

Parco Eolico "Pizzu Boi"

Comune di Selegas e Guamaggiore (SU)

Proponente



Sorgenia Renewables Srl
via Alessandro Algardi 4, Milano
P.IVA/CF: 10300050969
PEC: sorgenia.renewables@legalmail.it



STUDIO ANEMOLOGICO E RELAZIONE DI PRODUCIBILITÀ

Progettista



Tiemes Srl
Via R. Galli 9- 20148 Milano
tel. 024983104/ fax. 0249631510
www.tiemes.it

| | | | | | | |
|--|------------|--|-----------|-----------|-----|-----|
| 1 | 03/03/2023 | Revisione 1 | LB | VDA | | |
| 0 | 31/07/2022 | Prima emissione | AH | VDA | | |
| Rev. | Data emiss | Descrizione | Preparato | Approvato | | |
| Origine File: 21056 SLG.PD.R.08-01 – Studio anemologico e relazione di producibilità | | CODICE ELABORATO Commessa 21056 SLG | Proc. | Tipo doc | Num | Rev |
| | | | PD | R | 08 | 01 |
| Proprietà e diritti del presente documento sono riservati – la riproduzione è vietata / Ownership and copyright are reserved – reproduction is strictly forbidden | | | | | | |

INDICE

| | | |
|---|---|----|
| 1 | Premessa | 4 |
| 2 | Scopo | 5 |
| 3 | Proponente | 5 |
| 4 | Descrizione dell'area..... | 5 |
| 5 | Aerogeneratori | 7 |
| 6 | Campagna anemometrica..... | 11 |
| 7 | Valutazione preliminare della risorsa | 11 |
| 8 | Stima della producibilità..... | 13 |
| | ALLEGATI..... | 15 |

INDICE DELLE FIGURE

| | |
|--|----|
| FIGURA 4-1 – LOCALIZZAZIONE AEROGENERATORI SU ISOIPSE DERIVATE DA DTM 10M DELLA REGIONE SARDEGNA. | 6 |
| FIGURA 4-2 – LOCALIZZAZIONE AEROGENERATORI E CLASSI DI RUGOSITÀ | 7 |
| FIGURA 5-1 – THRUST COEFFICIENT SIEMES GAMESA SG170 - 6 MW IN FUNZIONE DELLA VELOCITÀ AL MOZZO ESPRESSA IN M/S..... | 8 |
| FIGURA 5-2 – CURVA DI POTENZA DELL’AEROGENERATORE SIEMENS GAMENSA SG170 6 MW..... | 9 |
| FIGURA 5-3 – LOCALIZZAZIONE AEROGENERATORI SU ORTOFOTO | 10 |
| FIGURA 7-1 – STRALCIO DELL’ATLANTE EOLICO DELL’ITALIA. IN COLORE ROSSO È CERCHIATA L’AREA DI PROGETTO | 11 |
| FIGURA 7-2 – ROSA DELLA FREQUENZA DEI VENTI A 110M DAL SUOLO..... | 12 |
| FIGURA 7-3 – DISTRIBUZIONE DELLA VELOCITÀ DEL VENTO A 110 M DAL SUOLO | 12 |

1 Premessa

La società Sorgenia Renewables Srl, d'ora in avanti il proponente, intende realizzare un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica nella provincia del Sud Sardegna, in agro dei comuni di Selegas e Guamaggiore.

L'impianto, denominato parco eolico "Pizzu Boi", sarà costituito da 9 aerogeneratori di potenza unitaria nominale fino a 6 MW, per una potenza installata complessiva fino a 54 MW.

Data la potenza dell'impianto, superiore ai 10.000 kW, il servizio di connessione sarà erogato in alta tensione (AT), ai sensi della Deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 23 luglio 2008 n.99 e s.m.i.

Gli aerogeneratori forniscono energia elettrica in bassa tensione (690V) e sono pertanto dotati di un trasformatore MT/BT ciascuno, alloggiato all'interno dell'aerogeneratore stesso e in grado di elevare la tensione a quella della rete del parco. La rete del parco è costituita da un cavidotto interrato in media tensione (30kV), tramite il quale l'energia elettrica viene convogliata dagli aerogeneratori alla sottostazione elettrica (SSE) di trasformazione AT/MT di proprietà del proponente che sarà collegata in antenna ad una nuova stazione elettrica (SE) di smistamento a 380/150/36 kV della RTN, da inserirsi in modalità entra-esce sulla linea a 380 kV "Ittiri-Selargius" (nel seguito "nuova SE").

Le opere progettuali sono quindi sintetizzate nel seguente elenco:

- parco eolico composto da 9 aerogeneratori, da 6 MW ciascuno, con torre di altezza fino a 125 m e diametro del rotore fino a 170 m, e dalle relative opere civili connesse quali strade di accesso, piazzole e fondazioni;
- impianto di rete, consistente in una nuova SE di smistamento a 380/150/36 kV della RTN da inserirsi in modalità entra-esce sulla futura linea a 380 kV "Ittiri-Selargius" denominata "Furtei 380";
- impianto di utenza per la connessione alla RTN, consistente nella rete di terra, nella rete di comunicazione in fibra ottica, nel cavidotto in media tensione (30kV) interamente interrato e sviluppato principalmente sotto strade esistenti, nella SSE di trasformazione 150/30 kV di proprietà del Proponente e nell'elettrodotta a 150 kV di collegamento tra la SSE e la nuova SE.

I progetti del tipo in esame rispondono a finalità di interesse pubblico (riduzione dei gas ad effetto serra, risparmio di fonti fossili scarse ed importate) ed in quanto tali sono indifferibili ed urgenti, come stabilito dalla legge 1° giugno 2002, n. 120, concernente "Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto l'11 dicembre 1997" e dal D.Lgs. 29 dicembre 2003, n.387 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" e s.m.i..

L'utilizzo di fonti rinnovabili comporta infatti beneficio a livello ambientale, in termini di tonnellate equivalenti di petrolio (TEP) risparmiate e mancate emissioni di gas serra, polveri e inquinanti. Per il progetto in esame si stima una producibilità del parco eolico superiore a 176 GWh/anno, che consente di risparmiare almeno 32'970 TEP/anno (*fonte ARERA: 0,187 TEP/MWh*) e di evitare almeno 87'000 ton/anno di emissioni di CO₂ (*fonte ISPRA, 2020: 493,80 gCO₂/kWh*).

2 Scopo

Scopo del presente documento è illustrare la valutazione preliminare della ventosità del sito scelto per l'installazione del parco eolico "Pizzu Boi", che la società Sorgenia Renewables Srl propone di realizzare in agro dei comuni di Selegas e Guamaggiore (SU).

Definita la risorsa eolica viene stimata la producibilità attesa dell'impianto, mediante l'utilizzo del software WindPro.

3 Proponente

Il soggetto proponente del progetto in esame è Sorgenia Renewables S.r.l., interamente parte del gruppo Sorgenia Spa, uno dei maggiori operatori energetici italiani. Il Gruppo è attivo nella produzione di energia elettrica con oltre 4'750 MW di capacità di generazione installata e oltre 400'000 clienti in fornitura in tutta Italia. Efficienza energetica e attenzione all'ambiente sono le linee guida della sua crescita. Il parco di generazione, distribuito su tutto il territorio nazionale, è costituito dai più avanzati impianti a ciclo combinato e da impianti a fonte rinnovabile, per una capacità di circa 370 MW tra biomassa ed eolico. Nell'ambito delle energie rinnovabili, il Gruppo, nel corso della sua storia, ha anche sviluppato, realizzato e gestito impianti di tipo fotovoltaico (ca. 24 MW), ed idroelettrico (ca.33 MW). In quest'ultimo settore, Sorgenia è attiva con oltre 75 MW di potenza installata gestita tramite la società Tirreno Power, detenuta al 50%. Il Gruppo Sorgenia, tramite le sue controllate, fra le quali Sorgenia Renewables S.r.l., è attualmente impegnata nello sviluppo di un importante portafoglio di progetti rinnovabili di tipo eolico, fotovoltaico, biometano, geotermico ed idroelettrico, caratterizzati dall'impiego delle Best Available Technologies nel pieno rispetto dell'ambiente.

4 Descrizione dell'area

L'ubicazione del parco eolico ricade all'interno dei comuni di Selegas (SU) nella porzione nord-ovest e Guamaggiore (SU) nella porzione centro-nord, ad una distanza pari a circa 1,5 km dai rispettivi centri urbani. Gli aerogeneratori saranno così distribuiti sul territorio:

- gli aerogeneratori GU1, GU10, GU11, GU12, GU13, GU14 nel comune di Guamaggiore;
- gli aerogeneratori S2, S3, S4 nel comune di Selegas.

La morfologia dell'area è caratterizzata, prevalentemente, da colline con morfologia da ondulate a subpianeggianti e con pendenze elevate sull'orlo delle colate. L'area di impianto, intesa come sottesa delle posizioni degli aerogeneratori più periferici si sviluppa longitudinalmente (N-S) per circa 2,6 km ad una quota compresa tra i 315 e i 406 metri s.l.m.. Ai fini del presente studio l'orografia dell'area di impianto è stata modellizzata mediante l'impiego dello strato informativo "curve di livello" disponibile sul Geoportale della Regione Sardegna; derivato dal DTM passo 10m che rappresenta la morfologia del terreno dell'intera Regione tramite struttura a griglia con maglie regolari quadrate di dimensioni pari a dieci metri per dieci.

La copertura vegetale per l'area di impianto è rappresentata in prevalenza da cereali, in particolare grano duro, erbai ad orzo e sulla (prati artificiali, come da definizione delle classi dell'uso del suolo della Regione Sardegna) e, in alcune zone maggiormente vocate, sono presenti vigneti e piccoli appezzamenti ad olivo. Le aree a maggior pendenza sono dedicate al

pascolo naturale. In misura minore sono anche presenti superfici dedicate all'arboricoltura con essenze forestali, prevalentemente eucalipto, e delle aree ascrivibili ai sistemi colturali e particellari complessi.

Le classi di rugosità sono state assegnate sulla base del modello Corine Land Cover 2018, prodotto dalla European Environment Agency (EEA), che sulla base di foto satellitari ad alta risoluzione suddivide il suolo in 44 tipologie.

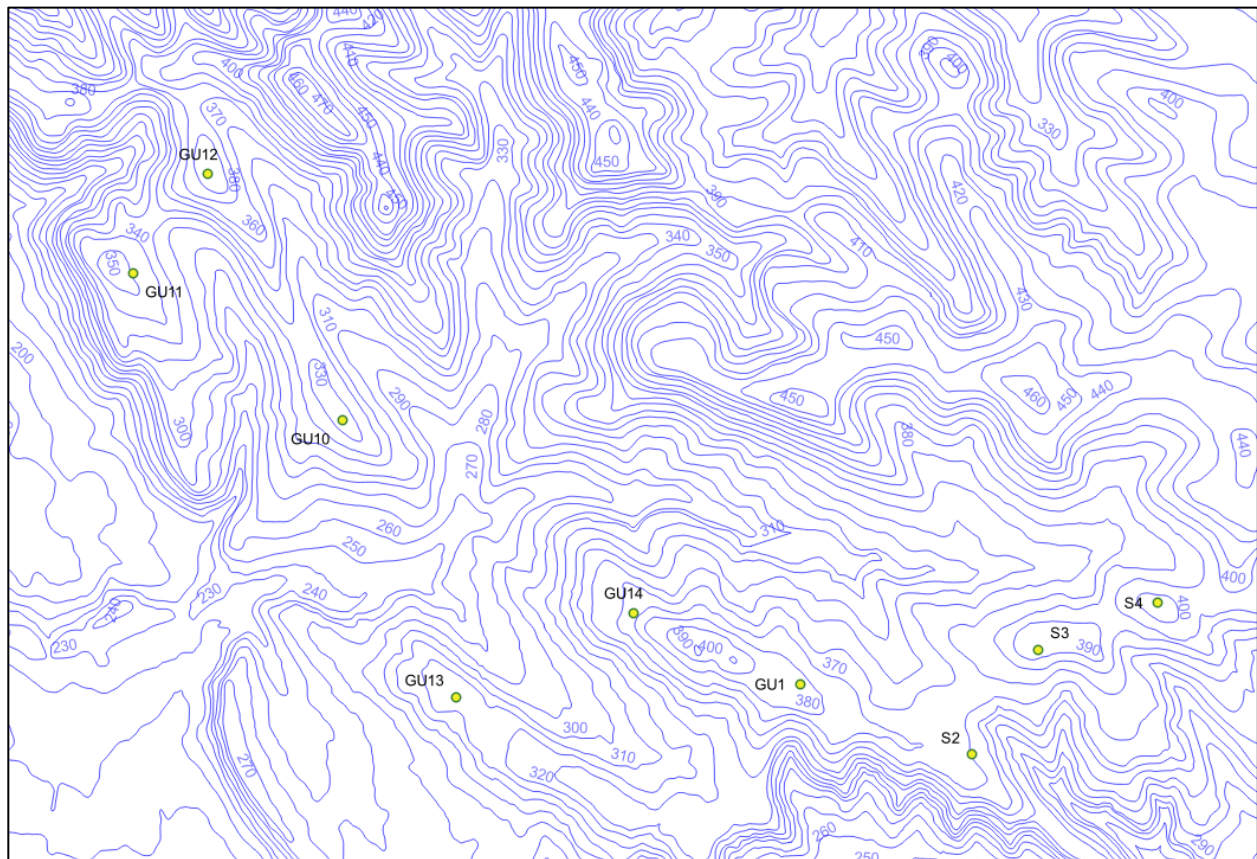


Figura 4-1 – Localizzazione aerogeneratori su isoipse derivate da DTM 10m della Regione Sardegna.

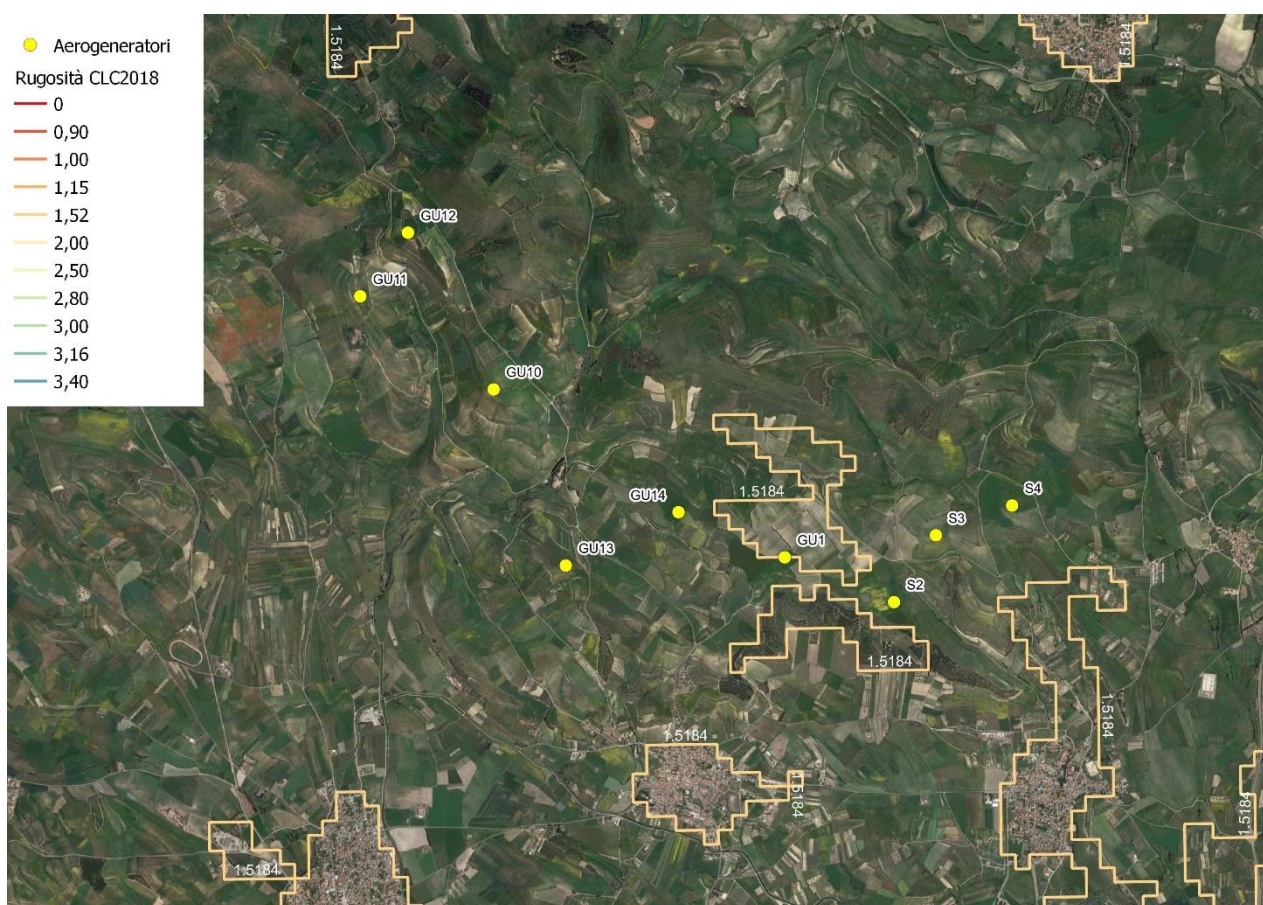


Figura 4-2 – Localizzazione aerogeneratori e classi di rugosità

5 Aerogeneratori

Gli aerogeneratori in progetto avranno diametro del rotore fino a 170 m, una torre di altezza fino a 125 m e una potenza unitaria fino a 6 MW Ciascuno.

Ad oggi il mercato delle turbine eoliche è caratterizzato da un discreto numero di costruttori che realizzano aerogeneratori della taglia sopra indicata e questo porta ad un livello di concorrenza sullo stato d'avanzamento della tecnologia e sulle garanzie di funzionamento degli stessi. Pertanto la scelta del costruttore e della tipologia di aerogeneratore da installare nel parco eolico avverrà al termine dell'iter autorizzativo.

Ai fini della presente analisi l'aerogeneratore scelto come riferimento di progetto è il modello SG170 da 6.0 MW della Siemens Gamesa, di cui si riportano le principali caratteristiche tecniche in Tabella 5.2.

Tabella 5.1 –Specifiche tecniche aerogeneratore di riferimento

| Produttore | | Siemens Gamesa |
|--------------------------------|----------------|----------------|
| Modello | | SG 170 |
| Potenza | kW | 6000 |
| Velocità di avvio (cut in) | m/s | 3 |
| Velocità massima potenza | m/s | 11.0 |
| Velocità di arresto (cut out) | m/s | 25 |
| Velocità di rotazione nominale | rpm | 8.8 |
| Numero di pale | n° | 3 |
| Altezza della torre | m | 125 |
| Diametro del rotore | m | 170 |
| Area spazzata dal rotore | m ² | 22692 |
| Classe | IEC | IEC IIIA/IIIB |

Tabella 5.2 – Thrust coefficient Siemes Gamesa SG170 - 6 MW in funzione della velocità al mozzo espressa in m/s

| V hub [m/s] | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
|-------------|------|------|------|------|------|-----|------|-----|------|------|------|-----|------|------|------|-----|------|------|------|------|------|------|------|
| Ct | 0,91 | 0,84 | 0,82 | 0,81 | 0,81 | 0,8 | 0,74 | 0,6 | 0,45 | 0,33 | 0,26 | 0,2 | 0,16 | 0,13 | 0,11 | 0,1 | 0,08 | 0,08 | 0,06 | 0,05 | 0,04 | 0,04 | 0,03 |

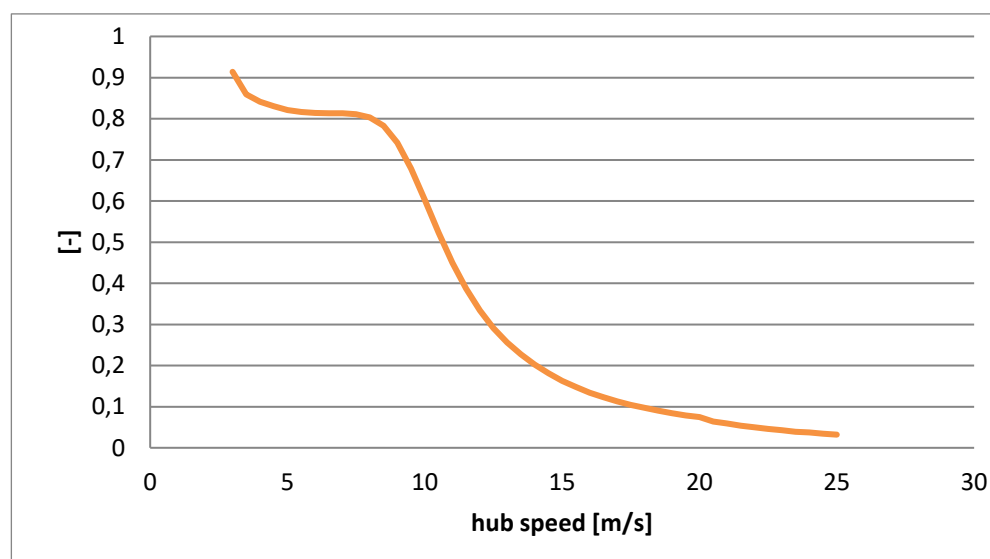


Figura 5-1 – Thrust coefficient Siemes Gamesa SG170 - 6 MW in funzione della velocità al mozzo espressa in m/s

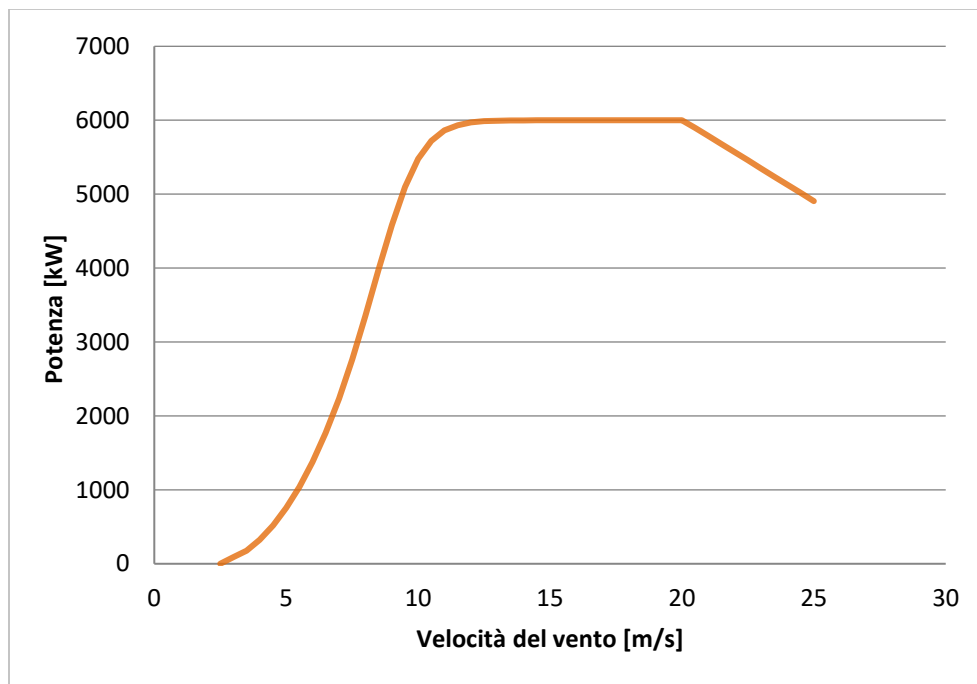


Figura 5-2 – Curva di potenza dell'aerogeneratore Siemens Gamensa SG170 6 MW

La posizione degli aerogeneratori è individuabile in Tabella 5.3 (tolleranza di ± 20 m) e in Figura 5-3.

Tabella 5.3 – Posizioni aerogeneratori in coordinate WGS 84 – UTM zone 32N ed elevazione

| ID aerogeneratore | X | Y | Z [m.s.l.m.] |
|-------------------|----------|-----------|--------------|
| GU1 | 507045,7 | 4381481,0 | 385,8 |
| GU10 | 504998,5 | 4382660,3 | 337,9 |
| GU11 | 504060,5 | 4383314,4 | 350,3 |
| GU12 | 504396,1 | 4383761,3 | 388,5 |
| GU13 | 505505,9 | 4381423,1 | 315,7 |
| GU14 | 506298,9 | 4381797,7 | 368,2 |
| S2 | 507814,4 | 4381166,1 | 363,6 |
| S3 | 508108,9 | 4381635,5 | 397,5 |
| S4 | 508645,5 | 4381844,6 | 406,3 |



Figura 5-3 – Localizzazione aerogeneratori su ortofoto

Il layout del parco eolico è stato ricavato da uno studio che considera:

- le caratteristiche anemologiche locali;
- la mutua distanza tra aerogeneratori al fine di contenere l'impatto visivo dell'opera e contemporaneamente minimizzare le perdite per turbolenza ed effetti scia;
- le abitazioni presenti anche in relazione alla variazione di clima acustico nelle vicinanze dei ricettori;
- la non inclusione di aree non idonee individuate ai sensi dell'allegato e) alla Delibera di Giunta Regionale n. 59/90 del 27.11.2020 "*Individuazione delle aree non idonee all'installazione di impianti energetici alimentati da fonti energetiche rinnovabili*";
- l'orografia del sito l'assenza di vegetazione arborea e le caratteristiche geologiche delle aree utilizzate per gli aerogeneratori.

6 Campagna anemometrica

Contestualmente alla presentazione del progetto in sede di Valutazione di Impatto Ambientale, il proponente avvierà i lavori per l'installazione in sito di una torre anemometrica. I dati di vento registrati saranno integrati alla presente relazione, non appena si disporrà di una campagna di misurazioni della durata di almeno un anno.

7 Valutazione preliminare della risorsa

L'Atlante Eolico dell'Italia consultabile dal sito RSE (Ricerca sul Sistema Energetico) attribuisce al sito analizzato ad una altezza di 100 m dal suolo una velocità media del vento compresa tra i 5 e i 7 m/s ed una producibilità media compresa tra le 2'000 e le 2'500 ore equivalenti (MWh/MW).

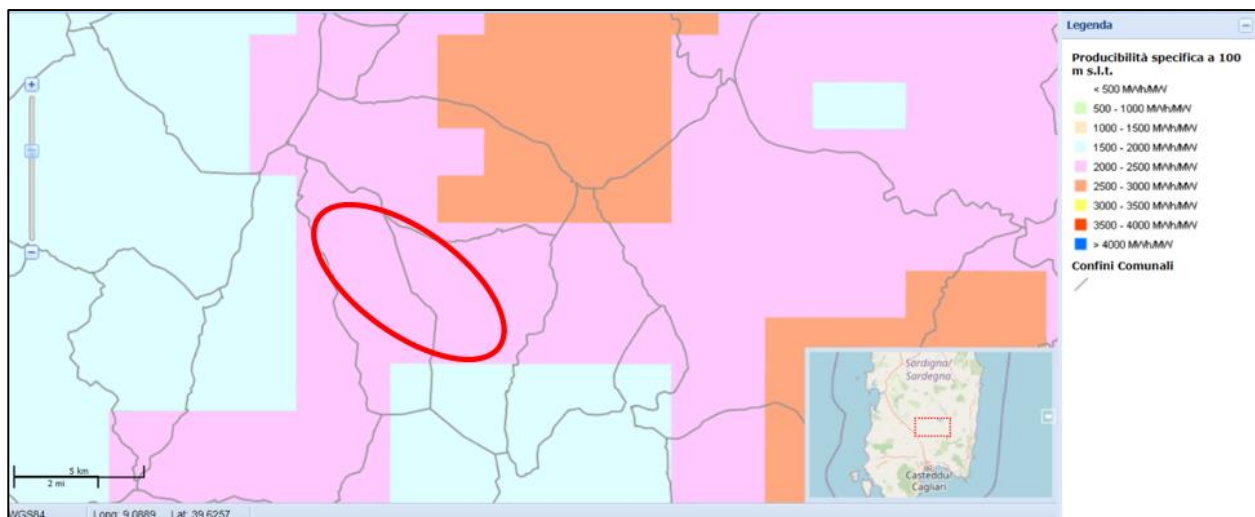


Figura 7-1 – Stralcio dell'Atlante Eolico dell'Italia. In colore rosso è cerchiata l'area di progetto

Al fine di valutare con adeguata accuratezza la risorsa disponibile sono stati acquistati dati di vento provenienti da una torre anemometrica virtuale forniti della società Vortex FCD specializzata nella modellizzazione di dati per l'industria eolica. Questi sono estrapolazioni derivate da modelli mesoscala validati sul lungo periodo della durata di 20 anni e computati specificatamente per l'area analizzata con una risoluzione di 100m. In particolare, sono riferiti alla posizione corrispondente alle coordinate 508960 E – 4381414 N ad una altezza di 110 m dal suolo. Tale posizione centrale al sito si ritiene sia rappresentativa dell'intera area del parco eolico dato che le condizioni orografiche sono paragonabili per tutte le posizioni e data l'assenza di specifici ostacoli interferenti.

A partire da tali dati si è potuto estrapolare la producibilità attesa per ciascun aerogeneratore. La rosa di frequenza dei venti analizzati indica che la direzione prevalente dei venti è NORD-OVEST.

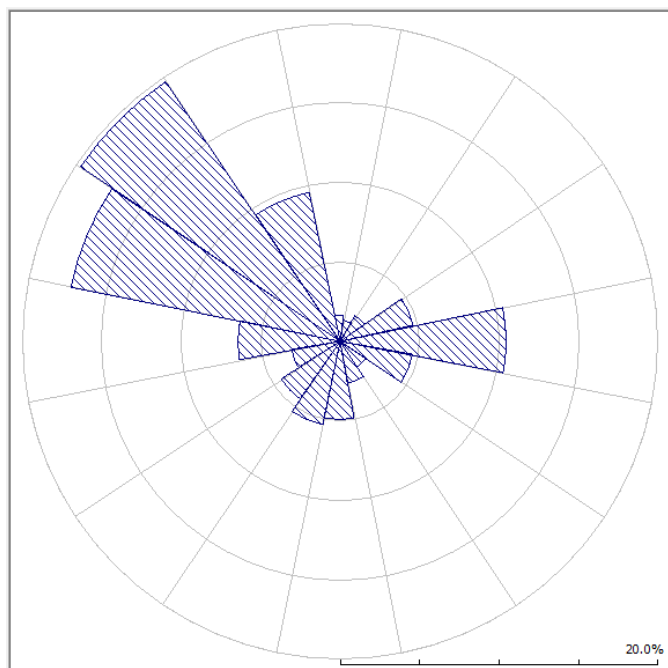


Figura 7-2 – Rosa della frequenza dei venti a 110m dal suolo

La distribuzione di Weibull a 110 m è caratterizzata da un fattore k pari a 1.68, parametro A uguale a 8.3 m/s e una velocità media U (m/s) pari a 7,44.

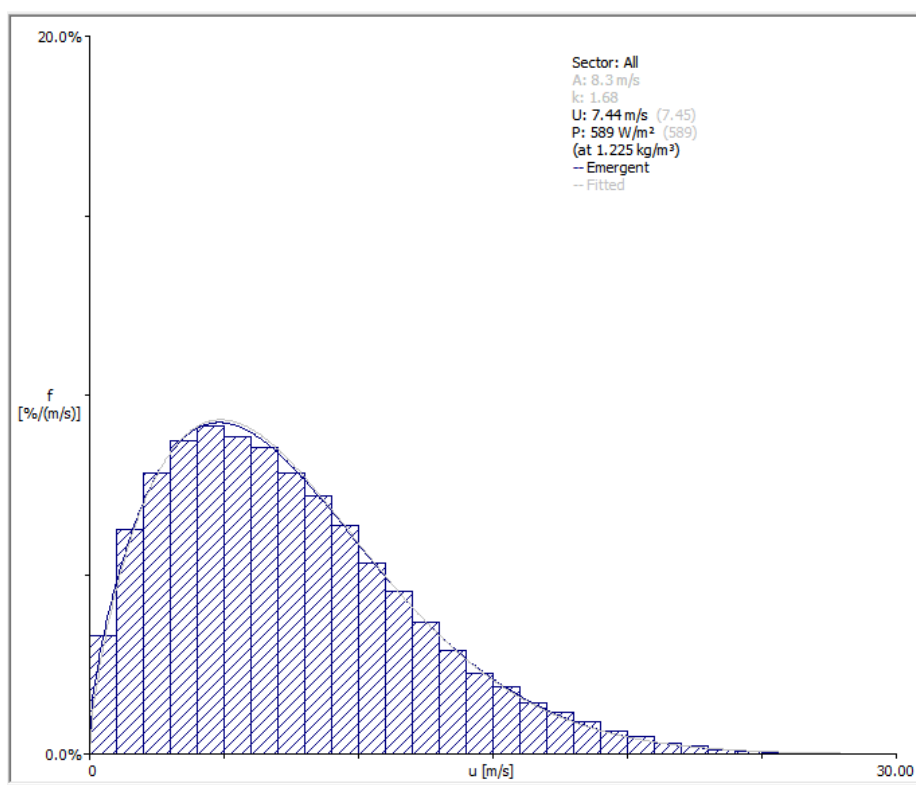


Figura 7-3 – Distribuzione della velocità del vento a 110 m dal suolo

8 Stima della producibilità

La stima della producibilità del parco eolico è stata effettuata mediante l'utilizzo del software WindPro (3.4) e l'applicazione del modello di calcolo WAsP.

Sulla base dei dati di vento descritti al paragrafo precedente e delle caratteristiche di orografia e rugosità specifiche dell'area analizzata esso permette di estrapolare la statistica del vento ovvero la stima della distribuzione del vento a livello geostrofico.

Viene denominato geostrofico il vento che soffia parallelamente alle isobare al di sopra dello strato limite atmosferico e quindi non soggetto ai fenomeni di attrito dovuti alla superficie terrestre. In sintesi con questo metodo i dati sono "ripuliti" dagli effetti locali e la statistica del vento generata è rappresentativa dell'intero sito.

Per poter predire la risorsa disponibile in corrispondenza di ciascun aerogeneratore e stimarne quindi la producibilità viene applicato il processo inverso rispetto a quanto appena descritto. Ovvero a partire dalla statistica del vento valida per tutta l'area vengono riapplicati gli effetti locali dovuti all'orografia e alla rugosità specifici del punto analizzato. Così facendo si valuta in maniera puntuale la risorsa eolica disponibile. Infine, sulla base della curva di potenza dell'aerogeneratore di riferimento viene calcolata l'energia elettrica prodotta annualmente da ogni aerogeneratore del parco eolico.

La producibilità dell'impianto è ricavabile a livello teorico tramite la seguente relazione:

$$P_r = \sum_i P_i \times \Delta t_i$$

Dove:

P_r = producibilità (MWh);

P_i = potenza generata ad una velocità del vento compresa tra l'intervallo di funzionamento dell'aerogeneratore scelto;

Δt_i = numero di ore in cui viene generata la potenza P_i .

La quantità di energia cinetica relativa ad una massa d'aria in movimento si ricava dalla seguente relazione:

$$E_{teorica} = \frac{1}{2} \times m \times v^2$$

Da tale equazione è possibile ricavare il valore della potenza resa dal generatore eolico in funzione della velocità del vento, della densità dell'aria, del diametro del rotore e dell'efficienza stessa del generatore secondo la seguente relazione:

$$P_{reale} = \frac{1}{2} \times \rho \times \pi \times r^2 \times v^3 \times C_e$$

Dove:

ρ = densità dell'aria

v = velocità del vento

r = raggio del rotore

C_e = efficienza totale dell'aerogeneratore

Il calcolo viene svolto dal software tenendo in considerazione anche gli effetti di scia. Tali effetti consistono in una riduzione dell'efficienza totale quindi in perdite dovute alla vicinanza tra gli aerogeneratori che modificano la vena fluida del flusso d'aria che li attraversa. Più nel dettaglio ciascun rotore convertendo parte dell'energia cinetica contenuta nel flusso d'aria in energia meccanica ne diminuisce la velocità oltre che aumentarne la turbolenza a causa del moto rotatorio. Questi effetti hanno tuttavia un'intensità inversamente proporzionale alla distanza dagli aerogeneratori e per questo motivo un adeguato distanziamento tra le macchine permette di contenere il fenomeno e rendere minimo il contributo di tali perdite.

Il valore delle perdite di scia stimato tramite simulazione con il software risulta pari a 3,8%. Tale valore è in linea con la tipologia di impianto presentata in progetto anche perché sono rispettate le distanze minime fra gli aerogeneratori indicate all'interno delle linee guida regionali (All.e della DGR 59/9) e nazionali (DM 10/09/2010).

In conclusione, la producibilità annua netta del parco eolico è stata calcolata con probabilità P50 il che significa che i valori di produzione hanno il 50% di probabilità di essere superati. A tal scopo sono stati introdotti coefficienti riduttivi che tengano in considerazione le potenziali perdite dell'impianto (Tabella 8.1).

Tabella 8.1 – Analisi delle perdite del parco eolico (perdite per effetto scia escluse)

| Descrizione | [%] di AEP |
|---|-------------|
| <i>Mancata disponibilità degli aerogeneratori</i> | 3,00 |
| <i>Mancata disponibilità della sottostazione e altre componenti dell'impianto</i> | 0,50 |
| <i>Mancata disponibilità della rete</i> | 0.20 |
| <i>Sub-performance dell'aerogeneratore</i> | 1,00 |
| <i>Perdite per isteresi del vento (cut-off)</i> | 1,00 |
| <i>Perdite elettriche dell'impianto</i> | 3,00 |
| <i>Sub-performance per sporcamento</i> | 0,05 |
| <i>Blocco per eventi atmosferici (fulminazioni ghiacciamento ecc..)</i> | 0,10 |
| <i>Blocco per condizioni ambientali (temperatura esterna ecc..)</i> | 0,25 |
| <i>Decurtamento (rete eventuali limitazioni dovute a impatti ecc..)</i> | 0,5 |
| TOTALE (perdite per effetto scia escluse) | 9,60 |

In conclusione, come illustrato dai report di calcolo allegati in seguito la producibilità annua lorda del parco eolico "Pizzu Boi" costituito da n. 9 aerogeneratori da 6 MW ciascuno con torre di altezza fino a 125 m e diametro del rotore fino a 170 m risulta pari a 202'808 MWh/anno corrispondenti a 3'755 ore equivalenti lorde (MWh/MW).

Al netto delle perdite per effetto scia pari a 3.8 % e delle perdite elencate in Tabella 8.1 **la producibilità annua P50 del parco eolico è di 176'350 MWh/anno corrispondenti a 3'266 ore equivalenti (MWh/MW).**

ALLEGATI

Report di calcolo generato con il software WindPro

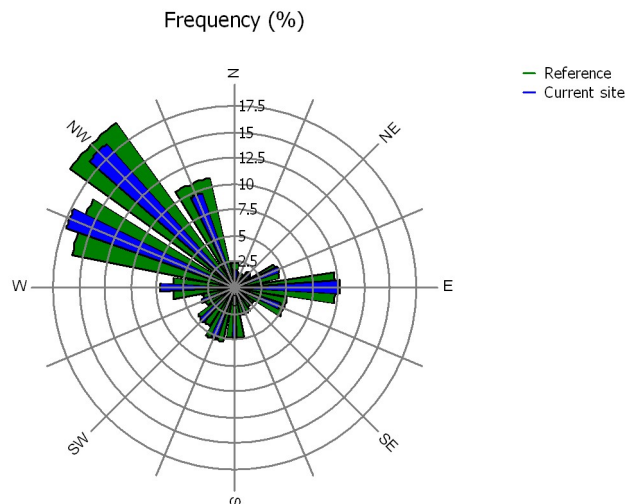
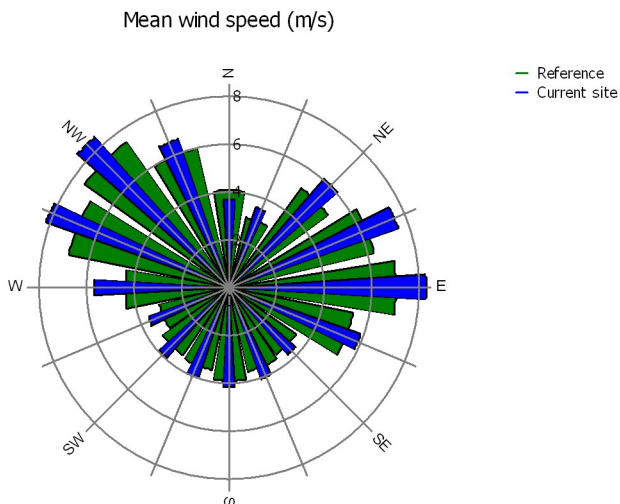
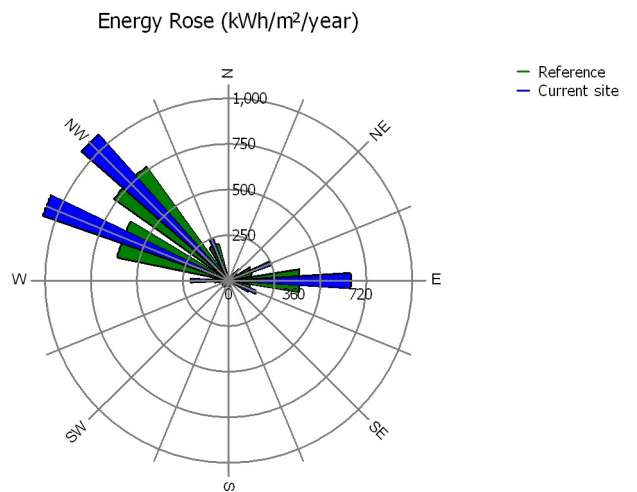
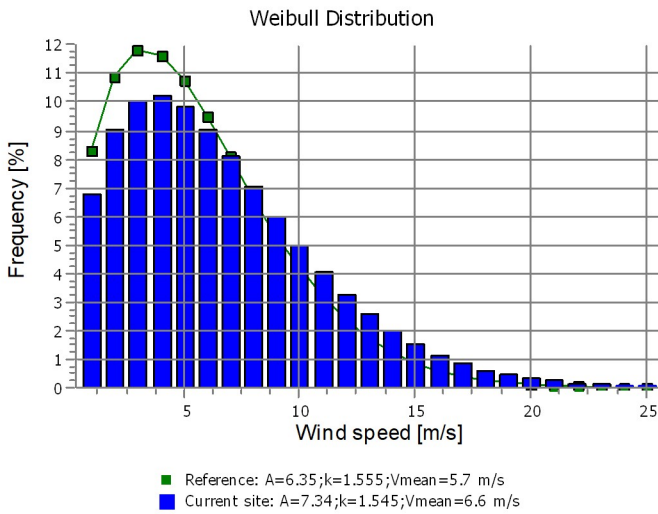
PARK - Wind Data Analysis

Wind data: A - Site data: WASP; Hub height: 50.0

Site coordinates
UTM (north)-WGS84 Zone: 32
East: 508,959 North: 4,382,289
Wind statistics
IT Dati vortex - A 110.00 m.wws

Weibull Data

| Sector | Current site | | | Frequency [%] | Reference: Roughness class 1 | | |
|--------|--------------------|------------------|--------------|---------------|------------------------------|--------------|---------------|
| | A- parameter [m/s] | Wind speed [m/s] | k- parameter | | A- parameter [m/s] | k- parameter | Frequency [%] |
| 0 N | 4.04 | 3.69 | 1.389 | 1.7 | 4.51 | 1.561 | 2.4 |
| 1 NNE | 3.80 | 3.53 | 1.271 | 1.4 | 3.26 | 1.311 | 1.4 |
| 2 NE | 6.42 | 6.05 | 1.189 | 2.0 | 5.40 | 1.158 | 1.9 |
| 3 ENE | 8.40 | 7.51 | 1.650 | 4.6 | 6.99 | 1.658 | 4.4 |
| 4 E | 9.29 | 8.27 | 1.760 | 10.2 | 7.88 | 1.771 | 9.7 |
| 5 ESE | 6.39 | 5.85 | 1.354 | 4.7 | 5.82 | 1.404 | 5.1 |
| 6 SE | 3.97 | 3.71 | 1.225 | 2.1 | 3.61 | 1.197 | 2.2 |
| 7 SSE | 4.35 | 4.03 | 1.283 | 2.7 | 3.85 | 1.256 | 2.7 |
| 8 S | 4.70 | 4.17 | 1.881 | 4.8 | 4.37 | 1.850 | 4.8 |
| 9 SSW | 4.47 | 3.97 | 1.916 | 5.2 | 3.93 | 1.920 | 5.3 |
| 10 SW | 4.38 | 3.94 | 1.564 | 4.5 | 3.79 | 1.564 | 4.4 |
| 11 WSW | 3.91 | 3.59 | 1.342 | 3.4 | 3.27 | 1.357 | 3.1 |
| 12 W | 6.24 | 5.67 | 1.428 | 7.3 | 4.79 | 1.424 | 6.0 |
| 13 WNW | 9.14 | 8.14 | 1.760 | 17.2 | 7.67 | 1.705 | 16.0 |
| 14 NW | 9.55 | 8.46 | 2.135 | 18.6 | 8.39 | 2.119 | 19.6 |
| 15 NNW | 7.40 | 6.55 | 2.326 | 9.7 | 6.72 | 2.244 | 10.8 |
| All | 7.34 | 6.61 | 1.545 | 100.0 | 6.35 | 1.555 | 100.0 |



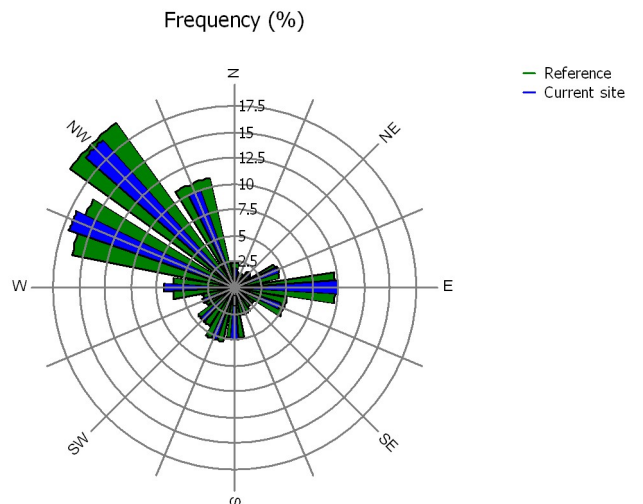
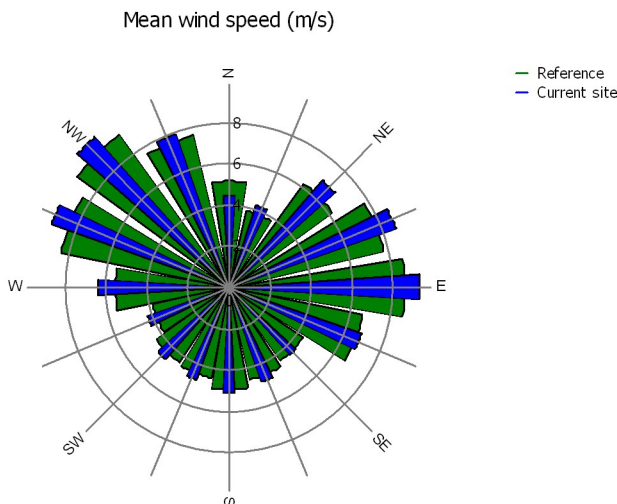
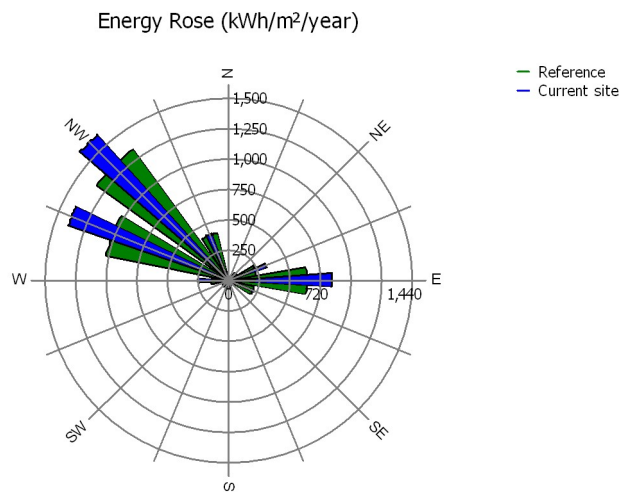
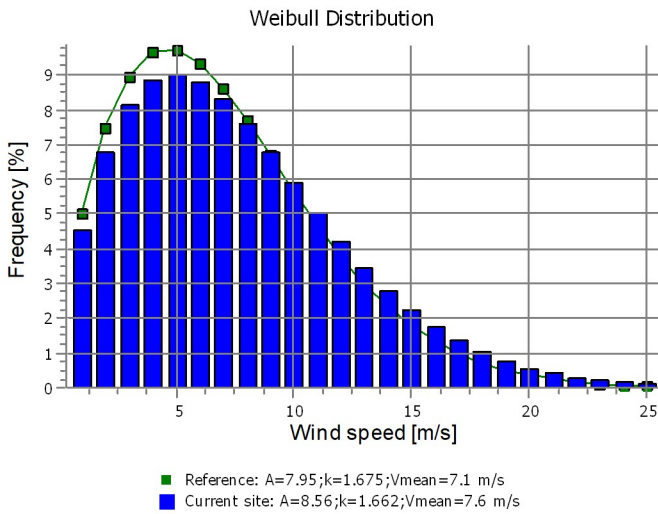
PARK - Wind Data Analysis

Wind data: A - Site data: WAsP; Hub height: 125.0

Site coordinates
UTM (north)-WGS84 Zone: 32
East: 508,959 North: 4,382,289
Wind statistics
IT Dati vortex - A 110.00 m.wws

Weibull Data

| Sector | Current site | | | Frequency [%] | Reference: Roughness class 1 | | |
|--------|--------------------|------------------|--------------|---------------|------------------------------|--------------|---------------|
| | A- parameter [m/s] | Wind speed [m/s] | k- parameter | | A- parameter [m/s] | k- parameter | Frequency [%] |
| 0 N | 4.90 | 4.43 | 1.471 | 1.8 | 5.78 | 1.673 | 2.4 |
| 1 NNE | 4.58 | 4.20 | 1.346 | 1.4 | 4.21 | 1.404 | 1.4 |
| 2 NE | 7.47 | 6.92 | 1.283 | 2.0 | 6.69 | 1.251 | 1.9 |
| 3 ENE | 9.68 | 8.61 | 1.779 | 4.5 | 8.72 | 1.789 | 4.4 |
| 4 E | 10.47 | 9.29 | 1.896 | 10.0 | 9.66 | 1.918 | 9.7 |
| 5 ESE | 7.54 | 6.84 | 1.447 | 4.7 | 7.38 | 1.513 | 5.1 |
| 6 SE | 4.78 | 4.42 | 1.299 | 2.1 | 4.67 | 1.277 | 2.2 |
| 7 SSE | 5.29 | 4.84 | 1.361 | 2.7 | 4.97 | 1.342 | 2.7 |
| 8 S | 5.79 | 5.13 | 2.002 | 4.9 | 5.59 | 1.985 | 4.8 |
| 9 SSW | 5.35 | 4.74 | 2.041 | 5.3 | 5.02 | 2.059 | 5.3 |
| 10 SW | 5.21 | 4.66 | 1.650 | 4.4 | 4.86 | 1.675 | 4.4 |
| 11 WSW | 4.63 | 4.21 | 1.416 | 3.3 | 4.21 | 1.451 | 3.1 |
| 12 W | 7.10 | 6.40 | 1.518 | 6.8 | 6.15 | 1.524 | 6.0 |
| 13 WNW | 10.34 | 9.17 | 1.881 | 16.9 | 9.42 | 1.849 | 16.0 |
| 14 NW | 11.10 | 9.84 | 2.303 | 19.1 | 10.34 | 2.299 | 19.6 |
| 15 NNW | 8.91 | 7.91 | 2.482 | 10.0 | 8.56 | 2.405 | 10.8 |
| All | 8.56 | 7.65 | 1.662 | 100.0 | 7.95 | 1.675 | 100.0 |



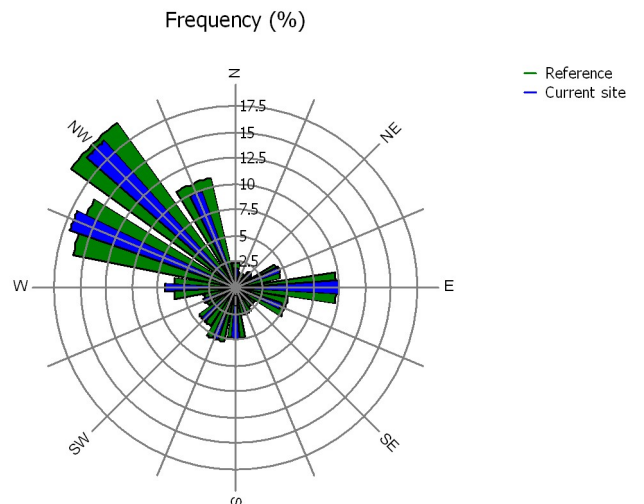
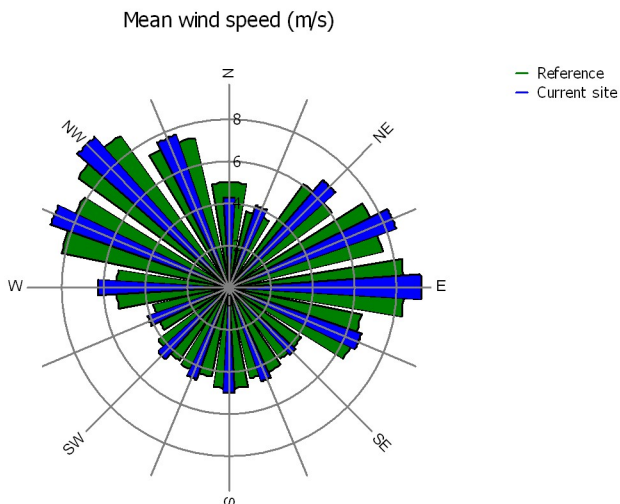
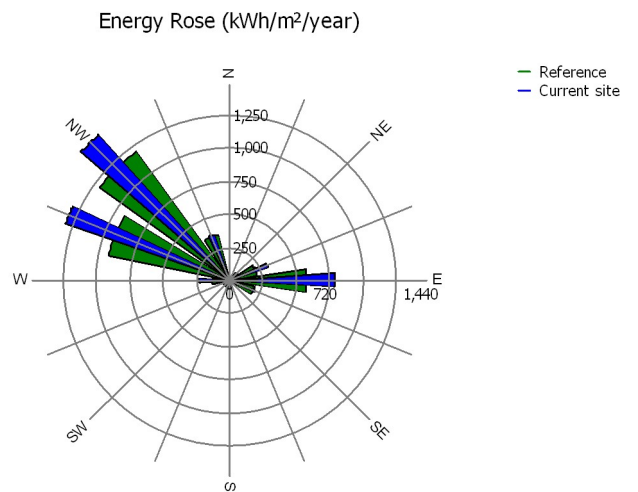
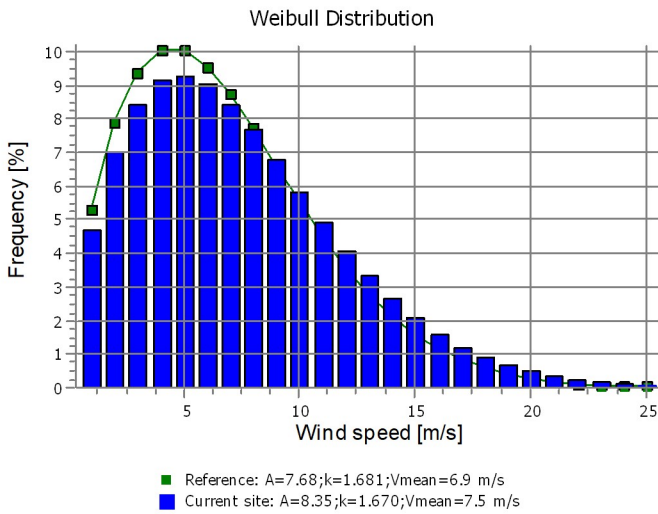
PARK - Wind Data Analysis

Wind data: A - Site data: WAsP; Hub height: 110.0

Site coordinates
UTM (north)-WGS84 Zone: 32
East: 508,959 North: 4,382,289
Wind statistics
IT Dati vortex - A 110.00 m.wws

Weibull Data

| Sector | Current site | | | Frequency [%] | Reference: Roughness class 1 | | |
|--------|--------------------|------------------|--------------|---------------|------------------------------|--------------|---------------|
| | A- parameter [m/s] | Wind speed [m/s] | k- parameter | | A- parameter [m/s] | k- parameter | Frequency [%] |
| 0 N | 4.75 | 4.29 | 1.486 | 1.8 | 5.55 | 1.687 | 2.4 |
| 1 NNE | 4.45 | 4.08 | 1.361 | 1.4 | 4.05 | 1.415 | 1.4 |
| 2 NE | 7.31 | 6.76 | 1.291 | 2.0 | 6.49 | 1.258 | 1.9 |
| 3 ENE | 9.44 | 8.40 | 1.791 | 4.5 | 8.42 | 1.801 | 4.4 |
| 4 E | 10.26 | 9.11 | 1.908 | 10.0 | 9.36 | 1.930 | 9.7 |
| 5 ESE | 7.35 | 6.66 | 1.459 | 4.7 | 7.12 | 1.525 | 5.1 |
| 6 SE | 4.65 | 4.28 | 1.311 | 2.1 | 4.49 | 1.287 | 2.2 |
| 7 SSE | 5.12 | 4.68 | 1.377 | 2.7 | 4.78 | 1.353 | 2.7 |
| 8 S | 5.59 | 4.96 | 2.021 | 4.9 | 5.37 | 2.001 | 4.8 |
| 9 SSW | 5.19 | 4.59 | 2.061 | 5.3 | 4.83 | 2.076 | 5.3 |
| 10 SW | 5.06 | 4.52 | 1.670 | 4.4 | 4.68 | 1.688 | 4.4 |
| 11 WSW | 4.51 | 4.10 | 1.432 | 3.3 | 4.05 | 1.462 | 3.1 |
| 12 W | 6.95 | 6.26 | 1.529 | 6.9 | 5.92 | 1.536 | 6.0 |
| 13 WNW | 10.13 | 8.99 | 1.896 | 17.0 | 9.12 | 1.861 | 16.0 |
| 14 NW | 10.82 | 9.58 | 2.318 | 19.1 | 10.00 | 2.314 | 19.6 |
| 15 NNW | 8.63 | 7.65 | 2.506 | 9.9 | 8.22 | 2.425 | 10.8 |
| All | 8.35 | 7.46 | 1.670 | 100.0 | 7.68 | 1.681 | 100.0 |



PARK - Main Result

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD) Park 2 2018

Calculation performed in UTM (north)-WGS84 Zone: 32
At the site centre the difference between grid north and true north is: 0.0°

Power curve correction method
New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>
Air density calculation method
Height dependent, temperature from climate station
Station: CAGLIARI/ELMA V3 2014
Base temperature: 16.5 °C at 5.0 m
Base pressure: 1013.3 hPa at 0.0 m
Air density for Site center in key hub height: 316.9 m + 110.0 m = 1.170 kg/m³ -> 95.5 % of Std
Relative humidity: 0.0 %

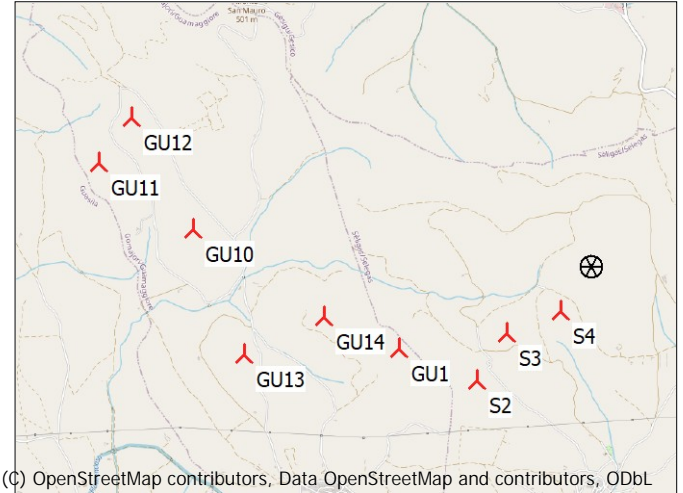
Wake Model Parameters
Terrain type Wake decay constant
HH: 100m Mixed farmland 0.070

Omnidirectional displacement height from objects

Wake calculation settings
Angle [°] Wind speed [m/s]
start end step start end step
0.5 360.0 1.0 0.5 30.5 1.0

Wind statistics IT Dati vortex - A 110.00 m.wws

WASP version WASP 12 Version 12.6.0.28



(C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL

▲ New WTG

Scale 1:75,000

⊗ Site Data

Key results for height 110.0 m above ground level

Terrain UTM (north)-WGS84 Zone: 32

| Easting | Northing | Name of wind distribution | Type |
|-----------|-----------|---------------------------|----------------------------------|
| A 508,959 | 4,382,289 | Site data: WASP | WASP (WASP 12 Version 12.6.0.28) |

| Wind energy [kWh/m ²] | Mean wind speed [m/s] | Equivalent roughness |
|-----------------------------------|-----------------------|----------------------|
| 4,718 | 7.5 | -0.1 |

Calculated Annual Energy for Wind Farm

| WTG combination | Result PARK [MWh/y] | Result-9.6% [MWh/y] | GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y] | Wake loss [%] | Specific results ^{a)} | | | |
|-----------------|---------------------|---------------------|-----------------------------------|---------------|--------------------------------|-------------------------|------------------------------|-----------------------------------|
| | | | | | Capacity factor [%] | Mean WTG result [MWh/y] | Full load hours [Hours/year] | Mean wind speed @hub height [m/s] |
| Wind farm | 195,078.2 | 176,350.7 | 202,808.1 | 3.8 | 37.3 | 19,594.5 | 3,266 | 7.4 |

^{a)} Based on Result-9.6%

Calculated Annual Energy for each of 9 new WTGs with total 54.0 MW rated power

| Links | Valid | WTG type Manufact. | Type-generator | Power, rated [kW] | Rotor diameter [m] | Hub height [m] | Power curve Creator Name | Annual Energy | | | Free mean wind speed [m/s] |
|-------|-------|--------------------|-----------------------------|-------------------|--------------------|----------------|--------------------------|----------------|---------------------|---------------|----------------------------|
| | | | | | | | | Result [MWh/y] | Result-9.6% [MWh/y] | Wake loss [%] | |
| GU1 | A | Yes | Siemens Gamesa SG 170-6,000 | 6,000 | 170.0 | 125.0 | USER SG6.0 170 M1 | 21,259.0 | 19,218 | 6.6 | 7.40 |
| GU10 | A | Yes | Siemens Gamesa SG 170-6,000 | 6,000 | 170.0 | 125.0 | USER SG6.0 170 M1 | 20,880.6 | 18,876 | 4.5 | 7.21 |
| GU11 | A | Yes | Siemens Gamesa SG 170-6,000 | 6,000 | 170.0 | 125.0 | USER SG6.0 170 M1 | 23,218.8 | 20,990 | 0.9 | 7.64 |
| GU12 | A | Yes | Siemens Gamesa SG 170-6,000 | 6,000 | 170.0 | 125.0 | USER SG6.0 170 M1 | 22,928.5 | 20,727 | 1.4 | 7.58 |
| GU13 | A | Yes | Siemens Gamesa SG 170-6,000 | 6,000 | 170.0 | 125.0 | USER SG6.0 170 M1 | 20,555.9 | 18,583 | 5.0 | 7.11 |
| GU14 | A | Yes | Siemens Gamesa SG 170-6,000 | 6,000 | 170.0 | 125.0 | USER SG6.0 170 M1 | 21,381.0 | 19,328 | 4.6 | 7.32 |
| S2 | A | Yes | Siemens Gamesa SG 170-6,000 | 6,000 | 170.0 | 125.0 | USER SG6.0 170 M1 | 20,917.2 | 18,909 | 5.7 | 7.26 |
| S3 | A | Yes | Siemens Gamesa SG 170-6,000 | 6,000 | 170.0 | 125.0 | USER SG6.0 170 M1 | 21,758.0 | 19,669 | 4.0 | 7.40 |
| S4 | A | Yes | Siemens Gamesa SG 170-6,000 | 6,000 | 170.0 | 125.0 | USER SG6.0 170 M1 | 22,179.3 | 20,050 | 1.9 | 7.40 |

WTG siting

UTM (north)-WGS84 Zone: 32
Easting Northing Z Row data/Description [m]

| | | | | | | | | |
|------|-----|---------|-----------|-------|----------------------------|-------|-----|----------------------------------|
| GU1 | New | 507,046 | 4,381,481 | 380.0 | Siemens Gamesa SG 170 6000 | 170.0 | !O! | hub: 125.0 m (TOT: 210.0 m) (15) |
| GU10 | New | 504,999 | 4,382,660 | 330.0 | Siemens Gamesa SG 170 6000 | 170.0 | !O! | hub: 125.0 m (TOT: 210.0 m) (10) |
| GU11 | New | 504,061 | 4,383,314 | 349.6 | Siemens Gamesa SG 170 6000 | 170.0 | !O! | hub: 125.0 m (TOT: 210.0 m) (11) |
| GU12 | New | 504,396 | 4,383,761 | 380.0 | Siemens Gamesa SG 170 6000 | 170.0 | !O! | hub: 125.0 m (TOT: 210.0 m) (12) |
| GU13 | New | 505,506 | 4,381,423 | 310.0 | Siemens Gamesa SG 170 6000 | 170.0 | !O! | hub: 125.0 m (TOT: 210.0 m) (13) |

To be continued on next page...

PARK - Main Result

...continued from previous page

| | | UTM (north)-WGS84 Zone: 32 | | | |
|------|-----|----------------------------|-----------|-------|---|
| | | Easting | Northing | Z | Row data/Description |
| | | [m] | | | |
| GU14 | New | 506,299 | 4,381,798 | 366.8 | Siemens Gamesa SG 170 6000 170.0 !O! hub: 125.0 m (TOT: 210.0 m) (14) |
| S2 | New | 507,814 | 4,381,166 | 360.0 | Siemens Gamesa SG 170 6000 170.0 !O! hub: 125.0 m (TOT: 210.0 m) (2) |
| S3 | New | 508,109 | 4,381,635 | 390.0 | Siemens Gamesa SG 170 6000 170.0 !O! hub: 125.0 m (TOT: 210.0 m) (3) |
| S4 | New | 508,645 | 4,381,845 | 400.0 | Siemens Gamesa SG 170 6000 170.0 !O! hub: 125.0 m (TOT: 210.0 m) (4) |

PARK - Power Curve Analysis

WTG: S2 - Siemens Gamesa SG 170 6000 170.0 !O!, Hub height: 125.0 m

Name: SG6.0 170 M1

Source: Scheda tecnica SGRE ON SG 6.0-170

| Source/Date | Created by | Created | Edited | Stop wind speed [m/s] | Power control | CT curve type | Generator type | Specific power kW/m ² |
|-------------|------------|------------|------------|-----------------------|---------------|----------------|----------------|----------------------------------|
| 30/09/2021 | USER | 30/09/2021 | 30/09/2021 | 25.0 | Pitch | Standard pitch | One generator | 0.26 |

HP curve comparison - Note: For standard air density

| Vmean [m/s] | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| HP value Pitch, single generator (2009) [MWh] | 10,208 | 15,646 | 21,143 | 26,202 | 30,256 | 33,937 |
| Siemens Gamesa SG 170 6000 170.0 !O! SG6.0 170 M1 [MWh] | 11,427 | 16,986 | 22,164 | 26,632 | 30,280 | 33,083 |
| Check value [%] | -11 | -8 | -5 | -2 | 0 | 3 |

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.
For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see the windPRO manual.
The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.
Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

Original data, Air density: 1.225 kg/m³

| Wind speed [m/s] | Power [kW] | Cp | Wind speed [m/s] | Ct curve |
|------------------|------------|------|------------------|----------|
| 3.0 | 89.0 | 0.24 | 1.0 | 0.10 |
| 3.5 | 176.0 | 0.30 | 2.0 | 0.10 |
| 4.0 | 325.0 | 0.37 | 3.0 | 0.10 |
| 4.5 | 520.0 | 0.41 | 4.0 | 0.80 |
| 5.0 | 756.0 | 0.44 | 5.0 | 0.82 |
| 5.5 | 1,039.0 | 0.45 | 6.0 | 0.84 |
| 6.0 | 1,375.0 | 0.46 | 7.0 | 0.79 |
| 6.5 | 1,772.0 | 0.46 | 8.0 | 0.72 |
| 7.0 | 2,232.0 | 0.47 | 9.0 | 0.66 |
| 7.5 | 2,760.0 | 0.47 | 10.0 | 0.59 |
| 8.0 | 3,350.0 | 0.47 | 11.0 | 0.53 |
| 8.5 | 3,976.0 | 0.47 | 12.0 | 0.46 |
| 9.0 | 4,582.0 | 0.45 | 13.0 | 0.40 |
| 9.5 | 5,097.0 | 0.43 | 14.0 | 0.33 |
| 10.0 | 5,476.0 | 0.39 | 15.0 | 0.28 |
| 10.5 | 5,720.0 | 0.36 | 16.0 | 0.23 |
| 11.0 | 5,861.0 | 0.32 | 17.0 | 0.20 |
| 11.5 | 5,934.0 | 0.28 | 18.0 | 0.16 |
| 12.0 | 5,970.0 | 0.25 | 19.0 | 0.13 |
| 12.5 | 5,987.0 | 0.22 | 20.0 | 0.12 |
| 13.0 | 5,994.0 | 0.20 | 21.0 | 0.12 |
| 13.5 | 5,998.0 | 0.18 | 22.0 | 0.11 |
| 14.0 | 5,999.0 | 0.16 | 23.0 | 0.11 |
| 14.5 | 6,000.0 | 0.14 | 24.0 | 0.10 |
| 15.0 | 6,000.0 | 0.13 | | |
| 15.5 | 6,000.0 | 0.12 | | |
| 16.0 | 6,000.0 | 0.11 | | |
| 16.5 | 6,000.0 | 0.10 | | |
| 17.0 | 6,000.0 | 0.09 | | |
| 17.5 | 6,000.0 | 0.08 | | |
| 18.0 | 6,000.0 | 0.07 | | |
| 18.5 | 6,000.0 | 0.07 | | |
| 19.0 | 6,000.0 | 0.06 | | |
| 19.5 | 6,000.0 | 0.06 | | |
| 20.0 | 6,000.0 | 0.05 | | |
| 20.5 | 5,998.0 | 0.05 | | |
| 21.0 | 5,788.0 | 0.04 | | |
| 21.5 | 5,678.0 | 0.04 | | |
| 22.0 | 5,568.0 | 0.04 | | |
| 22.5 | 5,458.0 | 0.03 | | |
| 23.0 | 5,348.0 | 0.03 | | |
| 23.5 | 5,237.0 | 0.03 | | |
| 24.0 | 5,128.0 | 0.03 | | |
| 24.5 | 5,017.0 | 0.02 | | |
| 25.0 | 4,907.0 | 0.02 | | |

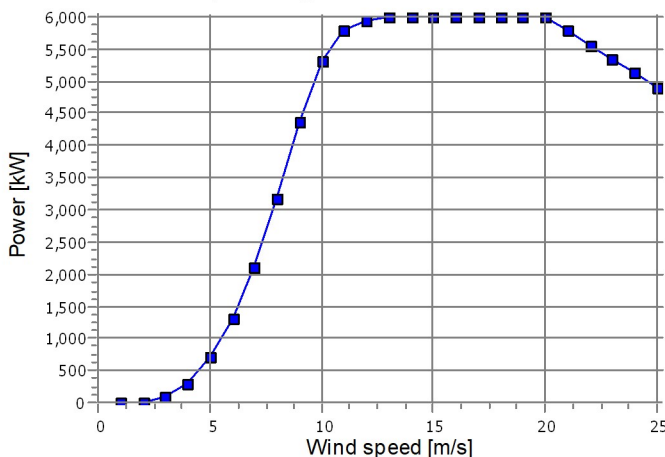
Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1.163 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

| Wind speed [m/s] | Power [kW] | Cp | Interval [m/s] | Energy [MWh] | Acc. Energy [MWh] | Relative [%] |
|------------------|------------|------|----------------|--------------|-------------------|--------------|
| 1.0 | 0.0 | 0.00 | 0.50- 1.50 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 2.0 | 0.0 | 0.00 | 1.50- 2.50 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 3.0 | 79.7 | 0.22 | 2.50- 3.50 | 61.4 | 61.4 | 0.3 |
| 4.0 | 303.9 | 0.36 | 3.50- 4.50 | 250.4 | 311.8 | 1.5 |
| 5.0 | 714.2 | 0.43 | 4.50- 5.50 | 564.6 | 876.4 | 4.2 |
| 6.0 | 1,303.5 | 0.46 | 5.50- 6.50 | 984.3 | 1,860.6 | 8.9 |
| 7.0 | 2,117.8 | 0.47 | 6.50- 7.50 | 1,480.8 | 3,341.4 | 16.0 |
| 8.0 | 3,181.3 | 0.47 | 7.50- 8.50 | 1,998.0 | 5,339.4 | 25.5 |
| 9.0 | 4,372.8 | 0.45 | 8.50- 9.50 | 2,399.2 | 7,738.6 | 37.0 |
| 10.0 | 5,309.2 | 0.40 | 9.50-10.50 | 2,514.4 | 10,253.1 | 49.0 |
| 11.0 | 5,780.2 | 0.33 | 10.50-11.50 | 2,328.9 | 12,582.0 | 60.2 |
| 12.0 | 5,944.0 | 0.26 | 11.50-12.50 | 1,986.5 | 14,568.5 | 69.6 |
| 13.0 | 5,988.2 | 0.21 | 12.50-13.50 | 1,616.2 | 16,184.7 | 77.4 |
| 14.0 | 5,998.1 | 0.17 | 13.50-14.50 | 1,275.8 | 17,460.5 | 83.5 |
| 15.0 | 6,000.0 | 0.13 | 14.50-15.50 | 982.9 | 18,443.4 | 88.2 |
| 16.0 | 6,000.0 | 0.11 | 15.50-16.50 | 740.7 | 19,184.2 | 91.7 |
| 17.0 | 6,000.0 | 0.09 | 16.50-17.50 | 546.6 | 19,730.8 | 94.3 |
| 18.0 | 6,000.0 | 0.08 | 17.50-18.50 | 395.5 | 20,126.3 | 96.2 |
| 19.0 | 6,000.0 | 0.07 | 18.50-19.50 | 280.8 | 20,407.1 | 97.6 |
| 20.0 | 6,000.0 | 0.06 | 19.50-20.50 | 194.5 | 20,601.5 | 98.5 |
| 21.0 | 5,788.0 | 0.05 | 20.50-21.50 | 130.0 | 20,731.6 | 99.1 |
| 22.0 | 5,568.0 | 0.04 | 21.50-22.50 | 84.5 | 20,816.1 | 99.5 |
| 23.0 | 5,348.0 | 0.03 | 22.50-23.50 | 54.0 | 20,870.1 | 99.8 |
| 24.0 | 5,128.0 | 0.03 | 23.50-24.50 | 34.0 | 20,904.1 | 99.9 |
| 25.0 | 4,907.0 | 0.02 | 24.50-25.50 | 13.1 | 20,917.2 | 100.0 |

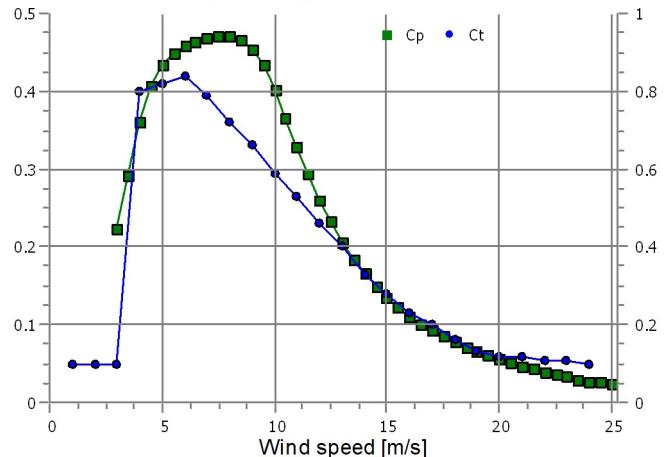
Power curve

For air density: 1.163 kg/m³ and reference climate data



Cp and Ct curve

For air density: 1.163 kg/m³ and reference climate data

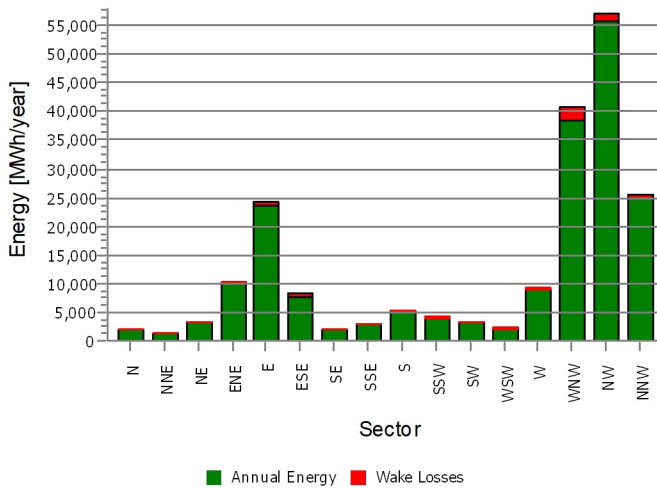


PARK - Production Analysis

WTG: All new WTGs, Air density varies with WTG position 1.159 kg/m³ - 1.169 kg/m³
Directional Analysis

| Sector | 0 N | 1 NNE | 2 NE | 3 ENE | 4 E | 5 ESE | 6 SE | 7 SSE | 8 S | 9 SSW | 10 SW | 11 WSW | 12 W | 13 WNW | 14 NW | 15 NNW | Total | |
|------------------------------------|---------|---------|---------|---------|----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|----------|----------|-----------|-------|
| Roughness based energy [MWh] | 1,653.1 | 1,000.5 | 3,134.6 | 9,365.6 | 22,323.0 | 7,306.7 | 1,718.5 | 2,397.2 | 4,146.1 | 3,224.0 | 2,804.1 | 1,860.3 | 8,122.6 | 36,905.5 | 51,178.2 | 21,514.7 | 178,654.7 | |
| +Increase due to hills [MWh] | 432.2 | 223.7 | 344.4 | 930.8 | 2,002.3 | 968.0 | 382.5 | 569.1 | 1,288.2 | 1,032.8 | 669.9 | 386.8 | 1,171.1 | 3,863.3 | 5,841.4 | 4,046.8 | 24,153.5 | |
| -Decrease due to wake losses [MWh] | 0.0 | 52.5 | 163.6 | 485.1 | 890.0 | 575.9 | 79.0 | 94.0 | 0.1 | 247.0 | 284.2 | 182.2 | 458.9 | 2,362.6 | 1,199.8 | 654.9 | 7,729.9 | |
| Resulting energy [MWh] | 2,085.3 | 1,171.7 | 3,315.4 | 9,811.3 | 23,435.3 | 7,698.9 | 2,022.0 | 2,872.4 | 5,434.2 | 4,009.9 | 3,189.8 | 2,064.9 | 8,834.9 | 38,406.1 | 55,819.8 | 24,906.5 | 195,078.2 | |
| Specific energy [kWh/kW] | | | | | | | | | | | | | | | | | 955 | |
| Specific energy [kWh/kW] | | | | | | | | | | | | | | | | | | 3,613 |
| Increase due to hills [%] | 26.1 | 22.4 | 11.0 | 9.9 | 9.0 | 13.2 | 22.3 | 23.7 | 31.1 | 32.0 | 23.9 | 20.8 | 14.4 | 10.5 | 11.4 | 18.8 | 13.52 | |
| Decrease due to wake losses [%] | 0.0 | 4.3 | 4.7 | 4.7 | 3.7 | 7.0 | 3.8 | 3.2 | 0.0 | 5.8 | 8.2 | 8.1 | 4.9 | 5.8 | 2.1 | 2.6 | 3.81 | |
| Utilization [%] | 32.2 | 27.5 | 15.9 | 18.4 | 17.3 | 18.7 | 26.6 | 27.3 | 38.6 | 38.7 | 34.0 | 31.5 | 23.6 | 17.1 | 18.9 | 27.6 | 20.1 | |
| Operational [Hours/year] | 165 | 117 | 164 | 357 | 758 | 384 | 182 | 229 | 406 | 425 | 339 | 252 | 505 | 1,293 | 1,544 | 847 | 7,966 | |
| Full Load Equivalent [Hours/year] | 39 | 22 | 61 | 182 | 434 | 143 | 37 | 53 | 101 | 74 | 59 | 38 | 164 | 711 | 1,034 | 461 | 3,613 | |

Energy vs. sector



Impact of hills and obstacles vs. sector

