

Impianto Eolico denominato “Monte Busseto” ubicato nel comune di Nocera Umbra (PG) e Valtopina (PG) costituito da 10 (dieci) Aerogeneratori di potenza nominale massima 4.32 MW per un totale di 43,20 MW con relative opere connesse ed infrastrutture indispensabili nei comuni di Nocera Umbra, Valtopina e Foligno (PG)

Titolo:

RELAZIONE DI CALCOLO DELLA GITTATA

Numero documento:

Commissa						Fase	Tipo doc.	Prog. doc.	Rev.
2	3	4	3	0	4	D	R	0 3 0 2	0 0

Proponente:

**FRI-EL**

FRI-EL S.p.A.  
 Piazza della Rotonda 2  
 00186 Roma (RM)  
[fri-elspa@legalmail.it](mailto:fri-elspa@legalmail.it)  
 P. Iva 01652230218  
 Cod. Fisc. 07321020153

PROGETTO DEFINITIVO

Progettazione:



**PROGETTO ENERGIA S.R.L.**  
 Via Cardito, 202 | 83031 | Ariano Irpino (AV)  
 Tel. +39 0825 891313  
[www.progettoenergia.biz](http://www.progettoenergia.biz) | [info@progettoenergia.biz](mailto:info@progettoenergia.biz)

SERVIZI DI INGEGNERIA INTEGRATI  
 INTEGRATED ENGINEERING SERVICES




Progettista:



Sul presente documento sussiste il DIRITTO di PROPRIETA'. Qualsiasi utilizzo non preventivamente autorizzato sarà perseguito ai sensi della normativa vigente

REVISIONI	N.	Data	Descrizione revisione	Redatto	Controllato	Approvato
		00	05.06.2023	EMISSIONE PER AUTORIZZAZIONE	C. ELIA	D. LO RUSSO

**INDICE**

1.	PREMESSA.....	3
2.	CALCOLO DELLA GITTATA.....	4
3.	CONSIDERAZIONI SUL MODELLO UTILIZZATO E UTILIZZO DEL "MODELLO REALE".....	4
3.1	DATI DEGLI AEROGENERATORI CONSIDERATI NELLO STUDIO.....	5
3.2	FORZE AGENTI SULLA TRAIETTORIA DELLA PALA.....	6
3.3	CONCLUSIONI DELLO STUDIO.....	8
4.	VALORE DI GITTATA ANALIZZATO CON IL "MODELLO REALE".....	8
5.	POSSIBILITÀ DI ACCADIMENTO DEI FENOMENI DI GUASTO E ROTTURA.....	9
5.1	CADUTA DELLA TORRE.....	9
5.2	CADUTA DELLA NAVICELLA E/O DEL ROTORE.....	9
5.3	CONCLUSIONI DELLO STUDIO DI DEWI OCC.....	9
6.	CONCLUSIONI.....	10

**ALLEGATI:**

1. ALLEGATO 1 Calcolo della gittata
2. ALLEGATO 2 Scheda tecnica aerogeneratore General Electric GE137 – HH 111.5m – 4,0 MW

## 1. PREMESSA

La presente relazione viene redatta con lo scopo di analizzare gli effetti della rottura degli organi rotanti dell'impianto eolico denominato "Monte Busseto", ubicato nei comuni di Nocera Umbra (PG) e Valtopina (PG), costituito da 10 (dieci) aerogeneratori di potenza nominale massima 4,32 MW per un totale di 43,20 MW, con relative opere connesse ed infrastrutture indispensabili nei comuni di Nocera Umbra, Valtopina e Foligno in provincia di Perugia, collegato in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) da inserire in entra-esce alla linea RTN a 132 kV "Nocera Umbra – Gualdo Tadino", ubicata nel comune di Nocera Umbra.

A maggior comprensione del fenomeno si illustreranno i risultati di due studi tecnico-scientifici sull'argomento commissionati da due tra le più importanti case costruttrici di aerogeneratori, la danese Vestas e la tedesca Enercon, rispettivamente all'ente scientifico di ricerca BP Power e alla società di certificazione internazionale DEWI-OCC, in merito alle reali probabilità di accadimento del fenomeno di rottura degli organi rotanti di un aerogeneratore.

Lo studio della rottura degli organi rotanti è stato svolto escludendo le forze viscosi; i risultati così ottenuti sono in realtà molto cautelativi; infatti, le distanze di gittata, considerando e comparando i risultati che si ottengono per analogia ad un modello più realistico che tiene conto invece delle forze viscosi e del moto della pala completo (*ref. Studio Vestas redatto nel giugno 2008 denominato "Calcolo della traiettoria di una pala eolica in condizioni nominali di funzionamento"*) risultano di entità molto ridotta.

Il tipo di aerogeneratore previsto per l'impianto in oggetto (aerogeneratore di progetto) è ad asse orizzontale con rotore tripala e una potenza massima di 4,32 MW, avente le caratteristiche principali di seguito riportate:

- rotore tripala a passo variabile, di diametro massimo pari a 155 m, posto sopravvento
- alla torre di sostegno, costituito da 3 pale generalmente in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro e da mozzo rigido in acciaio;
- navicella in carpenteria metallica con carenatura in vetroresina e lamiera, in cui sono collocati il generatore elettrico, il moltiplicatore di giri, il convertitore elettronico di potenza, il trasformatore BT/36kV e le apparecchiature idrauliche ed elettriche di comando e controllo;
- torre di sostegno tubolare troncoconica in acciaio;
- altezza complessiva massima fuori terra dell'aerogeneratore pari a 180,00 m;
- diametro massimo alla base del sostegno tubolare: 4,80 m;
- area spazzata massima: 18.869 m<sup>2</sup>.

Ai fini degli approfondimenti progettuali e dei relativi studi specialistici, si sono individuati alcuni specifici modelli commerciali di aerogeneratore ad oggi esistenti sul mercato, idonei ad essere conformi all'aerogeneratore di progetto.

Nello specifico i modelli di aerogeneratore considerati risultano i seguenti:

0. Vestas V136– HH 112m – limitata a 4,32 MW,
1. Vestas V150– HH 105m – limitata a 4,32 MW,
2. Nordex N149 – HH105m – limitata a 4,32 MW,
3. Siemens Gamesa SG155 - HH 102,5m – limitata a 4,32 MW,
4. General Electric GE137 – HH 111,5m – 4,0 MW.

Le caratteristiche di dettaglio del modello commerciale più sfavorevole, utilizzate al fine di redigere il presente studio sono quelle dell'aerogeneratore tipo General Electric GE137 – HH 111.5m – 4,0 MW.

## 2. CALCOLO DELLA GITTATA

Le condizioni al contorno considerate per il calcolo in esame, sono le più gravose possibili, in modo da porsi nella situazione maggiormente cautelativa ma che di fatto presenta probabilità di accadimento pressoché nulla, come meglio esplicitato a seguire.

Le caratteristiche dimensionali degli aerogeneratori di progetto sono di seguito riportate:

Tipo torre	Lunghezza pala [m]	Diametro rotore [m]	Massima velocità di rotazione [rpm]	Altezza al mozzo [m]	Altezza totale [m]	Potenza [MW]	Aerogeneratori
GE137 – HH 111.5m – 4,0 MW	68,5	137	13,9	111,5	180	4,0	WTG VT01, WTG VT02, WTG NU03, WTG VT04, WTG VT05, WTG NU06, WTG NU07, WTG NU08, WTG NU09, WTG NU10

Si riporta di seguito il valore massimo ottenuto e si rinvia all'allegato per la trattazione completa:

Angolo $\alpha$	n	L	H <sub>torre</sub>	v <sub>0</sub>	v <sub>x0</sub>	v <sub>y0</sub>	H <sub>g</sub>	D	r <sub>g</sub>	g	Gittata teorica	X <sub>g</sub>	L <sub>g</sub>	Gittata Effettiva
66	13,90	68,50	111,50	33,24	30,36	13,52	132,36	137	22,83	9,81	195,73	9,29	45,67	241,40

## 3. CONSIDERAZIONI SUL MODELLO UTILIZZATO E UTILIZZO DEL "MODELLO REALE"

La trattazione del moto relativo al fenomeno di distacco della pala appena effettuato è stata applicato in assenza di forze viscosse. Quindi, come già anticipato, il valore reale della gittata della pala, ossia quello calcolato tenendo conto della resistenza dell'aria, è certamente inferiore.

Per tale valutazione si richiama a seguire lo studio della BP Power (per conto di Vestas) dove vengono valutati in maniera più completa i fattori che condizionano la gittata della pala nel caso di rottura intitolato, "Calcolo della traiettoria di una pala eolica in condizioni nominali di funzionamento" del 2008.

Questo ente aveva già condotto per Vestas nel 2001 un calcolo molto accurato e successivamente pubblicato con il titolo "Blade throw calculation under normal operative condition V80 2MW", in cui era stata studiata la possibilità del distacco e la gittata, non solo di una pala nel suo complesso, ma anche di una porzione di essa di lunghezza pari rispettivamente a 5 metri e 10 metri.

Il nuovo studio ricalca in toto le analisi svolte dal precedente ma, rispetto allo stesso, sottolinea una assunzione fondamentale, che si riporta di seguito testualmente:

*"Dalle note operative esposte si può concludere che ha senso effettuare un calcolo di gittata della pala intera in quanto esiste un punto di discontinuità, l'attacco bullonato che unisce la pala al mozzo, ed esiste un'ipotesi, seppur remota, sulla possibilità di cedimento di tale attacco.*

*Il calcolo di gittata nei casi di distacco di frammenti o porzioni di guscio, per le ragioni spiegate in precedenza, risulta problematico e privo di basi computazionali, in quanto lo stabilire le dimensioni del pezzo di guscio distaccato è del tutto aleatorio e non dipendente da una causa specifica come quelle collegabili ad una discontinuità, un difetto di progettazione o di realizzazione della pala.*

*Il caso di distacco di porzioni di pala si potrebbe trattare effettuando un'analisi del rischio che è dato dal prodotto fra la probabilità di occorrenza della specifica rottura e la gravità delle conseguenze. Una simile analisi comporterebbe comunque delle assunzioni arbitrarie fra le quali le dimensioni del pezzo di pala interessato al distacco e uno studio probabilistico sull'occorrenza e la gravità*

delle conseguenze. Per effettuare queste valutazioni è necessaria la conoscenza di tutta una serie di circostanze circa gli eventi di questo tipo e la base statistica degli eventi incidentali dovrebbe essere notevolmente ampia, la qual cosa non è verificata nella realtà”.

Detto questo, la BP Power ha provveduto al calcolo della gittata su sei modelli di aerogeneratori prodotti dalla VESTAS, i modelli V52, V80, V82, V90 1.8 MW, V90 2 MW, V90 3 MW.

Per il solo modello V80 è stato effettuato il calcolo della traiettoria di una pala in caso di distacco nelle seguenti tre condizioni:

- caso 1: è la condizione più cautelativa in quanto include solo le forze di inerzia ed esclude le forze viscosse;
- caso 2: si includono nel calcolo le forze viscosse;
- caso 3: si considera il moto della pala completo, valutando la traiettoria della pala come risultante da un moto rotazionale complesso (“modello reale”).

La prima condizione è quella che porta a stimare la maggiore gittata, ma in una condizione del tutto teorica, nel caso di distacco della pala (è il calcolo del moto del giavellotto), ma in realtà le forze di resistenza che si esercitano sulla pala fanno sì che i risultati ottenuti con la prima condizione siano da considerare **sovrastimati del 20%** rispetto ai risultati effettivamente attesi in caso di incidente.

Per tutti gli altri modelli di aerogeneratori lo studio è stato dunque ripetuto solamente in considerazione della prima condizione, escludendo dunque dai parametri di calcolo sia l’attrito dell’aria sia le caratteristiche del moto rotazionale complesso che caratterizza la traiettoria della pala una volta che questa si sia staccata del rotore in movimento.

Da un punto di vista teorico, se non si considerano le forze aerodinamiche la massima gittata si ottiene quando la pala si distacca dal rotore con un angolo di 45° (135° in posizione azimutale).

Le forze di resistenza che agiscono sulla pala in realtà rendono minore il tempo di volo e quindi la gittata.

Il moto reale è molto più complesso, in quanto dipende dalle caratteristiche aerodinamiche e dalle condizioni iniziali (rollio, imbardata e beccheggio della pala).

Tutte le condizioni di rottura sono state assunte con una velocità del vento pari a 25 m/s.

Le velocità di rotazione al momento della rottura sono state incrementate rispetto alle velocità massime di progetto del: 16% per la V52; 5% per le V80 e V90 3 MW; 10% per le V82 e V90 1.8MW- 2MW (rif. Paragrafo seguente).

### 3.1 DATI DEGLI AEROGENERATORI CONSIDERATI NELLO STUDIO

Di seguito sono riportati i modelli degli aerogeneratori sui quali è stato condotto lo studio di Vestas con i dati necessari per i calcoli:

- V52: pala di lunghezza pari a 25 m; velocità di rotazione massima di 26 rpm; torre di altezza pari a 55 m. La velocità considerata al momento della rottura: 31 rpm.
- V80: pala di lunghezza pari a 39 m; velocità di rotazione massima di 19,2 rpm; torre di altezza pari a 67 m. La velocità considerata al momento della rottura: 20 rpm.
- V82: pala di lunghezza pari a 40 m; velocità di rotazione massima di 14,4 rpm; torre di altezza pari a 78 m. La velocità considerata al momento della rottura: 15,84 rpm.
- V90 da 1.8 MW: pala di lunghezza pari a 44 m; velocità di rotazione massima di 14,9 rpm; torre di altezza pari a 80 m. La velocità considerata al momento della rottura: 16,39 rpm.
- V90 da 2 MW: pala di lunghezza pari a 44 m; velocità di rotazione massima di 14,9 rpm; torre di altezza pari a 80 m. La velocità considerata al momento della rottura: 16,39 rpm.
- V90 3 MW: pala di lunghezza pari a 44 m; velocità di rotazione massima di 16.1 rpm posto su una torre di altezza pari a 80 m. La velocità considerata al momento della rottura: 15,7 rpm.

La velocità di distacco della pala dal rotore è stata incrementata del 16% passando da 26 a 31 rpm per la V52, del 5% per la V80, passando così da 19 a 20 rpm; per la V82 e V90 1.8 MW - 2 MW, invece, è stata incrementata del 10% passando così da 14,4 a 15,84 e da 14,9 a 16,39 rpm rispettivamente, per la V90 3 MW è stata incrementata del 5% passando da 14,9 a 15,7 rpm). Nella tabella seguente è riportata una sintesi dei dati di input per il calcolo.

	(Outboard) Section of blade	Plan area Plane XY	Plan area Plane XZ	Plan area Plane YZ	Mass
		m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	kg
V90 1,8MW	44	87.84	25.69	2.37	6660
V82	40	86	23.2	2.08	6200
V80	39	81.46	22.8	2.38	6300
V52	25.3	53.83	14.67	1.55	1900
V90 2MW	44	87.84	25.69	2.37	6660
V90 3MW	44	87.84	25.69	2.37	6700

Per il caso in esame si è valutato con il modello teorico la condizione peggiore di gittata, in assenza di attrito.

### 3.2 FORZE AGENTI SULLA TRAIETTORIA DELLA PALA

Le ipotesi fatte nello studio Vestas considerano il caso peggiore; esso accade quando la pala si distacca dal rotore con un angolo di 45° sul piano verticale (cioè 135° azimuth).

Per il progetto esaminato si è valutato con il modello teorico proprio questa condizione ottenendo i risultati riportati al capitolo 2.

Si precisa che la determinazione delle forze e dei momenti agenti sulla pala a causa di una rottura istantanea, durante il moto rotatorio, è molto complessa. La traiettoria iniziale è determinata principalmente dall'angolo di lancio e dalle forze generalizzate inerziali agenti sulla pala. Queste includono anche, per esempio, oltre all'impulso, i momenti di "flapwise", "edgewise" e "pitchwise" agenti al momento del distacco (rif. figura seguente).

La pala, quindi, quando inizierà il suo moto continuerà a ruotare (conservazione della quantità di moto). L'unica forza inerziale agente in questo caso è la forza di gravità. La durata del volo considerato è determinata considerando la velocità verticale iniziale applicata al centro di gravità. Il tempo risultante è usato per calcolare la distanza orizzontale (gittata) nel piano e fuori dal piano. La gittata è determinata dalla velocità orizzontale al momento del distacco iniziale.

Le forze inerziali sono modellate considerando un flusso irrotazionale e stazionario.

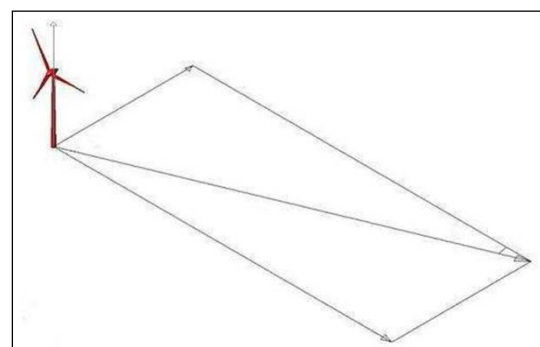
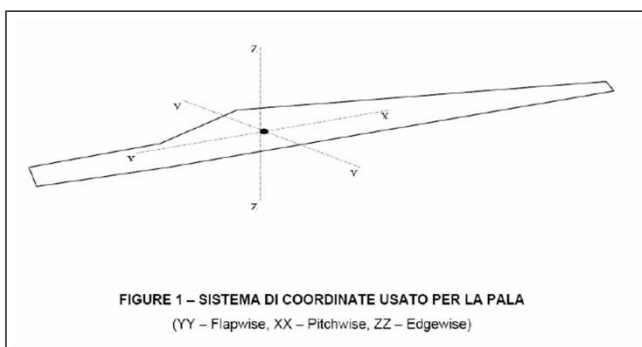


Figura 2: Sistema di riferimento per il calcolo della gittata.

Sono state calcolate tre traiettorie nelle seguenti ipotesi:

#### Caso 1: Moto irrotazionale



Assenza di moti intorno agli assi XX, YY e ZZ. L'asse XX è allineato con la traiettoria. L'asse YY giace sul piano verticale. Questa ulteriore assunzione fa sì che questo caso sia il peggiore ipotizzabile, in quanto definisce la condizione ideale di massima gittata.

### Caso 2: Moto irrotazionale

L'asse XX è allineato con la traiettoria. L'asse YY giace sul piano orizzontale. Quando la pala ha raggiunto questa posizione non ci sono ulteriori moti intorno agli assi XX, YY e ZZ. In questo caso la traiettoria risultante è del tipo "a giavellotto". Questa ulteriore assunzione fa sì che questo caso sia il caso teorico peggiore ipotizzabile, in quanto definisce la condizione ideale di massima gittata.

Inoltre:

La traiettoria in alto è aumentata dalla forza di portanza generata dalla pala, per cui la gittata è maggiore che in assenza di portanza.

Sono stati modellati tre casi:

- Caso 2a. L'effetto della portanza sul tempo di volo è zero. La soluzione (approssimata) per questo è data dal caso 1 solo nella direzione in-plane.
- Caso 2b. L'effetto della portanza sul tempo di volo è aumentato del 5%.
- Caso 2c. L'effetto della portanza sul tempo di volo è aumentato del 10%, in questo caso si ottiene il maggior tempo di volo.

### Caso 3: Moto rotazionale complesso ("modello reale")

In questo caso si studia il moto della pala al distacco del rotore nel suo complesso considerando anche i moti di rotazione intorno agli assi XX, YY e ZZ. Questo caso è quello più reale della traiettoria di una pala. La rotazione della pala intorno all'asse ZZ è causato dalla conservazione del momento della quantità di moto. L'incidenza del vento out-of-plane sulla pala genera un momento intorno all'asse YY (centro di massa e centro aerodinamico della pala non sono coincidenti). Il vento incidente out-of-plane sulla pala genera ancora un momento intorno all'asse XX (centro di massa della sezione di pala lungo la corda non coincide con il centro aerodinamico).

La resistenza della pala sia in-plane che out-of-plane è generata dalla rotazione intorno agli assi XX e YY. Per semplificare lo studio si è assunta l'area della pala pari alla stessa in direzione XY moltiplicata per il quadrato del coseno di 45°. La portanza in-plane è generata dalla rotazione intorno al piano XX. In questo caso si è assunto un aumento del 10% del tempo di volo dovuto alla portanza.

Tre casi sono stati modellati per tener conto dell'effettivo valore della resistenza:

- Caso 3a. Cd (in-plane e out-of-plane) = 0,5;
- Caso 3b. Cd (in-plane e out-of-plane) = 1,0;
- Caso 3c. Cd (in-plane e out-of-plane) = 1,5.

In definitiva, nella relazione di Vestas il moto a giavellotto (che è quello assimilabile allo studio teorico proposto per le pale di progetto) viene considerato dagli stessi autori estremamente improbabile; rappresenta un mero esercizio matematico. Difatti nello studio è riportata la seguente affermazione:

**"l'esperienza pratica su tutta la flotta operativa di 4.959 unità (giugno 2007) ha mostrato che in caso di distacco di pala o parti di essa il moto è stato di tipo "rotazionale complesso" e le distanze raggiunte sono normalmente risultate inferiori a quelle stimate con i calcoli semplificati di seguito riportati. Frammenti di pala, solitamente di piccole dimensioni, per la maggior parte staccatisi a causa di azioni esterne (tipica la fulminazione atmosferica) o imperizia umana, sono stati ritrovati a non più di 40-50 m dalla base dell'aerogeneratore";**

ed ancora si afferma:

**"Il distacco di una pala completa dal rotore dell'aerogeneratore può essere determinato dalla rottura della giunzione bullonata fra la pala ed il mozzo.**

**In occasione di tali tipi di evento, la pala ha raggiunto il terreno ad una distanza inferiore ai cento metri. Questo tipo di incidente si è quasi sempre manifestato in concomitanza di fulminazioni di natura atmosferica".**

### 3.3 CONCLUSIONI DELLO STUDIO

Nella tabella successiva vengono riportati i risultati relativi al modello del moto irrotazionale.

Caso 1	Pala V80	Pala V90 1.8 MW	Pala V82	Pala V52	Pala V90 2 MW	Pala V90 3 MW
Velocità di rotazione	20	16.39	15.84	31	16.39	15.7
Tempo di volo	6.27	5.44	4.56	4.92	5.44	4.52
Distanza in plane	104.4	86.37	94.91	60.88	86.37	81.81
Distanza out of plane	80.1	64.73	45.31	79.95	64.73	50.82
Distanza vettoriale	<b>131.6</b>	<b>108</b>	<b>105</b>	<b>100.5</b>	<b>108</b>	<b>96.3</b>

Tabella 1: Sintesi dello studio.

Il caso più realistico da considerare è, come detto, il caso tre. Pertanto, dallo studio emerge che la gittata di una pala di un aerogeneratore:

- V52 è di circa 80,4 m
- V80 è di circa 106 m
- V82 è di circa 84 m
- V90 1.8 MW – 2 MW è di circa 87 m
- V90 3 MW è di circa 77 m

Ossia circa il 20% in meno della gittata nel caso ideale, caso 1.

## 4. VALORE DI GITTATA ANALIZZATO CON IL "MODELLO REALE"

Come si osserva dallo studio riportato nel precedente capitolo, valutando un maggior numero di elementi nel calcolo, quali le forze viscosive e il moto rotazione complesso, il caso cosiddetto "reale" in media presenta un valore di gittata ridotto di circa il 20% rispetto a quello teorico.

Pertanto, in merito a quanto appena esposto, si può analogamente asserire che i valori di gittata ottenuti con il modello teorico nel caso specifico degli aerogeneratori in esame, per tenere in conto anche in questo caso di altri fattori e avvicinarsi al caso "reale", vanno opportunamente ridotti di almeno il 20% ottenendo così i seguenti valori:

$$\text{Gittata pala} = 193,12 \text{ m}$$

**Si ribadisce che dall'analisi della flotta di aerogeneratori dell'appena citato studio Vestas si può assumere che il fenomeno di rottura degli organi rotanti di un aerogeneratore risulta altamente improbabile per il distacco intero della pala, e che per effetto della fulminazione atmosferica frammenti di pala, solitamente di piccole dimensioni, sono stati ritrovati a non più di 40 – 50 m dalla base dell'aerogeneratore.**

Al fine di illustrare le reali possibilità di distacco della pala e la possibilità di arrecare danni a cose e persone si richiamano ulteriori studi in merito alle probabilità di accadimento dei fenomeni di guasti e rotture di vario genere sugli aerogeneratori (DEWI "Independent expertise on expected failure rates of ENERCON wind turbines" maggio del 2007), e i criteri di progettazione adottati anche dalla casa costruttrice Vestas per la realizzazione degli aerogeneratori (IEC 61400-1 Ed.3 – AMD 1).



## 5. POSSIBILITÀ DI ACCADIMENTO DEI FENOMENI DI GUASTO E ROTTURA

La DEWI ha fornito il documento "Independent expertise on expected failure rates of ENERCON wind turbines" nel maggio del 2007 nel quale sono analizzati i casi di collasso della torre, caduta della navicella e/o del rotore, rottura delle pale e/o di parti delle pale. Per la determinazione della possibilità di rottura di una pala del rotore o di una parte di esso, è stato analizzato un database dei danni occorsi alle pale relativo a tutti gli aerogeneratori Enercon installati, dati dal 1984. Di seguito si presentano i risultati della perizia.

### 5.1 CADUTA DELLA TORRE

Si è accertato che, in generale, la caduta della torre è il risultato di una progettazione industriale sbagliata e/o della cattiva manutenzione delle strutture della torre o della fondazione.

La probabilità annuale di accadimento è stata valutata inferiore a  $10^{-6}$  (sul numero totale di eventi stimati).

### 5.2 CADUTA DELLA NAVICELLA E/O DEL ROTORE

Per quanto riguarda il caso della caduta della navicella e/o del rotore di una pala eolica, il valore atteso di accadimento per turbina e per anno è risultato di  $5,8 \times 10^{-5}$ . Il 95% del massimo consentito dell'occorrenza di questo scenario è  $1,3 \times 10^{-4}$ . Lo studio riporta il risultato di uno studio olandese che attestava il valore atteso per questo evento pari a  $2,0 \times 10^{-4}$ .

Siccome il valore desunto dalla DEWI deriva dall'analisi di un database di danni occorsi alle pale eoliche che sono state installate anche prima del riconoscimento degli standard di sicurezza descritti al paragrafo 1, i valori attesi sono considerati cautelativi rispetto alle effettive probabilità di guasto.

In conformità con il livello di sicurezza dimostrato dal produttore con la certificazione della turbina alla IEC 61400, DEWI OCC afferma che la probabilità realistica annua di caduta della navicella e/o del rotore è sicuramente inferiore a  $2,0 \times 10^{-4}$ .

Gli eventi di rottura registrati nel database di Enercon sono classificati in base alle dimensioni dei frammenti. Applicando le regole della statistica (in particolare il processo di Poisson), gli eventi di rottura sono stati correlati al numero totale di pale in funzione per anno. L'analisi porta ad un valore atteso di rottura, per turbina e per anno, di  $5,3 \times 10^{-4}$ .

Lo studio, inoltre, ha messo in relazione le rotture che possono essere state indotte da uno scorretto posizionamento della turbina rispetto alle condizioni climatiche dei siti di installazione e il numero totale delle rotture; l'analisi chiarisce come la metà delle rotture accorse al parco turbine installate è dipesa da una stima erronea delle condizioni climatiche del sito di installazione (come ad es. la velocità massima del vento).

DEWI OCC, in definitiva, stima un tasso di rottura medio annuo per turbina non superiore a  $4,2 \times 10^{-4}$ .

### 5.3 CONCLUSIONI DELLO STUDIO DI DEWI OCC

Le percentuali dei guasti annuali stimate vanno da un valore minore di  $10^{-6}$  per lo scenario della caduta della torre, ad un valore atteso di  $2,0 \times 10^{-4}$  per la caduta della navicella e/o del rotore e infine di al valore di  $4,2 \times 10^{-4}$  per la rottura delle pale e/o di parti di esse.

Tali valori, per come sono stati ricavati, possono ritenersi oltre che molto bassi anche decisamente cautelativi; infatti, il parco turbine su cui sono state fatte le statistiche comprende anche installazioni molto datate (anche ante 1984). Oggi i metodi di progettazione e costruzione degli aerogeneratori sono decisamente migliorati e rispondono a riconosciuti standard internazionali.

**Pertanto, la possibilità di rottura delle pale e/o delle parti delle pale è da ritenersi altamente improbabile.**

Quindi in riferimento anche al capito precedente (cap.5) si può assumere che il fenomeno della gittata presenta rischio quasi nullo di accadimento, essendo la progettazione delle turbine eseguita applicando una progettazione strutturale e industriale corretta e prevedendo una giusta manutenzione delle strutture della torre e della fondazione, anche in fase d'esercizio.

## 6. CONCLUSIONI

**In un intorno di ampiezza pari a 193,12 m che rappresenta il valore di gittata reale stimato non ricade nessun punto sensibile.**

Sulla base dell'esperienza pratica della Vestas su tutta la propria flotta operativa (4.959 unità al giugno 2007) si è dimostrato che in caso di distacco di pala le distanze raggiunte sono normalmente risultate inferiori a quelle stimate con i calcoli semplificati in precedenza riportati.

Lo studio ha analizzato un database riportante i danni accorsi alle pale di tutti gli aerogeneratori installati, inclusi quelli installati prima dell'emissione delle norme della serie IEC 61400 e quindi progettati e costruiti secondo norme sicuramente meno severe e controllate di quelle alle quali sono sottoposti gli aerogeneratori da circa 20 anni a questa parte.

La DEWI OCC per Enercon inoltre ha stimato un tasso di rottura medio annuo per turbina non superiore a  $4,2 \times 10^{-4}$ . Lo studio evidenzia che la metà delle rotture è dipesa da una stima erronea delle condizioni climatiche del sito di installazione (come ad es. la velocità massima del vento).



## CALCOLO GITTATA MASSIMA

Il calcolo della Gittata è effettuato in funzione dell'angolo di inclinazione della pala rispetto all'orizzontale, in senso orario e ponendo l'angolo di 0°

Formula della Gittata Massima per angolo compreso tra 0° e 90°

$$G = \frac{v_{x0}(v_{y0} + \sqrt{v_{y0}^2 + 2 \cdot g \cdot HG})}{g} - X_g$$

dove :  $\alpha$  = Angolo della pala rispetto all'orizzontale corrisponde all'angolo tra 91° e 180° dell'angolo velocità

$$H_G = H_{\text{torre}} + Y_g$$

$$Y_g = r_g \sin \alpha$$

$r_g$  = posizione del baricentro pari ad 1/3 della lunghezza della pala più raggio mozzo

$$r_g = \frac{D}{2} - L + \frac{L}{3}$$

$X_g = r_g \cos \alpha$       posizione del baricentro della pala rispetto all'asse della torre

$$v_{x0} = v_0 \cos (90 - \alpha) = v_0 \sin \alpha$$

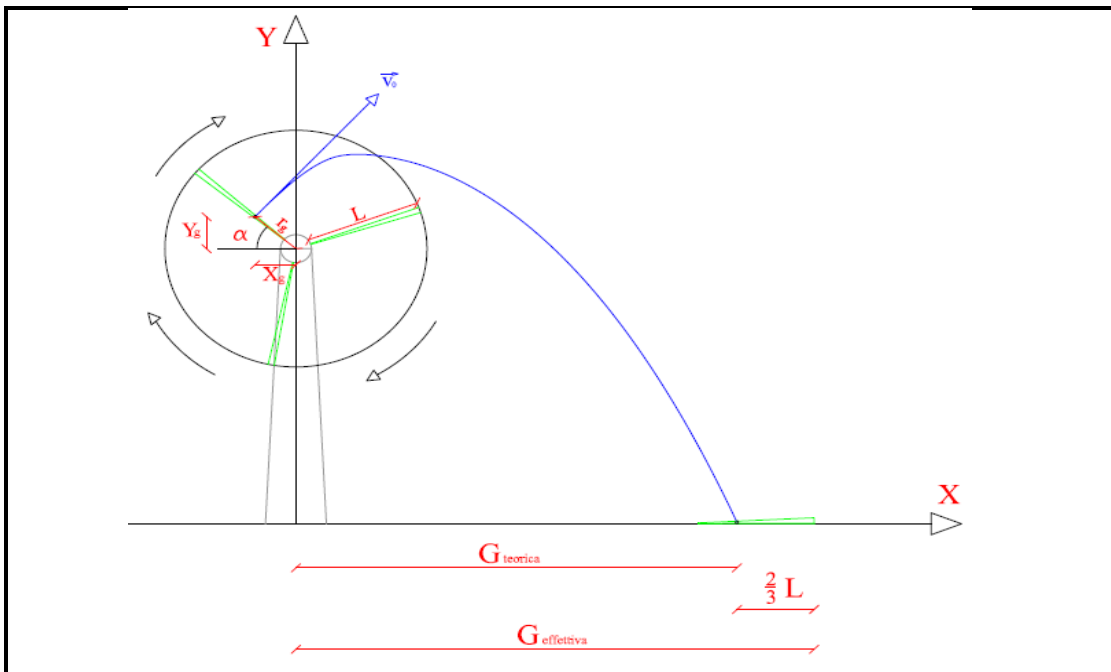
$$v_{y0} = v_0 \sin (90 - \alpha) = v_0 \cos \alpha$$

$v_0 = \omega r_g = (2\pi n r_g)/60$        $n$  = numero di giri al minuto del rotore

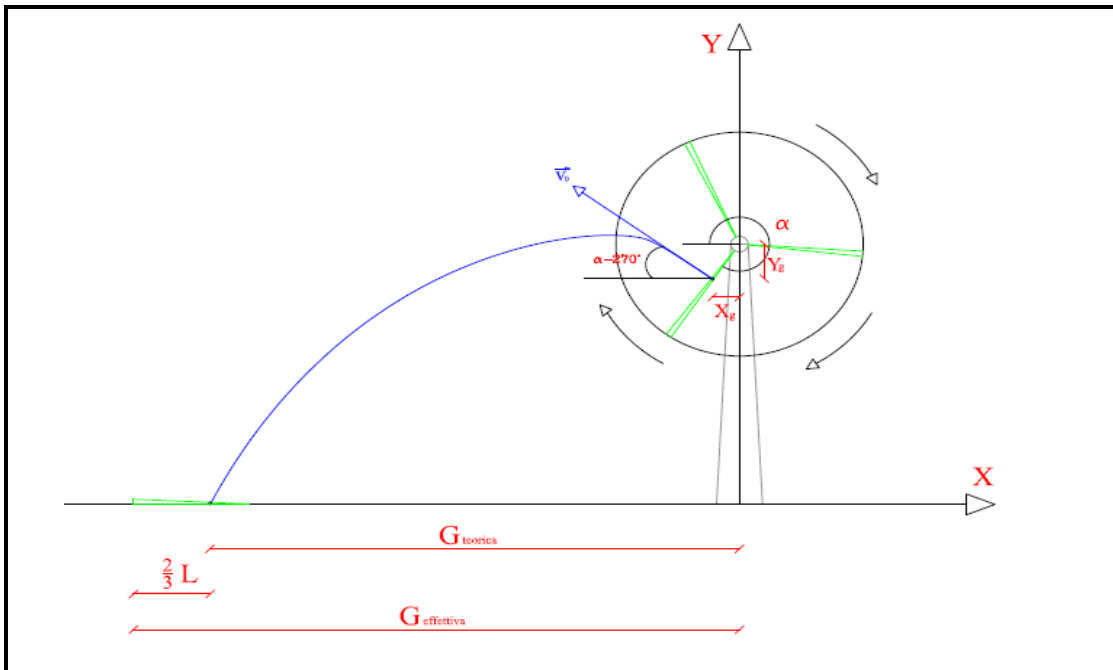
Gittata Effettiva

$$G_{\text{eff}} = G + L_g$$

Schema della Gittata per angolo compreso tra 0° e 90°



Schema della Gittata per angolo compreso tra 270° e 360°



Formula della Gittata Massima per angolo compreso tra 270° e 260°

$$G = \frac{v_{x0}(v_{y0} + \sqrt{v_{y0}^2 + 2 * g * HG})}{g} + X_g$$

Siccome abbiamo posto l'angolo 0° tra il 3° e 4° quadrante invertiamo il segno di  $v_{x0}$  e  $X_g$

$$H_G = H_{\text{torre}} - Y_g$$

$$Y_g = r_g \sin(360 - \alpha) = -r_g \sin \alpha$$

$r_g$  = posizione del baricentro pari ad 1/3 della lunghezza della pala più raggio mozzo

$$r_g = \frac{D}{2} - L + \frac{L}{3}$$

$$X_g = r_g \cos(360 - \alpha) = r_g \cos \alpha = -rg \cos \alpha$$

posizione del baricentro della pala rispetto all'asse della torre

$$v_{x0} = v_0 \cos(\alpha - 270) = -v_0 \sin \alpha = v_0 \sin \alpha$$

$$v_{y0} = v_0 \sin(\alpha - 270) = v_0 \cos \alpha$$

$$v_0 = \omega r_g = (2\pi n r_g)/60$$

$n$  = numero di giri al minuto del rotore

$v_{x0}$  negativo perché verso sinistra

Gittata Effettiva

$$G_{\text{eff}} = G - L_g$$

G negativo perché verso sinistra

da inserire

Numero di giri al minuto del rotore	n =	13,9
Lunghezza della pala in metri	L =	68,5
Altezza del mozzo in metri	H <sub>torre</sub> =	111,5

Se non è disponibile il valore di D, inserire almeno D=2L

Diametro del rotore	D=	137
---------------------	----	-----

Angolo $\alpha$	n	L	H <sub>torre</sub>	v <sub>0</sub>	v <sub>x0</sub>	v <sub>y0</sub>	H <sub>g</sub>	D	r <sub>g</sub>	g	Gittata teorica	X <sub>g</sub>	L <sub>g</sub>	Gittata Effettiva
0	13,90	68,50	111,50	33,24	0,00	33,24	111,50	137	22,83	9,81	-22,83	22,83	45,67	22,83
1	13,90	68,50	111,50	33,24	0,58	33,23	111,90	137	22,83	9,81	-17,47	22,83	45,67	28,20
2	13,90	68,50	111,50	33,24	1,16	33,22	112,30	137	22,83	9,81	-12,09	22,82	45,67	33,57
3	13,90	68,50	111,50	33,24	1,74	33,19	112,70	137	22,83	9,81	-6,71	22,80	45,67	38,96
4	13,90	68,50	111,50	33,24	2,32	33,16	113,09	137	22,83	9,81	-1,33	22,78	45,67	44,34
5	13,90	68,50	111,50	33,24	2,90	33,11	113,49	137	22,83	9,81	4,05	22,75	45,67	49,72
6	13,90	68,50	111,50	33,24	3,47	33,05	113,89	137	22,83	9,81	9,42	22,71	45,67	55,09
7	13,90	68,50	111,50	33,24	4,05	32,99	114,28	137	22,83	9,81	14,79	22,66	45,67	60,45
8	13,90	68,50	111,50	33,24	4,63	32,91	114,68	137	22,83	9,81	20,13	22,61	45,67	65,80
9	13,90	68,50	111,50	33,24	5,20	32,83	115,07	137	22,83	9,81	25,45	22,55	45,67	71,12
10	13,90	68,50	111,50	33,24	5,77	32,73	115,46	137	22,83	9,81	30,75	22,49	45,67	76,42
11	13,90	68,50	111,50	33,24	6,34	32,63	115,86	137	22,83	9,81	36,02	22,41	45,67	81,69
12	13,90	68,50	111,50	33,24	6,91	32,51	116,25	137	22,83	9,81	41,26	22,33	45,67	86,93
13	13,90	68,50	111,50	33,24	7,48	32,38	116,64	137	22,83	9,81	46,46	22,25	45,67	92,13
14	13,90	68,50	111,50	33,24	8,04	32,25	117,02	137	22,83	9,81	51,62	22,16	45,67	97,28
15	13,90	68,50	111,50	33,24	8,60	32,10	117,41	137	22,83	9,81	56,73	22,06	45,67	102,40
16	13,90	68,50	111,50	33,24	9,16	31,95	117,79	137	22,83	9,81	61,79	21,95	45,67	107,46
17	13,90	68,50	111,50	33,24	9,72	31,78	118,18	137	22,83	9,81	66,80	21,84	45,67	112,47
Angolo $\alpha$	n	L	H <sub>torre</sub>	v <sub>0</sub>	v <sub>x0</sub>	v <sub>y0</sub>	H <sub>g</sub>	D	r <sub>g</sub>	g	Gittata teorica	X <sub>g</sub>	L <sub>g</sub>	Gittata Effettiva
18	13,90	68,50	111,50	33,24	10,27	31,61	118,56	137	22,83	9,81	71,75	21,72	45,67	117,42
19	13,90	68,50	111,50	33,24	10,82	31,43	118,93	137	22,83	9,81	76,64	21,59	45,67	122,31
20	13,90	68,50	111,50	33,24	11,37	31,23	119,31	137	22,83	9,81	81,46	21,46	45,67	127,13
21	13,90	68,50	111,50	33,24	11,91	31,03	119,68	137	22,83	9,81	86,22	21,32	45,67	131,89
22	13,90	68,50	111,50	33,24	12,45	30,82	120,05	137	22,83	9,81	90,90	21,17	45,67	136,57
23	13,90	68,50	111,50	33,24	12,99	30,59	120,42	137	22,83	9,81	95,51	21,02	45,67	141,18
24	13,90	68,50	111,50	33,24	13,52	30,36	120,79	137	22,83	9,81	100,04	20,86	45,67	145,71
25	13,90	68,50	111,50	33,24	14,05	30,12	121,15	137	22,83	9,81	104,49	20,69	45,67	150,16
26	13,90	68,50	111,50	33,24	14,57	29,87	121,51	137	22,83	9,81	108,86	20,52	45,67	154,52
27	13,90	68,50	111,50	33,24	15,09	29,61	121,87	137	22,83	9,81	113,13	20,34	45,67	158,80
28	13,90	68,50	111,50	33,24	15,60	29,35	122,22	137	22,83	9,81	117,32	20,16	45,67	162,99
29	13,90	68,50	111,50	33,24	16,11	29,07	122,57	137	22,83	9,81	121,41	19,97	45,67	167,08
30	13,90	68,50	111,50	33,24	16,62	28,78	122,92	137	22,83	9,81	125,41	19,77	45,67	171,08
31	13,90	68,50	111,50	33,24	17,12	28,49	123,26	137	22,83	9,81	129,31	19,57	45,67	174,98
32	13,90	68,50	111,50	33,24	17,61	28,19	123,60	137	22,83	9,81	133,11	19,36	45,67	178,78
33	13,90	68,50	111,50	33,24	18,10	27,87	123,94	137	22,83	9,81	136,81	19,15	45,67	182,47
34	13,90	68,50	111,50	33,24	18,59	27,55	124,27	137	22,83	9,81	140,40	18,93	45,67	186,07
35	13,90	68,50	111,50	33,24	19,06	27,23	124,60	137	22,83	9,81	143,89	18,70	45,67	189,55
36	13,90	68,50	111,50	33,24	19,54	26,89	124,92	137	22,83	9,81	147,27	18,47	45,67	192,93
37	13,90	68,50	111,50	33,24	20,00	26,54	125,24	137	22,83	9,81	150,54	18,24	45,67	196,20
38	13,90	68,50	111,50	33,24	20,46	26,19	125,56	137	22,83	9,81	153,69	17,99	45,67	199,36
39	13,90	68,50	111,50	33,24	20,92	25,83	125,87	137	22,83	9,81	156,74	17,74	45,67	202,41
40	13,90	68,50	111,50	33,24	21,36	25,46	126,18	137	22,83	9,81	159,67	17,49	45,67	205,34
41	13,90	68,50	111,50	33,24	21,80	25,08	126,48	137	22,83	9,81	162,49	17,23	45,67	208,16
42	13,90	68,50	111,50	33,24	22,24	24,70	126,78	137	22,83	9,81	165,20	16,97	45,67	210,86
43	13,90	68,50	111,50	33,24	22,67	24,31	127,07	137	22,83	9,81	167,78	16,70	45,67	213,45
44	13,90	68,50	111,50	33,24	23,09	23,91	127,36	137	22,83	9,81	170,25	16,42	45,67	215,92
45	13,90	68,50	111,50	33,24	23,50	23,50	127,65	137	22,83	9,81	172,61	16,15	45,67	218,28
46	13,90	68,50	111,50	33,24	23,91	23,09	127,92	137	22,83	9,81	174,85	15,86	45,67	220,51

Angolo $\alpha$	n	L	H <sub>torre</sub>	v <sub>0</sub>	v <sub>x0</sub>	v <sub>y0</sub>	H <sub>g</sub>	D	r <sub>g</sub>	g	Gittata teorica	X <sub>g</sub>	L <sub>g</sub>	Gittata Effettiva
47	13,90	68,50	111,50	33,24	24,31	22,67	128,20	137	22,83	9,81	176,97	15,57	45,67	222,63
48	13,90	68,50	111,50	33,24	24,70	22,24	128,47	137	22,83	9,81	178,97	15,28	45,67	224,63
49	13,90	68,50	111,50	33,24	25,08	21,80	128,73	137	22,83	9,81	180,85	14,98	45,67	226,52
50	13,90	68,50	111,50	33,24	25,46	21,36	128,99	137	22,83	9,81	182,62	14,68	45,67	228,29
51	13,90	68,50	111,50	33,24	25,83	20,92	129,24	137	22,83	9,81	184,27	14,37	45,67	229,94
52	13,90	68,50	111,50	33,24	26,19	20,46	129,49	137	22,83	9,81	185,81	14,06	45,67	231,48
53	13,90	68,50	111,50	33,24	26,54	20,00	129,74	137	22,83	9,81	187,23	13,74	45,67	232,90
54	13,90	68,50	111,50	33,24	26,89	19,54	129,97	137	22,83	9,81	188,54	13,42	45,67	234,20
55	13,90	68,50	111,50	33,24	27,23	19,06	130,20	137	22,83	9,81	189,73	13,10	45,67	235,39
56	13,90	68,50	111,50	33,24	27,55	18,59	130,43	137	22,83	9,81	190,81	12,77	45,67	236,47
57	13,90	68,50	111,50	33,24	27,87	18,10	130,65	137	22,83	9,81	191,78	12,44	45,67	237,44
58	13,90	68,50	111,50	33,24	28,19	17,61	130,86	137	22,83	9,81	192,64	12,10	45,67	238,30
59	13,90	68,50	111,50	33,24	28,49	17,12	131,07	137	22,83	9,81	193,39	11,76	45,67	239,05
60	13,90	68,50	111,50	33,24	28,78	16,62	131,27	137	22,83	9,81	194,03	11,42	45,67	239,70
61	13,90	68,50	111,50	33,24	29,07	16,11	131,47	137	22,83	9,81	194,57	11,07	45,67	240,23
62	13,90	68,50	111,50	33,24	29,35	15,60	131,66	137	22,83	9,81	195,00	10,72	45,67	240,67
63	13,90	68,50	111,50	33,24	29,61	15,09	131,84	137	22,83	9,81	195,33	10,37	45,67	241,00
64	13,90	68,50	111,50	33,24	29,87	14,57	132,02	137	22,83	9,81	195,56	10,01	45,67	241,23
65	13,90	68,50	111,50	33,24	30,12	14,05	132,19	137	22,83	9,81	195,70	9,65	45,67	241,36
66	13,90	68,50	111,50	33,24	30,36	13,52	132,36	137	22,83	9,81	195,73	9,29	45,67	241,40
67	13,90	68,50	111,50	33,24	30,59	12,99	132,52	137	22,83	9,81	195,68	8,92	45,67	241,34
68	13,90	68,50	111,50	33,24	30,82	12,45	132,67	137	22,83	9,81	195,53	8,55	45,67	241,20
69	13,90	68,50	111,50	33,24	31,03	11,91	132,82	137	22,83	9,81	195,29	8,18	45,67	240,96
70	13,90	68,50	111,50	33,24	31,23	11,37	132,96	137	22,83	9,81	194,96	7,81	45,67	240,63
71	13,90	68,50	111,50	33,24	31,43	10,82	133,09	137	22,83	9,81	194,55	7,43	45,67	240,22
72	13,90	68,50	111,50	33,24	31,61	10,27	133,22	137	22,83	9,81	194,06	7,06	45,67	239,73
73	13,90	68,50	111,50	33,24	31,78	9,72	133,34	137	22,83	9,81	193,49	6,68	45,67	239,15
74	13,90	68,50	111,50	33,24	31,95	9,16	133,45	137	22,83	9,81	192,84	6,29	45,67	238,50
75	13,90	68,50	111,50	33,24	32,10	8,60	133,56	137	22,83	9,81	192,11	5,91	45,67	237,78
Angolo $\alpha$	n	L	H <sub>torre</sub>	v <sub>0</sub>	v <sub>x0</sub>	v <sub>y0</sub>	H <sub>g</sub>	D	r <sub>g</sub>	g	Gittata teorica	X <sub>g</sub>	L <sub>g</sub>	Gittata Effettiva
76	13,90	68,50	111,50	33,24	32,25	8,04	133,66	137	22,83	9,81	191,31	5,52	45,67	236,98
77	13,90	68,50	111,50	33,24	32,38	7,48	133,75	137	22,83	9,81	190,44	5,14	45,67	236,11
78	13,90	68,50	111,50	33,24	32,51	6,91	133,83	137	22,83	9,81	189,51	4,75	45,67	235,17
79	13,90	68,50	111,50	33,24	32,63	6,34	133,91	137	22,83	9,81	188,51	4,36	45,67	234,17
80	13,90	68,50	111,50	33,24	32,73	5,77	133,99	137	22,83	9,81	187,44	3,96	45,67	233,11
81	13,90	68,50	111,50	33,24	32,83	5,20	134,05	137	22,83	9,81	186,32	3,57	45,67	231,99
82	13,90	68,50	111,50	33,24	32,91	4,63	134,11	137	22,83	9,81	185,14	3,18	45,67	230,81
83	13,90	68,50	111,50	33,24	32,99	4,05	134,16	137	22,83	9,81	183,90	2,78	45,67	229,57
84	13,90	68,50	111,50	33,24	33,05	3,47	134,21	137	22,83	9,81	182,62	2,39	45,67	228,28
85	13,90	68,50	111,50	33,24	33,11	2,90	134,25	137	22,83	9,81	181,28	1,99	45,67	226,95
86	13,90	68,50	111,50	33,24	33,16	2,32	134,28	137	22,83	9,81	179,89	1,59	45,67	225,56
87	13,90	68,50	111,50	33,24	33,19	1,74	134,30	137	22,83	9,81	178,47	1,20	45,67	224,13
88	13,90	68,50	111,50	33,24	33,22	1,16	134,32	137	22,83	9,81	176,99	0,80	45,67	222,66
89	13,90	68,50	111,50	33,24	33,23	0,58	134,33	137	22,83	9,81	175,48	0,40	45,67	221,15
90	13,90	68,50	111,50	33,24	33,24	0,00	134,33	137	22,83	9,81	173,93	0,00	45,67	219,60

Per un angolo compreso tra 270° e 360° il valore della Gittata sarà negativo perché verso sinistra

Angolo $\alpha$	n	L	H <sub>torre</sub>	v <sub>0</sub>	v <sub>x0</sub>	v <sub>y0</sub>	H <sub>g</sub>	D	r <sub>g</sub>	g	Gittata teorica	X <sub>g</sub>	L <sub>g</sub>	Gittata Effettiva
270	13,90	68,50	111,50	33,24	-33,24	0,00	88,67	137	22,83	9,81	-141,31	0,00	45,67	-186,98
271	13,90	68,50	111,50	33,24	-33,23	0,58	88,67	137	22,83	9,81	-143,67	0,40	45,67	-189,34
272	13,90	68,50	111,50	33,24	-33,22	1,16	88,68	137	22,83	9,81	-146,01	0,80	45,67	-191,68
273	13,90	68,50	111,50	33,24	-33,19	1,74	88,70	137	22,83	9,81	-148,34	1,20	45,67	-194,01
274	13,90	68,50	111,50	33,24	-33,16	2,32	88,72	137	22,83	9,81	-150,66	1,59	45,67	-196,32
275	13,90	68,50	111,50	33,24	-33,11	2,90	88,75	137	22,83	9,81	-152,95	1,99	45,67	-198,61
276	13,90	68,50	111,50	33,24	-33,05	3,47	88,79	137	22,83	9,81	-155,21	2,39	45,67	-200,88
277	13,90	68,50	111,50	33,24	-32,99	4,05	88,84	137	22,83	9,81	-157,45	2,78	45,67	-203,12
278	13,90	68,50	111,50	33,24	-32,91	4,63	88,89	137	22,83	9,81	-159,66	3,18	45,67	-205,33
Angolo $\alpha$	n	L	H <sub>torre</sub>	v <sub>0</sub>	v <sub>x0</sub>	v <sub>y0</sub>	H <sub>g</sub>	D	r <sub>g</sub>	g	Gittata teorica	X <sub>g</sub>	L <sub>g</sub>	Gittata Effettiva
279	13,90	68,50	111,50	33,24	-32,83	5,20	88,95	137	22,83	9,81	-161,84	3,57	45,67	-207,51
280	13,90	68,50	111,50	33,24	-32,73	5,77	89,01	137	22,83	9,81	-163,98	3,96	45,67	-209,65
281	13,90	68,50	111,50	33,24	-32,63	6,34	89,09	137	22,83	9,81	-166,08	4,36	45,67	-211,75
282	13,90	68,50	111,50	33,24	-32,51	6,91	89,17	137	22,83	9,81	-168,14	4,75	45,67	-213,80
283	13,90	68,50	111,50	33,24	-32,38	7,48	89,25	137	22,83	9,81	-170,15	5,14	45,67	-215,81
284	13,90	68,50	111,50	33,24	-32,25	8,04	89,34	137	22,83	9,81	-172,11	5,52	45,67	-217,77
285	13,90	68,50	111,50	33,24	-32,10	8,60	89,44	137	22,83	9,81	-174,01	5,91	45,67	-219,68
286	13,90	68,50	111,50	33,24	-31,95	9,16	89,55	137	22,83	9,81	-175,86	6,29	45,67	-221,53
287	13,90	68,50	111,50	33,24	-31,78	9,72	89,66	137	22,83	9,81	-177,65	6,68	45,67	-223,32
288	13,90	68,50	111,50	33,24	-31,61	10,27	89,78	137	22,83	9,81	-179,38	7,06	45,67	-225,04
289	13,90	68,50	111,50	33,24	-31,43	10,82	89,91	137	22,83	9,81	-181,04	7,43	45,67	-226,70
290	13,90	68,50	111,50	33,24	-31,23	11,37	90,04	137	22,83	9,81	-182,62	7,81	45,67	-228,29





# Technical Documentation

## Wind Turbine Generator Systems

### 3.6/3.8-137 - 50/60 Hz

### 4.0-137 - 50 Hz



## Technical Description and Data

Rev. 06 - Doc-0074313 - EN 2020-03-13



imagination at work

Visit us at  
[www.gerenewableenergy.com](http://www.gerenewableenergy.com)

All technical data is subject to change in line with ongoing technical development!

## **Copyright and patent rights**

All documents are copyrighted within the meaning of the Copyright Act. We reserve all rights for the exercise of commercial patent rights.

© 2020 General Electric Company. All rights reserved.

This document is public. GE and the GE Monogram are trademarks and service marks of General Electric Company.

Other company or product names mentioned in this document may be trademarks or registered trademarks of their respective companies.



imagination at work

# Table of Contents

- Document Revision Table.....4
- 1 Introduction .....5
- 2 Technical Description of the Wind Turbine and Major Components .....5
  - 2.1 Rotor.....6
  - 2.2 Blades .....6
  - 2.3 Blade Pitch Control System.....7
  - 2.4 Hub.....7
  - 2.5 Gearbox .....7
  - 2.6 Bearings.....7
  - 2.7 Brake System .....7
  - 2.8 Generator.....7
  - 2.9 Gearbox/Generator Coupling.....7
  - 2.10 Yaw System.....8
  - 2.11 Tower .....8
  - 2.12 Nacelle.....8
  - 2.13 Wind Sensor and Lightning Rod.....8
  - 2.14 Lightning Protection (according to IEC 61400-24 Level I) .....8
  - 2.15 Wind Turbine Control System.....9
  - 2.16 Power Converter .....9
  - 2.17 Medium Voltage Transformer and Switch Gear .....9
- 3 Technical Data for the 3.6/3.8/4.0-137 .....10
  - 3.1 Operational Limits.....12
- 4 References.....13

**Document Revision Table**

Rev.	Date (YYYY/MM/DD)	Affected Pages	Change Description
06	2020-03-13	11	EDITED Table 3
		13	ADDED Section 4.
		-	ATTACHED Supporting Drawings

## 1 Introduction

This document summarizes the technical description and specifications of the 3.6/3.8/4.0-137 wind turbine.

## 2 Technical Description of the Wind Turbine and Major Components

The 3.6/3.8/4.0-137 is a three-bladed, upwind, horizontal-axis wind turbine with a rotor diameter of 137 meters. The turbine rotor and nacelle are mounted on top of one of the following towers:

Turbine Hub Height in m	3.6-137	3.8-137	4.0-137
81.5 m tubular steel	-	60 Hz	50 Hz
91.5 m tubular steel		50 Hz	
110 m tubular steel	50 Hz	50&60 Hz	-
111.5 m tubular steel	50 Hz	50&60 Hz	50 Hz
131.4 m tubular steel (4.556 m OD)	50 Hz	50&60 Hz	50 Hz
131.4 m tubular steel (5.2 m OD)	50 Hz	-	-
164.5 m concrete hybrid	50 Hz	-	-

Table 1: Towers on which 3.6/3.8/4.0-137 are mounted

The dimensions of the 3.6/3.8/4.0-137 with 81.5 m, 91.5 m, 110 m, 111.5 m and 131.4 m and 164.5 m hub height are shown in attached drawings.

The 3MW Platform employs active yaw control (designed to steer the wind turbine with respect to the wind direction), active blade pitch control (to regulate turbine rotor speed) and a variable speed generator with a power electronic converter system.

The 3MW Platform features a modular drive train design where the major drive train components, including main shaft bearing, gearbox, generator and yaw drives, are attached to a bedplate.

## 2.1 Rotor

Rotor speed is regulated by a combination of blade pitch angle adjustment and generator/converter torque control. The rotor spins in a clockwise direction under normal operating conditions when viewed from an upwind location.

Full blade pitch angle range is approximately 90 degrees, with the zero degree position being with the blade flat to the prevailing wind. Pitching the blades to a full feather pitch angle of approximately 90 degrees accomplishes aerodynamic braking of the rotor, thus reduces the rotor speed.

## 2.2 Blades

There are three rotor blades used on the 3.6/3.8/4.0-137 wind turbine. The airfoils transition along the blade span and with the thicker airfoils being located inboard towards the blade root (hub) and gradually tapering to thinner cross sections out towards the blade tip. Values below are typically needed to perform shadow casting calculations.

	<b>Rotor Diameter</b>
	<b>137 m</b>
<b>Longest chord</b>	4.0 m
<b>Chord at 0.9 x rotor radius</b>	1.0 m

In order to optimize noise emissions, the rotor blades are equipped with Low-Noise-Trailing-Edges (LNTEs) at the pressure side of the blade’s rear edge. LNTEs are thin jagged plastic strips. The rotor blades of the 3.6/3.8/4.0-137 are equipped with these strips at the factory.



Fig. 1: LNTEs on the wind turbine rotor blade

## 2.3 Blade Pitch Control System

The rotor utilizes a pitch system to provide adjustment of the blade pitch angle during operation.

The active pitch controller enables the wind turbine rotor to regulate speed, when above rated wind speed, by allowing the blade to “spill” excess aerodynamic lift. Energy from wind gusts below rated wind speed is captured by allowing the rotor to speed up.

Independent back up is provided to drive each blade in order to feather the blades and shut down the wind turbine in the event of a grid line outage or other fault. By having all three blades outfitted with independent pitch systems, redundancy of individual blade aerodynamic braking capability is provided.

## 2.4 Hub

The hub is used to connect the three rotor blades to the turbine main shaft. The hub also houses the blade pitch system and is mounted directly to the main shaft. To carry out maintenance work, the hub can be entered through one of three hatches at the area close to the nacelle roof.

## 2.5 Gearbox

The gearbox in the wind turbine is designed to transmit torsional power between the low-rpm turbine rotor and high-rpm electric generator. The gearbox is a multi-stage planetary/helical design. The gearbox is mounted to the wind turbine bedplate. The gearbox mounting is designed to reduce vibration and noise transfer to the bedplate. The gearbox is lubricated by a forced, cooled lubrication system with a filter to maintain oil cleanliness.

## 2.6 Bearings

The blade pitch bearing is designed to allow the blade to pitch about a span-wise pitch axis. The inner race of the blade pitch bearing is outfitted with a blade drive gear that enables the blade to be driven in pitch. The main shaft bearing is a two-bearing system, designed to provide bearing and alignment of the internal gearing shafts and accommodate radial and axial loads.

## 2.7 Brake System

The blade pitch system acts as the main braking system for the wind turbine. Braking under normal operating conditions is accomplished by feathering the blades out of the wind. Only two feathered rotor blades are required to decelerate the rotor safely into idling mode, and each rotor blade has its own backup to drive the blade in the event of a grid line loss.

## 2.8 Generator

The generator is a doubly fed induction generator. It is mounted to the bedplate with a mounting so designed as to reduce vibration and noise transfer to the bedplate.

## 2.9 Gearbox/Generator Coupling

To protect the drive train from excessive torque loads, a special coupling including a torque-limiting device is provided between the generator and gearbox output shaft.



## 2.10 Yaw System

A bearing positioned between the nacelle and tower facilitates yaw motion. Yaw drives mesh with the gear of the yaw bearing and steer the wind turbine to track the wind in yaw. The yaw drive system contains an automatic yaw brake. This brake engages when the yaw drive is not operating and prevents the yaw drives from being loaded due to turbulent wind conditions.

The controller activates the yaw drives to align the nacelle to the wind direction based on the wind vane sensor mounted on the top of the nacelle.

The wind turbine records nacelle yaw position following excessive rotation in one direction, the controller automatically brings the rotor to a complete stop, untwists the internal cables, and restarts the wind turbine.

## 2.11 Tower

The wind turbine is mounted on top of a tubular steel tower (81.5 m, 91.5 m, 110 m, 111.5 m and 131.4 m hub height) or a hybrid tower (164.5 m hub height). Access to the turbine is through a door at the base of the tower. Internal service platforms and interior lighting is included. A ladder provides access to the nacelle and also supports a fall arrest safety system.

Optional climb assist or service lifts are available upon request.

## 2.12 Nacelle

The nacelle houses the main components of the wind turbine generator. Access from the tower into the nacelle is through the bottom of the nacelle. The nacelle is ventilated, and illuminated by electric lights. A hatch provides access to the blades and hub.

## 2.13 Wind Sensor and Lightning Rod

An ultrasonic wind sensor and lightning rod are mounted on top of the nacelle housing. Access is accomplished through the hatch in the nacelle.

## 2.14 Lightning Protection (according to IEC 61400-24 Level I)

The rotor blades are equipped with lightning receptors mounted in the blade. The turbine is grounded and shielded to protect against lightning; however, lightning is an unpredictable force of nature and it is possible that a lightning strike could damage various components notwithstanding the lightning protection employed in the wind turbine.

## 2.15 Wind Turbine Control System

The wind turbine can be controlled locally. Control signals can also be sent from a remote computer via a Supervisory Control and Data Acquisition System (SCADA), with local lockout capability provided at the turbine controller.

Service switches at the tower top prevent service personnel at the bottom of the tower from operating certain systems of the turbine while service personnel are in the nacelle. To override any wind turbine operation, emergency-stop buttons located in the tower base and in the nacelle can be activated to stop the turbine in the event of an emergency.

## 2.16 Power Converter

The wind turbine uses a power converter system that consists of a converter on the rotor side, a DC intermediate circuit, and a power inverter on the grid side.

The converter system consists of a power module and the associated electrical equipment.

## 2.17 Medium Voltage Transformer and Switch Gear

To connect each turbine to the collector system, a medium voltage transformer and medium-voltage switchgear are required. These devices may be either installed in the tower (GE scope) or external to the tower as part of a Pad Mount Transformer (customer scope).

### 3 Technical Data for the 3.6/3.8/4.0-137

Turbine	3.6-137	3.8-137	4.0-137
Rated output [MW]	3.63	3.83	4.03
Rotor diameter [m]	137		
Number of blades	3		
Swept area [m <sup>2</sup> ]	14741		
Rotational direction (viewed from an upwind location)	Clockwise		
Maximum speed of the blade tips [m/s]	82.0	82.0	84.1
Orientation	Upwind		
Nominal Rotor Speed [rpm]	11.43	11.43	11.72
Minimum Rotor Speed [rpm]	6.6		
Maximum Rotor Speed [rpm]	~13.6	~13.6	~13.9
Speed regulation	Pitch control		
Aerodynamic brake	Full feathering		
Color of outer components	RAL 7035 (light grey)		
Reflection degree/Gloss degree Steel tower	30 - 60 Gloss units measured at 60° as per ISO 2813		
Reflection degree/Gloss degree Rotor blades, Nacelle, Hub	60 - 80 Gloss units measured at 60° as per ISO 2813		
Reflection degree/Gloss degree Hybrid Tower	Concrete gray (similar RAL 7035); gloss matte	-	-

Table 2: Technical data 3.6/3.8/4.0-137 wind turbine

<b>Atmospheric corrosion protection (corrosion categories as defined by ISO 12944 2:1998)</b>	
Corrosion protection - Tower Shell Coating Internal/external	C-2/C-3 (standard) C-4/C-5 (enhanced)
Corrosion protection - Tower Flange Bolts (TFB) Internal/external	C-4/C-4 (standard) C-4/C-4 (enhanced)
Corrosion protection - Tower Mechanical Fasteners and Internals Internal/external	C-3/C-3 (standard) C-3/C-5 (enhanced)
Corrosion protection - Hub Internal/external	C-5/C-5
Corrosion protection - Nacelle & Hub Fasteners Internal/external	C-3/-C5
Corrosion protection - Automatic Lubrication System, Yaw Drive Bolts Internal	C-3
Corrosion protection - Pitch Motor, Pitch Gearbox Internal	C-4
Corrosion protection: Main Shaft, Pillow Block, Gearbox Internal	C-4
Corrosion protection: Bedplate, Generator Frame Internal	C-5

Table 3: Atmospheric corrosion protection

### 3.1 Operational Limits

Turbine	3.6-137	3.8-137	4.0-137
<b>Hub height</b>	131.4 m tubular steel tower <sup>(1)*,**</sup> 164.5 m hybrid tower**	81.5 m tubular steel tower 91.5 m tubular steel tower 110 m tubular steel tower 111.5 m tubular steel tower 131.4 m tubular steel tower	81.5 m tubular steel tower 111.5 m tubular steel tower 131.4 m tubular steel tower
<b>Wind turbine design standard</b>	* IEC 61400-1, Ed. 3 ** DIBt 2012	IEC 61400-1, Ed. 3	IEC 61400-1, Ed. 3
<b>Height above sea level</b>	Maximum 1000 m with the maximum standard operational temperature of +40 °C. Above 1000 m, the maximum operational temperature is reduced per DIN IEC 60034 1 (e.g., maximum operational temperature reduced to +30 °C at 2000 m). <sup>2</sup>		
<b>Standard Weather Option (STW)</b>	Full power operation from -15 °C to +35 °C; De-rate to reach +40 °C; Survival temperature of -20 °C to +50 °C without the grid. <sup>3</sup>		Full power operation from -15 °C to +33 °C; reduction of power output from 4.0MW to 3.8MW between 33°C and 35°C. De-rate to reach +40 °C Survival temperature of -20 °C to +50 °C without the grid. <sup>3</sup>
<b>Cold Weather Option (CW)</b>	Full power operation from -30 °C to +35 °C; De rate to reach +40 °C; Survival temperature of -40 °C to +50 °C without the grid. <sup>3</sup>		n/a
<b>Wind conditions according to IEC 61400 1 (ed. 3) for the standard temperature range</b>	7.5 m/s average wind speed	8.5 m/s average wind speed	8.5 m/s average wind speed

<sup>1</sup> 5.2 m OD and with TBR

<sup>2</sup> For installations above 1000 m isolation distances of medium voltage terminals must also be re-evaluated.

<sup>3</sup> Survival means: turbine not in operation including the heat transfer system due to lack of energy supply by the grid.

Turbine	3.6-137	3.8-137	4.0-137
<b>Maximum extreme gust (10 min) according to IEC 61400 1 (ed. 3)</b>	40 m/s (for the standard temperature range)	81.5 m: 42.5 m/s STW; 42.5 m/s CWE 91.5 m: 42.5 m/s STW; 110 m: 42.5 m/s STW; 40.0 m/s CWE 111.5 m: 42.5 m/s STW; 40.0 m/s CWE 131.4 m: 42.5 m/s STW; 40.0 m/s CWE	81.5 m : to be investigated site specific 111.5 m : 41.0 m/s 131.4 m : 41.0m/s
<b>Wind class</b>	IEC IIIb + WZ S	IEC IIb (STW), IEC S (CWE)	IEC S (STW)

Table 4: Operational limits

## 4 References

Turbine Hub Height in m	GE Drawing Number for 137 m Rotor Diameter
81.5 m tubular steel	447W8495
91.5 m tubular steel	450W4881
110 m tubular steel	444W0662
111.5 m tubular steel	447W8527
131.4 m tubular steel (4.556 m OD)	447W8639
131.4 m tubular steel (5.2 m OD)	444W5480
164.5 m concrete hybrid	444W4972
131.4 m hybrid	444W7336

	NOTE	
Please refer to qualification documents for Product Variant configuration details.		