



RENVICO ITALY SRL
Via San Gregorio, 34
20124 - Milano

Progettazione:

STUDIO DI INGEGNERIA ING. MICHELE R.G. CURTOTTI
Viale II Giugno, 385 - 71016 San Severo (FG)
Ing.curtotti@pec.it - studlocurtotti@gmail.it



PARCO EOLICO POGGIO IMPERIALE

COMUNE DI SAN PAOLO DI POGGIO IMPERIALE

Autorizzazione Unica ai sensi della legge 387/03 del parco eolico
nel comune di Poggio Imperiale (FG)

TAVOLA

R02

COMMITTENTE: RENVICO ITALY SRL
Comune di Poggio Imperiale (FG)

STIMA DI PRODUCIBILITA'
PROGETTO DEFINITIVO

DATA : Febbraio 2018

AGGIORN. : _____

SCALA : _____

DIMENS. : A4

N° FOGLI : _____

COMMITTENTE:
RENVICO ITALY SRL



PROGETTAZIONE:
ing. Michele R.G. Curtotti



Questo elaborato è di proprietà dei progettisti ed è protetto a termini di legge



Studio di Ingegneria
Michele R.G. Curtotti

Studio di Ingegneria Ing. Michele R.G. Curtotti

Viale Il Giugno, 385 – 71016 San Severo (FG)
E-mail: studiocurtotti@gmail.com

Committente:

RENVICO ITALY S.r.l.

Studio di progettazione:

Studio di Ingegneria Ing. Michele R.G. Curtotti

Viale Il Giugno, 385 – 71016 San Severo (FG), Italy

RELAZIONE DELLA STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA ATTESA - ANNUAL ENERGY PRODUCTION (A.E.P.)

**Impianto eolico “POGGIO IMPERIALE” da n° 10 WTG da realizzarsi
in località “Giardina” in agro del Comune di Poggio Imperiale (FG),
Regione Puglia**

Mod. n°: 01/D/02

Rev. n°: 01_02/18

Luogo e Data:

San Severo, Febbraio 2018

RELAZIONE DELLA STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA ATTESA - ANNUAL ENERGY PRODUCTION (A.E.P.) Impianto eolico “POGGIO IMPERIALE” da n° 10 WTG da realizzarsi in località “Giardina” in agro del Comune di Poggio Imperiale (FG), Regione Puglia	Elaborato: Relazione Tecnica	
	Doc. n°: 01 di 03	Mod. n°: 01/D/02
	Data: 02/2018	Rev. n°: 01_02/18

1. **PREMESSA**

La presente Relazione Tecnica ha come oggetto la stima della producibilità energetica attesa (Annual Energy Production, *di seguito*: A.E.P.) del progetto di un impianto industriale per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento (*di seguito*: impianto eolico) che la Società Renvico Italy S.r.l. intende realizzare nel Comune di Poggio Imperiale (FG), in località “Giardina”.

L'impianto di progetto prevede la realizzazione di n° 10 aerogeneratori ad asse orizzontale di grande taglia collocati su torri tubolari, per i quali, ai fini delle simulazioni della producibilità, è stato assunto il modello di turbina eolica Vestas V150, avente un'altezza al mozzo (H_{Hub}) di 166 m, e un diametro rotore (D_{Rotor}) di 150 m, per una potenza nominale di 4,2 MW.

Il presente studio si basa sull'acquisizione e successiva elaborazione mediante software Nomad 2 Desktop (Ver. 2.1.6) della Second Wind Inc. dei dati anemometrici di velocità e direzione del vento rilevati *in situ* mediante una torre anemometrica localizzata nell'area d'impianto, estesi su un range temporale di circa due anni, ovvero dal 1 Gennaio 2011 al 31 dicembre 2012.

Lo studio anemologico delle serie di dati di ventosità, necessario ai fini dell'individuazione della wind rose, la successiva fase di micrositing, e infine la stima dell'A.E.P., sono stati condotti mediante l'ausilio del software WindFarm (Ver. 4.2.1.8) della ReSoft Ltd., specifico per la creazione, l'analisi e l'ottimizzazione dei layout delle wind farm.

Il presente report sulla producibilità e i calcoli relativi all'Energy Yield Assessment in esso contemplati sono stati redatti sulla scorta della ormai consolidata letteratura di settore fornita da Garrad Hassan.

RELAZIONE DELLA STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA ATTESA - ANNUAL ENERGY PRODUCTION (A.E.P.) Impianto eolico "POGGIO IMPERIALE" da n° 10 WTG da realizzarsi in località "Giardina" in agro del Comune di Poggio Imperiale (FG), Regione Puglia	Elaborato: Relazione Tecnica	
	Doc. n°: 01 di 03	Mod. n°: 01/D/02
	Data: 02/2018	Rev. n°: 01_02/18

2. INQUADRAMENTO DELL'AREA D'IMPIANTO

Poggio Imperiale è un Comune della Provincia di Foggia (Lat.: 41°49'0" Nord; Long.: 15°22'0" Est) di circa 2709 abitanti, situato a Nord Nord-Ovest del capoluogo di Provincia e distante da esso circa 60,9 Km; esso è localizzato a un'altitudine di 73 m s.l.m. e si sviluppa su una superficie complessiva di 52,88 Km², per una densità abitativa di 51,23 ab./km². Confina con i Comuni di Apricena (FG), Lesina (FG), San Paolo di Civitate (FG), e San Nicandro Garganico (FG).

L'orografia pianeggiante e poco complessa si colloca in un contesto geografico tipico dell'Alto Tavoliere. La copertura del suolo, adibita prevalentemente a seminativi, presenta scarsa vegetazione costituita per la maggior parte da arbusti.

Il layout originale dell'impianto eolico di progetto, costituito da complessivi n° 10 aerogeneratori così nominati: ID.: A1, A2, A3, A4, A5, A6, A7, A8, A9, e A10, è interamente localizzato nel territorio comunale di Poggio Imperiale (FG), in località "Giardina" (Foglio IGM, Serie 25 – 155 I SE (LESINA) (Scala: 1:25.000)).

Nella **Tabella 2.1.** sono riportate le coordinate degli aerogeneratori di progetto, espresse nel sistema di riferimento UTM/WGS84 - Fuso 33:

Tabella 2.1.: Coordinate dei n° 8 aerogeneratori (ID.: A1, A2, A3, A4, A5, A6, A7, A8, A9, e A10) del layout di progetto.

ID. WTG	Coordinate aerogeneratori (UTM/WGS84 - Fuso 33)	
	EST	NORD
A1	533260.6232	4629049.9260
A2	533637.1181	4629407.5192
A3	534075.7361	4629662.1163
A4	534398.5891	4630089.8718
A5	534818.8569	4630631.9433
A6	535374.5862	4630968.2954
A7	535754.9725	4631266.1197
A8	536327.6890	4631551.9872
A9	536491.8385	4631970.9800
A10	536357.8610	4632435.5758

Il punto d'installazione della torre anemometrica (TA Code: PGI1), finalizzata alla valutazione delle capacità eoliche e alla puntuale indagine sul potenziale energetico del sito, è indicata di seguito (**Tabella 2.2.**). Le coordinate sono espresse nel sistema di riferimento UTM/WGS84 - Fuso 33:

RELAZIONE DELLA STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA ATTESA - ANNUAL ENERGY PRODUCTION (A.E.P.) Impianto eolico “POGGIO IMPERIALE” da n° 10 WTG da realizzarsi in località “Giardina” in agro del Comune di Poggio Imperiale (FG), Regione Puglia	Elaborato: Relazione Tecnica	
	Doc. n°: 01 di 03	Mod. n°: 01/D/02
	Data: 02/2018	Rev. n°: 01_02/18

Tabella 2.2.: Coordinate della torre anemometrica (ATA Code: PGI1).

ID. Torre anemometrica	Coordinate Torre anemometrica (UTM/WGS84 - Fuso 33)	
	EST	NORD
PGI1	533276	4629012

La localizzazione su base cartografica IGM (Scala: 1:25.000) degli aerogeneratori del layout di progetto e della torre anemometrica sono riportati nella figura seguente (vedi Figura 2.1.).

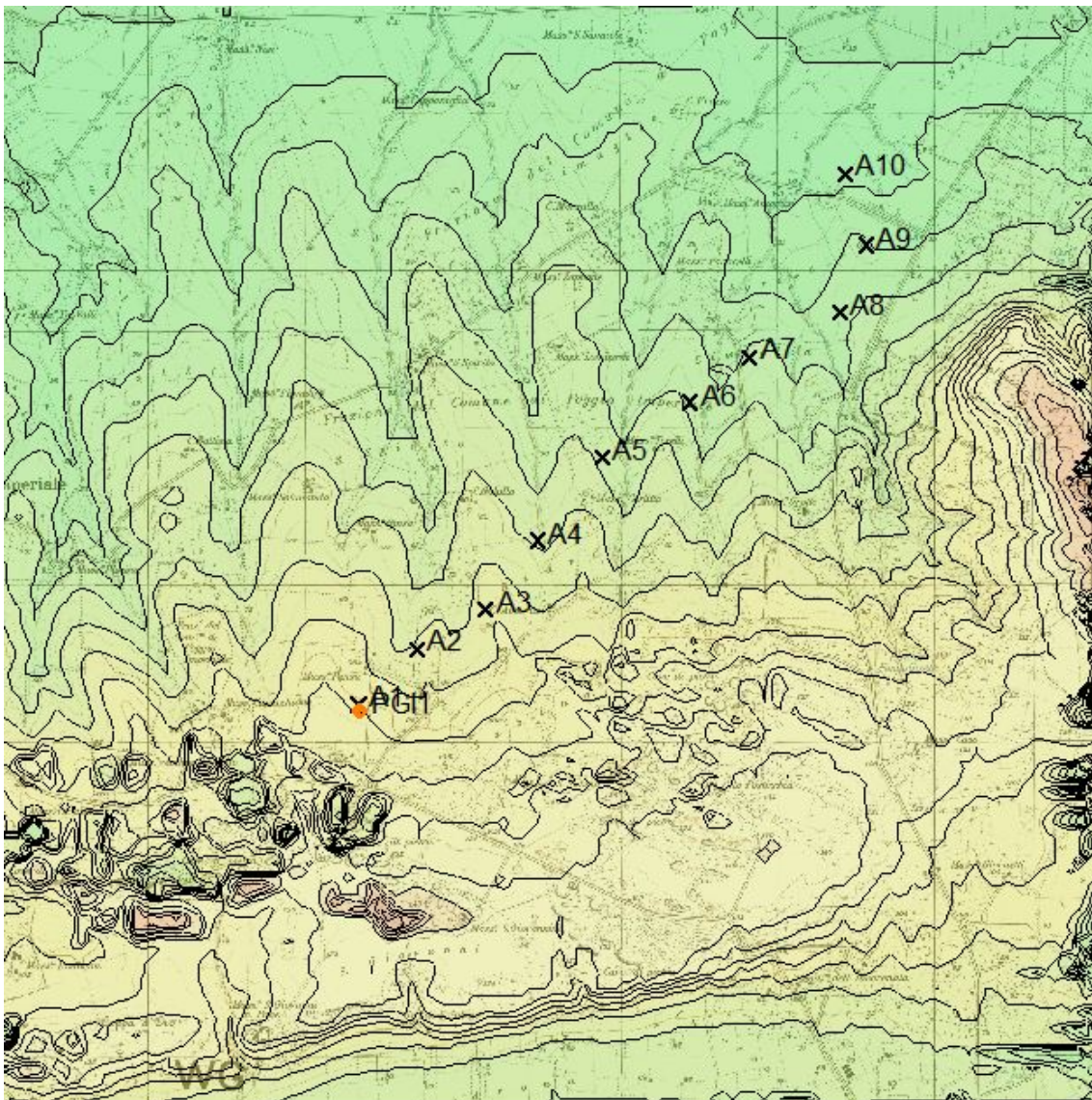


Figura 2.1.: Localizzazione su base cartografica IGM (Scala: 1:25.000) dei n° 10 aerogeneratori di progetto (ID.: A1, A2, A3, A4, A5, A6, A7, A8, A9, e A10) e della torre anemometrica (TA Code: PGI1) dell’impianto eolico di progetto, ubicato nel territorio comunale di Poggio Imperiale (FG), in località “Giardina” (Fonte: WindFarm).

RELAZIONE DELLA STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA ATTESA - ANNUAL ENERGY PRODUCTION (A.E.P.) Impianto eolico “POGGIO IMPERIALE” da n° 10 WTG da realizzarsi in località “Giardina” in agro del Comune di Poggio Imperiale (FG), Regione Puglia	Elaborato: Relazione Tecnica	
	Doc. n°: 01 di 03	Mod. n°: 01/D/02
	Data: 02/2018	Rev. n°: 01_02/18

3. ROUGHNESS COEFFICIENT & HEIGHT DATA

Un fattore non trascurabile nella valutazione della velocità media del vento è la rugosità del terreno, con la quale s'intende la capacità degli elementi orografici presenti nel rallentare i flussi di corrente.

Con l'aumento di quota tale fattore esercita un'influenza minore, permettendo una progressiva accelerazione delle velocità medie; così, se una wind farm è localizzata su un terreno completamente pianeggiante, con una rugosità uniforme, allora le caratteristiche di velocità del vento saranno le stesse su tutta la regione.

Pertanto, al fine di procedere alla stima della producibilità energetica attesa del parco eolico di progetto, è necessario calcolare la variazione della velocità del vento attraverso il paesaggio; questa variazione dipende dalla direzione del vento e dall'altezza rispetto al suolo.

I dati di orografia e di rugosità della site region sono dunque fondamentali per una corretta analisi del flusso di vento (nel seguito: “*Wind Flow*”) sulla regione delle turbine eoliche.

Nell'eolico, il *roughness coefficient* si riferisce alla misura di scabrezza del terreno assumendo come riferimento la quota zero del suolo. Misurare questo parametro geometricamente è un'operazione particolarmente complessa che quasi mai viene fatta, nonostante la grande influenza che questo parametro ricopre nella stima della risorsa ventosa.

La determinazione dei parametri locali di rugosità, infatti, richiede sia i dati del profilo del vento osservati su un anemometro sufficientemente alto, o anche osservazioni di turbolenza o di raffiche di vento da un anemometro esposto a un livello ben sopra la media di altezza degli ostacoli vicini; tali dati sono raramente disponibili nelle situazioni di lavoro.

Per ovviare a questa impossibilità sono state definite delle tavole di riferimento riportanti i valori di *roughness* al variare del tipo di terreno presente.

Questa misura nelle applicazioni eoliche è definita come l'area frontale dell'elemento che contrasta il vento diviso per l'area che l'ostacolo stesso occupa; indicata con la lettera z_0 , è solitamente espressa in metri.

Nella **Tabella 3.1.** è riportata una classificazione per questa misura; in essa si riportano l'indice di scabrezza z_0 per diversi tipi di terreno.

La più valida revisione dei parametri di rugosità ha coperto una gamma piuttosto ampia di tipologie di terreni, e usato solamente osservazioni effettuate ad altezze sufficienti; essa fu pubblicata da Deavenport nel 1960; in seguito furono pubblicate altre liste di parametri di rugosità, molte dei quali hanno usato osservazioni di qualità minore e contenevano pochi o nessun dato osservati dopo il 1969.

La ricchezza dei dati di rugosità da tutti gli esperimenti sugli strati limite pubblicati furono revisionati da Wieringa (1993) per terreni rurali omogenei, comprese le foreste. La rugosità effettiva delle tipologie reali di paesaggio, indipendentemente dall'omogeneità, fu dimostrata da lui essere molto correttamente descritta dalla Classifica Davenport del 1960.

Wieringa (1992) ha esteso quella classificazione a tipologie di terreno con minore rugosità, come il mare.

RELAZIONE DELLA STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA ATTESA - ANNUAL ENERGY PRODUCTION (A.E.P.) Impianto eolico “POGGIO IMPERIALE” da n° 10 WTG da realizzarsi in località “Giardina” in agro del Comune di Poggio Imperiale (FG), Regione Puglia	Elaborato: Relazione Tecnica	
	Doc. n°: 01 di 03	Mod. n°: 01/D/02
	Data: 02/2018	Rev. n°: 01_02/18

Per definire la conformazione di un terreno, in letteratura sono state individuate n° 8 classi di rugosità nell’ambito della classificazione internazionale di Davenport dell’effettiva rugosità del terreno¹ (aggiornata al 2001).

Per stimare la rugosità (visivamente o dalle mappe), Davenport classifica allora tutti i dati disponibili per una vasta gamma di terreni.

La descrizione di Davenport di n° 8 classi d’effettiva rugosità aerodinamica di tipologie di terreno reali è aggiornata a oggi, riassumendo oltre settantacinque attendibili esperimenti su terreni omogenei e disomogenei. È utilizzata dall’WMO e dall’ASCE, ma non ancora in Europa.

Wieringa [Bull.Am.Met.Soc., 1980; J. Wind Eng.Ind.Aer., 1992], convalida le n° 8 classi di rugosità di Davenport per terreni “aperti” (“*Open*”) e moderatamente complessi e per le foreste, estendendo la propria gamma a “*Smooth terrain*” e “*Open water*”.

Considerando le informazioni recenti disponibili da Grimmond e Oke [Grimmond and Oke, Bound.Layer Met., 1998; J.Appl.Met., 1999] per le città e da Davenport *et alii.* (2000) per la campagna scabra, le cinque classi più rugose dell’originale aggiornato al 1992 della classificazione di Davenport del 1960 è stata riformulata nella **Tabella 3.1.**

Un anteriore aggiornamento della bozza zero delle classi da parte di Wieringa (1980) – con descrizioni delle Classi molto brevi – già ha assegnato complessivamente il giusto livello di rugosità e il presente aggiornamento non mostra che fu significativamente anticipato.

Tuttavia, l’aggiornamento di Davenport *et alii.* (2000) della classificazione di rugosità effettiva di Davenport, tengono più in conto delle differenze nel tipo di ostacolo e quindi permette maggiore precisione. Inoltre, la sua attendibilità sul lato dell’alta rugosità è incrementata perché la classificazione ora riassume più di quaranta esperimenti su terreni omogenei e trenta cinque esperimenti ad altezze sufficienti su terreni disomogenei e sulle città – quasi tutti gli esperimenti esistenti utili ben pubblicati. Gli aggiornamenti del 1980 e del 1992 furono già adottati da utenti maggiori come WMO (1996) e ASCE (1999), e da manuali come Stull (1995).

La riformulazione della classificazione della rugosità di Davenport fornisce un valido strumento di lavoro, efficace per stimare la rugosità aerodinamica per tutti i tipi di terreno, per l’applicazione nel settore dell’ingegneria del vento e dello strato limite di modellazione per i terreni complessi.

Quindi è stata aggiornata la Classificazione Davenport, rendendola lo strumento più attendibile per l’effettiva rugosità aerodinamica da stimare sull’intera gamma di terreni reali del mondo.

In **Tabella 3.1.** è riportata la classificazione di Davenport dell’effettiva rugosità del terreno.

¹ Fonti:

1. “*New Revision of Davenport Roughness Classification*” – J. Wieringa, A. Davenport, C. S. B. Grimmond, T. Oke – To be presented at 3EACWE, Eindhoven, Netherlands, July 2001;
2. Alan Davenport, University of Western Ontario, London, ON, Canada; and C. S. B. Grimmond, T. Oke, and J. Wieringa.

RELAZIONE DELLA STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA ATTESA - ANNUAL ENERGY PRODUCTION (A.E.P.) Impianto eolico “POGGIO IMPERIALE” da n° 10 WTG da realizzarsi in località “Giardina” in agro del Comune di Poggio Imperiale (FG), Regione Puglia	Elaborato: Relazione Tecnica	
	Doc. n°: 01 di 03	Mod. n°: 01/D/02
	Data: 02/2018	Rev. n°: 01_02/18

Tabella 3.1.: Classificazione di Davenport dell’effettiva rugosità del terreno.

Classificazione di Davenport dell’effettiva rugosità del terreno	
Descrizione del terreno	Scabrezza o Roughness corrispondente Z_0 [m]
Mare o lago aperto (indipendentemente dalle dimensioni delle onde), piatto soggetto a maree, piatto coperto di neve, deserto senza caratteristiche, con catrame e calcestruzzo, con scarico libero di alcuni chilometri.	0,0002 (“Sea”)
Superficie del terreno piatta senza alcun ostacolo notevole e con vegetazione insignificante; per es. spiagge, banchisa senza catena di monti, coperta da palude e neve o campagna aperta a maggese.	0,005 (“Smooth”)
Campagna piana con vegetazione bassa (per es. erba) e ostacoli isolati con separazioni di altezze di almeno 50 ostacoli; per es. terra per pascolo senza frangivento, erica, landa e tundra, pista di aeroporti. Ghiaccio con catena di monti contro vento.	0,03 (“Open”)
Area naturale o coltivata con basse colture o coperture di piante, o campagne moderatamente aperte con ostacoli occasionali (per es. basse siepi, basse costruzioni isolate o alberi) a distanze orizzontali relative di altezze di almeno 20 ostacoli.	0,10 (“Roughly open”)
Area naturale o coltivata con colture alte o colture di varie altezze, e ostacoli sparsi a distanze relative di altezza da 12 a 15 ostacoli per oggetti porosi (per es. frangiventi) o altezza da 8 a 12 ostacoli per oggetti bassi solidi (per es. costruzioni). (Le analisi possono aver bisogno di Z_d)	0,25 (“Rough”)
Paesaggio coltivato intensivamente con molti gruppi di ostacoli piuttosto larghi (grandi fattorie, ciuffi di foreste) separate da spazi aperti di altezze di circa 8 ostacoli. Bassa vegetazione più intensa densamente piantata come boscaglia, frutteto, giovani foreste. Inoltre, l’area moderatamente coperta da costruzioni basse con interspazi di altezze da 3 a 7 edifici e nessun albero alto. (Le analisi richiedono Z_d)	0,5 (“Very Rough”)
Paesaggio regolarmente coperto con ostacoli larghi di dimensioni simili, con spazi aperti dello stesso ordine di vastità come altezze di ostacoli; per es. foreste regolari mature, aree densamente accumulate senza variazione di molte altezze di edifici. (Le analisi richiedono Z_d)	1,0 (“Skimming”)
I centri cittadini con edifici misti alti e bassi, o vaste foreste di altezza irregolare con molte radure. (Analisi attraverso tunnel aerodinamico consigliato)	> 2 (“Chaotic”)

La rugosità caratteristica del sito in esame risulta essere prevalentemente uniforme ed è tipica di un’**“Area naturale o coltivata con basse colture o coperture di piante, o campagne moderatamente aperte con ostacoli occasionali (per es. basse siepi, basse costruzioni isolate o alberi) a distanze orizzontali relative di altezze di almeno 20 ostacoli”**, corrispondente ad una Classe di Rugosità 4 di Davenport, e alla quale è stato associato un valore **Roughness $z_0= 0,10$ m**).

L’orografia del territorio, invece, è stata ottenuta mediante l’importazione di un file DTM a curve di livello della regione in un formato interno del software WindFarm, mediante il modulo di conversione interno **“Convert data”**.

La *Site Region*, in particolare, è caratterizzata una altitudine media di circa 83,5 m s.l.m..

RELAZIONE DELLA STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA ATTESA - ANNUAL ENERGY PRODUCTION (A.E.P.) Impianto eolico “POGGIO IMPERIALE” da n° 10 WTG da realizzarsi in località “Giardina” in agro del Comune di Poggio Imperiale (FG), Regione Puglia	Elaborato: Relazione Tecnica	
	Doc. n°: 01 di 03	Mod. n°: 01/D/02
	Data: 02/2018	Rev. n°: 01_02/18

4. AIR DENSITY CORRECTION

La densità dell’aria influisce sull’energia prodotta da una wind farm. In particolar modo, la potenza di una turbina eolica è inversamente proporzionale all’altitudine e direttamente proporzionale alla temperatura dell’aria; poiché con l’aumentare dell’altitudine l’aria diventa più leggera e la Potenza diminuisce, non appena l’aria diventa più fredda essa è più densa e la Potenza aumenta.

Generalmente, i dati di potenza e di spinta delle turbine eoliche sono specificati per la densità dell’aria determinata alle condizioni atmosferiche standard² (1,225 kg/m³ ad una temperatura di 15,0 °C al livello medio del mare). La correzione della densità dell’aria è generalmente necessaria per correggere i calcoli sulla producibilità.

Di seguito si riporta la **Tabella 4.1.**, desunta dalla letteratura, in cui sono mostrati i principali valori di densità dell’aria al variare della temperatura.

Tabella 4.1.: Densità dell’aria al variare della temperatura.

Temperatura [°C]	Densità dell’aria [kg/m ³] (1 atm)
-10	1,342
-5	1,316
0	1,293
5	1,269
10	1,247
15	1,225
20	1,204
25	1,184
30	1,165

L’approccio utilizzato dal software WindFarm per la correzione della densità dell’aria è di specificare le caratteristiche climatiche del sito, intese come altitudine media e temperatura media annua del sito -che può essere specificata al livello del mare o dell’altitudine media del sito- mediante i dati meteorologici desunti dai sensori posti sull’anemometro.

Considerate le condizioni di altitudine e temperatura media caratterizzanti il sito in esame, che risultano essere prossime a quelle ideali, si è deciso di adottare il valore della densità dell’aria determinata alle condizioni atmosferiche standard (1,225 kg/m³ ad una temperatura di 15 °C al livello medio del mare).

² Le caratteristiche dell’Atmosfera Standard Internazionale ICAO (International Civil Aviation Organization) seguono un modello ideale dell’atmosfera media reale, considerata a una latitudine di 45°: *Umidità relativa*=0%; *Pressione atmosferica* (s.l.m.)= 1 atm, *Temperatura* (s.l.m.)= 15 °C; *Densità dell’aria* (s.l.m.)=1,225 kg/m³.

RELAZIONE DELLA STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA ATTESA - ANNUAL ENERGY PRODUCTION (A.E.P.) Impianto eolico “POGGIO IMPERIALE” da n° 10 WTG da realizzarsi in località “Giardina” in agro del Comune di Poggio Imperiale (FG), Regione Puglia	Elaborato: Relazione Tecnica	
	Doc. n°: 01 di 03	Mod. n°: 01/D/02
	Data: 02/2018	Rev. n°: 01_02/18

5. WIND DATA

La caratterizzazione anemologica del sito di progetto è stata eseguita sulla scorta di dati anemometrici rilevati mediante l'ausilio della torre anemometrica individuata con il TA Code: PGI1 collocata a un'altitudine di circa 100 m s.l.m..

La stazione anemometrica è interna all'area d'impianto e in posizione rappresentativa dal punto di vista anemologico.

I dati anemometrici rilevati dai sensori montati sulla suddetta torre anemometrica riguardano la misurazione dei valori medi, massimi, minimi, e di deviazione standard delle velocità del vento alla quota di misura di 50 m s.l.s.; e della misurazione dei valori medi e di deviazione standard delle direzioni del vento attraverso il sensore di direzione posto all'altezza di 50 m s.l.s..

In particolare, i dati di velocità del vento sono quelli rilevati dal sensore anemometrico situato sulla torre: “Channel #C1”, posto a 50 m s.l.s.; mentre i dati di direzione sono quelli rilevati dal sensore di direzione “Channel #A1” posto a 50 m s.l.s..

I risultati riportati nel presente report sono il frutto delle analisi e delle elaborazioni eseguite sui dati originali provenienti dalle registrazioni del datalogger. Le misurazioni ritenute non valide a causa di fenomeni o eventi atmosferici che hanno indotto un temporaneo malfunzionamento dei sensori (per esempio sensori ghiacciati per le basse temperature) e che quindi potrebbero alterare e falsare le stime, sono stati filtrati e pertanto esclusi dalle elaborazioni eseguite per calcolare tutti i parametri quali velocità media, valori min, max, turbolenze ecc..

I dati dello studio sono relativi a un periodo di misura compresi nell'arco temporale dal 1/1/2011 al 31/12/2012, per complessivi 731 giorni, in accordo coi contenuti della Sezione 7.2 “*Wind Speed*” del documento tecnico “*Evaluation of site-specific wind conditions (Version 2, April 2016)*” del MEASNET, nella quale si stabilisce che il periodo di misurazione deve coprire almeno 12 mesi completi e consecutivi, al fine di valutare adeguatamente le variazioni stagionali. La serie di dati risultante dalle elaborazioni dei *raw wind data*, formata da record rilevati ogni 10 minuti sull'intero range temporale, è risultata composta complessivamente da 105264 record, dai quali solo 3098 sono risultati affetti da errori. La percentuale di perdita dati è risultata pari al 2,9% dei record complessivi, corrispondente a una durata di 21,51 giorni. **La percentuale di validità dei dati nel suddetto periodo è risultata pari al 97,1% per tutti i sensori presenti sulla stazione; dunque, il periodo di rilevazione è stato assunto come rappresentativo in quanto costituito da dati di vento completi e consecutivi.**

Successivamente, la serie filtrata di dati è stata convertita con il modulo interno “*Wind Data Conversion*” del software WindFarm per ottenere la wind rose.

RELAZIONE DELLA STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA ATTESA - ANNUAL ENERGY PRODUCTION (A.E.P.) Impianto eolico “POGGIO IMPERIALE” da n° 10 WTG da realizzarsi in località “Giardina” in agro del Comune di Poggio Imperiale (FG), Regione Puglia	Elaborato: Relazione Tecnica	
	Doc. n°: 01 di 03	Mod. n°: 01/D/02
	Data: 02/2018	Rev. n°: 01_02/18

Nel seguito sono indicate le specifiche tecniche dei due sensori di velocità e di quello di direzione.

Channel #C1

C1-Avg: C1-Maximum #40(m/s) @ 50m-10 min Average
C1-Max: C1-Maximum #40(m/s) @ 50m-10 min Max Value
C1-Min: C1-Maximum #40(m/s) @ 50m-10 min Min Value
C1-StD: C1-Maximum #40(m/s) @ 50m-10 min Std Dev
Height: **50 m**;

Channel #A1

A1-Avg: A1-NRG 200P(°) @ 50m-10 min Vec Average
A1-StD: A1-NRG 200P(°) @ 50m-10 min Vec Std Dev
Height: **50 m**;

RELAZIONE DELLA STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA ATTESA - ANNUAL ENERGY PRODUCTION (A.E.P.) Impianto eolico "POGGIO IMPERIALE" da n° 10 WTG da realizzarsi in località "Giardina" in agro del Comune di Poggio Imperiale (FG), Regione Puglia	Elaborato: Relazione Tecnica	
	Doc. n°: 01 di 03	Mod. n°: 01/D/02
	Data: 02/2018	Rev. n°: 01_02/18

6. WIND ROSE

La distribuzione del vento avviene generalmente attorno ad un cerchio ideale suddiviso in n° 12 settori di direzione uguali, con ampiezza di 30°. All'interno della "Wind Rose" di WindFarm il dato di distribuzione è normalmente specificato come una tabella di frequenza la quale fornisce il numero di ore a ogni velocità del vento e per ogni settore.

In aggiunta all'altezza di riferimento del dato di distribuzione del vento (50 m s.l.s.), l'intensità della turbolenza e l'informazione sul profilo del vento (uniforme, logaritmico o esponenziale) sono specificati per ogni settore.

È necessario inoltre ricordare che una wind rose in WindFarm rappresenta sempre la distribuzione del vento per un intero anno; essa non è mai utilizzata per rappresentare periodi più brevi o più lunghi e, quindi, qualunque set di dati sarà sempre ampliato o ridotto per rappresentare un solo anno.

La wind rose ottenuta indica che **le direzioni principali del vento sono l'arco dei settori Nord e Nord-Ovest, con una frequenza di accadimento pari al 48,59%, e l'arco del settore Sud e Sud-Est, con una percentuale del 32,4% sul totale delle osservazioni.**

La velocità media del vento, rilevata a 50 m s.l.s., è pari a 5,754 m/s.

La distribuzione di Weibull è caratterizzata dai fattori di Scala ("Scale")= 6,472 e di Forma ("Shape")= 1,811.

Disponendo di tali informazioni è stato possibile elaborare la Wind Analysis e la caratterizzazione delle curve iso-vento. Si riportano a seguire i diagrammi e le tabelle caratterizzanti il regime eolico del sito.

**RELAZIONE DELLA STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA
ATTESA - ANNUAL ENERGY PRODUCTION (A.E.P.)**

Elaborato: Relazione Tecnica

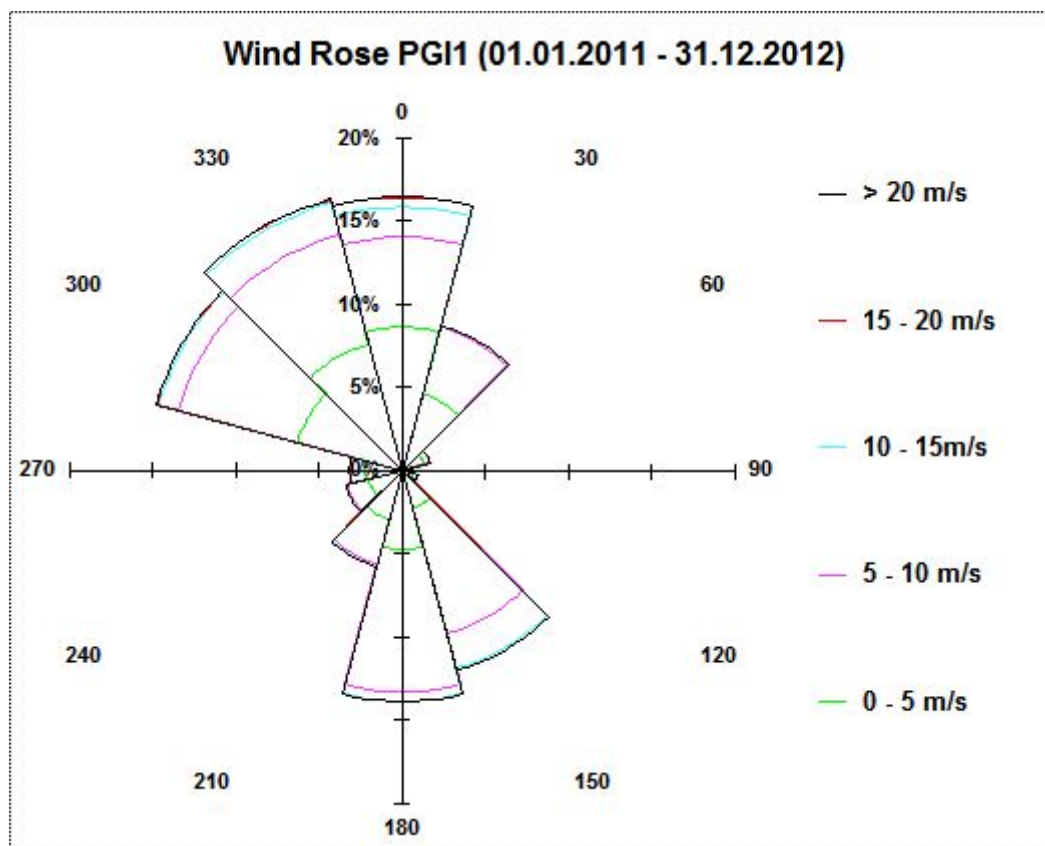
Impianto eolico "POGGIO IMPERIALE" da n° 10 WTG da realizzarsi in
località "Giardina" in agro del Comune di Poggio Imperiale (FG), Regione
Puglia

Doc. n°: 01 di 03

Mod. n°: 01/D/02

Data: 02/2018

Rev. n°: 01_02/18



RELAZIONE DELLA STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA ATTESA - ANNUAL ENERGY PRODUCTION (A.E.P.) Impianto eolico "POGGIO IMPERIALE" da n° 10 WTG da realizzarsi in località "Giardina" in agro del Comune di Poggio Imperiale (FG), Regione Puglia	Elaborato: Relazione Tecnica	
	Doc. n°: 01 di 03	Mod. n°: 01/D/02
	Data: 02/2018	Rev. n°: 01_02/18

**Wind Rose PGI1 (01.01.2011 - 31.12.2012)
Weibull Scale 6.472, Shape 1.811**

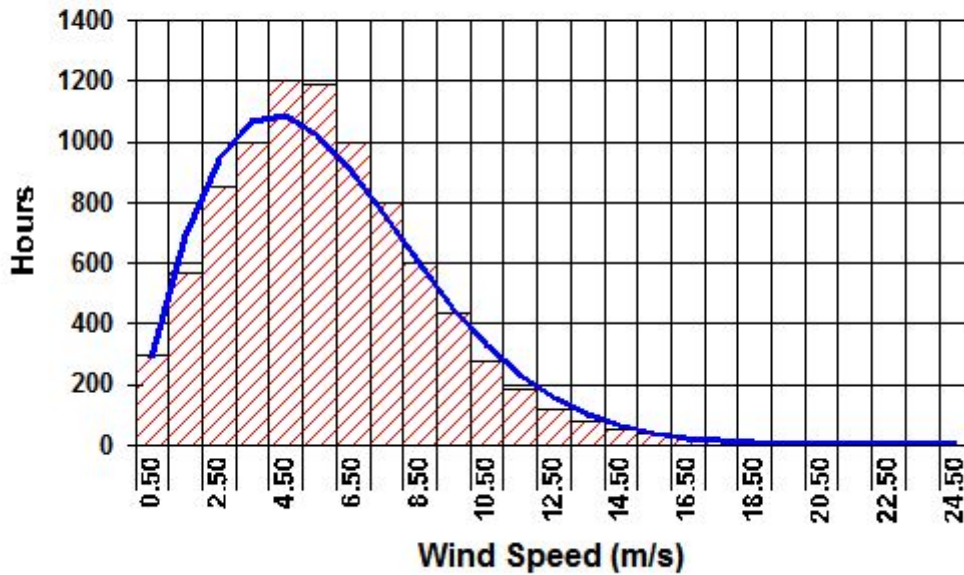


Diagramma di frequenza e parametri di Weibull.

Sector Number	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Sector Start Angle	-15,00	15,00	45,00	75,00	105,00	135,00	165,00	195,00	225,00	255,00	285,00	315,00
Turbulence (%)	11,99	10,87	12,16	12,67	13,17	10,65	12,57	17,74	16,42	11,46	10,39	10,40
Exponent	0,1430	0,1430	0,1430	0,1430	0,1430	0,1430	0,1430	0,1430	0,1430	0,1430	0,1430	0,1430
Frequency (%)	16,45	8,97	1,71	0,64	0,97	12,46	13,92	6,02	3,52	3,20	15,28	16,86
Mean wind speed (m/s)	5,863	4,783	3,549	3,245	3,854	7,552	5,894	5,026	4,302	3,922	5,882	5,943
Weibull Scale	6,474	5,396	3,936	3,620	4,178	8,496	6,628	5,675	4,852	4,374	6,627	6,680
Weibull Shape (nominal)	1,462	2,364	1,513	1,601	1,308	2,663	2,687	2,191	1,961	1,597	1,884	1,787

Tabella riassuntiva di frequenza dei principali parametri.

RELAZIONE DELLA STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA ATTESA - ANNUAL ENERGY PRODUCTION (A.E.P.) Impianto eolico "POGGIO IMPERIALE" da n° 10 WTG da realizzarsi in località "Giardina" in agro del Comune di Poggio Imperiale (FG), Regione Puglia	Elaborato: Relazione Tecnica	
	Doc. n°: 01 di 03	Mod. n°: 01/D/02
	Data: 02/2018	Rev. n°: 01_02/18

7. MODELLO DI TURBINA EOLICA IMPIEGATO NELLE SIMULAZIONI

Per le simulazioni dell'A.E.P. dell'impianto eolico di progetto è stato utilizzato il modello di turbina eolica Vestas V150 della Vestas Wind System A/S, con un'altezza al mozzo (H_{Hub}) di 166 m e un diametro rotore (D_{Rotor}) di 150 m, per una potenza nominale di 4,2 MW.

L'**Allegato n. 2** riporta i valori della curva di potenza e di Thrust coefficient C_t alle diverse velocità del vento per il modello di turbina eolica impiegato.

RELAZIONE DELLA STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA ATTESA - ANNUAL ENERGY PRODUCTION (A.E.P.) Impianto eolico "POGGIO IMPERIALE" da n° 10 WTG da realizzarsi in località "Giardina" in agro del Comune di Poggio Imperiale (FG), Regione Puglia	Elaborato: Relazione Tecnica	
	Doc. n°: 01 di 03	Mod. n°: 01/D/02
	Data: 02/2018	Rev. n°: 01_02/18

8. SITE REGION

La localizzazione dei n° 10 aerogeneratori di progetto e della torre anemometrica concorrono a definire la regione della wind farm (di seguito: "*Site Region*") utilizzata per le elaborazioni.

Una scelta attenta delle dimensioni del sito, secondo quanto suggerito dalle modalità di processamento dei moduli interni del software WindFarm, è alla base di una corretta analisi; a tal proposito, è stata individuata una Map Region quadrata di 7 km di lato, per una superficie complessiva di 49 km², centrata nel punto di coordinate (UTM/WGS84 - Fuso 33): (EST= 534500,0000; NORD= 4630000,0000) (*vedi Figura n. 8.1.*).

The screenshot shows a configuration window for the Site Region. It contains the following fields and controls:

- North: 4633500
- West: 531000
- East: 538000
- South: 4626500
- Region Origin:
 - West East Origin: 508000
 - South North Origin: 4612000
- Show Region Relative to Origin
- Grid Spacing: 50

Figura 8.1.: Site Region dell'impianto eolico di progetto (Fonte: WindFarm).

RELAZIONE DELLA STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA ATTESA - ANNUAL ENERGY PRODUCTION (A.E.P.) Impianto eolico "POGGIO IMPERIALE" da n° 10 WTG da realizzarsi in località "Giardina" in agro del Comune di Poggio Imperiale (FG), Regione Puglia	Elaborato: Relazione Tecnica	
	Doc. n°: 01 di 03	Mod. n°: 01/D/02
	Data: 02/2018	Rev. n°: 01_02/18

9. WIND FLOW MODULE NEL SOFTWARE WINDFARM

Il modulo per l'analisi del flusso del vento (di seguito: "*Wind Flow Module*") utilizzato nel software WindFarm implementa in sé diversi modelli di calcolo che permettono di simulare il flusso del vento su una regione basandosi su delle ideali equazioni al contorno.

Questi modelli hanno come unica limitazione quella di non riuscire a simulare flussi separati del vento su terreni complessi; tra questi il modulo maggiormente utilizzato è l'MS-Micro, che utilizza una speciale tecnica per generare una soluzione alle equazioni complesse chiamata Analisi spettrale: essa utilizza le funzioni trigonometriche seno/coseno durante la soluzione e poiché queste sono funzioni periodiche, anche la soluzione sarà periodica ed è dunque necessario che anche i dati in input siano periodici.

A causa di questa limitazione sui dati in input, per ottenere una soluzione per un territorio generico, il programma deve modificare la reale orografia creando una sorta di scacchiera virtuale in cui il territorio è ripetuto n volte. Questo processo in maniera basilare consiste nel definire due regioni: una "*Inner Region*" e una "*Outer Region*", insieme all'"*Overall Calculation Domain*".

All'interno della *Inner Region* si ha una zona di calcolo esatta in cui l'orografia rimane inalterata, l'*Outer Region* invece è la regione che viene ruotata attorno ad un ideale cerchio diviso in dodici settori di direzione di uguale ampiezza di 30° (tipicamente la stessa utilizzata dalla *Wind Rose*) in modo da formare al suo interno una sorta di zona centrale esatta. Tra l'*Inner* e la *Outer Region* si crea una zona nella quale l'orografia è portata ad uno specifico livello costante chiamato "*Edge Level*" attraverso una leggera transizione creata artificialmente dal modulo di calcolo (vedi **Figura 9.1.**).

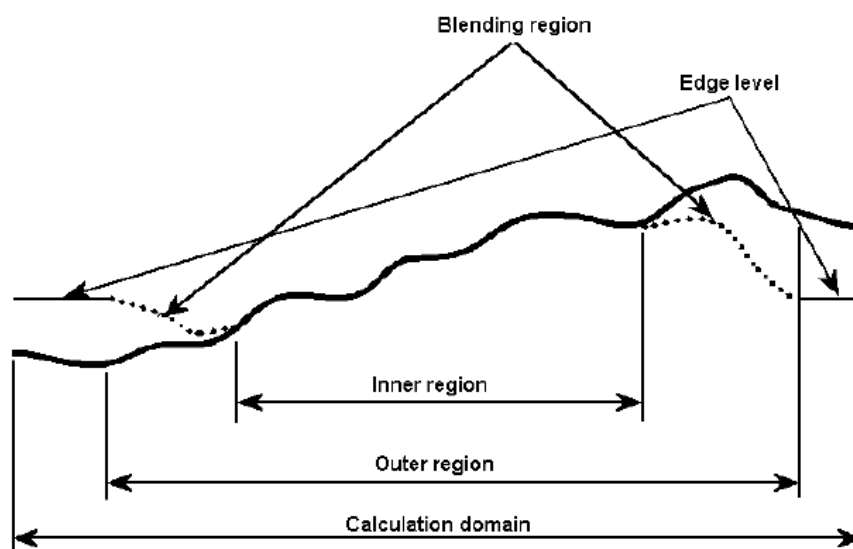


Figura 9.1.: *Inner Region* e *Outer Region* definite nel software WindFarm.

RELAZIONE DELLA STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA ATTESA - ANNUAL ENERGY PRODUCTION (A.E.P.) Impianto eolico “POGGIO IMPERIALE” da n° 10 WTG da realizzarsi in località “Giardina” in agro del Comune di Poggio Imperiale (FG), Regione Puglia	Elaborato: Relazione Tecnica	
	Doc. n°: 01 di 03	Mod. n°: 01/D/02
	Data: 02/2018	Rev. n°: 01_02/18

Ai bordi del “*Calculation Domain*” che racchiude le due regioni si avranno chiaramente degli errori nei calcoli, in quanto il modello rappresenta bene la *Site Region* solo entro i limiti del dominio; per cui la bontà dei risultati dipenderà dalle dimensioni del dominio stesso che dovrà essere abbastanza grande da rendere trascurabili tali errori.

Il centro del dominio deve essere quanto più possibile prossimo a quello della *Site Region* in modo tale che nessuna parte della stessa sia prossima ai bordi della *Inner Region* e quindi suscettibile di errori.

9.1. Wind Flow Input data nel software WindFarm

Alla luce di quanto detto finora, i parametri di settaggio adottati per il *Wind Flow Module* sono così definiti (vedi **Figura 9.2.**):

- 1) **N° of Wind Directions:** 12;
- 2) **Topographic Height Calculation & Sempreviva Roughness Calculation:** (*il calcolo, cioè, tiene conto sia delle variazioni orografiche della Site Region che delle variazioni di rugosità*);
- 3) **Calculation Heights:** 50 m (*Anemometer Sensors Height*) & Hub Height ($H_{Hub} = 166$ m) (*altezza dell’hub del modello di turbina eolica utilizzati per l’analisi di producibilità*);
- 4) **Edge Height:** 100 m;
- 5) **Domain Size:** 14080 (*Area quadrata di 14,08 km di lato*) – Centre at: 534500 (*East West Map Region*); 4630000 (*North South Map Region*) (*il cui centro è stato scelto coincidente col centro della Site Region*);
- 6) **Grid Spacing:** 55;
- 7) **Inner Region (as % of the Domain Size):** 80% of the Domain Size;
- 8) **Outer Region (as % of the Domain Size):** 90% of the Domain Size;
- 9) **Wind Speed Profile:** based on Wind Rose File;

General		Map Region		Upstream Z0	
East West Map Region		North South Map Region			
Centre	534500	Centre	4630000		
No. of Points	256	No. of Points	256		
Domain Size	14080	Domain Size	14080		
Grid Spacing (applies to both directions) :		55			
Calculation regions					
Inner region (as % of the domain size) :		80			
Outer region (as % of the domain size) :		90			

Figura 9.2.: *Map Region* assunta per la modellazione del *Wind Flow* nel software WindFarm (Fonte: WindFarm).

RELAZIONE DELLA STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA ATTESA - ANNUAL ENERGY PRODUCTION (A.E.P.) Impianto eolico “POGGIO IMPERIALE” da n° 10 WTG da realizzarsi in località “Giardina” in agro del Comune di Poggio Imperiale (FG), Regione Puglia	Elaborato: Relazione Tecnica	
	Doc. n°: 01 di 03	Mod. n°: 01/D/02
	Data: 02/2018	Rev. n°: 01_02/18

10. ENERGY YIELD NEL SOFTWARE WINDFARM

Prima di procedere all'analisi dei risultati ottenuti, si è ritenuto opportuno dare una breve spiegazione del processo d'integrazione dei dati in input che il software WindFarm esegue per determinare l'energia producibile dalle turbine eoliche. I dati necessari per l'elaborazione sono:

- 1) Dati di distribuzione del vento: una wind rose rappresentante la wind farm in uno specifico punto, che includa informazioni sul profilo del vento e sulla turbolenza;
- 2) Dati di turbina: in particolare curve di potenza e di spinta;
- 3) Dati topografici: una rappresentazione della topografia (che includa sia dati sull'orografia che sulla rugosità) del sito della wind farm e del territorio circostante.

L'“*Energy Yield*” è ottenuta eseguendo una doppia integrazione per tutte le direzioni e su tutto il *range* di velocità del vento che interesseranno le turbine eoliche. Questa si basa su una wind rose specificata alla posizione della torre anemometrica e all'altezza dei sensori. La wind rose contiene informazioni sul profilo del vento per ogni settore e quell'informazione è usata per assegnare la velocità del vento all'altezza dell'hub delle turbine eoliche in corrispondenza della posizione della torre anemometrica.

La variazione della forma del profilo del vento è specificata nella wind rose come esponenziale o logaritmica, con un valore appropriato che definisce la variazione con l'altezza. La velocità del vento all'altezza dell'hub della turbina eolica è ottenuta ricavando i valori di velocità del vento all'altezza dell'hub in corrispondenza dell'anemometro e poi traslando attraverso il paesaggio utilizzando l'informazione proveniente dal “*Wind Flow Module*”, il cui principale output è una griglia di valori delle velocità del vento normalizzate rispetto al centro della regione e calcolate per un certo numero di altezze al di sopra del suolo (in genere le altezze dei sensori e dell'hub); questa velocità del vento è usata, insieme alla curva di potenza tipica della turbina eolica, per determinare il valore dell'energia fornita dalla macchina.

10.1. Energy Yield Input data

I parametri di settaggio adottati per la *Energy Yield Calculation* sono i seguenti:

Options

- 1) **Calculation mode:** *Wind farm mode*;
- 2) **Integration – No of steps in each wind sector:** 10; **No of sectors on the rotor disc:** 12;
- 3) **Site climate – Average site altitude:** --- m; **Mean annual temperature:** --- °C;
- 4) **Mean temperature location:** *Sea level*
- 5) **Wind speed integration limits – Minimum wind speed:** 0; **Maximum wind speed:** 30; **Integration steps (width of wind speed bins):** 1

Advanced

- 1) **Wake Velocity Deficit Model:** *Axisymmetric wake*;
- 2) **Wake Combination Method:** *Energy Balance*;

RELAZIONE DELLA STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA ATTESA - ANNUAL ENERGY PRODUCTION (A.E.P.) Impianto eolico “POGGIO IMPERIALE” da n° 10 WTG da realizzarsi in località “Giardina” in agro del Comune di Poggio Imperiale (FG), Regione Puglia	Elaborato: Relazione Tecnica	
	Doc. n°: 01 di 03	Mod. n°: 01/D/02
	Data: 02/2018	Rev. n°: 01_02/18

- 3) **Wake Added Turbolence:** *Garrad Hassan Model (produce valori leggermente più bassi di Energy Yield rispetto agli altri due metodi implementati nel Modulo, ossia il RISO e il Larsen Cookery Book, ma risulta essere conservativo ai fini delle perdite di scia e quindi preferibile);*
- 4) **Wind Turbine Thrust Model:** *As set in turbine data.*

RELAZIONE DELLA STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA ATTESA - ANNUAL ENERGY PRODUCTION (A.E.P.) Impianto eolico "POGGIO IMPERIALE" da n° 10 WTG da realizzarsi in località "Giardina" in agro del Comune di Poggio Imperiale (FG), Regione Puglia	Elaborato: Relazione Tecnica	
	Doc. n°: 01 di 03	Mod. n°: 01/D/02
	Data: 02/2018	Rev. n°: 01_02/18

11. STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA ATTESA

Sulla base della Wind Rose per il sito in esame e della curva di potenza del modello di turbina eolica ipotizzato ai fini delle simulazioni, mediante il Modulo "Energy Yield" del software WindFarm è stata stimata la producibilità energia attesa dell'impianto eolico di progetto costituito da n° 10 aerogeneratori, espressa in ore equivalenti annue.

L'efficienza dell'impianto eolico è inficiata da vari fattori di cui il modulo tiene conto nella simulazione: inficiano l'efficienza le turbolenze dovute all'orografia e agli ostacoli presenti nell'area d'indagine; e il cosiddetto "effetto scia", ovvero quando le turbine interagiscono tra loro tramite turbolenze e scie dovute al loro funzionamento. Dalla producibilità ottenuta sono sottratte per cautela le ulteriori perdite dovute all'efficienza elettrica, alla disponibilità delle macchine (manutenzione, errori di sistema, rotture accidentali, ecc.), e alla degradazione aerodinamica delle pale, stimati diminuendo del 6,70% il totale di produzione netta del parco:

Topographic Effects % Change	<i>Stima elaborata mediante Software WindFarm</i>
Wake Losses % Loss	<i>Stima elaborata mediante Software WindFarm</i>
Electrical losses:	2,50%
Electrical grid availability:	0,20%
Wind turbine availability:	2,50%
B.O.P. availability:	0,50%
Degradation surface of blades:	0,50%
Other losses:	0,50%
Perdite Totali:	Topographic Effects % Change + Wake Losses % Loss + 6,70%

Nell'**Allegato n. 1** è riportata la tabella sinottica della stima di producibilità energetica attesa.

Luogo e Data

San Severo, Febbraio 2018

Ing. Michele R.G. Curtotti



RELAZIONE DELLA STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA ATTESA - ANNUAL ENERGY PRODUCTION (A.E.P.)	Elaborato: Allegato n. 1	
	Doc. n°: 02 di 03	Mod. n°: 01/D/02
	Data: 02/2018	Rev. n°: 01_02/18

Allegato n. **1**

STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA ATTESA (A.E.P.)

Stima della producibilità energetica attesa (A.E.P.) - WTG: Vestas V150 (4.2 MW) (HHub= 166 m; DRotor= 150 m)																													
Impianto eolico "POGGIO IMPERIALE" composto da n° 10 WTG, da realizzarsi in località "Giardina" nel Comune di Poggio Imperiale (FG)																													
Committente: Renvico Italy S.r.l.										Progettazione: Studio di Ingegneria Ing. Michele R.G. Curtotti																			
N° WTG	ID. WTG	Coordinate aerogeneratori (UTM/WGS84 - Fuso 33)		Quota [m s.l.m.]	WTG Model					Velocità media V _{AVG} [m/s]	Base Yield [GWh]	Topographic Effects % Change [%]	Wake Losses % Loss [%]	Total Yield (P ₅₀) [GWh]	Ore equivalenti lorde [N° ore/anno]	Electrical losses [%]	Electrical grid availability [%]	Wind turbine availability [%]	B.O.P. availability [%]	Degradation surface of blades [%]	Other losses [%]	Total Yield (P ₅₀) [GWh]	Ore equivalenti nette [N° ore/anno]						
		EST	NORD		Potenza nominale [kW]	Classe di vento	H _{Hub} [m s.l.s.]	D _{Rotor} [m]	Costruttore															Modello					
1	A1	533260,6232	4629049,9260	99	Vestas	V150	4200	IEC S	166,0	150,0	6,641	15,3558	-0,09	-1,46	15,1181	3600	2,50	0,20	2,50	0,50	0,50	0,50	14,1052	3358					
2	A2	533637,1181	4629407,5192	82																			15,3558	-1,89	-2,03	14,7598	3514	13,7709	3279
3	A3	534075,7361	4629662,1163	85																			15,3558	-1,53	-3,41	14,6042	3477	13,6257	3244
4	A4	534398,5891	4630089,8718	69																			15,3558	-2,82	-3,61	14,3840	3425	13,4203	3195
5	A5	534818,8569	4630631,9433	58																			15,3558	-3,69	-1,81	14,5219	3458	13,5489	3226
6	A6	535374,5862	4630968,2954	48																			15,3558	-4,14	-2,27	14,3854	3425	13,4216	3196
7	A7	535754,9725	4631266,1197	42																			15,3558	-4,36	-2,51	14,3176	3409	13,3583	3181
8	A8	536327,6890	4631551,9872	37																			15,3558	-4,60	-4,52	13,8401	3295	12,9128	3074
9	A9	536491,8385	4631970,9800	31																			15,3558	-5,24	-6,48	13,4625	3205	12,5605	2991
10	A10	536357,8610	4632435,5758	18																			15,3558	-6,01	-7,20	13,2491	3155	12,3614	2943
TOTAL											153,5580	-3,44	-3,53	142,6427	3396	2,50	0,20	2,50	0,50	0,50	0,50	133,0856	3169						
Rif: Wind Rose File: Cod.: WRF0101 Map Region File: Cod.: MRF0101 Wind Flow Calculation File: Cod.: WFCF0101 Energy Yield Calculation File: Cod.: EYCF0101											Software: WindFarm (Ver. 4.2.1.7) by ReSoft Ltd.											Last Update: Febbraio 2018							

RELAZIONE DELLA STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA ATTESA - ANNUAL ENERGY PRODUCTION (A.E.P.) Impianto eolico "POGGIO IMPERIALE" da n° 10 WTG da realizzarsi in località "Giardina" in agro del Comune di Poggio Imperiale (FG), Regione Puglia	Elaborato: Allegato n. 2	
	Doc. n°: 03 di 03	Mod. n°: 01/D/02
	Data: 02/2018	Rev. n°: 01_02/18

Allegato n. **2**

SCHEDA TECNICA WTG VESTAS V150

Restricted
Document no.: 0067-7067 V00
2017-06-22

Performance Specification

V150-4.0/4.2 MW 50/60 Hz



Table of contents

1	GENERAL DESCRIPTION	4
2	TYPE APPROVALS AND AVAILABLE HUB HEIGHTS	4
3	OPERATIONAL ENVELOPE AND PERFORMANCE GUIDELINES	4
3.1	CLIMATE AND SITE CONDITIONS	4
3.1.1	<i>Complex Terrain</i>	5
3.1.2	<i>Altitude</i>	5
3.1.3	<i>Wind Power Plant Layout</i>	5
3.2	OPERATIONAL ENVELOPE – WIND	6
3.3	OPERATIONAL ENVELOPE – CONDITIONS FOR POWER CURVE AND Ct VALUES (AT HUB HEIGHT)	6
3.4	SOUND MODES	7
3.5	LOAD MODES	8
4	DRAWINGS	9
4.1	STRUCTURAL DESIGN – ILLUSTRATION OF OUTER DIMENSIONS	9
5	GENERAL RESERVATIONS, NOTES AND DISCLAIMERS	10
6	POWER CURVES, Ct VALUES AND SOUND CURVES, MODE 0/0-0S	11
6.1	POWER CURVES, MODE 0/0-0S	11
6.2	Ct VALUES, MODE 0/0-0S	12
6.3	SOUND CURVES, MODE 0/0-0S	13
7	POWER CURVES, Ct VALUES AND SOUND CURVES, POWER OPTIMIZED MODE PO1/PO1-0S	14
7.1	POWER CURVES, POWER OPTIMIZED MODE PO1/PO1-0S	14
7.2	Ct VALUES, POWER OPTIMIZED MODE PO1/PO1-0S	15
7.3	SOUND CURVES, POWER OPTIMIZED MODE PO1/PO1-0S	16

Recipient acknowledges that (i) this Performance Specification is provided for recipient's information only, and, does not create or constitute a warranty, guarantee, promise, commitment, or other representation (Commitment) by Vestas Wind Systems or any of its affiliated or subsidiary companies (Vestas), all of which are disclaimed by Vestas and (ii) any and all Commitments by Vestas to recipient as to this Performance Specification (or any of the contents herein) are to be contained exclusively in signed written contracts between recipient and Vestas, and not within this document.

See general reservations, notes and disclaimers (including, Section 5, p. 10) to this Performance Specification.

1 General Description

The Vestas V150-4.0/4.2 MW wind turbine is a pitch regulated upwind turbine with active yaw and a three-blade rotor. The Vestas V150-4.0/4.2 MW turbine has a rotor diameter of 150 m and a rated power of 4.0 MW.

Vestas offers an optional Power Optimized (PO) mode at 4.2 MW for the V150-4.0 MW variant.

2 Type Approvals and Available Hub Heights

The standard turbine is type certified according to the certification standards and available hub heights listed below:

Certification	Wind Class	Hub Height		
		Tower type	Standard	Large diameter (split)
IEC61400-22	IEC IIIB		105 m / 107 m ⁽²⁾	155 m
DIBt 2012	WZ2(S), GK2		123 m / 125 m ⁽²⁾	
	WZ2(S), GK2		166 m	

Table 2-1: Type approval data and available hub heights

⁽¹⁾: These towers require special transport conditions as the bottom diameter is above 5 m and are not available as standard to the US/Canadian market, but can be evaluated on a case-by-case basis.

⁽²⁾: This hub height relies on a 2 m raised foundation, which is not feasible at all sites.

3 Operational Envelope and Performance Guidelines

Actual climate and site conditions have many variables and should be considered in evaluating actual turbine performance. The design and operating parameters set forth in this section do not constitute warranties, guarantees, or representations as to turbine performance at actual sites.

3.1 Climate and Site Conditions

The standard turbine is designed for the wind climate conditions listed below. Values refer to hub height.

Wind Climate	IEC IIIB	IEC S
Power Rating	4.0MW	4.2MW
Extr Wind Speed (10 min average), V_{50}	37.5 m/s	37.5 m/s
Survival Wind Speed (3 s gust), V_{e50}	52.5 m/s	52.5 m/s
Turbulence Intensity, I_{V50}	11%	11%

Table 3-1: Extreme design parameters – IEC

Wind Climate	IEC IIIB	IEC S
Wind Speed (10 min average), V_{ave}	7.5 m/s	7.0 m/s
Weibull Scale Factor, C	8.5 m/s	7.9 m/s
Weibull Shape Factor, k	2.0	2.0
Turbulence Intensity acc. to IEC 61400-1, Including Wind Farm Turbulence (@15 m/s) I_{ref} (90% quantile)	16%	16%
Wind Shear, α	0.20	0.20
Inflow Angle (vertical)	8°	8°

Table 3-2: Average design parameters – IEC

Wind Climate	WZ2(S)	WZ2(S)	WZ2(S)
Terrain Category	GK2	GK2	GK2
Hub Height	123/125 m	123/125 m	166 m
Power Rating	4.0MW	4.2MW	4.0/4.2MW
Extr Wind Speed (10 min average), V_{50}	37.45 m/s	37.45 m/s	37.50 m/s
Survival Wind Speed (3 s gust), V_{e50}	52.43 m/s	52.43 m/s	52.50 m/s
Turbulence intensity, $I_{v(z)}$	12.7%	12.7%	12.1%

Table 3-3: Extreme design parameters – DIBt

Wind Climate	WZ2(S)	WZ2(S)	WZ2(S)
Terrain Category	GK2	GK2	GK2
Hub Height	123/125 m	123/125 m	166 m
Power Rating	4.0MW	4.2MW	4.0/4.2MW
Wind Speed (10 min average), V_{ave}	7.41 m/s	7.00 m/s	7.05 m/s
Turbulence Intensity, I_{ref} (90% quant.)	16%	16%	16%

Table 3-4: Average design parameters – DIBt

3.1.1 Complex Terrain

Classification of complex terrain according to IEC 61400-1:2005 Chapter 11.2. For sites classified as complex, appropriate measures are to be included in site assessment. Positioning of each turbine must be verified via Vestas Site Check.

3.1.2 Altitude

The turbine is designed for use at altitudes up to 1000 m above sea level as standard and optional up to 2000 m above sea level.

3.1.3 Wind Power Plant Layout

Turbine spacing is to be evaluated site-specifically. Spacing below two rotor diameters (2D) may require sector-wise curtailment.

NOTE As evaluation of climate and site conditions is complex, consult Vestas for every project. If conditions exceed the above parameters, Vestas must be consulted.

3.2 Operational Envelope – Wind

Values refer to hub height and are determined by the sensors and control system of the turbine.

Wind Climate	IEC IIIB	IEC S
Hub Height	105 m / 107 m / 155 m	105 m / 107 m / 155 m
Power Rating	4.0MW	4.2MW
Cut-In, V_{in}	3 m/s	3 m/s
Cut-Out (10 min exponential avg.), V_{out}	22.5 m/s	22.5 m/s
Re-Cut In (10 min exponential avg.)	20.5 m/s	20.5 m/s

Table 3-5: Operational envelope – wind - IEC

Wind climate	WZ2(S)
Hub height	123 m / 125 m / 166 m
Cut-In, V_{in}	3 m/s
Cut-Out (10 min exponential avg.), V_{out}	22.5 m/s
Re-Cut In (10 min exponential avg.)	20.5 m/s

Table 3-6: Operational envelope – wind – DIBt

3.3 Operational Envelope – Conditions for Power Curve and C_t Values (at Hub Height)

Consult Section 6, p. 11 for power curves and C_t values.

Conditions for Power Curve and C_t Values (at Hub Height)	
Wind Shear, α	0.00-0.30 (10 minute average)
Turbulence Intensity, I	6-12% (10 minute average)
Blades	Clean
Rain	No
Ice/Snow on Blades	No
Leading Edge	No damage
Terrain	IEC 61400-12-1
Inflow Angle (Vertical)	0 ±2°
Grid Voltage	Nominal Voltage ±2.5%
Grid Frequency	Nominal Frequency ±0.5 Hz
Grid Active Power (at LV-side of turbine transformer)	As per tabulated values in Sections 6 and 7
Grid Reactive Power (at LV-side of turbine transformer)	Power Factor 1.0

Table 3-7: Conditions for power curve and C_t values

3.4 Sound Modes

The sound modes listed below are available for the turbine.

Sound modes			
Mode No.	Maximum Sound Level	Serrated trailing edges	Available hub heights
0	104.9 dBA	Yes (standard)	105 / 107 / 123 / 125 / 155 / 166 m
0-0S	108.0 dBA	No (option)	105 / 107 / 123 / 125 / 155 / 166 m

Table 3-8: Available sound performance

NOTE The turbine is as standard equipped with serrated trailing edges on the blades. Optionally, Mode 0-0S can be offered without serrated trailing edges mounted on the blades.

In addition, Sound Optimized (SO) modes as listed below are available as options for the turbine.

Sound Optimized (SO) modes			
Mode No.	Maximum Sound Level	Serrated trailing edges	Available hub heights
SO1	104.0 dBA	Yes	105 / 107 / 123 / 125 / 155 / 166 m
SO2	103.0 dBA	Yes	105 / 107 / 123 / 125 / 155 / 166 m
SO3	101.5 dBA	Yes	105 / 107 / 123 / 125 / 155 / 166 m
SO4	99.0 dBA	Yes	105 / 107 / 123 / 125 / 155 / 166 m
SO11	99.2 dBA	Yes	105 / 107 / 123 / 125 / 155 / 166 m
SO12	99.9 dBA	Yes	105 / 107 / 123 / 125 / 155 / 166 m
SO13	97.0 dBA	Yes	105 / 107 / 123 / 125 / 155 / 166 m

Table 3-9: Available Sound Optimized modes

NOTE Sound Optimized (SO) modes are only available with serrated trailing edges on the blades. For further details on sound performance, please contact Vestas Wind Systems A/S.

3.5 Load Modes

The Load Optimized (LO) modes listed below are available for the turbine.

Load Optimized (LO) modes				
Mode No.	Power	Maximum Sound Level	Serrated trailing edges	Available hub heights
LO1	3.8 MW	104.9 dBA	Yes	105 / 107 / 123 / 125 / 155 / 166 m
LO2	3.6 MW	104.9 dBA	Yes	105 / 107 / 123 / 125 / 155 / 166 m

Table 3-10: Available Load Optimized modes

NOTE Load Optimized (LO) modes are only available with serrated trailing edges mounted on the blades.

4 Drawings

4.1 Structural Design – Illustration of Outer Dimensions

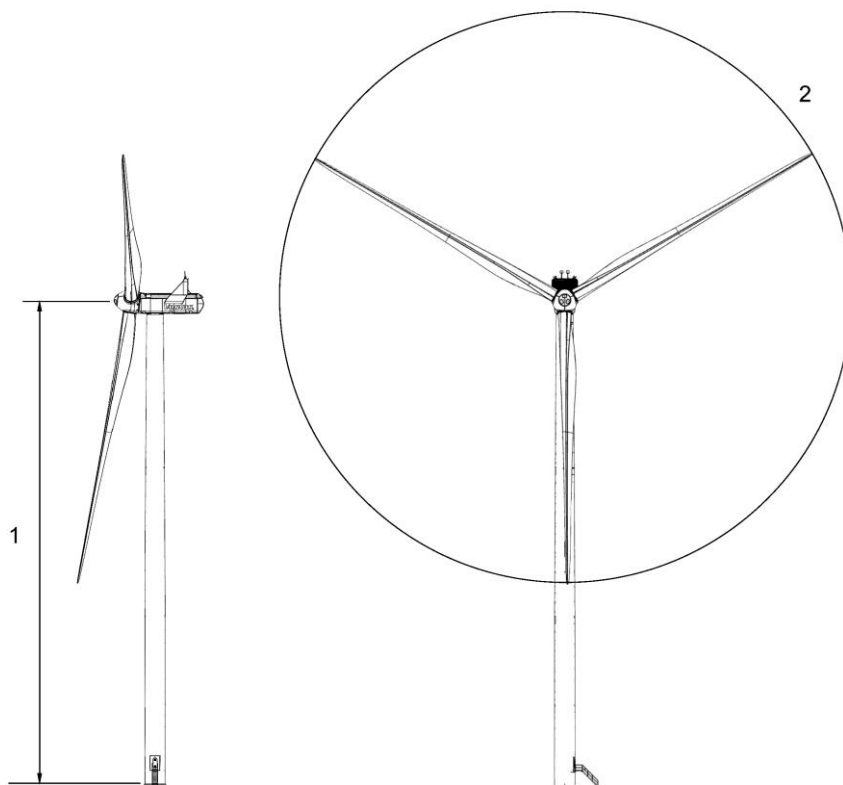


Figure 4-1: Illustration of outer dimensions – structure

- | | |
|---------------------------|--------------------|
| 1 Hub height: | 2 Diameter: |
| 105/107/123/125/155/166 m | 150 m |

5 General Reservations, Notes and Disclaimers

- © 2017 Vestas Wind Systems A/S. This document is created by Vestas Wind Systems A/S and/or its affiliates and contains copyrighted material, trademarks, and other proprietary information. All rights reserved. No part of the document may be reproduced or copied in any form or by any means – such as graphic, electronic, or mechanical, including photocopying, taping, or information storage and retrieval systems – without the prior written permission of Vestas Wind Systems A/S. The use of this document is prohibited unless specifically permitted by Vestas Wind Systems A/S. Trademarks, copyright or other notices may not be altered or removed from the document.
- The performance specifications described in this document apply to the current version of the V150-4.0/4.2 MW wind turbine. Updated versions of the V150-4.0/4.2 MW wind turbine, which may be manufactured in the future, may differ from these performance specifications. In the event that Vestas supplies an updated version of the V150-4.0/4.2 MW wind, Vestas will provide an updated performance specification applicable to the updated version.
- All listed start/stop parameters (e.g. wind speeds) are equipped with hysteresis control. This can, in certain borderline situations, result in turbine stops even though the ambient conditions are within the listed operation parameters.
- This document, Performance Specification, is not an offer for sale, and does not contain any guarantee, warranty and/or verification of the power curve and sound (including, without limitation, the power curve and sound verification method). Any guarantee, warranty and/or verification of the power curve and sound (including, without limitation, the power curve and sound verification method) must be agreed to separately in writing.

6 Power Curves, Ct Values and Sound Curves, Mode 0/0-0S

6.1 Power Curves, Mode 0/0-0S

Air density [kg/m ³]														
Wind speed [m/s]	1.225	0.95	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3.0	78	48	51	54	56	59	62	65	67	70	73	75	81	83
3.5	172	122	127	131	136	141	145	150	154	159	163	168	177	181
4.0	287	211	218	225	232	239	246	253	259	266	273	280	294	300
4.5	426	319	329	339	349	358	368	378	387	397	407	417	436	446
5.0	601	454	467	481	494	507	521	534	547	561	574	587	614	627
5.5	814	619	637	655	673	690	708	726	743	761	779	796	832	849
6.0	1069	817	840	863	886	909	932	955	977	1000	1023	1046	1091	1114
6.5	1367	1051	1079	1108	1137	1166	1195	1224	1252	1281	1310	1339	1396	1424
7.0	1717	1324	1360	1396	1432	1468	1504	1539	1575	1611	1646	1681	1752	1787
7.5	2110	1637	1681	1724	1768	1812	1854	1897	1940	1983	2025	2067	2151	2193
8.0	2546	1989	2040	2092	2144	2195	2246	2297	2347	2398	2447	2496	2594	2643
8.5	3002	2378	2438	2497	2557	2616	2673	2729	2785	2842	2895	2949	3053	3104
9.0	3427	2783	2846	2910	2973	3036	3094	3152	3210	3268	3321	3374	3477	3526
9.5	3751	3159	3222	3286	3349	3413	3467	3521	3575	3629	3670	3710	3782	3813
10.0	3922	3509	3564	3619	3674	3730	3763	3797	3831	3864	3884	3903	3933	3945
10.5	3977	3780	3812	3843	3875	3906	3919	3932	3945	3958	3964	3971	3980	3984
11.0	3999	3941	3951	3962	3972	3983	3986	3989	3992	3995	3996	3997	3999	3999
11.5	4000	3985	3988	3991	3994	3997	3998	3998	3999	4000	4000	4000	4000	4000
12.0	4000	3997	3998	3998	3999	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
12.5	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
13.0	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
13.5	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
14.0	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
14.5	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
15.0	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
15.5	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
16.0	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
16.5	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
17.0	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
17.5	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
18.0	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
18.5	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
19.0	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
19.5	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
20.0	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
20.5	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
21.0	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
21.5	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
22.0	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
22.5	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000

Table 6-1: Power curve, Mode 0/0-0S

6.2 Ct Values, Mode 0/0-0S

Air density kg/m³

Wind speed [m/s]	1.225	0.950	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3.0	0.998	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.999	0.999	0.997	0.996
3.5	0.919	0.927	0.926	0.925	0.924	0.923	0.923	0.922	0.922	0.921	0.920	0.920	0.919	0.919
4.0	0.860	0.863	0.863	0.863	0.863	0.862	0.862	0.862	0.862	0.861	0.861	0.861	0.860	0.860
4.5	0.847	0.852	0.852	0.851	0.851	0.851	0.850	0.850	0.849	0.849	0.848	0.848	0.847	0.846
5.0	0.838	0.847	0.846	0.845	0.845	0.844	0.843	0.842	0.841	0.841	0.840	0.839	0.838	0.837
5.5	0.832	0.840	0.840	0.839	0.838	0.837	0.836	0.836	0.835	0.834	0.833	0.832	0.831	0.830
6.0	0.823	0.834	0.833	0.832	0.831	0.830	0.829	0.828	0.827	0.826	0.825	0.824	0.822	0.821
6.5	0.817	0.829	0.828	0.827	0.826	0.825	0.824	0.823	0.822	0.820	0.819	0.818	0.816	0.814
7.0	0.805	0.821	0.819	0.818	0.817	0.816	0.814	0.813	0.811	0.810	0.808	0.807	0.804	0.803
7.5	0.792	0.811	0.809	0.808	0.806	0.804	0.803	0.801	0.799	0.798	0.796	0.794	0.791	0.789
8.0	0.778	0.803	0.801	0.799	0.797	0.795	0.793	0.790	0.788	0.786	0.783	0.781	0.775	0.772
8.5	0.742	0.787	0.784	0.781	0.777	0.774	0.770	0.766	0.761	0.757	0.752	0.747	0.737	0.731
9.0	0.679	0.750	0.744	0.738	0.732	0.726	0.719	0.712	0.706	0.699	0.692	0.685	0.672	0.665
9.5	0.602	0.690	0.682	0.675	0.668	0.660	0.652	0.644	0.637	0.629	0.620	0.611	0.592	0.582
10.0	0.516	0.630	0.620	0.611	0.602	0.592	0.582	0.571	0.560	0.549	0.538	0.527	0.505	0.494
10.5	0.435	0.564	0.551	0.539	0.527	0.515	0.503	0.491	0.479	0.467	0.456	0.445	0.425	0.415
11.0	0.369	0.494	0.480	0.467	0.454	0.441	0.430	0.419	0.408	0.397	0.387	0.378	0.361	0.353
11.5	0.316	0.423	0.411	0.399	0.388	0.376	0.367	0.358	0.348	0.339	0.331	0.324	0.309	0.303
12.0	0.274	0.363	0.354	0.344	0.334	0.324	0.316	0.309	0.301	0.293	0.287	0.280	0.268	0.263
12.5	0.240	0.315	0.307	0.299	0.291	0.282	0.276	0.269	0.263	0.256	0.251	0.245	0.235	0.230
13.0	0.212	0.276	0.269	0.262	0.255	0.248	0.243	0.237	0.231	0.226	0.221	0.216	0.208	0.203
13.5	0.188	0.244	0.238	0.232	0.226	0.220	0.215	0.210	0.205	0.201	0.196	0.192	0.185	0.181
14.0	0.168	0.217	0.212	0.207	0.201	0.196	0.192	0.188	0.183	0.179	0.175	0.172	0.165	0.162
14.5	0.151	0.195	0.190	0.185	0.180	0.176	0.172	0.168	0.165	0.161	0.158	0.154	0.148	0.146
15.0	0.137	0.175	0.171	0.167	0.163	0.158	0.155	0.152	0.148	0.145	0.142	0.139	0.134	0.132
15.5	0.124	0.158	0.155	0.151	0.147	0.143	0.140	0.137	0.134	0.131	0.129	0.126	0.122	0.119
16.0	0.113	0.144	0.140	0.137	0.134	0.130	0.128	0.125	0.122	0.120	0.117	0.115	0.111	0.109
16.5	0.103	0.131	0.128	0.125	0.122	0.119	0.116	0.114	0.112	0.109	0.107	0.105	0.101	0.099
17.0	0.094	0.120	0.117	0.114	0.112	0.109	0.107	0.104	0.102	0.100	0.098	0.096	0.093	0.091
17.5	0.087	0.110	0.108	0.106	0.103	0.101	0.099	0.097	0.094	0.092	0.091	0.089	0.086	0.084
18.0	0.081	0.102	0.099	0.097	0.095	0.093	0.091	0.089	0.087	0.085	0.084	0.082	0.079	0.078
18.5	0.075	0.094	0.092	0.090	0.088	0.086	0.084	0.082	0.081	0.079	0.077	0.076	0.073	0.072
19.0	0.069	0.087	0.085	0.083	0.081	0.079	0.077	0.076	0.074	0.073	0.072	0.070	0.068	0.067
19.5	0.064	0.080	0.079	0.077	0.075	0.073	0.072	0.071	0.069	0.068	0.067	0.065	0.063	0.062
20.0	0.060	0.075	0.073	0.072	0.070	0.068	0.067	0.066	0.064	0.063	0.062	0.061	0.059	0.058
20.5	0.056	0.070	0.068	0.067	0.065	0.064	0.063	0.061	0.060	0.059	0.058	0.057	0.055	0.054
21.0	0.052	0.065	0.064	0.062	0.061	0.060	0.058	0.057	0.056	0.055	0.054	0.053	0.051	0.051
21.5	0.049	0.061	0.060	0.059	0.057	0.056	0.055	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050	0.048	0.048
22.0	0.046	0.057	0.056	0.055	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.047	0.045	0.045
22.5	0.043	0.054	0.053	0.052	0.051	0.049	0.048	0.048	0.047	0.046	0.045	0.044	0.043	0.042

Table 6-2: C_t values, Mode 0/0-0S

6.3 Sound Curves, Mode 0/0-0S

Sound Power Level at Hub Height		
Conditions for Sound Power Level:	Measurement standard IEC 61400-11 ed. 3 Maximum turbulence at hub height: 30% Inflow angle (vertical): $0 \pm 2^\circ$ Air density: 1.225 kg/m^3	
Wind speed at hub height [m/s]	Sound Power Level at Hub Height [dBA] Mode 0 (Blades with serrated trailing edge)	Sound Power Level at Hub Height [dBA] Mode 0-0S (Blades without serrated trailing edge)
3	Not available yet	Not available yet
4	Not available yet	Not available yet
5	Not available yet	Not available yet
6	Not available yet	Not available yet
7	Not available yet	Not available yet
8	Not available yet	Not available yet
9	Not available yet	Not available yet
10	Not available yet	Not available yet
11	Not available yet	Not available yet
12	Not available yet	Not available yet
13	Not available yet	Not available yet
14	Not available yet	Not available yet
15	Not available yet	Not available yet
16	Not available yet	Not available yet
17	Not available yet	Not available yet
18	Not available yet	Not available yet
19	Not available yet	Not available yet
20	Not available yet	Not available yet

Table 6-3: Sound curves, Mode 0/0-0S

7 Power Curves, Ct Values and Sound Curves, Power Optimized Mode PO1/PO1-0S

7.1 Power Curves, Power Optimized Mode PO1/PO1-0S

Air density [kg/m ³]														
Wind speed [m/s]	1.225	0.95	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3.0	78	48	51	54	56	59	62	65	67	70	73	75	81	83
3.5	172	122	127	131	136	141	145	150	154	159	163	168	177	181
4.0	287	211	218	225	232	239	246	253	259	266	273	280	294	300
4.5	426	319	329	339	349	358	368	378	387	397	407	417	436	446
5.0	601	454	467	481	494	507	521	534	547	561	574	587	614	627
5.5	814	620	637	655	673	690	708	726	743	761	779	796	831	849
6.0	1068	817	840	863	886	909	932	955	977	1000	1023	1046	1091	1114
6.5	1367	1051	1079	1108	1137	1166	1195	1224	1252	1281	1310	1338	1396	1424
7.0	1717	1325	1361	1397	1433	1469	1504	1540	1575	1611	1646	1682	1752	1787
7.5	2110	1637	1681	1724	1768	1812	1854	1897	1940	1983	2025	2067	2151	2193
8.0	2546	1989	2040	2092	2144	2195	2246	2296	2347	2398	2447	2496	2594	2642
8.5	3002	2378	2438	2497	2557	2616	2673	2729	2786	2842	2895	2949	3053	3104
9.0	3428	2783	2846	2910	2973	3037	3094	3152	3210	3268	3321	3374	3477	3527
9.5	3773	3158	3222	3285	3349	3413	3468	3524	3579	3635	3681	3727	3811	3849
10.0	4012	3509	3568	3627	3687	3746	3790	3833	3877	3921	3951	3982	4035	4057
10.5	4131	3806	3850	3895	3939	3983	4010	4036	4063	4089	4103	4117	4140	4149
11.0	4186	4025	4051	4077	4104	4130	4141	4151	4162	4172	4177	4182	4189	4192
11.5	4198	4137	4147	4158	4168	4179	4182	4186	4190	4193	4195	4196	4198	4199
12.0	4200	4179	4183	4187	4191	4195	4196	4197	4198	4200	4200	4200	4200	4200
12.5	4200	4194	4195	4197	4198	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
13.0	4200	4199	4199	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
13.5	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
14.0	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
14.5	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
15.0	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
15.5	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
16.0	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
16.5	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
17.0	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
17.5	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
18.0	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
18.5	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
19.0	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
19.5	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
20.0	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
20.5	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
21.0	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
21.5	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
22.0	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
22.5	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200

Table 7-1: Power curve, Power Optimized Mode PO1/PO1-0S

7.2 Ct Values, Power Optimized Mode PO1/PO1-0S

Air density kg/m ³														
Wind speed [m/s]	1.225	0.950	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3.0	0.998	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.999	0.999	0.997	0.996
3.5	0.919	0.927	0.926	0.925	0.924	0.923	0.923	0.922	0.922	0.921	0.921	0.920	0.919	0.919
4.0	0.860	0.863	0.863	0.863	0.863	0.862	0.862	0.862	0.862	0.861	0.861	0.861	0.860	0.860
4.5	0.847	0.852	0.852	0.851	0.851	0.851	0.850	0.850	0.849	0.849	0.848	0.848	0.847	0.846
5.0	0.838	0.847	0.846	0.845	0.845	0.844	0.843	0.842	0.842	0.841	0.840	0.839	0.838	0.837
5.5	0.832	0.840	0.840	0.839	0.838	0.837	0.837	0.836	0.835	0.834	0.833	0.832	0.831	0.830
6.0	0.823	0.834	0.833	0.832	0.831	0.830	0.829	0.828	0.827	0.826	0.825	0.824	0.822	0.821
6.5	0.817	0.830	0.828	0.827	0.826	0.825	0.824	0.823	0.821	0.820	0.819	0.818	0.816	0.814
7.0	0.806	0.821	0.820	0.818	0.817	0.816	0.814	0.813	0.811	0.810	0.808	0.807	0.804	0.803
7.5	0.793	0.811	0.809	0.808	0.806	0.804	0.803	0.801	0.799	0.798	0.796	0.794	0.791	0.789
8.0	0.778	0.803	0.801	0.799	0.797	0.795	0.793	0.790	0.788	0.786	0.783	0.781	0.775	0.772
8.5	0.742	0.787	0.784	0.781	0.778	0.774	0.770	0.766	0.761	0.757	0.752	0.747	0.737	0.731
9.0	0.679	0.750	0.744	0.738	0.732	0.726	0.719	0.712	0.706	0.699	0.692	0.685	0.672	0.665
9.5	0.606	0.690	0.682	0.675	0.668	0.660	0.653	0.645	0.637	0.630	0.622	0.614	0.598	0.589
10.0	0.530	0.629	0.621	0.613	0.604	0.596	0.587	0.577	0.568	0.559	0.549	0.540	0.521	0.511
10.5	0.455	0.569	0.558	0.548	0.538	0.528	0.517	0.507	0.496	0.485	0.475	0.465	0.445	0.436
11.0	0.389	0.507	0.495	0.484	0.472	0.461	0.450	0.439	0.428	0.418	0.408	0.399	0.381	0.372
11.5	0.334	0.442	0.431	0.419	0.408	0.396	0.387	0.377	0.368	0.358	0.350	0.342	0.327	0.319
12.0	0.289	0.383	0.373	0.363	0.353	0.342	0.334	0.326	0.318	0.310	0.303	0.296	0.283	0.277
12.5	0.253	0.333	0.324	0.316	0.307	0.298	0.291	0.284	0.277	0.270	0.264	0.258	0.247	0.242
13.0	0.223	0.292	0.284	0.277	0.269	0.262	0.256	0.250	0.244	0.238	0.233	0.228	0.218	0.214
13.5	0.198	0.258	0.251	0.245	0.238	0.232	0.226	0.221	0.216	0.211	0.206	0.202	0.194	0.190
14.0	0.177	0.229	0.223	0.218	0.212	0.206	0.202	0.197	0.193	0.188	0.184	0.180	0.173	0.170
14.5	0.159	0.205	0.200	0.195	0.190	0.185	0.181	0.177	0.173	0.169	0.165	0.162	0.156	0.153
15.0	0.143	0.184	0.180	0.175	0.171	0.166	0.163	0.159	0.156	0.152	0.149	0.146	0.140	0.138
15.5	0.130	0.166	0.162	0.158	0.154	0.151	0.147	0.144	0.141	0.138	0.135	0.132	0.127	0.125
16.0	0.118	0.151	0.147	0.144	0.140	0.137	0.134	0.131	0.128	0.125	0.123	0.120	0.116	0.114
16.5	0.108	0.137	0.134	0.131	0.128	0.125	0.122	0.119	0.117	0.114	0.112	0.110	0.106	0.104
17.0	0.099	0.126	0.123	0.120	0.117	0.114	0.112	0.109	0.107	0.105	0.103	0.101	0.097	0.095
17.5	0.091	0.116	0.113	0.111	0.108	0.105	0.103	0.101	0.099	0.097	0.095	0.093	0.090	0.088
18.0	0.084	0.107	0.104	0.102	0.099	0.097	0.095	0.093	0.091	0.089	0.088	0.086	0.083	0.081
18.5	0.078	0.098	0.096	0.094	0.092	0.090	0.088	0.086	0.084	0.082	0.081	0.079	0.077	0.075
19.0	0.072	0.091	0.089	0.087	0.085	0.083	0.081	0.079	0.078	0.076	0.075	0.073	0.071	0.070
19.5	0.067	0.084	0.082	0.080	0.079	0.077	0.075	0.074	0.072	0.071	0.069	0.068	0.066	0.065
20.0	0.062	0.078	0.077	0.075	0.073	0.071	0.070	0.069	0.067	0.066	0.065	0.064	0.061	0.060
20.5	0.058	0.073	0.071	0.070	0.068	0.067	0.065	0.064	0.063	0.062	0.060	0.059	0.057	0.056
21.0	0.055	0.068	0.067	0.065	0.064	0.062	0.061	0.060	0.059	0.058	0.057	0.056	0.054	0.053
21.5	0.051	0.064	0.062	0.061	0.060	0.058	0.057	0.056	0.055	0.054	0.053	0.052	0.050	0.050
22.0	0.048	0.060	0.059	0.057	0.056	0.055	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.047	0.047
22.5	0.045	0.056	0.055	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.047	0.046	0.045	0.044

Table 7-2: C_t values, Power Optimized Mode PO1/PO1-0S

7.3 Sound Curves, Power Optimized Mode PO1/PO1-0S

Sound Power Level at Hub Height		
Conditions for Sound Power Level:	Measurement standard IEC 61400-11 ed. 3 Maximum turbulence at hub height: 30% Inflow angle (vertical): $0 \pm 2^\circ$ Air density: 1.225 kg/m^3	
Wind speed at hub height [m/s]	Sound Power Level at Hub Height [dBA] Power Optimized Mode PO1 (Blades with serrated trailing edge)	Sound Power Level at Hub Height [dBA] Power Optimized Mode PO1-0S (Blades without serrated trailing edge)
3	Not available yet	Not available yet
4	Not available yet	Not available yet
5	Not available yet	Not available yet
6	Not available yet	Not available yet
7	Not available yet	Not available yet
8	Not available yet	Not available yet
9	Not available yet	Not available yet
10	Not available yet	Not available yet
11	Not available yet	Not available yet
12	Not available yet	Not available yet
13	Not available yet	Not available yet
14	Not available yet	Not available yet
15	Not available yet	Not available yet
16	Not available yet	Not available yet
17	Not available yet	Not available yet
18	Not available yet	Not available yet
19	Not available yet	Not available yet
20	Not available yet	Not available yet

Table 7-3: Sound curves, Power Optimized Mode PO1/PO1-0S