROPRIO DA PARTE DI TERZI DI INFORMAZIONI,

DATI, ELABORATI, IMMAGINI IVI CONTENUTI È SANZIONABILE

NEI TERMINI DI LEGGE.

	SISTEMA QUALITA' CERTIFICATO **UNI EN ISO 9001:2015**

SOMMARIO

1 PREMESSA 4
2 IL SITO 4
2.1 Localizzazione dell'impianto 6
3 I DATI ANEMOMETRICI 6
4 VALUTAZIONE DELLA VENTOSITA' DI LUNGO PERIODO 8
5 MATERIALE RESO DISPONIBILE DAL COMMITTENTE 9
5.1 Aerogeneratore 9
6 MODELLO DI CALCOLO 10
7 AREA DI APPLICAZIONE DEL MODELLO 11
8 VERIFICHE SUL MODELLO 11
8.1 Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull 11
8.2 Verifica del gradiente al suolo della velocità del vento 12
8.3 Anemometro virtuale 13
9 RISULTATI DI WASP 15
9.1 Producibilità lorda dell'impianto 15
10 PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO AL NETTO DELLE PERDITE 15
11 CONCLUSIONI 17

- ✓ ***Allegato 1: Tavole***
- ✓ ***Allegato 2: Documentazione installazione stazione anemometrica RIF1***
- ✓ ***Allegato 3: Tabella di producibilità lorda***
- ✓ ***Allegato 4: Brochure aerogeneratore di progetto***

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 Tersia S.r.l., è la caratterizzazione anemologica di un sito e la conseguente valutazione di producibilità (o della produzione attesa) di un impianto eolico in progetto nel Comune di Bardineto, in Provincia di Savona, nella Regione Liguria. Detta stima è stata svolta sulla base dei dati anemometrici di una stazione di misura, scelte fra alcune serie disponibili, suffragata da confronti e correlazioni, anche grazie all'ausilio di una serie storica facente riferimento all'area di interesse, a conferma che tale serie di dati, seppur di breve periodo, 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 nei seguenti processi unitari:

1) Analisi, validazione ed elaborazione dei dati anemometrici disponibili, sia appartenenti alla stazione in sito, sia alla serie storica
2) Valutazione della ventosità di lungo periodo della serie di dati della stazione in sito mediante confronti con una serie di dati storici
3) Predisposizione delle distribuzioni di ventosità in ingresso al modello di simulazione
4) Predisposizione della mappa territoriale in ingresso al modello con curve di livello e rugosità
5) Simulazione del campo di vento mediante modello WAsP
6) Valutazioni della produzione annua attesa dall'impianto, lorda ed al netto delle perdite stimate, mediamente negli anni di suo funzionamento ($P_{50\%}$)

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 nel Comune di Bardineto, in Provincia di Savona, nella parte centro-occidentale della Regione Liguria, al confine con il Piemonte.

L'area geografica che lo ospita, nel suo contesto più ampio, è caratterizzata da un'orografia molto complessa e da un'alta rugosità. Nel particolare, il sito destinato ad ospitare l'impianto si colloca sulle sommità dei crinali montagnosi di appartenenza, con altitudine media di circa 1175 m. Non si rileva alcun rilievo importante e/o altro ostacolo influente. Per quanto riguarda la ventosità, come fattore energetico, il settore più interessato è il Nord; come frequenza, si registra anche una forte componente meridionale.

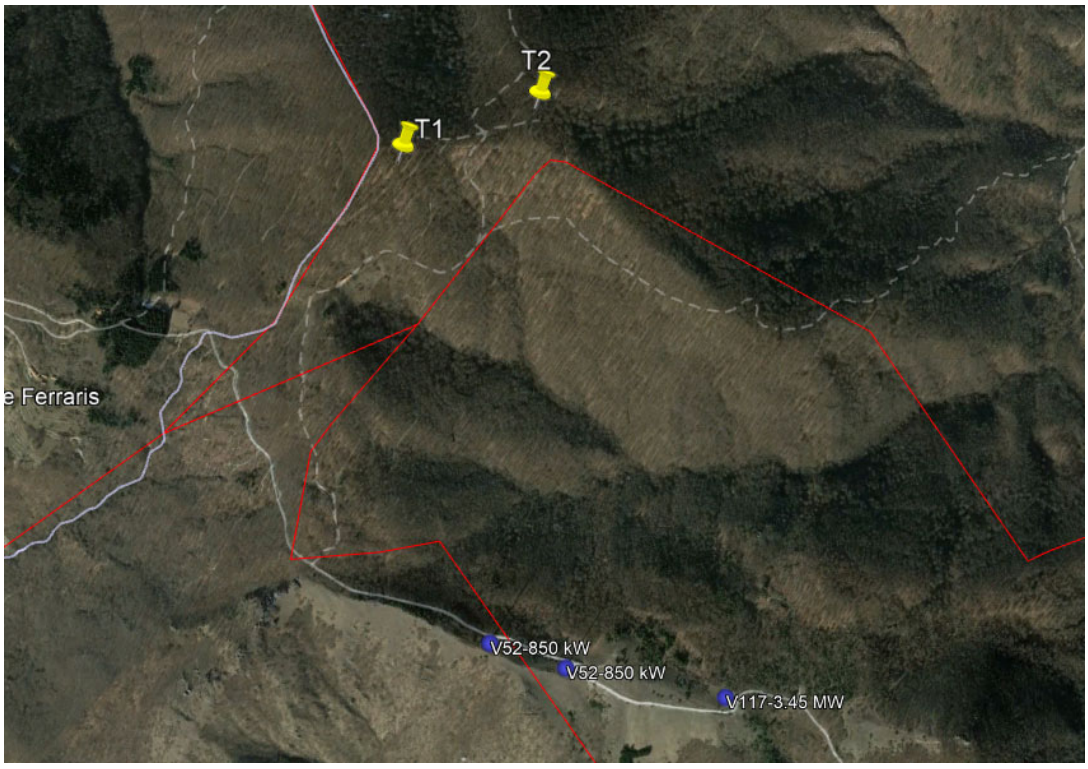
Per quanto riguarda le caratteristiche orografiche del territorio, le principali informazioni sono:

- Altitudine media: **1175 m slm**
- Orografia del sito: **molto complessa**
- Orografia circostante il sito: **molto complessa**
- Utilizzo del terreno: **incolto**

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

Nelle **Tavole 1** e **2** dell'**Allegato 1** viene riportata l'ubicazione di detto sito su stralcio di cartografia stradale in scala 1:200.000 e su stralcio di cartografia IGMI 1:25.000.

Di seguito viene riportata l'immagine satellitare dell'ubicazione di detto sito (puntatori di colore giallo), oltre agli impianti esterni (operativi o autorizzati) considerati nel modello di calcolo (puntatori di colore blu).



Gli impianti esterni considerati sono:

- 2x Vestas V52-850 kW con altezza di mozzo pari a 65 m
- 1x Vestas V117-3.45 MW (@3.0 MW) con alteza di mozzo pari a 91.5 m

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.

WTG	Quota (m slm)	COORDINATE UTM WGS84		COORDINATE UTM ED50		Fuso
		Long. E	Latit. N	Long. E	Latit. N	
T1	1183	427,877	4,892,089	427,960	4,892,286	32
T2	1166	428,167	4,892,200	428,250	4,892,397	

3 I DATI ANEMOMETRICI

Per le valutazioni di producibilità nel seguito descritte sono state preventivamente verificate diverse serie di dati anemometrici di altrettante stazioni ricadenti nell'area, utilizzando poi i dati di una di esse, disposta non distante all'impianto, precisamente a circa 1 km in direzione Sud.

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

Codice	Denominazione	Coordinate Geografiche WGS84		Quota (s.l.m.)	Altezza	Periodo di misura disponibile	
		Latitudine	Longitudine	(m)	(m)	Inizio	Fine
RIF1	Riferimento 1	44° 10'	8° 6'	1090	20	12/2004	09/2007

I risultati delle elaborazioni statistiche dei dati validati evidenziano una disponibilità superiore al 99%, per il periodo utilizzato per le elaborazioni, e vengono riassunti qui sotto:

Codice	Denominazione	Durata misura	Periodo di misura selezionato		Disponibilità
		(mesi)	Inizio	Fine	%
RIF1_2Y	Riferimento 1	24.0	01/01/2005	31/12/2006	99.3

Non risultando tale serie di durata sufficiente per le stime, si è provveduto ad integrare i dati misurati grazie a confronti e correlazioni con una serie ventennale di dati re-analisi 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 confortare tale tesi. Essa fa riferimento ad un punto del territorio non distante dal sito di interesse, come elencato nella seguente tabella.

Codice	Coordinate Geografiche WGS84	Alt. (s.l.m.)	H	Periodo di misura	
		(m)	(m)	Inizio	Fine
ERA5	Lat. 44.26° Long. 8.25°	685	100	Gennaio 2002	Dicembre 2021

A seguito del confronto delle due serie è stato possibile estrarre un dato di vento della stazione anemometrica Riferimento 1 destagionalizzato.

I risultati sintetici dell'elaborazione statistica dei dati della stazione considerata, a seguito anche della sua storicizzazione, come dettagliato nel prossimo capitolo, sono i seguenti:

Codice	**Denominazione**	**Periodo**	**H misura**	**V med**	**Energia**	**Param. distribuzione**	
		(mesi)	**s.l.s.**	**(m/s)**	**(W/m²)**	**Vc (m/s)**	**k**
RIF1_S	**Riferimento 1**	24.0	20	5.29	237	5.67	1.37

Il suffisso "_S" sta ad indicare che i risultati tengono conto del processo di storicizzazione che, nel caso specifico, ha apportato un incremento di poco meno di un punto percentuale al valore misurato durante il periodo selezionato al fine di considerare il valore risultante come valido nel lungo periodo.

La stazione anemometrica RIF1, grazie alla posizione rispetto all'impianto in progetto, è rappresentativa di un'ampia area del territorio ad essa circostante, incluso il parco eolico ipotizzato.

La rosa dei venti e la distribuzione di Weibull, dedotte dal modello sulla base dei dati della stazione descritta, sono riportate al Capitolo 8.3. Esse si riferiscono all'altezza di mozzo di 111.0 m e ad un punto rappresentativo, per ventosità, altitudine e posizione, all'impianto in progetto.

Copia della scheda di installazione della stazione, comprensiva dei certificati di calibrazione dei sensori di velocità installati sulla stessa nonché delle schede tecniche della catena di misura, con evidenza dei modelli dei sensori di velocità e direzione installati, sono inclusi nell'**Allegato 2**.

4 VALUTAZIONE DELLA VENTOSITA' DI LUNGO PERIODO

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

Nel nostro caso, per la stazione RIF1 si dispongono dati riferibili ad una campagna di misura di 24 mesi. Tale durata non può essere ritenuta sufficiente per poter considerare la velocità media registrata come quella di lungo periodo, per cui, in questo caso, disponendo di una serie di dati storici relativa ad un punto del territorio avente un regime di vento similare, si preferisce verificare il posizionamento storico del valore di ventosità riscontrato e apportare, se necessario, le dovute correzioni.

La stima della ventosità di lungo periodo (o storicizzazione) può esser effettuata utilizzando i dati di ventosità rilevati per diversi anni da una o più serie storiche e mettendo in correlazione i dati rilevati contemporaneamente dalle stesse con quelli rilevati nel sito in cui si vuole valutare la velocità media di lungo periodo. I punti del territorio a cui fanno riferimento le serie di dati da confrontare devono essere possibilmente nelle medesime condizioni orografiche di esposizioni ai venti ed abbastanza vicini in modo che si possa ipotizzare siano soggetti agli stessi regimi di vento; è comunque possibile, mediante confronti e correlazioni, verificare la validità di queste condizioni.

Nel caso specifico, come già detto, si dispone di una serie di dati ventennali di re-analisi che fa riferimento ad un punto geografico posto a circa 16 km rispetto a RIF1, in direzione Nord/Est.

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

1. Confronto degli andamenti dei dati contemporanei di velocità media mensile della stazione "RIF1" e della serie storica "ERA5"

2. Correlazioni tra i dati contemporanei di velocità media mensile della serie di dati disponibili con quelli della serie storica

3. Storicizzazione dei dati della serie RIF1_2Y con l'utilizzo dei parametri caratteristici della correlazione

Il confronto degli andamenti dei dati contemporanei tra le due serie anemometriche ha dato esito positivo; il coefficiente di correlazione ottimo, abbinato alla consistenza del numero di valori correlati, esprime la bontà/validità del procedimento e consente di accettare la correlazione svolta.

I parametri delle rette di regressione tra le medie mensili 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:

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

E per analogia che:

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

Nel caso specifico, utilizzando i parametri *a* e *b* che appartengono alla retta di regressione delle correlazioni sopra descritte, che minimizza lo scarto quadratico dei residui, si ottiene che la ventosità misurata da RIF1 è inferiore, rispetto a quella attesa sul lungo periodo, di poco meno di un punto percentuale; pertanto, si apporterà la dovuta correzione al valore misurato, con il relativo incremento.

Pertanto, la velocita media annua stabile nel tempo di **"Riferimento 1" a 20 m dal suolo**, da utilizzare nelle successive elaborazioni, è pari a ***5.29 m/s***.

5 MATERIALE RESO DISPONIBILE DAL COMMITTENTE

Il materiale reso disponibile dal Committente per la presente valutazione è il seguente:

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

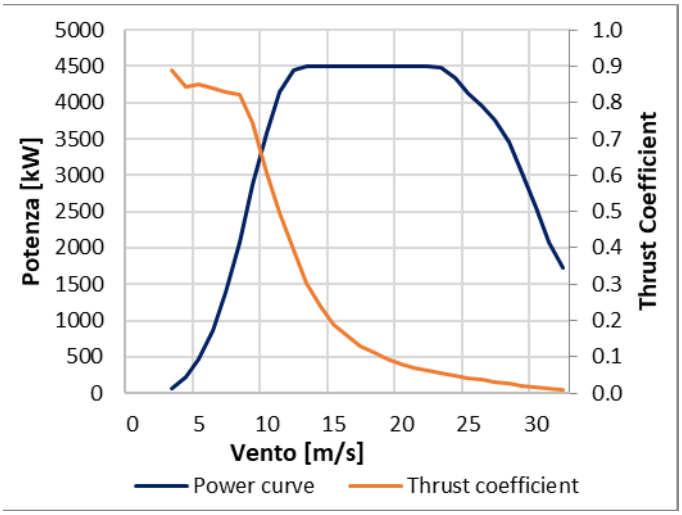
5.1 Aerogeneratore

Per le valutazioni di producibilità è stato indicato un modello di turbina di grande taglia. Nella tabella sottostante sono riportate alcune sue caratteristiche essenziali:

COSTRUTTORE	MODELLO	Potenza nominale	Diametro Rotore	H Mozzo	Sorgente curva
VESTAS	V136-4.5 MW	4.5 MW	136.0 m	111.0 m	Produttore

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	V136-4.5 MW		**Diametro**	136.0 m
Altezza di mozzo	111.0 m		**Classe IEC**	IIB
Vento (m/s)	**Potenza (kW)**	**Thrust Coefficient**		
0	-	-		
1	-	-		
2	-	-		
3	57	0.890		
4	224	0.844		
5	478	0.851		
6	853	0.841		
7	1381	0.828		
8	2070	0.822		
9	2874	0.745		
10	3571	0.606		
11	4141	0.498		
12	4445	0.394		
13	4498	0.302		
14	4500	0.238		
15	4500	0.190		
16	4500	0.156		
17	4500	0.130		
18	4500	0.110		
19	4500	0.094		
20	4500	0.081		
21	4500	0.071		
22	4500	0.063		
23	4472	0.055		
24	4336	0.048		
25	4131	0.041		
26	3951	0.036		
27	3756	0.031		
28	3456	0.026		
29	3033	0.021		
30	2548	0.017		
31	2073	0.013		
32	1721	0.010		



6 MODELLO DI CALCOLO

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

Tutte le elaborazioni, le stime e le valutazioni in seguito descritte sono state effettuate con il codice (o modello) di calcolo WAsP ver. 10.2 (Wind Atlas Analysis and Application Program) messo a punto dal Risoe National Laboratory di Danimarca e basato su un modello matematico del flusso del vento.

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

7 AREA DI APPLICAZIONE DEL MODELLO

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

In questo caso si è utilizzata una mappa di circa 170 km^2, precisamente un rettangolo di 14x12 km, con curve di livello con passo di quota di 10 metri, derivate dal database Tinitaly (modello digitale senza soluzione di continuità [DEM] dell'intero territorio italiano), verificate nei dintorni della stazione e del sito. Per l'intera area si è utilizza la rugosità derivante dal database Corine Land 2018.

8 VERIFICHE SUL MODELLO

Dovendo agire all'interno di un modello virtuale e volendo disporre di risultati analizzabili criticamente, prima di intraprendere qualunque attività di calcolo occorre verificare che i dati offerti al modello abbiano prodotto un ambiente virtuale congruo con la realtà del sito, entro cui poi calare ogni simulazione. Se in questa fase di messa a punto del modello non si riscontreranno incongruenze tali da inficiare l'intero calcolo e/o da costringere a riconsiderare alcune scelte, si potrà procedere ad una valutazione della qualità del processo, utile alla determinazione dell'incertezza inevitabilmente insita nella metodologia utilizzata.

Nello specifico sono state effettuate verifiche sull'approssimazione della distribuzione in ingresso al modello e sul gradiente al suolo, cioè sulla capacità del modello di valutare correttamente le variazioni di velocità del vento al variare dell'altezza dal suolo.

8.1 Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull

Il codice di calcolo WAsP utilizza la distribuzione di Weibull per rappresentare i dati di vento e definisce il campo di vento indisturbato sull'area (Atlas) con i parametri derivati da tale distribuzione.

In una prima verifica vengono messi a confronto i parametri di velocità e di potenza della vena fluida sperimentali estrapolati (Measured) con la distribuzione di ventosità (Emergent) dedotta dal modello di calcolo.

Nella seconda i parametri sperimentali estrapolati vengono invece messi a confronto con quelli stimati dal modello, comprensivi delle informazioni territoriali, nel punto spaziale dell'anemometro (self prediction), partendo dal campo di vento (Atlas).

Relativamente alla prima verifica, quando le discrepanze risultano elevate denotano la mancata stabilizzazione secondo una lineare distribuzione di Weibull dei dati di vento registrati sul campo e i risultati prodotti da WAsP saranno affetti da approssimazione.

Per la valutazione in oggetto, la prima verifica è da considerarsi soddisfacente, in quanto gli scostamenti tra entrambi i parametri sono all'interno della tipica incertezza associabile alla verifica stessa, quantificabile nel 2% circa.

Codice stazione	H	-	Unit	Measured	Emergent	Discrepancy (%)
RIF1_S	**20 m**	**Mean wind speed**	m/s	5.29	5.39	**+1.89**
		Mean power density	W/m²	237	235	**-0.84**

Le risultanze della seconda verifica non sono invece pienamente soddisfacenti. Infatti, lo scostamento tra i valori di ventosità è superiore al 2%, frutto probabilmente dell'elevata complessità orografica del territorio di appartenenza della stazione anemometrica analizzata.

Codice stazione	H	-	Unit	Measured	Self Prediction	Discrepancy (%)
RIF1_S	**20 m**	**Mean wind speed**	m/s	5.29	5.42	**+2.46**
		Mean power density	W/m²	237	239	**+0.84**

Di questo aspetto, ovvero della difficoltà del modello di calcolo di interpretare il territorio circostante, si dovrà necessariamente tenere conto nella stima delle incertezze associate alla valutazione, la cui quantificazione puntuale non è però oggetto dello studio corrente.

8.2 Verifica del gradiente al suolo della velocità del vento

Il gradiente al suolo della velocità del vento (alfa) è il parametro che consente di estrapolare la velocità del vento alle varie altezze dal suolo. La verifica consiste nel determinare l'entità dello scostamento che si riscontra confrontando due valori di velocità all'altezza del mozzo: il primo è quello frutto della stima del modello sulla verticale della stazione anemometrica ed il secondo è frutto dell'estrapolazione della ventosità in ingresso al modello con alfa sperimentale. Più in generale tali valori devono essere congrui con quello atteso nel punto di installazione della turbina in funzione della morfologia del territorio ad essa circostante. In pratica viene valutato l'errore che viene introdotto nella stima di velocità al mozzo usando l'alfa stimato da wasp confrontato con quello sperimentale e/o atteso.

Nel caso specifico, per RIF1 è noto il profilo verticale (gradiente al suolo) grazie alla presenza sulla stazione di un altro anemometro, posto all'altezza dal suolo di 15 m. Il rischio, nel caso specifico, vista l'alta complessità territoriale e l'altrettanto elevata rugosità, è una sovrastima nel valore di alfa

sperimentale. Infatti, il gradiente misurato risulta pari a 0.08. L'utilizzo di tale valore ai fini dell'estrapolazione dei dati di vento all'altezza di mozzo potrebbe comportare sensibili sovrastime nella valutazione di producibilità dell'impianto eolico in progetto. Per quanto riguarda invece il modello di calcolo WAsP, lo stesso stima, nello stesso punto di installazione della stazione, nel confronto tra le altezze di misura (20 e 15 m), un valore già più contenuto (0.05), ma, soprattutto, lo stesso diventa ancora più basso nel raffronto tra l'altezza utilizzata nella valutazione e quella del mozzo ipotizzato (20 e 111 m), pari a 0.02. Nel sito di interesse per questo studio è lecito attendersi un gradiente di modesta entità. In ogni caso, l'utilizzo del modello di calcolo per la stima di tale parametro può essere visto come frutto di un approccio cautelativo, in grado di minimizzare anche l'eventuale sovrastima derivante dalla difficile interpretazione della weibull della serie di dati, discussa al capitolo precedente.

8.3 Anemometro virtuale

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 dal suolo di 111.0 m in corrispondenza della posizione dell'aerogeneratore d'impianto **T1** che, come ventosità, altitudine e posizione, ben rappresenta l'intero parco eolico.

La figura sottostante riproduce, per l'anemometro virtuale creato in sito, la rosa dei venti in ingresso al 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.

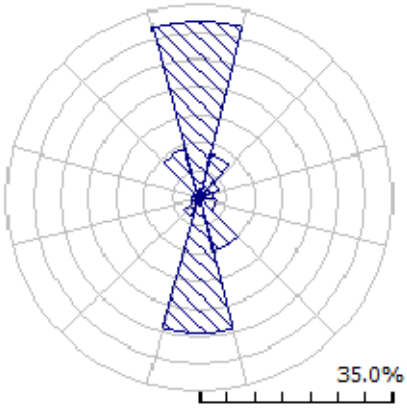
Nella prima parte della tabella sono riportati, per ciascuno dei 12 settori di direzione in cui è stato suddiviso l'angolo giro di 360° i seguenti parametri:

- 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 in input al 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'- Observed Wind Climate

Stazione: RIFERIMENTO 1 – Site description: **T01** – Anemometer height: 111.0 m a.g.l.



	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
A	9.9	6.0	3.7	2.2	2.5	4.2	5.0	3.2	2.5	2.2	6.7	10.2
K	3.49	2.17	1.63	1.83	1.63	2.09	2.32	1.34	1.24	1.22	1.63	3.27
U	8.91	5.32	3.34	1.96	2.27	3.73	4.44	2.94	2.37	2.07	6.00	9.15
P	564	163	55	10	17	58	90	51	31	21	320	629
f	32.2	8.0	3.9	2.4	3.0	10.1	24.6	3.3	1.2	0.7	1.4	9.3

U	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	All
1.0	0	20	113	206	204	49	24	190	279	318	44	0	40
2.0	3	68	196	361	298	143	89	223	254	272	86	4	82
3.0	11	111	201	264	236	199	151	187	180	178	106	13	103
4.0	26	140	169	121	143	204	186	140	117	107	114	27	110
5.0	46	150	125	38	71	168	183	97	72	60	112	47	107
6.0	71	142	84	8	31	115	151	64	43	32	104	69	98
7.0	98	121	52	1	11	67	105	41	25	17	92	91	88
8.0	121	93	30	0	4	33	62	25	14	9	79	110	78
9.0	134	65	16	0	1	14	31	15	8	4	65	122	71
10.0	134	41	8	0	0	5	13	8	4	2	52	123	63
11.0	120	24	4	0	0	2	5	5	2	1	40	114	53
12.0	95	13	2	0	0	0	1	3	1	0	31	96	42
13.0	66	6	1	0	0	0	0	1	1	0	23	73	29
14.0	40	3	0	0	0	0	0	1	0	0	17	50	18
15.0	21	1	0	0	0	0	0	0	0	0	12	30	10
16.0	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	16	5
17.0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	8	2
18.0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	3	1
19.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	0
20.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0
21.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
22.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0

9 RISULTATI DI WASP

I risultati ottenuti con l'applicazione del modello di calcolo WAsP sono soggetti ad elaborazioni grafiche e numeriche per renderli più espliciti al Committente e per consentire le correzioni di tutte le approssimazioni introdotte dal modello di calcolo.

9.1 Producibilità lorda dell'impianto

La producibilità lorda dell'impianto del Committente è disponibile nella Tabella appartenente all'**Allegato 3**. Essa riporta, nell'ordine:

- L'identificativo con riferimento alla tavola grafica allegata
- Le coordinate chilometriche nel sistema di riferimento UTM ED50
- 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, stimata dal modello
- 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

Seguono, in calce, le medie ed i totali per le colonne di interesse

10 PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO AL NETTO DELLE PERDITE

La tabella sottostante riporta in sintesi la producibilità lorda:

Producibilità lorda						
Impianto	H Mozzo [m]	Potenza nominale [MW]	N° AG	Potenza impianto [MW]	Producibilità [GWh/anno]	Ore [Ore/anno]
V136-4.5 MW	111.0	4.5	2	9.0	**24.368**	**2708**

A tale producibilità lorda 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 della turbina ed O&M, nonché una volta disponibile il progetto elettrico esecutivo dell'impianto**.

Perdite considerate	**V136-4.5 MW**
Densità aria alla densità di 1.08 Kg/m^3	-7.9%
Disponibilità aerogeneratore	-3.0%
Disponibilità aerogeneratore – 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 aerogeneratore	-1.5%
Totale perdite	**-15.2%**

Disponibilità Contrattuale dell'Aerogeneratore: 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 aerogeneratore: tale perdita tiene conto della degradazione pale, isteresi e prestazione non ottimale della turbina.

Ne risulta, pertanto, la producibilità attesa netta ($P_{50\%}$) indicata nella seguente tabella:

Producibilità netta $P_{50\%}$						
Impianto	H Mozzo [m]	Potenza nominale [MW]	N° AG	Potenza impianto [MW]	Producibilità [GWh/anno]	Ore [Ore/anno]
V136-4.5 MW	111.0	4.5	2	9.0	**20.660**	**2296**

11 CONCLUSIONI

Il presente rapporto contiene i risultati della valutazione preliminare di produzione attesa dall'impianto eolico in progettazione in un sito ricadente nel Comune di Bardineto, nella Provincia di Savona, Regione Liguria.

La valutazione della producibilità è stata ottenuta mediante applicazione di un modello fluidodinamico del vento utilizzando in ingresso una serie di dati anemometrici appartenenti ad 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 e a confronti con altre stazioni ricadenti nella più ampia area analizzata, inclusa una serie di lungo periodo, utilizzata per il processo di storicizzazione posto in atto, il cui esito è stato positivo.

In generale, la messa a punto del modello di calcolo si rende necessaria per valutare, attraverso una serie di verifiche e di controlli successivi, la sua capacità ad interpretare i dati di ventosità ed in particolare gli effetti dell'orografia e della rugosità del terreno sulla corretta estrapolazione della velocità del vento al mozzo delle macchine. Le 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.

In questo senso va interpretata la scelta di utilizzare il modello di calcolo WAsP per la stima del gradiente al suolo, il cui valore è risultato essere molto inferiore rispetto al valore misurato, quest'ultimo affetto dalla bassa altezza delle misure disponibili.

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, nonostante le verifiche poste in atto non siano sempre state soddisfacenti e la presenza di un'elevata complessità territoriale.

Nell'ottica della finalizzazione del progetto e dell'eventuale necessità d'intercettare i servizi proposti dal circuito del Credito (finanziamento), si consiglia una specifica qualificazione anemometrica ad adeguate altezze dal suolo, anche con l'impiego della tecnologia di Remote Sensing Device, con misure anche di breve durata e un approfondimento di questo studio (asseverazione bancabile) che comprenda in particolare un'analisi specifica delle variabili, la quale, con le informazioni disponibili, definisca l'incertezza complessiva sulla valutazione della producibilità dell'impianto, al fine di determinarne il valore atteso con data probabilità ($P_{75\%}$, $P_{90\%}$,) solitamente richiesto per il finanziamento.

ALLEGATO 1


Bagnasco
Pamparato
Mindino
Garessio
Calizzano
Bardineto
Ormea
Albenga
Alássio
Laigueglia
Loano
Pietra Ligure
Finale Ligure
Borghetto S.Spirito
Ceriale
Ronco di Máglio
Ortovero
Castelbianco
Castell'Ermo
M.Galero
M.Dubasso
M.Alpe
M.Carmo
M.Settepani
M.Sotta
M.Spinarda
M.Berlino
M.Antoroto
M.Camulera
M.Ravinet
M.Acuto
M.Baraccone
Colle S.Bernardo
Tencione
Giogo di Toirano
Castelvecchio di Rocca Barbena
Isola Grande
Ponte
Ronchi
Costabella
Damonte
Fornelli
Mállare
Eremita
Piantelli
Bormida
Osiglia
Caragnetta
Caragna
Bosco
Franchella
Mereta
Isallo
Gettina
Rialto
Calice Ligure
Maglioli
Strada
Tencione
Gazzo
Cant
Carpe
Boissano
Balestrino
Toirano
Zuccarello
Vendone
Arnasco
Castel-laro
Albenga
Lusignano
S.Fedele
Villanova d'Albenga
Garlenda
Casanova Lerrone
Testico
Villalunga
Bossaneto
Stellanello
Rossi
Cesio
Caravónica
Chiusánico
Lucinasco
Pogli
Marmóreo
Degna
Degolla
Vessalico
Aquila di Arroscia
Borghetto d'Arroscia
Pieve
Ranzi
Capriolo
Lovegno
Moano
Gallo
Lenzari
Nirasca
Menezzo
Costa Bacelega
Curenna
Léusa
Menosio
Varavo
Chiesa
Cenesi
Salea
Campo Chiesa
Peagna
Martinetto
Cisano sul Neva
Vignolo
Nasino
Caprauna
Armo
Viola
Lisio
Monasterolo
Battifollo
Piano
Perletta
Murialdo
Soletta
Isola Grande
Rossi
Costa
Osiglia
Bormida
Pian Soprano
Pian Sottano
Olano
Montefreddo
Roviasca
Montagna
Segno
Pian d. Corsi
Viv.a Forestale
Melogno
Franchella
Bosco
Mereta
Isallo
Gettina
Rialto
Calice Ligure
Maglioli
Strada
Tencione
Gazzo
Cant
Carpe
Boissano
Balestrino
Toirano
Zuccarello
Vendone
Arnasco
Castel-laro
Albenga
Lusignano
S.Fedele
Villanova d'Albenga
Garlenda
Casanova Lerrone
Testico
Villalunga
Bossaneto
Stellanello
Rossi
Cesio
Caravónica
Chiusánico
Lucinasco
Pogli
Marmóreo
Degna
Degolla
Vessalico
Aquila di Arroscia
Borghetto d'Arroscia
Pieve
Ranzi
Capriolo
Lovegno
Moano
Gallo
Lenzari
Nirasca
Menezzo
Costa Bacelega
Curenna
Léusa
Menosio
Varavo
Chiesa
Cenesi
Salea
Campo Chiesa
Peagna
Martinetto
Cisano sul Neva
Vignolo
Nasino
Caprauna
Armo
Viola
Lisio
Monasterolo
Battifollo
Piano
Perletta
Murialdo
Soletta
Isola Grande
Ronchi
Costabella
Damonte
Fornelli
Mállare
Eremita
Piantelli
Bormida
Osiglia
Caragnetta
Caragna
Bosco
Franchella


428.000
4.892.000
T1
T2
Bardineto
Brigneta
Millesimo
M. Cianea
1236
M. Ingo
Praetto
Bric del Vigio
Pra della Torica
Bric Tencisome
Bric Schenasso
Bric Ghiandone
Bric Barbena
Bric Bormida
Bric Ferri
Bric Vazzo
Bric Ghirlo
Bric Braciato
Bric Chiappino
Bric del Gallo
Bric Falchetta
Bric Nava
Bric Bissone
Bric Ghiandone
Bric Ferraris
Bric Orico sopra
Bric Orico sotto
Bric Ghirlo
Bric Calvino
Bric Borgno
Bric Lascerda
Bric Mezzano
Bric Castellaro
Bric Biale
Bric Lamba
Bric Vinai
Bric Torrazzo
Bric Ghiandone

ALLEGATO 2

	QUALIFICAZIONE DEI DATI ANEMOLOGICI DI UN SITO *Scheda della stazione anemometrica*	TecnoGaia S.r.l.

Fornitore: TECNOGAIA		**Sito:**	
Data	Codifica documento	Archivio	Compilato da

Sezione A) – Dati identificativi della stazione anemometrica

NOME STAZIONE (max 16 car.) : RIFERIMENTO 1 Codice : RIF1

Sezione B) – Dati identificativi delle apparecchiature

SENSORE VEL. H dal suolo 20 (m) Tipo NRG MOD. MAX40C N° INVENT: _____

SENSORE VEL. H dal suolo 15 (m) Tipo NRG MOD. MAX40C N° INVENT: _____

SENSORE DIR. H dal suolo 20 (m) Tipo NRG MOD. 200P N° INVENT: _____

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

ALTRI SENSORI_____

ACQUISITORE Tipo SECONDIWND MOD. NOMAD N° INVENT. _____

SOSTEGNO Tipo NRG H 21 (m) _____ N° MATR. _____

CONTENITORE DELLE APPARECCHIATURE Tipo GEWISS

Verifica in uscita effettuata da : MAZZARELLA Data : 08/07/04

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

Comune di : ERLI Provincia : SV Regione : LIGURIA

Tavoletta IGMI: CALIZZANO Foglio n° : 92 IV SE

Coordinate del Reticolo UTM WGS84 Lat. 44° 10' N , Long. 8° 6' E

Altitudine in metri s.l.m.: 1090m Caratteristiche orografiche : CRINALE

Utilizzo del terreno : PASCOLO Accessibilità : MEDIA

Note : _____

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

Sarà effettuata da : TECNOGAIA per conto di TERSIA

Indirizzo e Telefono : _____

Note : _____

Stazione anemometrica installata da : MAZZARELLA **data : 16/12/2004**

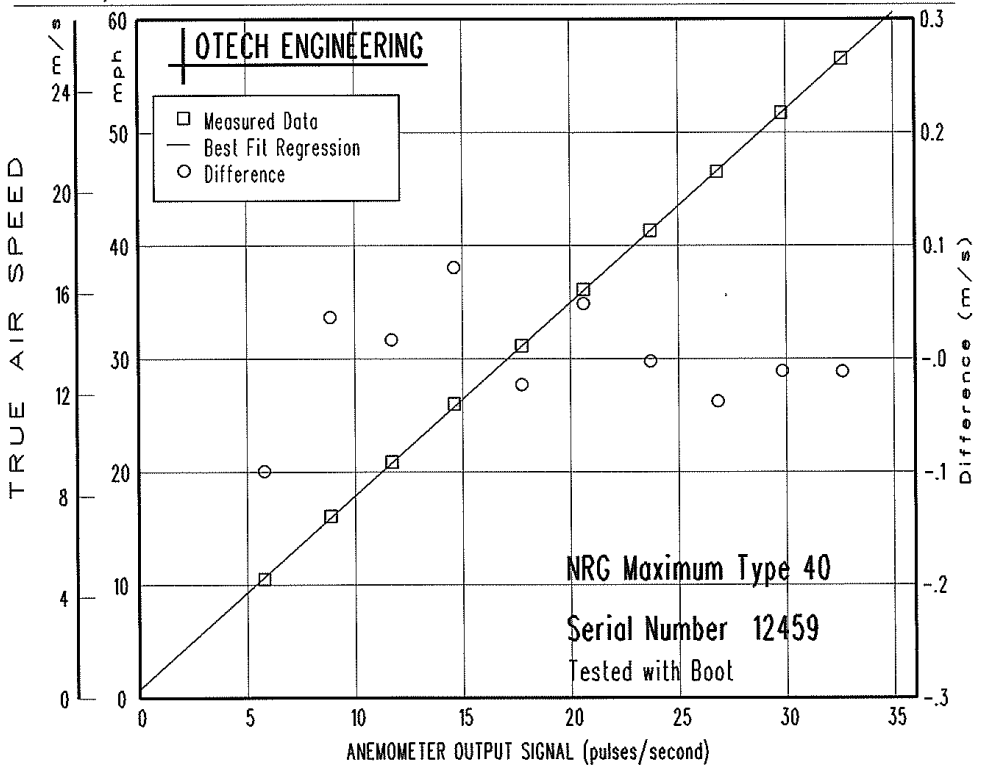
ANEMOMETER CALIBRATION REPORT

-- Summary results of an open atmosphere calibration test --

This calibration was performed by comparing side-by-side readings from the tested anemometer with a heliocoid reference propeller anemometer. Tests are conducted during calm air conditions at ten near-constant wind speeds. The reference propeller anemometer has been directly compared with the Round Robin 2 anemometer from the Meteorological Standards Institute's Round Robin Experiment. This transfer standard is traceable to the National Institute of Standards and Technologies (NIST) wind tunnel, as well as other authoritative wind tunnels around the world.

Reference Anemometer: R.M.Young Model 27106D/08234, S/N 31120 R.M.Young 30 cm Pitch Propeller, S/N 31120
Test Start/End: 26-JAN-2003 21:14:43 to 26-JAN-2003 21:21:43 Test Letter/Position: J 5
Report Date: 27-JAN-2003 Raw Data File Name: R0000126.J03 Test Interval: Variable
Mean Axial Turbulence Intensity = 0.01 Air Temp (C) 12.1 Air Press (mb) 1037 Air Density (kg/m3) 1.267

Parameter		SI Units		English Units		True Speed		Output Frequency Hz
X-Coefficient, (Slope)	a =	0.7638	m/s / Hz	1.709	mph/Hz	4.7	m/s	5.80
Y-Intercept, (Offset)	b =	0.369	m/s	0.825	mph	9.3	m/s	11.71
Standard Error of Y-Estimate	=	0.053	m/s	0.118	mph	13.9	m/s	17.76
Correlation Coefficient,	r =	0.99997		0.99997		18.5	m/s	23.71
Standard Dev. X-Coefficient	=	0.002	m/s	0.004	mph	23.1	m/s	29.80
Standard Dev. Y-Intercept	=	0.037	m/s	0.084	mph	25.3	m/s	32.61
X-Coefficient (K Intercept)	=	0.7646	m/s / Hz	1.710	mph/Hz	20.8	m/s	26.82
Constant Intercept (K)	=	0.350	m/s	0.783	mph	16.2	m/s	20.61
Number of Data Points,	n =	10		10		11.6	m/s	14.62
Position Adjustment Factor =		1.0155				7.2	m/s	8.86



Program: ANEODRAW.EXE Version 7.47 Latest Revision 05 NOV 2002

OTECH ENGINEERING 418 Scripps Drive Davis CA 95616 USA (530) 757-2264 johnobermeier@hotmail.com

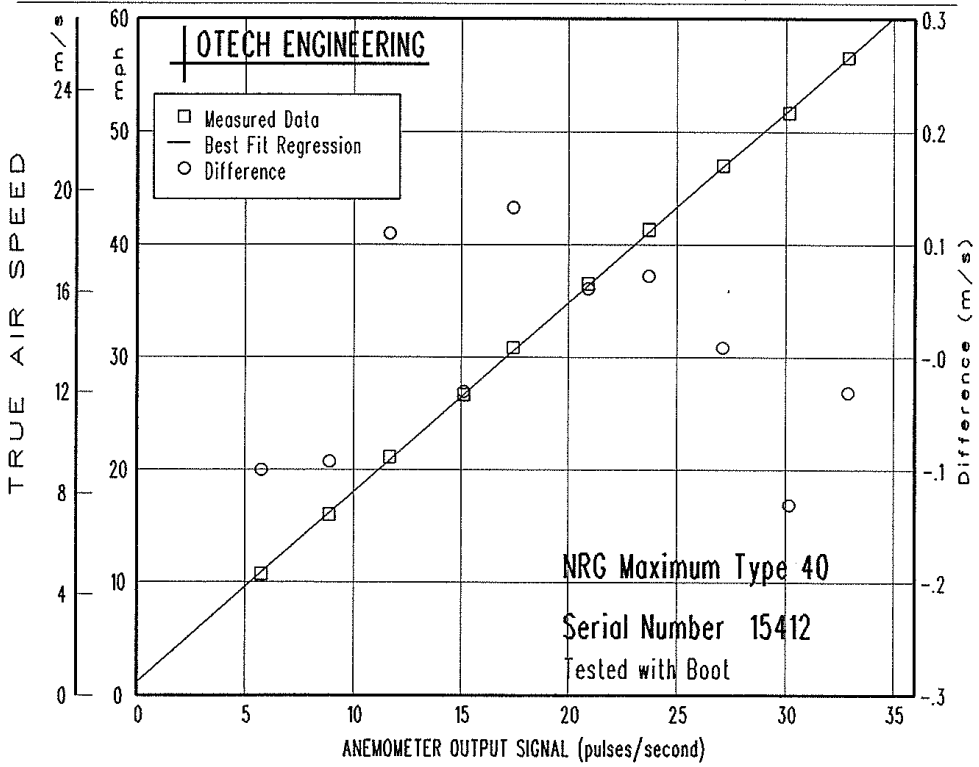
ANEMOMETER CALIBRATION REPORT

-- Summary results of an open atmosphere calibration test --

This calibration was performed by comparing side-by-side readings from the tested anemometer with a heliocoid reference propeller anemometer. Tests are conducted during calm air conditions at ten near-constant wind speeds. The reference propeller anemometer has been directly compared with the Round Robin 2 anemometer from the Meteorological Standards Institute's Round Robin Experiment. This transfer standard is traceable to the National Institute of Standards and Technologies (NIST) wind tunnel, as well as other authoritative wind tunnels around the world.

Reference Anemometer: R.M.Young Model 27106D/08234, S/N 53854 R.M.Young 30 cm Pitch Propeller, S/N 53854
Test Start/End: 27-OCT-2003 22:14:23 to 27-OCT-2003 22:20:53 Test Letter/Position: B 6
Report Date: 29-OCT-2003 Raw Data File Name: R0001027.B03 Test Interval: Variable
Mean Axial Turbulence Intensity = 0.01 Air Temp (C) 15.8 Air Press (mb) 1031 Air Density (kg/m3) 1.243

Parameter		SI Units		English Units		True Speed		Output Frequency Hz
X-Coefficient, (Slope)	a =	0.7537	m/s / Hz	1.686	mph/Hz	4.8	m/s	5.77
Y-Intercept, (Offset)	b =	0.545	m/s	1.219	mph	9.5	m/s	11.67
Standard Error of Y-Estimate	=	0.098	m/s	0.219	mph	13.8	m/s	17.42
Correlation Coefficient,	r =	0.99991		0.99991		18.5	m/s	23.71
Standard Dev. X-Coefficient	=	0.004	m/s	0.008	mph	23.1	m/s	30.15
Standard Dev. Y-Intercept	=	0.069	m/s	0.155	mph	25.3	m/s	32.89
X-Coefficient (K Intercept)	=	0.7621	m/s / Hz	1.705	mph/Hz	21.0	m/s	27.09
Constant Intercept (K)	=	0.350	m/s	0.783	mph	16.4	m/s	20.89
Number of Data Points,	n =	10		10		11.9	m/s	15.13
Position Adjustment Factor =		1.0140				7.2	m/s	8.89



Program: ANEODRAW.EXE Version 7.48 Latest Revision 09 FEB 2003

OTECH ENGINEERING 418 Scripps Drive Davis CA 95616 USA (530) 757-2264 johnobermeier@hotmail.com

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 x 0.765) + 0.35 [miles per hour = (Hz x 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)

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 x 10^{-6} 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

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)

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

NOMAD



The first name in wind energy electronics

SECONDWIND

www.secondwind.com

If you're conducting wind energy research–resource assessment, micro-siting or turbine performance–

NOMAD makes wind measurement easy and reliable. SECOND WIND builds NOMADs with the best features for wind resource assessment in remote areas, or advanced studies of site conditions and turbine performance.

NOMAD IS THE TOOL OF CHOICE, shipped with a standard configuration and ready for your selection of sensors, slope and offset corrections, and statistics.

NOMAD PACKAGES are available that include meteorological towers, wind tunnel calibrated anemometers, sensors, graphing software, and all accessories. Customize your wind measurement package to meet your individual needs.



NOMAD's front panel is designed for convenient operation.

RUN A STUDY YOUR WAY. Record internally or to removable memory cards. Download data to a portable computer or modem. Choose the algorithms and recording intervals that suit your needs.

LET IT RAIN AND THUNDER. Let it freeze to -40°. Leave it unattended for months, NOMAD works reliably and conveniently in severe outdoor environments.

LEAVE THE MANUAL AT HOME and you can still operate NOMAD with ease. A high-contrast 48-character display lets you review data and sensor information without interrupting logging.

MONITOR THE WIND PLUS whatever else your study requires. Temperature. Solar insulation. Air pressure. Turbine power output. Water pumper stroke rate. Configure NOMAD from the front panel – no hardware modifications or switches to set.

USE ANY 3 ANEMOMETERS. Select preset scaling for popular sensors or enter your own. Anemometer inputs double as all-purpose counters. Measure shaft RPM, flow rate, rainfall . . . in familiar units and with remarkable precision.

AND 4 ANALOG INPUTS are provided for meteorological and power transducers. Connect wind vanes to 1000 feet of cable and measure wind direction to ±2°. There's excitation for passive sensors. And ambient temperature is always available internally.

NOMAD

is the instrument for you.

NOMAD is perfect for wind energy surveys of large areas, inexpensive enough for single-height studies, powerful enough for multi-level monitoring.

GET THE DATA YOU WANT. Choose storage intervals from 1 minute to 1 day. Choose different intervals for different data — record 10 minute wind speeds and hourly temperature, for example.

INTERPRET DATA IN THE FIELD. Instruct NOMAD to display data sequentially or statistically. View wind speed to check sensor operation and to profile the site. Scan real-time data for high winds and peak power outputs from the last storm. Calculate power curves while the turbine is running and go home with the one-minute data in your pocket.

WIND TURBINE POWER CURVES may be difficult to get with other instruments, but they're no problem for NOMAD. Connect a generator contactor signal to the STATE input and record on line performance along with conventional power curves. Meet AWEA standards with ease.

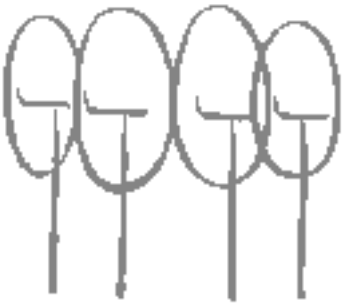
PLENTY OF MEMORY. NOMAD's generous 24KB internal memory can store over 250 days of hourly speed, direction, and turbulence data. Insert memory cards of up to 512KB capacity into the front panel and run data-intensive studies for months. Whatever storage you use, NOMAD calculates remaining memory and displays it in numeric format.

RS-232 SPOKEN HERE. Communicate with NOMAD through a "PC-AT" style connector on the front panel. Connect your portable computer and send data to disk. Get a standard modem and call NOMAD by telephone.

POWER IS NOT A PROBLEM. Slide one or two standard 9-volt batteries into the front panel. Display voltages and replace batteries while logging. NOMAD can also be powered externally by solar panel or low voltage DC or AC supply.

ENGINEERED FOR RELIABILITY. Transient protected. Internally shielded. Conformally coated circuitry. Automatic failure recovery and low-power shutdown features guard against data corruption.

ENGINEERED BY SECOND WIND. Solving problems for wind energy since 1980. We make advanced measurement systems for wind, wind farms, and substations.



SECONDWIND

The first name in wind energy electronics

NOMAD SPECIFICATIONS

PHYSICAL:

Size: 10.5 x 9 x 6.5 inches (267 x 229 x 165 mm)
Weight: 5.4 lbs. (2.5 kg)
Case: NEMA-4X weatherproof, fiberglass, integrated lock hasps

ENVIRONMENTAL:

Operating Temperature
- Display Off: -40° to 85° C
- Display On: -20° to 70° C
- Storage Temperature: -40° to 85° C

POWER REQUIREMENTS:

Internal Power:
- 1 to 2 9-Volt batteries: 5.5 VDC
- Min. battery voltage:

External Power:
- Voltage: 11 to 24 VDC or 10 to 15 VAC

Current: 50µA max
Power Consumption
- Quiescent: 100µA
- Maximum active: 40µA
- Typical average: 350µA

TIME KEEPING:

- Time Base: ±1 minute/month
- Automatic leap year correction

DISPLAY:

2 x 24 alphanumeric LCD, temperature compensated, with manual contrast control

SERIAL PORT:

Connector: 9 Pin D-Subminiature
Baud rate is user settable to 300, 1200, 2400, or 9600 bps

INPUTS:

Anemometers/Counters
Number: 3
Type: Low level AC sine wave or 0 to 15-30 V square wave
Bandwidth: 0-1,000 Hz (AC sine wave) 0-2,048 Hz (square wave)

Vane/Analog Inputs:
Number: 4
Vane Type: 1KΩ to 100 KΩ pot.
Potentiometer dead band compensated.
Analog: 0≤ V(in) ≤ 2.50 VDC

All inputs low pass filtered.

State Input: ≤ 1 VDC
V (Off Line): ≥ 1.25 VDC
V (On Line):

Battery Voltages:

	Internal(2)	RAM Card
Range:	0-15 VDC	0-5 VDC
Resolution:	60mV	20mV
Accuracy:	±60mV	±20mV

SAMPLING:

All inputs sampled at 1 Hz

PROCESSING INTERVALS:

Processing for each data type selectable for 1, 5, 10, 15, 20, or 30 minutes, hourly, or daily.

DISPLAYED DATA:

- Current sensor readings displayed in engineering units, updated each second.
- Wind speed units in mph, m/s, kph, or knots
- Counter and analog data scaled by user-supplied stops and offsets.
- Time series data displayed vs. data and time

STORED DATA:

(*Specifications are for data logger without sensors, except for internal temperature.*)
Wind Speed:
- Functions: average, peak, standard deviation and turbulence
- Range: 0 to 255.9 mph
- Resolution: .1mph
- Accuracy: ± .5 mph

(Direction, time of peak can also be recorded.)
Vector Wind Direction:
- Range: 0 to 360° mph
- Resolution: 1.5°
- Accuracy: ±2°

Internal Temperature:
- Functions: average, max., min.
- Range: -40° to 85°C
- Resolution: 1°C
- Accuracy: ±2°C (±3°F)

Counter Data:
- Functions: average, max., min., standard deviation
- Range: 0 to ±2048 counts
- Resolution: 1 count
- Accuracy: ±1 count

Analog Data:
- Functions: average, max., min., standard deviation
- Range: 0 to 2.5 VDC
- Resolution: 10 mV
- Accuracy: ±10 mV

Turbine State:
- Range: 0 to 100%
- Resolution: ±1%
- Accuracy: ±1%

STORAGE CAPACITY:

Internal Memory: 24K Bytes
RAM cards: 32K to 512K Bytes
Capacity depends on the data functions and averaging intervals selected.

Examples:	Case 1	Case 2	Case 3
Internal:	167	28	14 days
128K card:	889	148	75 days
Total:	1056	176	89 days

Case 1: Hourly average turbine power, wind speed, direction and standard deviation (turbulence).

Case 2: Ten-minute average turbine power, wind speed, direction and turbulence.

Case 3: Ten-minute average turbine power, solar insolation, turbine state, wind speed and direction at two levels, and turbulence.

BATTERY LIFE:

Hourly Average: 1 anemometer + 1 vane: 119 days, Alkaline 238 days, Lithium

WARRANTY:

One year against defects in materials and workmanship.
ALL SPECIFICATIONS SUBJECT TO CHANGE WITHOUT NOTICE.

NRG TALLTOWERS™
Mast Systems

MEASURING THE WIND'S ENERGY



■ NRG TallTowers™ are highly versatile meteorological towers designed specifically for wind energy resource measurements. Their lightweight design and sturdy steel tube construction make TallTowers reliable in extreme conditions yet easy to transport to remote sites. ■ In wind energy applications, where anemometers and direction vanes are often installed at wind turbine hub heights, the tilt-up TallTower system is your most efficient alternative to expensive, heavy and labor-intensive lattice towers. The NRG TallTower system is the most cost-effective method to install your sensors at any level up to 50 meters (164 ft). ■ The TallTower often costs less delivered to your destination than a locally made tower. Furthermore, the TallTower's original tilt-up design does not sacrifice safety, reliability or efficiency. It is backed by NRG Systems' unrivaled engineering design, experience, and safety record that we have earned over the last 15 years. ■ NRG TallTowers have consistently withstood extreme high wind, ice accumulation and corrosive marine environments worldwide. For the highest degree of safety, ease of installation, and lightweight transport, insist on the original NRG TallTower.

NRG SYSTEMS

110 Commerce Street

Hinesburg, VT 05461 USA

TEL (802) 482-2255

FAX (802) 482-2272

EMAIL: sales@nrgsystems.com

NRG TALLTOWERS™
Mast Systems



A field technician checks a #9300 Logger on a 30 meter TallTower. NRG offers complete systems including TallTowers, NRG loggers, software, sensors, cables, mounting booms, lightning protection and steel shelter boxes.

INSIST ON THE ORIGINAL NRG TALLTOWER™ FOR SAFETY, RELIABILITY AND EASE OF INSTALLATION.

NRG TALLTOWER™ FEATURES

- **Lightweight tubular design** combines high strength with low weight for reliability and low shipping costs.
- **Withstands high winds** safely up to 55 m/s (120 mph) with 13mm (0.5") of ice (much higher speeds without ice).
- **Tilt-up installation** reduces setup time by eliminating the need for concrete or a crane. This reduces associated labor, material and crane rental costs.
- **Different tower diameters** for different height towers ensure maximum safety while maintaining optimal strength-to-weight ratios.
- **Shipped ready to install**, including all tower tubes, anchors, spooled guy wires, base plate, hardware, and installation instructions. Makes installations at remote sites quick.
- **Shipped in 2 meter (7 ft.) or 3 meter (10 ft.) sections** for ease of shipping, handling and installation.
- **Ginpoles are interchangeable** on same diameter towers so one ginpole can be used to raise and lower different towers in the same area. This saves money.
- **Screw-in earth anchors** for most soil types. Optional arrowhead or rock anchors for other soil conditions.
- **Galvanized steel components** resist corrosion
- **Heavy duty tubing** for high-wind or ice-prone sites (optional).
- **Corrosion-resistant epoxy paint** and stainless steel hardware for marine environments (optional).
- **12 VDC electric winch kit** with pulleys for tower tilt-up (optional, but highly recommended).
- **Grounding kit available** for protection against lightning and static electricity.

Even after a resource assessment is complete, TallTowers remain useful in wind farm control and power output verification.





A large inventory means quick delivery anywhere in the world, by air or ocean.

NRG TallTowers are easy to install. Towers arrive at your site complete—no extra parts are required. Tower tubes slide together without bolts or clamps, then tilt up from the ground with a gin pole and winch. NRG TallTowers are supported with aircraft cable guy wires in four directions at each guy level. The guy wires are anchored with standard screw-in anchors (other anchor types are available for various soil conditions). No cranes or concrete foundations are required.



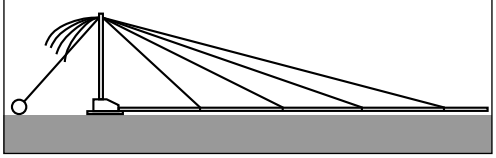
TallTowers have always withstood the harshest environments, from the ice-prone Canadian tundra to the highly corrosive Carribbean coastline.



Screw-in anchors are easy to install in most soil types.

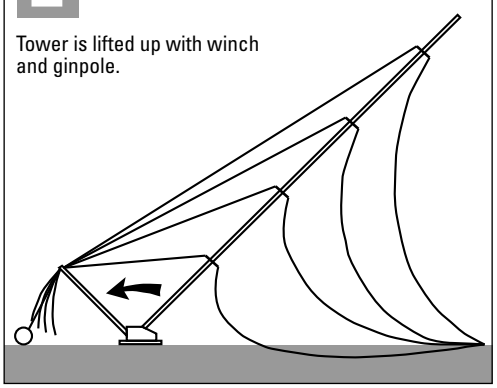
1

Tower is assembled on the ground.



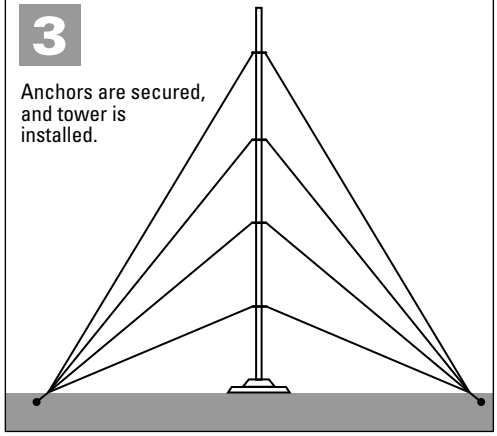
2

Tower is lifted up with winch and ginpole.



3

Anchors are secured, and tower is installed.



NRG TALLTOWERS™
Mast Systems

NRG TALLTOWER™ SPECIFICATIONS

All weights and dimensions below include ginpoles (except for the 10 meter TallTower). One ginpole may be used to raise and lower many TallTowers.

10 Meter TallTower™
Tower Height: 10 m (33 ft.)
Tube Diameter: 89 mm (3.5 in.)
Tube Thickness: 1.65 mm (0.065 in.)
Tube Length: 2 m (7 ft.)
Ginpole Length: no ginpole required
Guy Radius (tower to anchor): 5.3 m (17.5 ft.)
Guy Wire Diameter: 3.175 mm (0.125 in.)
Guyset Levels: 8 m (26 ft.)
Shipping Weight: 63 kg. (137 lbs.)
Shipping Dimensions: 0.2 m^3 (7 $ft.^3$)

20 Meter TallTower™
Tower Height: 20 m (66 ft.)
Tube Diameter: 89 mm (3.5 in.)
Tube Thickness: 1.65 mm (0.065 in.)
Tube Length: 2 m (7 ft.)
Ginpole Length: 6 m (20 ft.)
Guy Radius (tower to anchor): 12.8 m (42 ft.)
Guy Wire Diameter: 3.175 mm (0.125 in.)
Guyset Levels: 6, 12, and 18 meters (20, 40, and 60 ft.)
Shipping Weight: 161 kg. (354 lb.)
Shipping Dimensions: 0.5 m^3 (17 $ft.^3$)
Maximum Lifting Winch Load: 189 kg. (415 lbs.)

30 Meter TallTower™
Standard 4.5" Diameter TallTower™
Tower Height: 30 m (100 ft.)
Tube Diameter: 114 mm (4.5 in.)
Tube Thickness: 2.11 mm (0.83 in.)
Tube Length: 3 m (10 ft.)
Ginpole Length: 9 m (30 ft.)
Guy Radius (tower to anchor): 18.3 m (60 ft.)
Guy Wire Diameter: 4.78 mm (0.188 in.)
Guyset Levels: 7.5, 15, 22.5 , and 30 meters (25, 50, 75, and 100 ft.)
Shipping Weight: 393 kg. (865 lbs.)
Shipping Dimensions: 1 m^3 (36 $ft.^3$)
Maximum Lifting Winch Load: 462 kg. (1017 lbs.)

30 Meter TallTower™
Heavy Duty Version 6.0" Diameter
Tower Height: 30 m (100 ft.)
Tube Diameter: 152 mm (6.0 in.)
Tube Thickness: 2.11 mm (0.83 in.)
Tube Length: 3 m (10 ft.)
Ginpole Length: 9. m (30 ft.)
Guy Radius (tower to anchor): 18.3 m (60 ft.)
Guy Wire Diameter: 4.78 mm (0.188 in.)
Guyset Levels: 7.5, 15, 22.5, and 30 meters (25, 50, 75, and 100 ft.)
Shipping Weight: 491 kg. (1081 lbs.)
Shipping Dimensions: 1.8 m^3 (61 $ft.^3$)
Maximum Lifting Winch Load: 627 kg. (1381 lbs.)

40 Meter TallTower™
Tower Height: 40 m (132 ft.)
Tube Diameter: 152 mm (6.0 in.)
Tube Thickness: 2.11 mm (0.83 in.)
Tube Length: 3 m (10 ft.)
Ginpole Length: 9 m (30 ft.)
Guy Radius (tower to anchors, 2 anchors per guy wire):
Inner radius: 21.3 m (70 ft.) for bottom three guy levels
Outer radius: 22.8 m (75 ft.) for top two guy levels
Guy Wire Diameter: 4.78 mm (0.188 in.)
Guyset Levels: 7.5, 15, 22.5, 30 and 39 meters (25, 50, 75, 100, and 130 ft.)
Shipping Weight: 633 kg. (1394 lbs.)
Shipping Dimensions: 2.2 m^3 (75 $ft.^3$)
Maximum Lifting Winch Load: 1114 kg. (2455 lbs.)

50 Meter TallTower™
Tower Height: 50 m (164 ft.)
Tube Diameter: 152 mm (6.0 in.)
Tube Thickness: 2.11 mm (0.83 in.)
Tube Length: 3 m (10 ft.)
Ginpole Length: 12 m (40 ft.)
Guy Radius (tower to anchors, 2 anchors per guy wire):
Inner radius: 30.5 m (100 ft.) for bottom three guy levels
Outer radius: 33.5 m (110 ft.) for top three guy levels
Guy Wire Diameter: 4.78 mm (0.188 in.)
Guyset Levels: 9, 18, 27, 36, 43.5, 51 meters (30, 60, 90, 120, 145, 170 ft.)
Shipping Weight: 785 kg. (1729 lbs.)
Shipping Dimensions: 2.6 m^3 (89 $ft.^3$)
Maximum Lifting Winch Load: 1306 kg. (2877 lbs.)

Surprisingly low shipping costs result in prices often lower than local towers in Europe and many selected countries.

Please call or fax NRG Systems today for a worldwide price quotation, including delivery to your site.

MEASURING THE WIND'S ENERGY
110 Commerce Street • Hinesburg, VT 05461 USA
TEL (802) 482-2255 • FAX (802) 482-2272 • EMAIL: sales@nrgsystems.com

©COPYRIGHT 1997 NRG SYSTEMS, INC. • PRINTED IN USA

SPECIFICATIONS MAY CHANGE WITHOUT NOTICE (6/97)

ALLEGATO 3

IMPIANTO EOLICO NEL COMUNE DI BARDINETO (SV) – REGIONE LIGURIA

Stazione di riferimento	**RIF1_S**
Modello aerogeneratore	**Vestas V136-4.5 MW**
Potenza nominale	**4.5 MW**
Diametro Rotore	**136.0 m**
Altezza di mozzo	**111.0 m**

AG / RIF.	Coordinate UTM ED50 - Fuso 32		Base macchina (m s.l.m.)	Dati al mozzo					
				Stima svolta con WAsP					
	Longitudine	Latitudine		H mozzo (m)	V (m/s)	P Lorda (MWh/a)	Perdite per scia (%)	P Lorda netto scie (MWh/a)	Ore equiv. (MWh/MW)
T1	427,960	4,892,286	1183	111.0	6.07	12,258	0.99	12,137	2697
T2	428,250	4,892,397	1166	111.0	6.09	12,344	0.91	12,231	2718
MEDIE			**1174**	**111.0**	**6.08**	**12,301**	**0.95**	**12,184**	**2708**
TOTALI						**24,602**		**24,368**	

Note:

1) Producibilità lorda calcolata con curva di potenza alla densità dell'aria di 1.225 kg/m^3, corrispondente alla quota del mare
2) Le perdite per scia stimate includono i seguenti impianti esterni: 2x V52-850 kW con altezza mozzo di 65 m, 1x V117-3.45 MW (@3.0 MW) con altezza mozzo di 91.5 m
3) Perdite per densità dell'aria (d = 1.08 kg/m^3) già incluse nelle stimate

ALLEGATO 4

Vestas

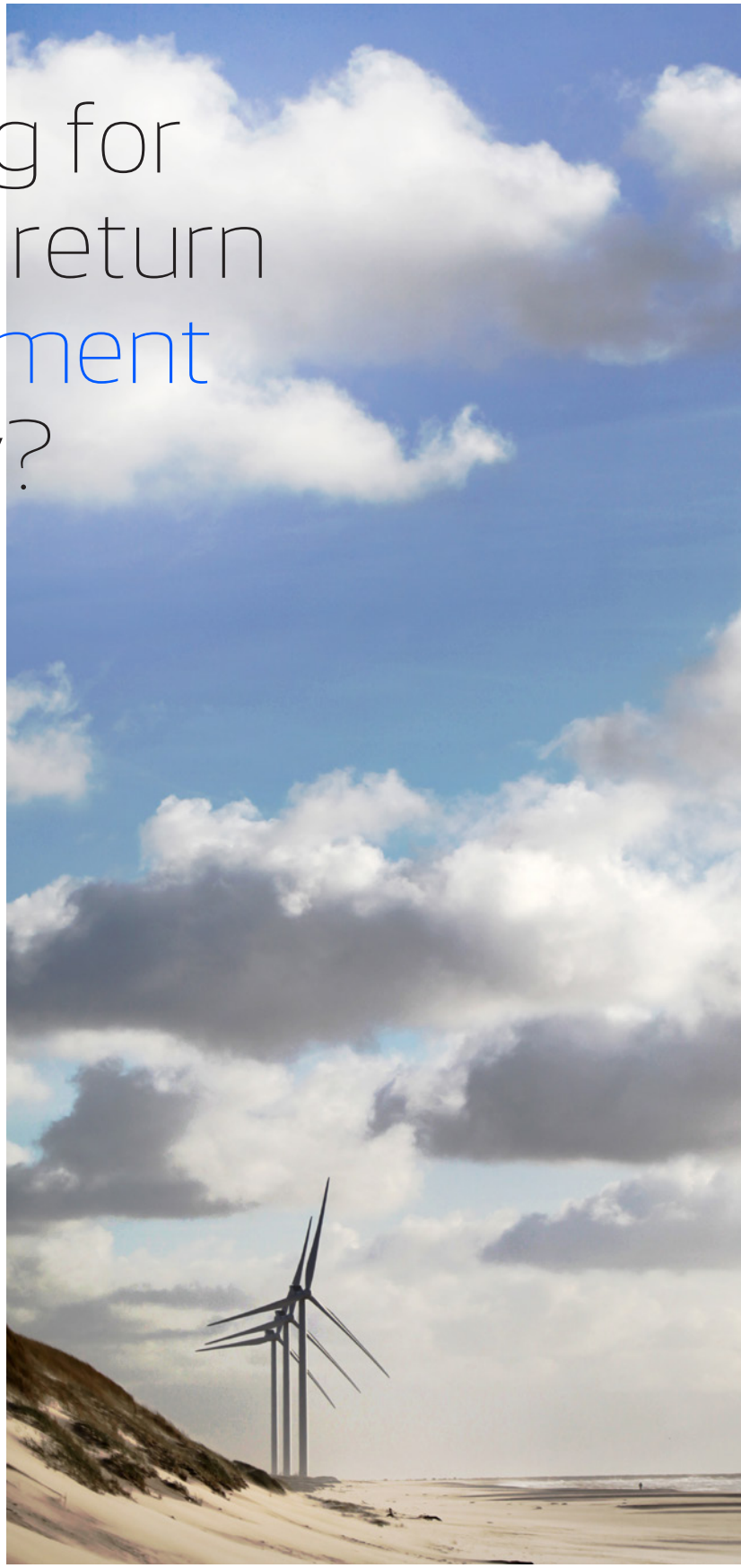
4 MW

platform



Wind. It means the world to us.™

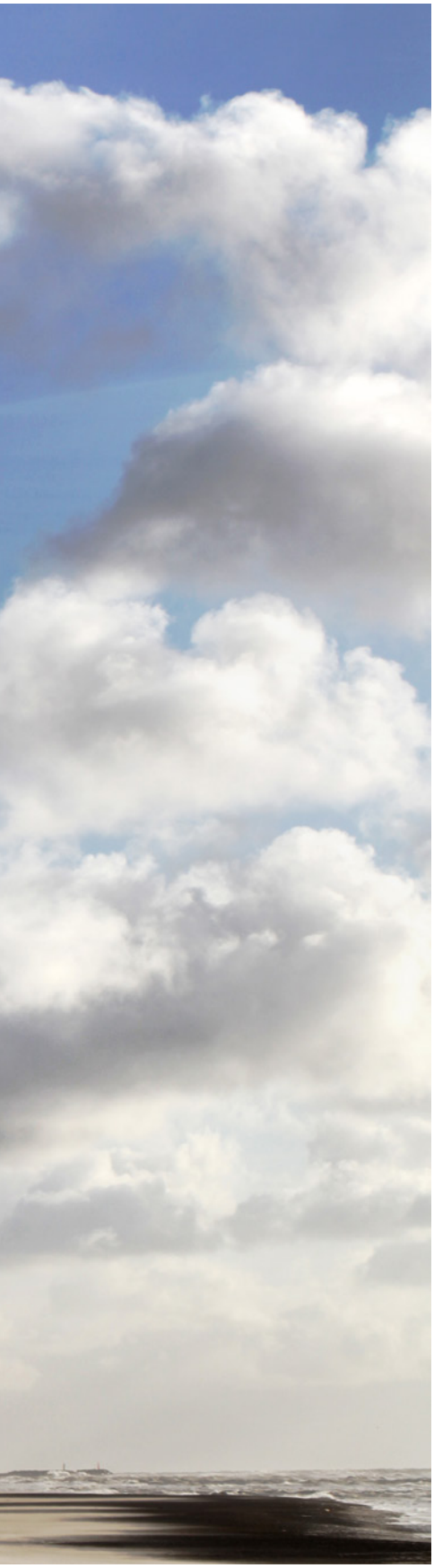
Are you looking for the maximum return on your investment in wind energy?



Wind energy means the world to us. And we want it to mean the world to you – our customers, too, by maximising your profits and strengthening the certainty of your investment in wind power.

That's why, together with our partners, we always strive to deliver efficient solutions and wind technologies, high quality products and first-class services throughout the entire value chain. And it's why we put so much emphasis on reliability, consistency and predictability of our technology.

We have over 40 years' experience in wind energy. During that time, we've delivered more than 169 GW of installed capacity in 88 countries. That is more than anyone else in the industry. We currently monitor over 49,000 wind turbines across the globe. All tangible proof that Vestas is the right partner to help you realise the full potential of your wind sites.



What is the 4 MW Platform today?
The Vestas 4 MW platform is designed for a broad range of wind and site conditions, applicable for either land- or capacity-constrained markets. Since the introduction in 2010 with the launch of the V112-3.0 MW®, the platform was upgraded, and new variants are introduced utilising the untapped potential of the platform.

All variants of the 4 MW platform are based on the proven technology of the V112-3.0 MW® with a full-scale converter, providing you with superior grid performance.
All variants carry the same nacelle dimension, and the hub design has been re-used to the largest extend possible.
The same ergonomically designed and very spacious nacelle makes it easier for maintenance crews to gain access, so they can reduce the time spent on service while maximising the uptime without compromising on safety.
All turbines can be installed or maintained using standard installation or servicing tools and equipment, further reducing operational and maintenance costs by minimising your stock level of spare parts.

The V112-3.45 MW® and the other 4 MW variants advance the already proven technology powering over 86,000 installed Vestas turbines worldwide - more than any other supplier.

Turbines worldwide

+86,000

In addition, our engineers have increased the nominal power across the entire platform improving your energy production significantly. With this expansion, the 4 MW platform covers all IEC wind classes with a variety of rotor sizes and a rated output power of up to 4.5 MW.

The 4 MW platform has now evolved to power 8 rotor sizes represented by 12 official variants. Leveraging Vestas Modular Product Development, standard interfaces between interchangeable components allow for configuration flexibility in our offerings and enable efficiency in technology response. Combined with a large catalogue of optional features and tower options, the 4 MW platform portfolio allows you to mix turbines across your site or portfolio of sites, delivering industry-leading reliability, serviceability and exceptionally efficient energy capture. Leveraging the well-established global supply network, our 4 MW platform is all about optimising your business case.

You can choose from the following turbines on the 4 MW platform:
- V105-3.45 MW™ – IEC IA
- V112-3.45 MW® – IEC IA
- V117-3.45 MW® – IEC IB/IEC IIA
- V117-4.2 MW™ – IEC IB -T/IEC IIA -T/IEC S -T
- V126-3.45 MW® – IEC IIB/IEC IIA
- V136-3.45 MW® – IEC IIB/IEC IIIA
- V136-4.2 MW™ – IEC IIB/IEC S
- V136-4.5 MW™ – IEC IIB
- V150-4.2 MW™ – IEC IIIB/IEC S
- V150-4.5 MW™ – IEC IIIB
- V155-3.6 MW™ – IEC S
- V163-4.5 MW™ – IEC IIIB

To date, over 18,000, totalling +66 GW of the 4 MW platform turbines have been installed globally. Benefitting from operational insights, continuous development with a modular approach and the future of energy in mind, the 4 MW platform – backed by its well-established and efficient global supply network – forms a central part of the Vestas' product and solutions offerings and represents a portfolio of turbines delivering flexible and highly efficient wind energy solutions to power the global energy transition.

How does our technology generate more energy?

More power for every wind site
The V112-3.45 MW®, the V117-3.45 MW®, the V117-4.2 MW™, the V126- 3.45 MW®, the V136-3.45 MW®, the V136-4.2 MW™, the V136 -4.5 MW™, the V150-4.2 MW™ and the V150-4.5 MW™ are available with several Sound Optimised Modes to meet sound level restrictions with an optimised production. The power system enables superior grid support, and it is capable of maintaining production across severe drops in grid voltage, while simultaneously minimising tower and foundation loads. It also allows rapid down-rating of production to 10 percent nominal power.

Proven technologies - from the company that invented them
The 4 MW platform is a low-risk choice. It is based on proven technologies that underpin more than 86,000 Vestas' turbines installed around the world. Using the best features from across the range, as well as some of the industry's most stringently tested components and systems, the platform's reliable design minimises downtime – helping to give you the best possible return on your investment.

With an operating range that covers all wind classes, our 4 MW platform delivers unrivalled energy production. The proven blade technology from the V112-3.0 MW® is used on the V105-3.45 MW™, the V112-3.45 MW®, the V117-3.45 MW® and the V117-4.2 MW™. The industry known structural shell blades are used on the V126-3.45 MW®, V136-3.45 MW®, V136-4.2 MW™, V136-4.5 MW™, V150-4.2 MW™, V150-4.5 MW™,V155-3.6 MW™ and V163-4.5 MW™ - a technology which is also used on the 2 MW V110-2.0 MW®, the V116-2.1 MW™ and the V120-2.2 MW™ variants.

Reliable and robust
The Vestas Test Centre is unrivalled in the wind industry. We test most 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.

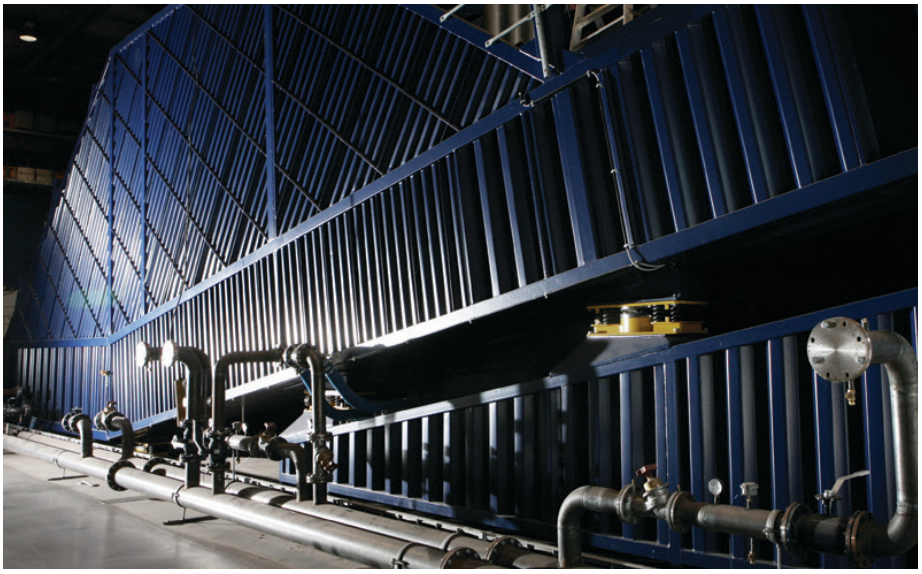
Options available for the 4 MW platform
An option is an extra feature that can be added to the turbine to suit a project's specific needs. By adding options to the standard turbine, we can enhance the performance and adaptability of the wind power project and facilitate a shorter permitting cycle at restricted sites. The options can even be a decisive factor in realising your specific project, and the business case certainty of the investment.

Here is a list of the options available for the 4 MW platform:

Power Optimised Modes
Load Optimised Modes
Condition Monitoring System
Service Personnel Lift
Vestas Ice Detection
Vestas De-Icing
Vestas Anti-Icing System™
Low Temperature Operation to - 30°C
Fire Suppression
Shadow Flicker Control System
Vestas Bat Protection System
Aviation Lights
Aviation Markings on the Blades
Vestas InteliLight™
Nacelle Hatch for Air Inlet

4 MW turbines	Low Wind Speeds	Medium Wind Speeds	High Wind Speeds
V105-3.45 MW™ IEC IA			
V112-3.45 MW® IEC IA			
V117-3.45 MW® IEC IB/IEC IIA			
V117-4.2 MW™ IEC IB-T/IEC IIA-T/IEC S-T			
V126-3.45 MW® IEC IIA/IEC IIB			
V136-3.45 MW® IEC IIB/IEC IIIA			
V136-4.2 MW™ IEC IIB/IEC S			
V136-4.5 MW™ IEC IIB			
V150-4.2 MW™ IEC IIIB/IEC S			
V150-4.5 MW™ IEC B			
V155-3.6 MW™ IEC S			
V163-4.5 MW™ IEC B			

The 4 MW platform covers all wind segments enabling you to find the best turbine for your specific site.



Life testing

The Vestas Test Centre has the unique ability to test complete nacelles using technologies like Highly Accelerated Life Testing (HALT). This rigorous testing of new components ensures the reliability of the 4 MW platform.



Is the 4 MW platform the optimal choice for your specific site?

One common nacelle – nine different rotor sizes
The wind conditions on a wind project site are often not identical. The 4 MW platform features a range of turbines that cover all wind classes. Combined across your site, they help maximise the energy output of your power plant.

Tip-height restrictions and strict grid requirements
With a rotor size of 105 m, the V105-3.45 MW™ IEC IA is the turbine that fits the most severe wind conditions. It has an extremely robust design for tough site conditions and is especially suited for markets with tip-height restrictions and high grid requirements.

Like all the other 4 MW turbines, the V105-3.45 MW™ is equipped with a full-scale converter ensuring full compliance with the challenging grid codes in countries like the UK and Ireland.

Cold climates
The V112-3.45 MW®, V117-3.45 MW®, V117-4.2 MW™, V126-3.45MW®, V136-3.45 MW® can be combined with Vestas De-Icing and Vestas Ice Detection ensuring optimum production in cold climates. Vestas Anti-Icing System™ is available for the V136-4.2 MW™, the V150-4.2 MW™ and the 150-4.5 MW™.

High- and medium-wind sites
The V112-3.45 MW® IEC IA is a high-wind turbine and has a high capacity factor. Similar to the other 4 MW turbines, the V112-3.45 MW® IEC IA turbine makes efficient use of its grid compatibility and is an optimal choice for sites with MW constraints.

On medium-wind sites, the V117-3.45 MW® IEC IB/IEC IIA, V126-3.45 MW® IEC IIA/IEC IIB, V136-3.45 MW® IEC IIB/IEC IIIA, V136-4.2 MW™ IEC IIB/IEC S,V136-4.5 MW™ IEC IIB and V163-4.5 MW™ IEC IIIB are excellent turbine choices.

A combination of the variants can optimise your site layout and improve your production significantly on complex sites. V117-4.2 MW™ IEC IB -T/IEC IIA -T/IEC S -T and V136-4.2 MW™ IEC IIB/ IEC S are designed for application on sites exposed to severe climate events.

Low-wind sites
Built on the same proven technology as the V150-4.2 MW™ IEC IIIB/IEC S and V150-4.5 MW™ IEC IIIB and the V163-4.5 MW™ IEC IIIB are our best performers on low-wind sites. The larger rotors enable greater wind capture, which in turn produces more energy when it matters most at low wind conditions. The result is exceptional profitability in areas with low wind, and new frontiers for wind energy investment.

Large Diameter Steel Towers (LDST) support the added rotor size and rating of Vestas turbines to increase Annual Energy Production on low-wind sites. LDST is specially designed with a larger diameter in the bottom section that allows for optimal strength at high hub heights.

Maximising old permits
Although the V150-4.2 MW™, the V150-4.5 MW™ and the V163-4.5 MW™ are some of the highest producing low wind turbines available, some old permits may simply be too tight to accept it. Although the V117-3.45 MW®, V126-3.45 MW®, V136-3.45 MW®, V136-4.2 MW™ and V136-4.5 MW™ are medium-wind turbines, they still deliver an excellent business case on low-wind sites.

Due to the similar electrical properties and nacelle design, it is easy to mix and match the turbines from the 4 MW platform to maximise production on heavily constrained sites.

Would you benefit from uninterrupted control of wind energy production?

Knowledge about wind project planning is key
Getting your wind energy project up and operating as quickly as possible is fundamental to its long-term success. One of the first and most important steps is to identify the most suitable location for your wind power plant. Vestas' SiteHunt® is an advanced analytical tool that 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, SiteDesign® optimises the layout of your wind power plant. SiteDesign® runs Computational Fluid Dynamics (CFD) software on our powerful in-house supercomputer Firestorm to perform 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, 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.

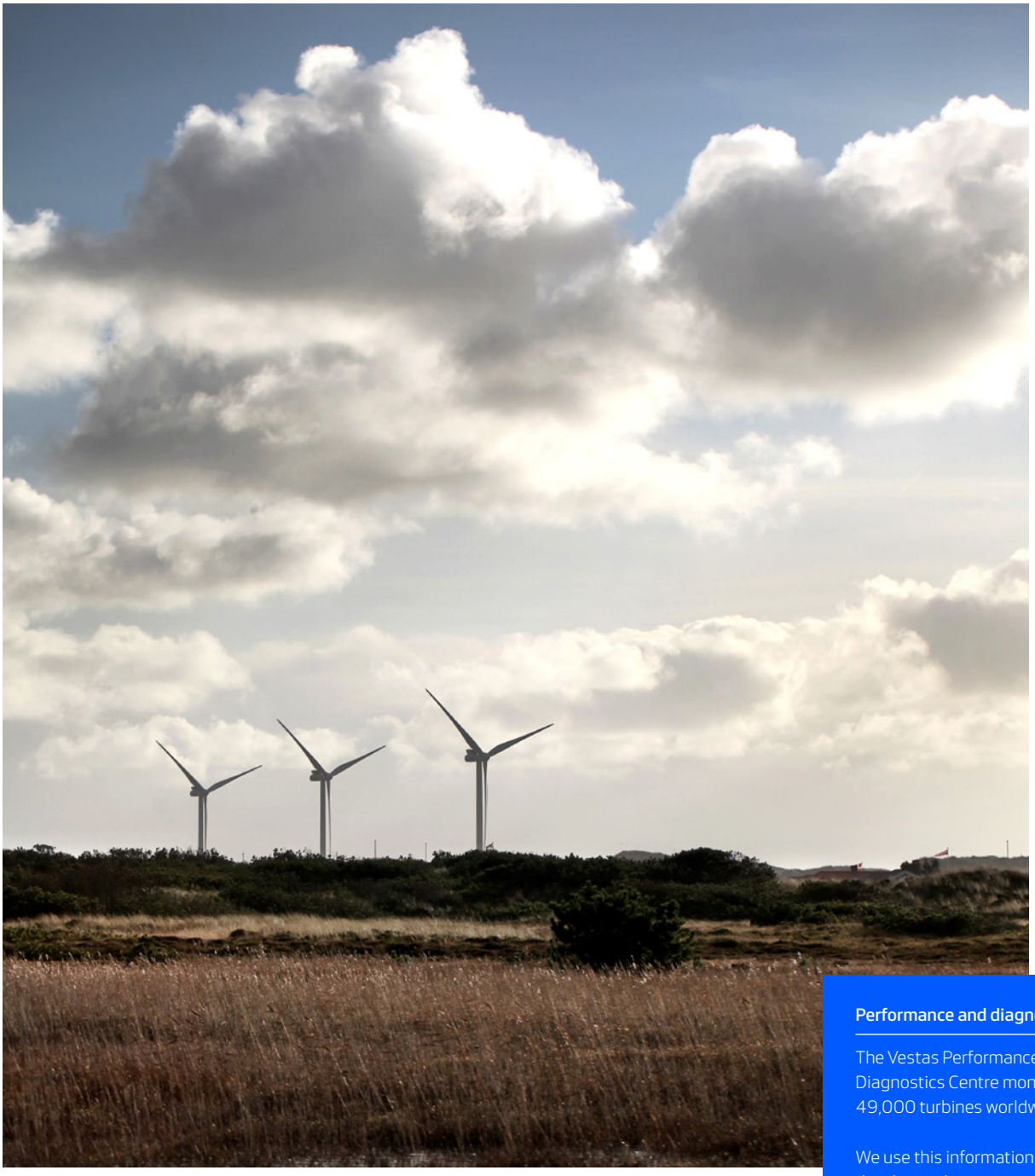
Advanced monitoring and real-time plant control
All our wind turbines can benefit from VestasOnline® Business, the latest Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) system for modern wind power plants.

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.

Surveillance, maintenance and service
Operating a large wind power plant calls for efficient management strategies to ensure uninterrupted power production and to control operational expenses. We offer 24/7 monitoring, performance reporting and predictive maintenance systems to improve turbine performance and availability. Predicting faults in advance is essential, helping to avoid costly emergency repairs and unscheduled interruptions to energy production.

Our Condition Monitoring System (CMS) assesses the status of the turbines by analysing vibration signals. For example, by measuring the vibration of the drive train, it can detect faults at an early stage and monitor any damage. This information allows pre-emptive maintenance to be carried out before the component fails, reducing repair costs and production loss.

Additionally, our Active Output Management® (AOM) concept provides detailed plans and long term agreements for service and maintenance, online monitoring, optimisation and troubleshooting. It is possible to get a full scope contract, combining your turbines' state-of-the-art technology with guaranteed time or energy-based availability performance targets, thereby creating a solid base for your power plant investment. The Active Output Management® agreement provides you with long term and financial operational peace of mind for your business case.



Performance and diagnostics

The Vestas Performance and Diagnostics Centre monitors more than 49,000 turbines worldwide.

We use this information to continually develop and improve our products and services.

Turbines monitored

+49,000

Vestas' transparency towards Sustainability



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 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.



g/kWh

4.4 - 7.6

1002

CO_2 comparison between the 4 MW platform and a coal power plant

Energy neutral

4.8-7.6

months of operation

Energy return

21 - 50

times

Recyclability rate

82.8%-88.5%

Sustainability metrics depending on project and site specific conditions

V105-3.45 MW™ IEC IA

Power regulation	Pitch regulated with variable speed

Operating data

Rated power	3,450kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed	25m/s
Re cut-in wind speed	23m/s
Wind class	IEC IA
Standard operating temperature range from -20°C* to +45°C with de-rating above 30°C	

* Subject to different temperature options

Sound power

Maximum	104.5dB(A)**

**Sound Optimised Modes dependent on site and country

Rotor

Rotor diameter	105m
Swept area	8,659m^2
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

Electrical

Frequency	50/60Hz
Converter	full scale

Gearbox

Type	two planetary stages and one helical stage

Tower

Hub height	72.5m (IEC IA)

Nacelle dimensions

Height for transport	3.4m
Height installed (incl. CoolerTop®)	6.9m
Length	12.8m
Width	4.2m

Hub dimensions

Max. transport height	3.8m
Max. transport width	3.8m
Max. transport length	5.5m

Blade dimensions

Length	51.2m
Max. chord	4.0m

Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes

Turbine options

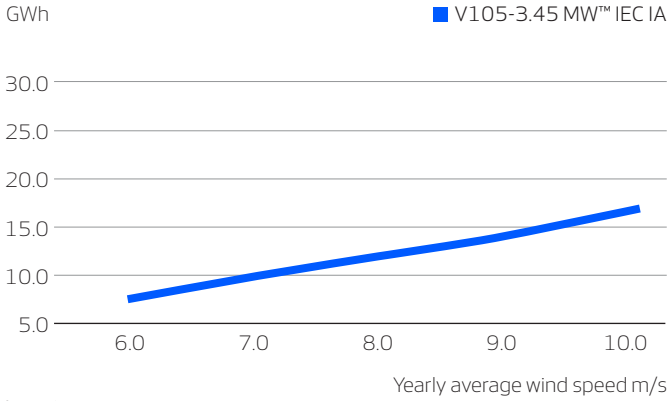
- High Wind Operation
- Power Optimised Mode up to 3.6 MW (site specific)
- Load Optimised Modes down to 3.0 MW
- Condition Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Vestas Ice Detection
- Low Temperature Operation to -30°C
- Fire Suppression
- Shadow Detection
- Vestas Bat Protection System
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Vestas InteliLight®
- Nacelle Hatch for Air Inlet

Sustainability

Carbon Footprint	4.8g CO_2e/kWh
Return on energy break-even	5 months
Lifetime return on energy	47 times
Recyclability rate	83.5%

Configuration: 72.5m hub height and wind class IECIB. 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

V112-3.45 MW® IEC IA

Power regulation	Pitch regulated with variable speed

Operating data

Rated power	3,450kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed	25m/s
Re cut-in wind speed	23m/s
Wind class	IEC IA
Standard operating temperature range from -20°C* to +45°C with de-rating above 30°C	

* Subject to different temperature options

Sound power

Maximum	105.4dB(A)**

**Sound Optimised Modes dependent on site and country

Rotor

Rotor diameter	112m
Swept area	9,852m^2
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

Electrical

Frequency	50/60Hz
Converter	full scale

Gearbox

Type	two planetary stages and one helical stage

Tower

Hub heights	69m (IEC IA) 94m (IEC IA)

Nacelle dimensions

Height for transport	3.4m
Height installed (incl. CoolerTop®)	6.9m
Length	12.8m
Width	4.2m

Hub dimensions

Max. transport height	3.8m
Max. transport width	3.8m
Max. transport length	5.5m

Blade dimensions

Length	54.7m
Max. chord	4.0m

Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes

Turbine options

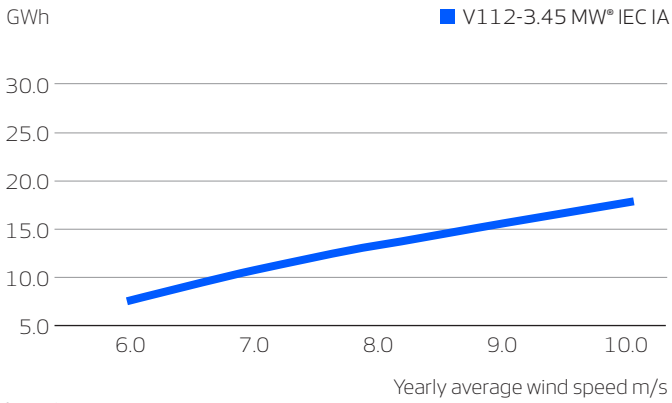
- High Wind Operation
- Power Optimised Mode up to 3.6 MW (site specific)
- Load Optimised Modes down to 3.0 MW
- Condition Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Vestas Ice Detection
- Vestas De-Icing
- Low Temperature Operation to -30°C
- Fire Suppression
- Shadow detection
- Vestas Bat Protection System
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Vestas InteliLight®
- Nacelle Hatch for Air Inlet

Sustainability

Carbon Footprint	5.3g CO_2e/kWh
Return on energy break-even	5.4 months
Lifetime return on energy	45 times
Recyclability rate	86%

Configuration: 94m hub height and wind class IECIB. 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

V117-3.45 MW®
IEC IB/IEC IIA

Power regulation	Pitch regulated with variable speed

Operating data

Rated power	3,450kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed	25m/s
Re cut-in wind speed	23m/s
Wind class	IEC IB/IEC IIA

Standard operating temperature range from -20°C* to +45°C with de-rating above 30°C

* Subject to different temperature options

Sound power

Maximum	106.8dB(A)**

**Sound Optimised Modes dependent on site and country

Rotor

Rotor diameter	117m
Swept area	10,751m^2
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

Electrical

Frequency	50/60Hz
Converter	full scale

Gearbox

Type	two planetary stages and one helical stage

Tower

Hub heights	80m (IEC IB) 91.5m (IEC IB) 116.5m (IEC IB/IEC IIA/DIBtS)

Nacelle dimensions

Height for transport	3.4m
Height installed (incl. CoolerTop®)	6.9m
Length	12.8m
Width	4.2m

Hub dimensions

Max. transport height	3.8m
Max. transport width	3.8m
Max. transport length	5.5m

Blade dimensions

Length	57.2m
Max. chord	4.0m

Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes

Turbine options

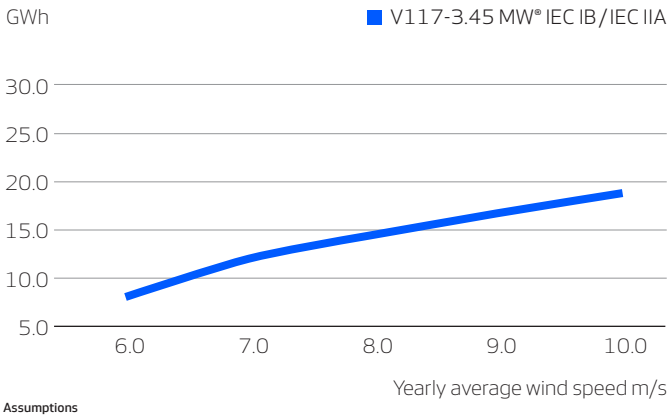
- High Wind Operation
- Power Optimised Mode up to 3.6 MW (site specific)
- Load Optimised Modes down to 3.0 MW
- Condition Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Vestas Ice Detection
- Vestas De-Icing
- Low Temperature Operation to -30°C
- Fire Suppression
- Shadow detection
- Vestas Bat Protection System
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Vestas InteliLight®
- Nacelle Hatch for Air Inlet

Sustainability

Carbon Footprint	5.1g CO_2e/kWh
Return on energy break-even	5.2 months
Lifetime return on energy	46 times
Recyclability rate	85%

Configuration: 91.5m hub height and wind class IECIB. 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 = 2,5
Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

V117-4.2 MW™ IEC IB-T / IEC IIA-T / IEC S-T

Power regulation	Pitch regulated with variable speed

Operating data

Rated power	4,000kW/4,200kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed	25m/s
Re cut-in wind speed	23m/s
Wind class	IEC IB-T / IEC IIA-T / IEC S-T

Standard operating temperature range from -20°C* to +45°C with de-rating above 30°C (4,000kW)

* Subject to different temperature options

Sound power

Maximum	106dB(A)**

**Sound Optimised Modes dependent on site and country

Rotor

Rotor diameter	117m
Swept area	10,751m^2
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

Electrical

Frequency	50/60Hz
Converter	full scale

Gearbox

Type	two planetary stages and one helical stage

Tower

Hub heights	91.5m (IEC IB) 84m (IEC IIA)

Nacelle dimensions

Height for transport	3.4m
Height installed (incl. CoolerTop®)	6.9m
Length	12.8m
Width	4.2m

Hub dimensions

Max. transport height	3.8m
Max. transport width	3.8m
Max. transport length	5.5m

Blade dimensions

Length	57.2m
Max. chord	4.0m

Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes

Turbine options

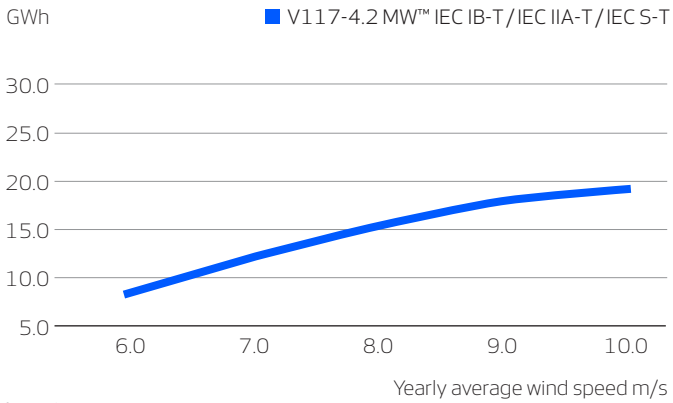
- High Wind Operation
- 4.2 MW Power Optimised Mode (site specific)
- Load Optimised Modes down to 3.6 MW
- Condition Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Vestas Ice Detection
- Vestas De-icing
- Low Temperature Operation to -30°C
- Fire Suppression
- Shadow detection
- Vestas Bat Protection System
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Vestas InteliLight®
- Nacelle Hatch for Air Inlet

Sustainability

Carbon Footprint	4.4g CO_2e/kWh
Return on energy break-even	4.8 months
Lifetime return on energy	50 times
Recyclability rate	84.7%

Configuration: 91.5m hub height and wind class IECIB. 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

V126-3.45 MW® IEC IIB/IEC IIA

Power regulation	Pitch regulated with variable speed

Operating data

Rated power	3,450kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed	22.5m/s
Re cut-in wind speed	20m/s
Wind class	IEC IIB/IEC IIA

Standard operating temperature range from -20°C* to +45°C with de-rating above 30°C

* Subject to different temperature options

Sound power

Maximum	104.4dB(A)**/ 107.3dB(A)**

**Sound Optimised Modes dependent on site and country

Rotor

Rotor diameter	126m
Swept area	12,469m^2
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

Electrical

Frequency	50/60Hz
Converter	full scale

Gearbox

Type	two planetary stages and one helical stage

Tower

Hub heights	87m (IEC IIB/IEC IIA) 117m (IEC IIB/IECIIA/DIBtS) 137m (IEC IIIA/DIBtS) 147m (IEC IIIA) 149m (DIBtS) 166m (DIBtS)

Nacelle dimensions

Height for transport	3.4m
Height installed (incl. CoolerTop®)	6.9m
Length	12.8m
Width	4.2m

Hub dimensions

Max. transport height	3.8m
Max. transport width	3.8m
Max. transport length	5.5m

Blade dimensions

Length	61.7m
Max. chord	4.0m

Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes

Turbine options

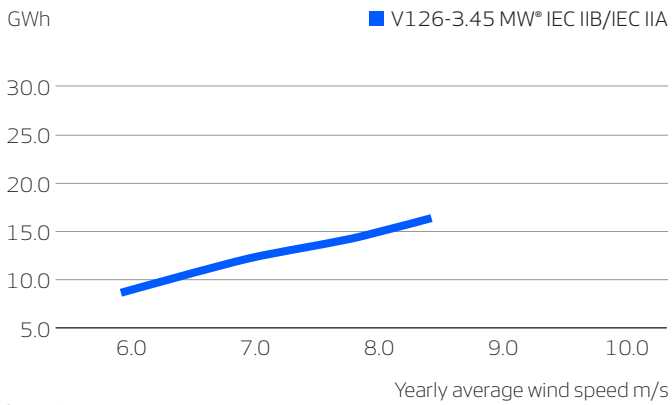
- High Wind Operation
- Power Optimised Mode up to 3.6 MW (site specific)
- Load Optimised Modes down to 3.0 MW
- Condition Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Vestas Ice Detection
- Vestas De-Icing
- Low Temperature Operation to -30°C
- Fire Suppression
- Shadow detection
- Vestas Bat Protection System
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Vestas InteliLight®
- Nacelle Hatch for Air Inlet

Sustainability

Carbon Footprint	6.4g CO_2e/kWh
Return on energy break-even	6.5 months
Lifetime return on energy	37 times
Recyclability rate	87.5%

Configuration: 117m hub height and wind class IECIIA. 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

V136-3.45 MW® IEC IIB/IEC IIIA

Power regulation	Pitch regulated with variable speed

Operating data

Rated power	3,450kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed	22.5m/s
Re cut-in wind speed	20m/s
Wind class	IEC IIB/IEC IIIA

Standard operating temperature range from -20°C* to +45°C with de-rating above 30°C

* Subject to different temperature options

Sound power

Maximum	105.5dB(A)**

**Sound Optimised Modes dependent on site and country

Rotor

Rotor diameter	136m
Swept area	14,527m^2
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

Electrical

Frequency	50/60Hz
Converter	full scale

Gearbox

Type	two planetary stages and one helical stage

Tower

Hub heights	82m (IEC IIB/IEC IIIA)
	105m (IEC IIIA)
	112m (IEC IIB/IEC IIIA)
	132m (IEC IIB/IEC IIIA/ DIBt2)
	142m (IEC IIIA)
	149m (DIBtS)
	166m (DIBtS)

Nacelle dimensions

Height for transport	3.4m
Height installed (incl. CoolerTop®)	6.9m
Length	12.8m
Width	4.2m

Hub dimensions

Max. transport height	3.8m
Max. transport width	3.8m
Max. transport length	5.5m

Blade dimensions

Length	66.7m
Max. chord	4.1m

Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes

Turbine options

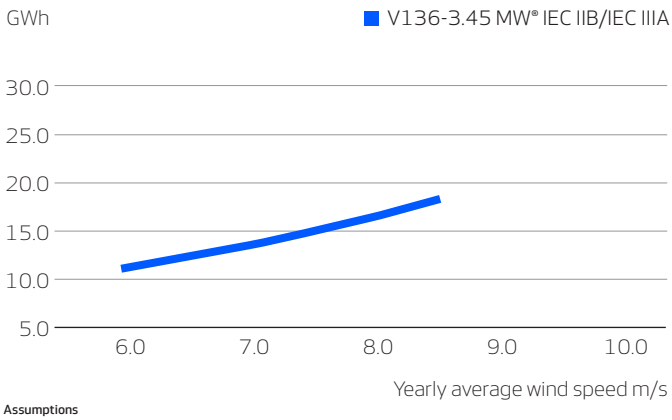
- High Wind Operation
- Power Optimised Mode up to 3.6 MW (site specific)
- Load Optimised Modes down to 3.0 MW
- Condition Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Vestas Ice Detection
- Vestas De-Icing
- Low Temperature Operation to -30°C
- Fire Suppression
- Shadow detection
- Vestas Bat Protection System
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Vestas InteliLight®
- Nacelle Hatch for Air Inlet

Sustainability

Carbon Footprint	7.6g CO_2e/kWh
Return on energy break-even	7.5 months
Lifetime return on energy	32 times
Recyclability rate	88.5%

Configuration: 132m hub height and wind class IECIIIA. 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

V136-4.2 MW™ IEC IIB/IEC S

Power regulation	Pitch regulated with variable speed

Operating data

Rated power	4,000kW/4,200kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed	25m/s
Re cut-in wind speed	23m/s
Wind class	IEC IIB/IEC S

Standard operating temperature range from -20°C* to +45°C with de-rating above 30°C (4,000kW)

* Subject to different temperature options

Sound power

Maximum	103.9dB(A)*

*Sound Optimised Modes dependent on site and country

Rotor

Rotor diameter	136m
Swept area	14,527m^2
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

Electrical

Frequency	50/60Hz
Converter	full scale

Gearbox

Type	two planetary stages and one helical stage

Tower

Hub heights	105m (IEC) 112m (IEC/ DIBt) 117m (IEC) 149m (DIBt) 166m (DIBt)

Nacelle dimensions

Height for transport	3.5m
Height installed (incl. CoolerTop®)	8.4m
Length	12.96m
Width	3.98m

Hub dimensions

Max. transport height	3.5m
Max. transport width	3.7m
Max. transport length	5.5m

Blade dimensions

Length	66.7m
Max. chord	4.1m

Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes

Turbine options

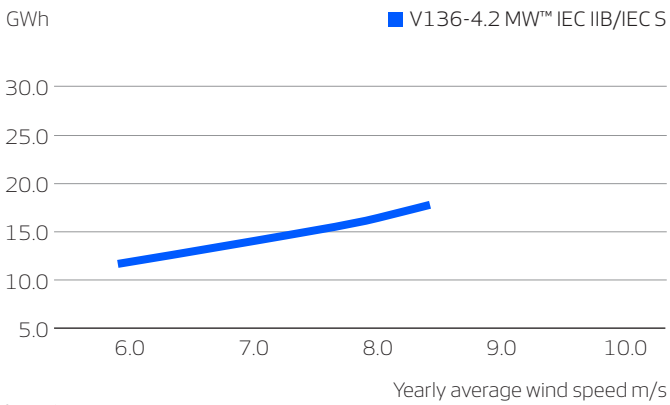
- 4.2 MW and 4.5 MW Power Optimised Modes (site specific)
- High Wind Operation
- Load Optimised Modes down to 3.6 MW
- Condition Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Vestas Anti-Icing System
- Vestas Ice Detection™
- Low Temperature Operation to -30°C
- Fire Suppression
- Shadow detection
- Vestas Bat Protection System
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Vestas InteliLight®
- Nacelle Hatch for Air Inlet

Sustainability

Carbon Footprint	5.6g CO_2e/kWh
Return on energy break-even	6.1 months
Lifetime return on energy	40 times
Recyclability rate	87.4%

Configuration: 112m hub height and wind class IECIIB. 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

V136-4.5 MW™ IEC IIB

Power regulation	Pitch regulated with variable speed

Operating data

Rated power	4,500kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed	32m/s
Re cut-in wind speed	28m/s
Wind class	IEC IIB
Standard operating temperature range from -20°C* to +45°C with de-rating above 23°C	

* Subject to different temperature options

Sound power

Maximum	103.9dB(A)*

*Sound Optimised Modes dependent on site and country

Rotor

Rotor diameter	136m
Swept area	14,527m^2
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

Electrical

Frequency	50/60Hz
Converter	full scale

Gearbox

Type	two planetary stages and one helical stage

Tower

Hub heights	112m (IEC IIB)

Nacelle dimensions

Height for transport	3.5m
Height installed (incl. CoolerTop®)	8.4m
Length	12.96m
Width	3.98m

Hub dimensions

Max. transport height	3.5m
Max. transport width	3.7m
Max. transport length	5.5m

Blade dimensions

Length	66.7m
Max. chord	4.1m

Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes

Turbine options

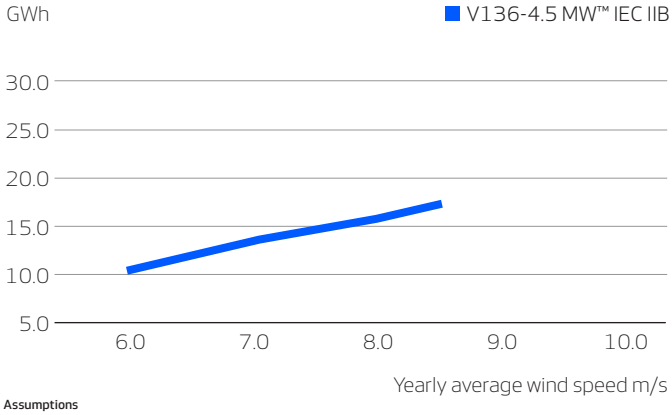
- High Wind Operation
- Condition Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Vestas Ice Detection™
- Low Temperature Operation to -30°C
- Fire Suppression
- Shadow detection
- Vestas Bat Protection System
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Vestas InteliLight®
- Nacelle Hatch for Air Inlet

Sustainability

Carbon Footprint	4.9g CO_2e/kWh
Return on energy break-even	5.2 months
Lifetime return on energy	46 times
Recyclability rate	87.4%

Configuration 132m hub height and wind class IECIIIA. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on a preliminary stream-lined analysis. An externally-verified Lifecycle Assessment will be made publicly 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


Vestas

V150-4.2 MW™ IEC IIIB/IEC S

Power regulation	Pitch regulated with variable speed

Operating data

Rated power	4,000kW/4,200kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed	24.5m/s
Re cut-in wind speed	22.5m/s
Wind class	IEC IIIB/IEC S

Standard operating temperature range from -30°C* to +45°C with de-rating above 30°C (4,000kW)

* Subject to different temperature options

Sound power

Maximum	104.9dB(A)*

*Sound Optimised Modes dependent on site and country

Rotor

Rotor diameter	150m
Swept area	17,671m^2
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

Electrical

Frequency	50/60Hz
Converter	full scale

Gearbox

Type	two planetary stages and one helical stage

Tower

Hub heights	105m (IEC) 123m (DIBt) 145m (DIBt) 155m (IEC) 166m (DIBt)

Nacelle dimensions

Height for transport	3.5m
Height installed (incl. CoolerTop®)	8.4m
Length	12.96m
Width	3.98m

Hub dimensions

Max. transport height	3.5m
Max. transport width	3.7m
Max. transport length	5.5m

Blade dimensions

Length	73.7m
Max. chord	4.2m

Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes

Turbine options

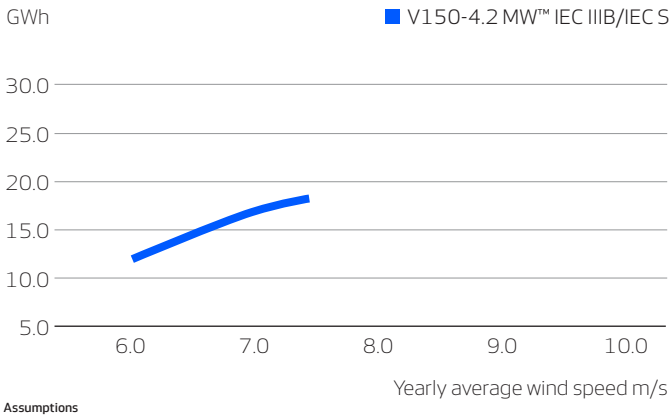
- 4.2 MW and 4.5 MW Power Optimised Modes (site specific)
- Load Optimised Modes down to 3.6 MW
- Condition Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Ice Detection
- Low Temperature Operation to -30°C
- Fire Suppression
- Shadow detection
- Vestas Bat Protection System
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Vestas InteliLight®
- Nacelle Hatch for Air Inlet

Sustainability

Carbon Footprint	7.3g CO_2e/kWh
Return on energy break-even	7.6 months
Lifetime return on energy	21 times
Recyclability rate	88.1%

Configuration: 155m hub height and wind class IECIIIB. 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

V150-4.5 MW™ IEC IIIB

Power regulation	Pitch regulated with variable speed

Operating data

Rated power	4,500kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed	24.5m/s
Re cut-in wind speed	22.5m/s
Wind class	IEC S
Standard operating temperature range from -30°C* to +45°C with de-rating above 23°C	

* Subject to different temperature options

Sound power

Maximum	105.0dB(A)*

*Sound Optimised Modes dependent on site and country

Rotor

Rotor diameter	150m
Swept area	17,671m^2
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

Electrical

Frequency	50/60Hz
Converter	full scale

Gearbox

Type	two planetary stages and one helical stage

Tower

Hub heights	90m (IEC IIIB) 105m (IEC IIIB)

Nacelle dimensions

Height for transport	3.5m
Height installed (incl. CoolerTop®)	8.4m
Length	12.96m
Width	3.98m

Hub dimensions

Max. transport height	3.5m
Max. transport width	3.7m
Max. transport length	5.5m

Blade dimensions

Length	73.7m
Max. chord	4.2m

Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes

Turbine options

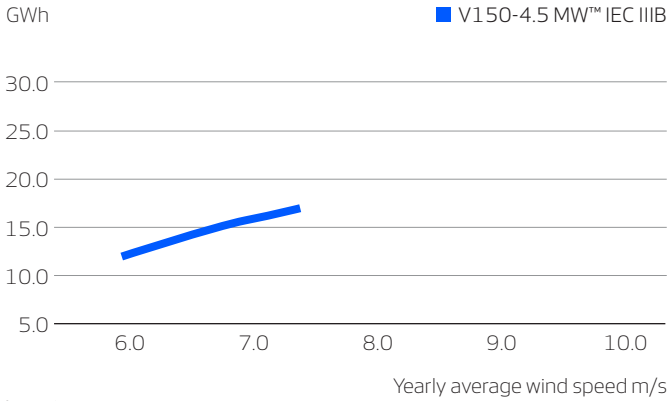
- Condition Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Ice Detection
- Low Temperature Operation to -30°C
- Fire Suppression
- Shadow detection
- Vestas Bat Protection System
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Vestas InteliLight®
- Nacelle Hatch for Air Inlet

Sustainability

Carbon Footprint	5.6g CO_2e/kWh
Return on energy break-even	5.9 months
Lifetime return on energy	41 times
Recyclability rate	82.8%

Configuration: 105m hub height and wind class IECIIIB. 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

V155-3.6 MW™ IEC S

Power regulation	Pitch regulated with variable speed

Operating data

Rated power	3,600kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed	18m/s
Re cut-in wind speed	16m/s
Wind class	IEC S
Standard operating temperature range from -20°C* to +45°C with de-rating above 30°C	

* Subject to different temperature options

Sound power

Maximum	107.2dB(A)**

**Sound Optimised Modes dependent on site and country

Rotor

Rotor diameter	155m
Swept area	18,869m^2
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

Electrical

Frequency	50/60Hz
Converter	full scale

Gearbox

Type	two planetary stages and one helical stage

Tower

Hub heights	Site and country specific

Nacelle dimensions

Height for transport	3.4m
Height installed (incl. CoolerTop®)	6.9m
Length	12.8m
Width	4.2m

Hub dimensions

Max. transport height	3.8m
Max. transport width	3.8m
Max. transport length	5.5m

Blade dimensions

Length	76.2m
Max. chord	4.2m

Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes

Turbine options

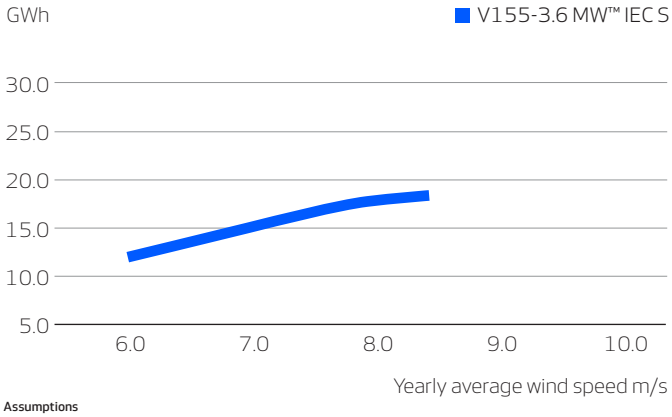
- Condition Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Vestas Ice Detection
- Low Temperature Operation to -30°C
- Fire Suppression
- Shadow detection
- Vestas Bat Protection System
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Nacelle Hatch for Air Inlet

Sustainability

Carbon Footprint	5.9g CO_2e/kWh
Return on energy break-even	6.6 months
Lifetime return on energy	36 times
Recyclability rate	83%

Configuration: 105m hub height, Vavg=7.5m/s, k=2.4. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on an internal streamlined assessment.

Annual energy production



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


Vestas

V163-4.5 MW™ IEC IIIB

Power regulation	Pitch regulated with variable speed

Operating data

Rated power	4,500kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed	24m/s
Re cut-in wind speed	22m/s
Wind class	IEC IIIB
Standard operating temperature range from -30°C* to +45°C with de-rating above 30°C	

* Subject to different temperature options

Sound power

Maximum	108.0dB(A)**

**Sound Optimised Modes dependent on site and country

Rotor

Rotor diameter	163m
Swept area	20.867m^2
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

Electrical

Frequency	50/60Hz
Converter	full scale

Gearbox

Type	two planetary stages and one helical stage

Tower

Hub heights	Site and country specific

Nacelle dimensions

Height for transport	3.5m
Height installed (incl. CoolerTop®)	8.4m
Length	12.96m
Width	3.98m

Hub dimensions

Max. transport height	3.7m
Max. transport width	4.0m
Max. transport length	5.5m

Blade dimensions

Length	80.1m
Max. chord	4.3m

Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes

Turbine options

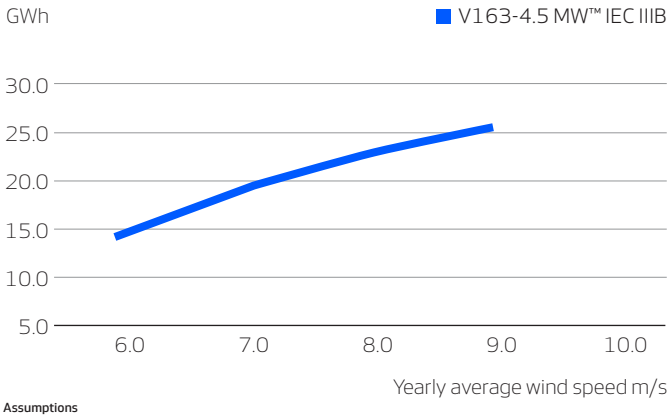
- Condition Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Fire Suppression
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Vestas Bat Protection System
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Nacelle Hatch for Air Inlet

Sustainability

Carbon Footprint	4.7g CO_2e/kWh
Return on energy break-even	5 months
Lifetime return on energy	45 times
Recyclability rate	83%

Configuration: 98m hub height, Vavg=7.9m/s, k=2.6. 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




Vestas

Vestas Wind Systems A/S
Hedeager 42, 8200 Aarhus N | Danmark
T. +45 9730 0000 - F. +45 9730 0001
vestas@vestas.com - **vestas.com**

©2023 Vestas Wind Systems A/S. All rights reserved.
This document was created by Vestas Wind Systems A/S on behalf of the Vestas Group and contains copyrighted material, trademarks and other proprietary information. This document or parts thereof may not be reproduced, altered or copied in any form or by any means without the prior written permission of Vestas Wind Systems A/S. All specifications are for information only and are subject to change without notice. Vestas Wind Systems A/S does not make any representations or extend any warranties, expressed or implied, as to the adequacy or accuracy of this information. This document may exist in multiple language versions. In case of inconsistencies between language versions the English version shall prevail. Certain technical options, services and wind turbine models may not be available in all locations/countries.

06/2023-EN