

Comune di : BERCHIDDA

Provincia di: SASSARI

Regione: SARDEGNA



Provincia di Sassari



Regione Autonoma
della Sardegna



PROPONENTE



IVPC Power 8 S.p.A.
Società Unipersonale
Sede legale : 80121 Napoli (NA) - Vico Santa Maria a Cappella Vecchia 11
Sede Operativa : 83100 Avellino - Via Circumvallazione 108
Indirizzo email ivpcpower8@pec.ivpc.com
P.I. 02523350649
Amministratore Unico : Avv. Oreste Vigorito
Società del Gruppo IVPC



OPERA

PROGETTO IMPIANTO EOLICO DI BERCHIDDA

OGGETTO

TITOLO ELABORATO:

Analisi Anemometrica

DATA: DICEMBRE 2022

N°/CODICE ELABORATO

SCALA: 1: ____

R10

Folder:

Tipologia: D(disegno)

Lingua: ITALIANO

N° REVISIONE

DATA

OGGETTO DELLA REVISIONE

ELABORAZIONE

Analisi anemometrica e studio di produzione energetica

Sito di Berchidda, Sassari

The logo for IDNAMIC features a stylized sunburst icon above the company name. The sunburst is composed of several downward-pointing arrowheads. The text 'IDNAMIC' is rendered in a bold, blue, sans-serif font.

IDNAMIC

Sommario

1.	Introduzione e obiettivi	2
2.	Descrizione delle apparecchiature ed analisi statistica dei dati.....	2
2.1.	Documentazione.....	2
2.2.	Identificazione delle stazioni	2
2.3.	Statistica e dati di vento	3
3.	Calcolo della produzione annua	3
3.1.	Dati di input al modello di calcolo	4
3.1.1.	Dati del vento	4
3.1.2.	Stazione anemometrica BRC01 Periodo 06/12/2020 – 01/01/2023.....	4
3.1.3.	Stazione anemometrica BRC02 Periodo 14/12/2020 – 01/01/2023.....	8
3.2.	Densità media dell'aria	12
3.3.	Cartografia	15
3.4.	Rugosità del terreno	15
3.5.	Modello di effetto scia.....	17
3.6.	Disposizione delle turbine	19
3.7.	Tabella turbine per GE-158 (6.1 MW)	20
3.7.1.	Produzione – riassunto GE-158	22
3.7.2.	Incertezza GE-158.....	22
3.7.3.	Producibilità netta	24
4.	Bibliografia e Sitografia.....	27

1. Introduzione e obiettivi

L'obiettivo principale dello studio anemologico eseguito è l'elaborazione dei dati di vento al fine di procedere allo studio della produzione energetica del progetto eolico realizzato per il sito di Berchidda. A tal fine sono state installate due stazioni anemometriche denominate BRC01 e BRC02 rispettivamente da 40 m e 80 m. I dati misurati vanno dal 21 maggio 2015 al 01 ottobre 2022. Si è deciso, inoltre, per validare ulteriormente i dati registrati dalla stazione anemometrica di utilizzare un'ulteriore stazione installata sempre nel territorio di Berchidda denominata BRC02 da 80 m. I dati misurati vanno dal 06 dicembre 2020 al 01 gennaio 2023 per la stazione BRC01 mentre per la torre BRC02 i dati vanno dal 14 dicembre 2020 al 1 gennaio 2023. Si è scelto dunque di correlare e adattare i dati della BRC01 con quelli della torre BRC02 tramite il processo del MCP (Measure Correlate and Predict), al fine di ridurre l'incertezza nelle stime della produzione di energia.

I risultati della campagna anemologica sono riportati all'interno della seguente relazione. Le caratteristiche tecniche principali del progetto eolico in esame sono riportate nella Tabella 1:

Tipologie turbina	GE-158
Numero Aerogeneratori	5
Potenza nominale aerogeneratore	6.1 MW
Potenza nominale parco	30.5 MW
Altezza mozzo	101 m
Producibilità netta stimata	78 GWh/anno
Produzione specifica	2566 MWh/MW (ore equivalenti)
Efficienza del parco	99.62%

Tabella 1 - Caratteristiche principali del progetto eolico analizzato.

2. Descrizione delle apparecchiature ed analisi statistica dei dati

Per la caratterizzazione anemologica dell'area interessata all'intervento sono state installate dalla società IVPC srl due stazioni anemometriche dotate di registratore elettronico dei dati (logger). Per le valutazioni e le stime della presente relazione sono stati utilizzati i dati provenienti dall'apparecchiatura denominata dai tecnici Berchidda BRC01.

2.1. Documentazione

Costituiscono parte integrante della presente relazione entrambi i report dell'analisi periodica nonché i dati relativi alla strumentazione utilizzata per la misurazione e l'ubicazione delle stesse.

2.2. Identificazione delle stazioni

Le posizioni delle torri nelle carte geografiche si determinano sfruttando le coordinate in UTM WGS 84 e l'altitudine; queste vengono acquisite per mezzo del GPS (Global

Positioning System), le posizioni delle torri anemometriche utilizzate ai fini dell'analisi sono riportate nella Tabella 2, mentre nella Figura 1 è riportata la vista satellitare dell'ubicazione delle due torri utilizzate:

Codice torre	Fuso	UTM WGS84 X	UTM WGS84 Y	Quota (m)
BRC01	32T	521673	4520325	583
BRC02	32T	523721	4520763	556

Tabella 2 - Coordinate UTM WGS 84 e altitudine delle stazioni anemometriche considerate.

Figura 1 – Immagine satellitare delle ubicazioni delle due stazioni anemometriche analizzate.

2.3. Statistica e dati di vento

I dati grezzi rilevati, ovvero intensità media e direzione del vento ogni dieci minuti, vengono registrati su schede di memoria all'interno di un datalogger contenuto in una cassetta posta alla base della torre; una volta scaricati i “dati grezzi”, è possibile effettuare il trattamento e la validazione, ovvero un controllo manuale dei dati attraverso un software ad hoc (sviluppato e realizzato da SecondWind Inc. e da Ammonit).

La statistica è stata effettuata secondo le metodologie riportate in [1]. La rosa dei venti è stata suddivisa in 12 settori. La caratterizzazione anemologica è fortemente influenzata, come ben noto, dall'alternarsi delle stagioni.

Per rappresentare i dati di vento si usa la funzione di distribuzione di Weibull in modo da descrivere in forma compatta la distribuzione di frequenza della velocità. La funzione a due parametri di Weibull è matematicamente espressa da:

$$f(u) = \frac{k}{A} \left(\frac{u}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{A}\right)^k}$$

dove $f(u)$ è la frequenza di occorrenza della velocità u , A è il parametro di scala e k il parametro di forma. [1].

3. Calcolo della produzione annua

Le elaborazioni, le stime e le valutazioni in seguito descritte sono state effettuate con il programma WindFarmer [1] per il calcolo della produzione. Il programma utilizza i dati anemologici per calcolare il vento geostrofico (vento indisturbato) per una superficie di diversi km di raggio. Sovrapponendo tale modello del territorio, il programma valuta l'andamento della velocità media annua e, più in generale, i parametri statistici della distribuzione della velocità media annua in punti arbitrari di tale superficie, tenendo conto

della sua natura orografica, della rugosità del terreno e dell'eventuale presenza di ostacoli al flusso del vento. Il campo di velocità fornito dal modello è tridimensionale e ciò consente di disporre in modo naturale anche del profilo della velocità media del vento a varie altezze dal suolo. Pertanto il modello necessita dei parametri del territorio quali l'orografia, la rugosità ostacoli fisici al flusso e i parametri dinamici quali il campo di vento. I primi vengono forniti sotto forma di modello territoriale i secondi sotto forma di distribuzione di Weibull.

3.1. Dati di input al modello di calcolo

3.1.1. *Dati del vento*

Il modello di calcolo WASP sulla base dei dati misurati dall'anemometro e dalle condizioni orografiche e di rugosità in corrispondenza del punto di installazione elabora un file di dati (file con estensione .wrg (ovvero la Wind Resource Grid) che viene utilizzato per il calcolo della velocità del vento all'altezza del mozzo turbina. Il WRG è generato dal programma WASP ed è un file di testo contenente le frequenze. Il dettaglio della statistica è riportato nei report allegati.

Il formato WRG convenzionale (reso quasi universale dal software WASP) è un file di testo contenente le frequenze previste e i parametri Weibull (A e k) per ciascuno dei 12 o 16 settori di direzione per ogni punto all'interno dell'area del progetto. I punti sono tipicamente distanziati tra loro da 10 a 50 m in una griglia regolare, fornendo una buona definizione della variazione spaziale della risorsa eolica.

Un file correlato che di solito è richiesto è chiamato WRG puntuale. Questa è la risorsa eolica modellata nella posizione precisa di ciascun mast, in un formato molto simile a un file WRG ma con una singola riga di dati. Poiché le torri non si trovano generalmente esattamente al centro di un punto della griglia, i valori WRG puntuali di solito differiscono da quelli del punto della griglia più vicino nel WRG. Le informazioni contenute nel WRG puntuale vengono utilizzate dal software di progettazione dell'impianto per calcolare i rapporti di accelerazione per l'estrapolazione della risorsa osservata ad altri punti dell'area di progetto.

3.1.2. *Stazione anemometrica BRC01 Periodo 06/12/2020 – 01/01/2023*

La stazione denominata BRC01 è installata ad una quota di 583 m slm. Le coordinate di installazione sono: 32T 521673 4520325. La torre è di tipo traliccio con altezza di 40 m. I dati registrati dal datalogger per ogni canale di misura di velocità e direzione nell'intervallo di elaborazione (10 minuti), sono i seguenti:

- Valore istantaneo
- Valore medio
- Valore massimo
- Valore minimo
- Deviazione standard

Si riporta in Tabella 3 le statistiche dei dati della stazione BRC01.

Variable	Speed 40 m	Speed 30 m	Speed 20 m
<i>Measurement height (m)</i>	40	30	20
<i>Mean wind speed (m/s)</i>	5.594	5.207	4.860
<i>MoMM wind speed (m/s)</i>	5.580	5.192	4.851
<i>Min wind speed (m/s)</i>	0.304	0.172	0.324
<i>Max wind speed (m/s)</i>	26.640	24.929	23.452
<i>Weibull k</i>	1.634	1.644	1.682
<i>Weibull A (m/s)</i>	6.251	5.821	5.442
<i>Mean power density (W/m²)</i>	243	194	153
<i>Mean energy content (kWh/m²/yr)</i>	2129	1703	1343
<i>Energy pattern factor</i>	2.411	2.393	2.322
<i>Possible data points</i>	108807		
<i>Valid data points</i>	107798	107798	107798
<i>Missing data points</i>	1009	1009	1009
<i>Data recovery rate (%)</i>	99.07	99.07	99.07

Tabella 3 - Statistiche dei dati anemometrici della stazione BRC01.

Si osservi che nell'intero periodo di misura la velocità media a 40 m di quota è pari 5.594. La disponibilità complessiva dei dati a 40 m è del 99.07%. Per l'anemometro a 30 m di quota la velocità media nell'intero periodo di misura è pari a 5.207 m/s. la disponibilità dei dati è del 99.07%. Infine per l'anemometro a 20 m di quota la velocità media nell'intero periodo di misura è pari a 4.86 m/s e la disponibilità dei dati è del 99.07%.

-	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°
A [m/s]	5,1	5,1	5,1	3,8	3,1	3,4	5,3	7,7	8,0	9,9	7,0	5,7
k	1,58	2,28	2,48	1,81	1,36	1,00	1,47	2,18	2,13	1,62	1,33	2,05
U [m/s]	4,57	4,48	4,53	3,34	2,88	3,42	4,77	6,79	7,06	8,85	6,45	5,01
P [W/m ²]	148	93	90	49	47	145	186	338	387	1034	540	143
f [%]	14,4	14,3	7,2	2,9	2,4	3,2	6,9	26,4	13,6	4,1	1,7	2,9

Tabella 4 - Weibull (k , A), frequency (-) and average wind speed (m/s) versus sector. A and U are given in m/s and the frequencies of occurrence in per mille and per cent (f) – stazione BRC01.

Nelle Figure 2 - 3 sono riportate le medie statistiche stagionali e giornaliere della velocità del vento alle tre altezze di misura.

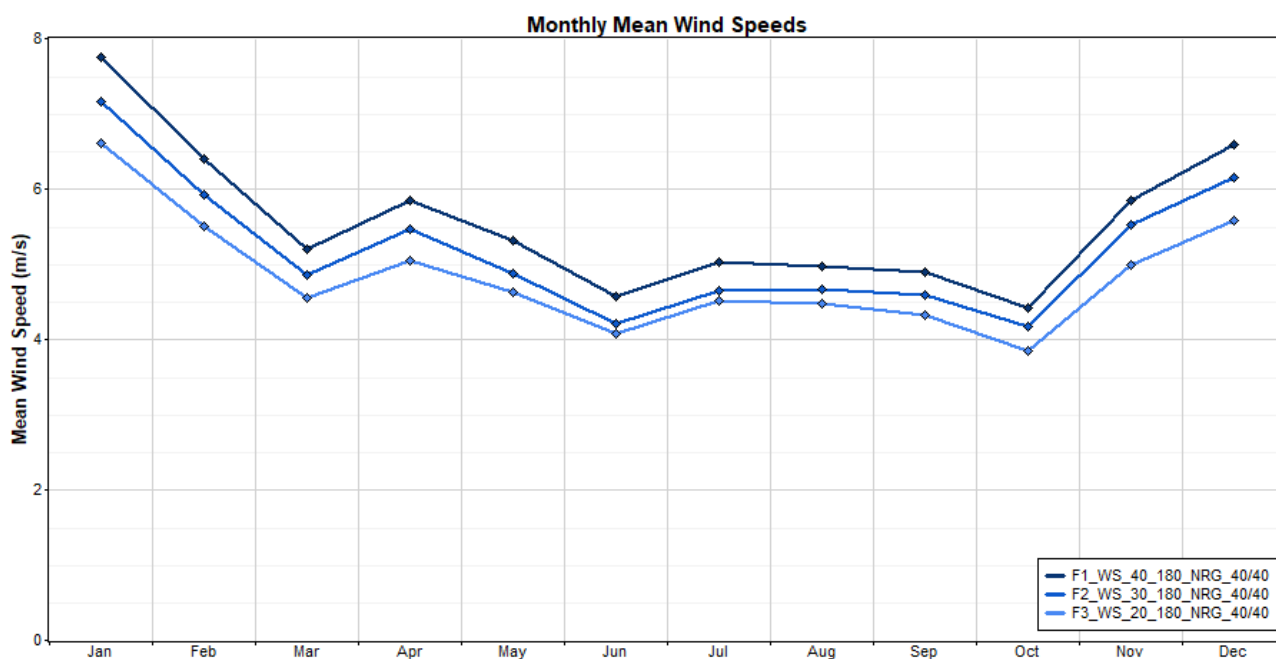


Figura 2 - Velocità media rilevata mensilmente – stazione BRC01.

Si può notare della Figura 2 che il profilo stagionale dei dati presenta una ventosità più elevata nei mesi invernali rispetto a quelli estivi.

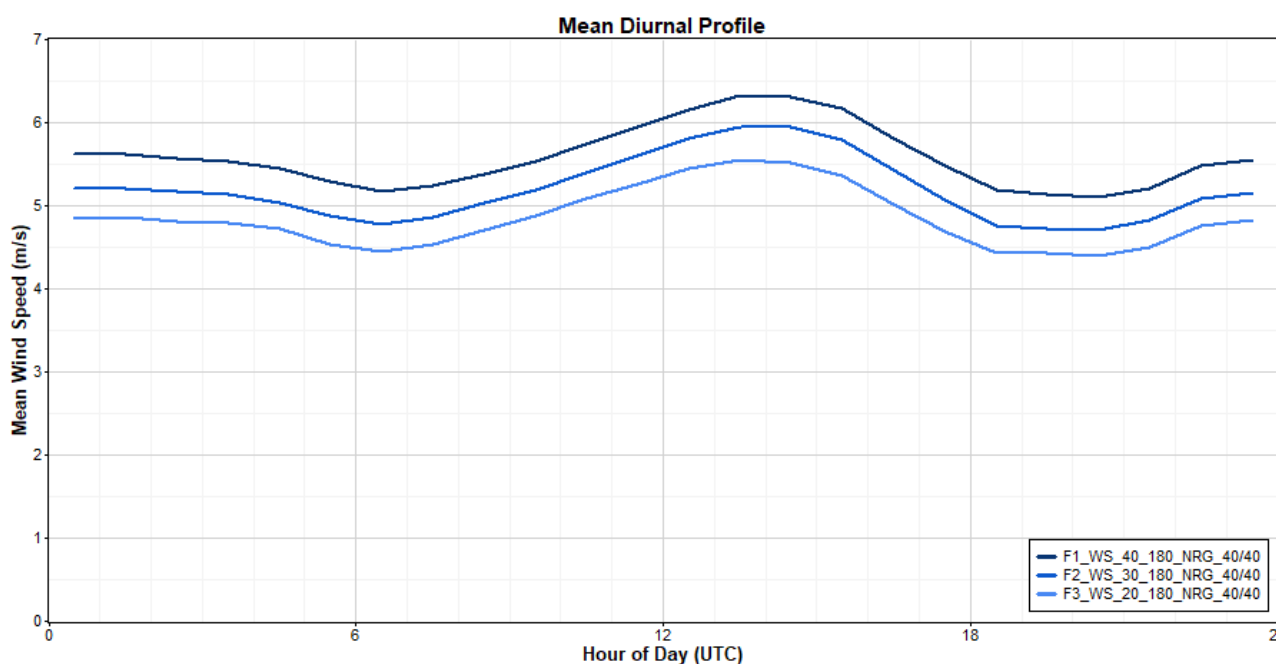


Figura 3 - Profilo giornaliero alle tre altezze di misura - stazione BRC01.

Il profilo giornaliero indica una ventosità leggermente più accentuata durante le ore pomeridiane rispetto alle ore diurne, con un massimo che si raggiunge intorno alle 13:00. In virtù della presenza di sensori di velocità a tre diverse altezze, si riporta in Figura 4 il profilo verticale (wind-shear), nella posizione dell'anemometro.

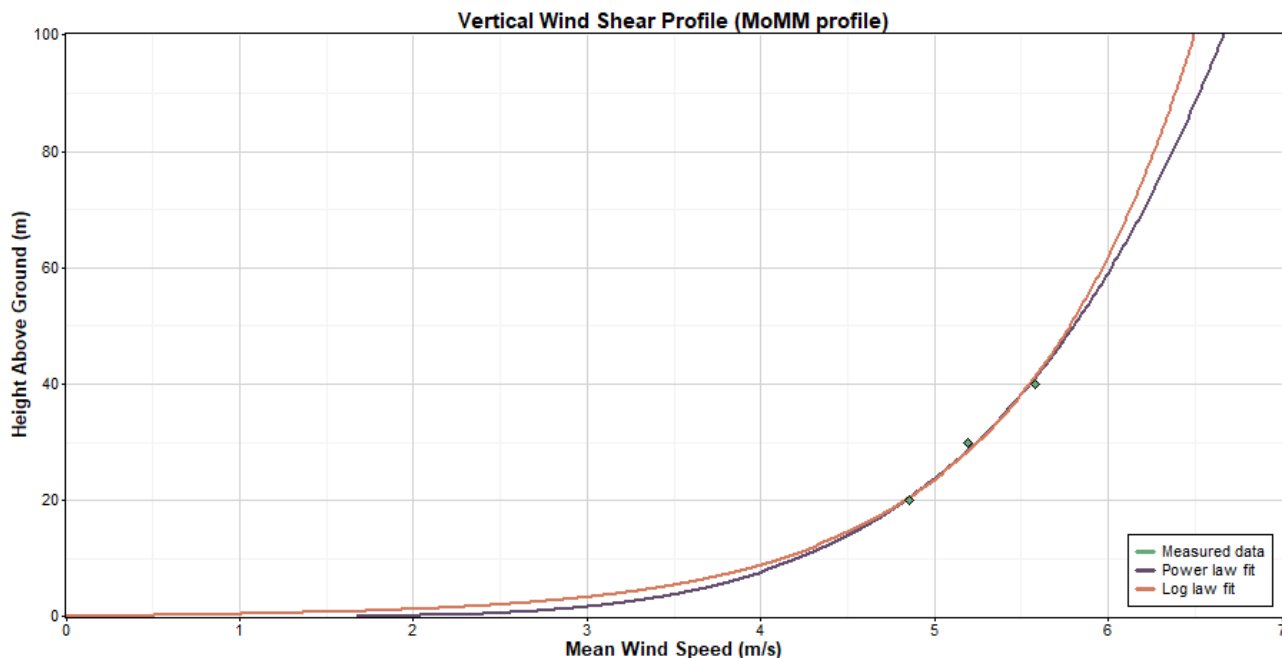


Figura 4 - Interpolazione log/esponenziale del profilo verticale di velocità nella posizione dell'anemometro – stazione BRC01.

La distribuzione in frequenza delle misure di velocità rilevate sul sito a 40 m di altezza rispetto al terreno è riportata in Figura 5.

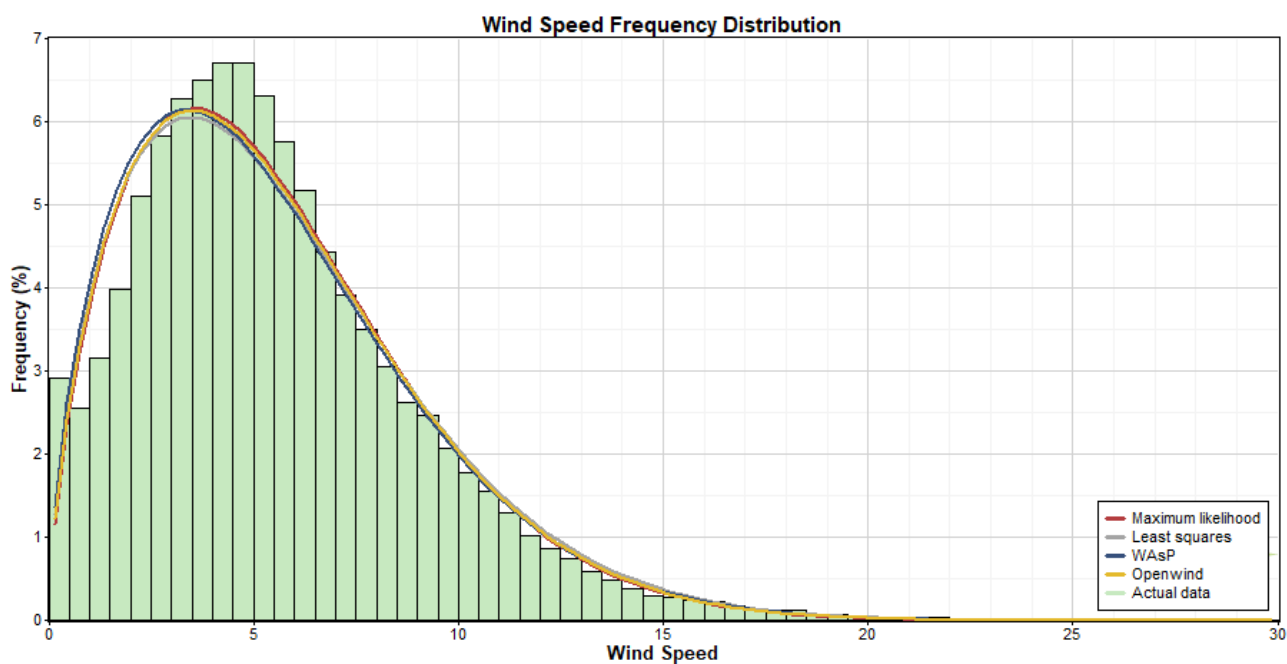


Figura 5 - Distribuzione in frequenza del vento a 40 m con relativo fitting di Weibull – stazione BRC01.

La distribuzione in frequenza di Figura 5 mostra un andamento per lo più regolare, con un massimo di frequenza intorno a circa 5 m/s. E' inoltre rappresentato il fitting dei dati sperimentali con distribuzione di Weibull, e i relativi parametri di scala e di forma, indicativi della velocità media e della variabilità relativa. In Figura 6 è quindi riportata la

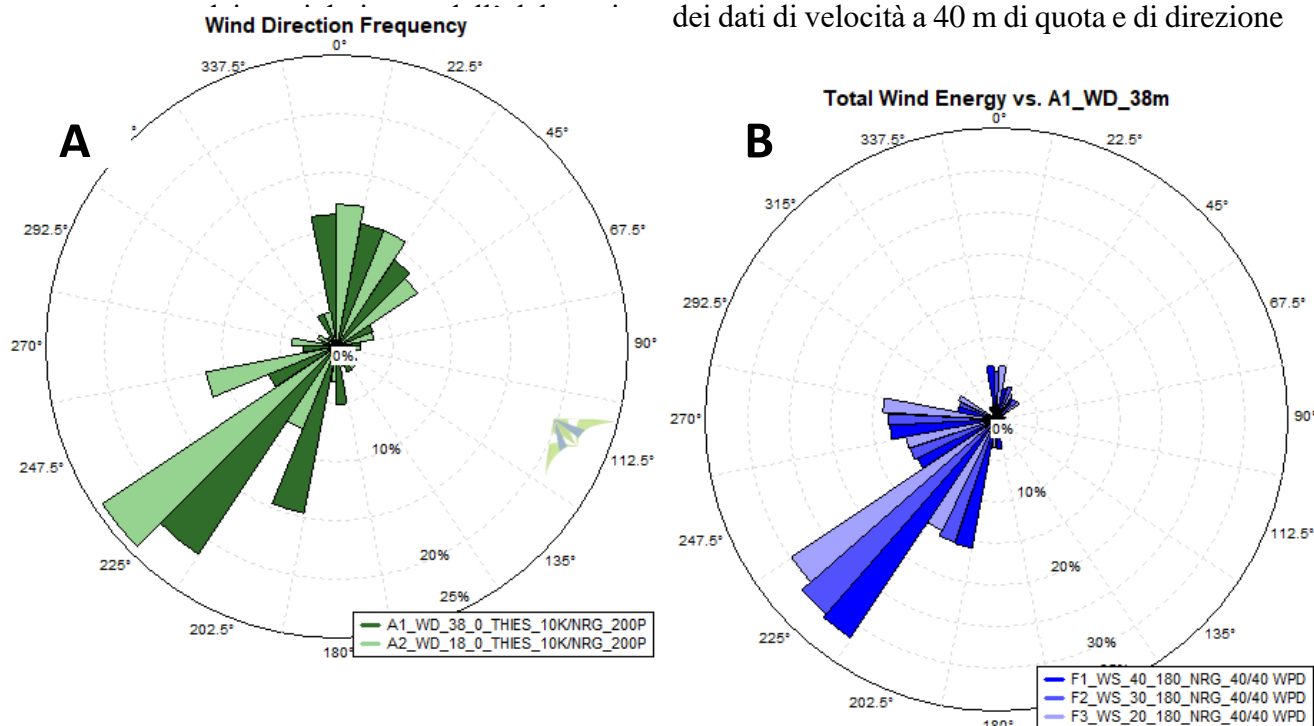


Figura 6 - Rosa dei venti. A) distribuzione per settori della frequenza del vento a 100-90-80 m di altezza; B) distribuzione dell'energia disponibile – stazione BRC01.

Si noti in Figura 6 A e B che in termini di frequenza, ma soprattutto in termini di energia, risulta predominante in primo luogo il settore Nord-Ovest e in secondo luogo il settore Ovest.

3.1.3. Stazione anemometrica BRC02 Periodo 14/12/2020 – 01/01/2023

La stazione denominata BRC02 è installata ad una quota di 556 m slm. Le coordinate di installazione sono: 32T 523721 4520763. La torre è di tipo tralicciata con altezza di 80 m. I dati registrati dal datalogger per ogni canale di misura di velocità e direzione nell'intervallo di elaborazione (10 minuti), sono i seguenti:

- Valore istantaneo
- Valore medio
- Valore Massimo
- Valore minimo
- Deviazione standard

Si riportano in Tabella 5 le statistiche dei dati della stazione.

Variable	Speed 80 m	Speed 70 m	Speed 60 m
<i>Measurement height (m)</i>	80	70	60
<i>Mean wind speed (m/s)</i>	6.705	6.316	6.324
<i>MoMM wind speed (m/s)</i>	6.706	6.406	6.389
<i>Min wind speed (m/s)</i>	0.303	0.448	0.302
<i>Max wind speed (m/s)</i>	28.836	28.308	28.202
<i>Weibull k</i>	1.650	1.640	1.655
<i>Weibull A (m/s)</i>	7.498	7.060	7.074
<i>Mean power density (W/m²)</i>	415	348	345
<i>Mean energy content (kWh/m²/yr)</i>	3631	3049	3024
<i>Energy pattern factor</i>	2.381	2.400	2.371
<i>Possible data points</i>	107622		
<i>Valid data points</i>	71542	97196	99633
<i>Missing data points</i>	36080	10426	7989
<i>Data recovery rate (%)</i>	66.48	90.31	92.58

Tabella 5 - Statistiche dei dati anemometrici della stazione BRC02.

Si osservi che nell'intero periodo di misura la velocità media a 80 m di quota è pari 6.705. La disponibilità complessiva dei dati a 80 m è del 66.5%. Per l'anemometro a 70 m di quota la velocità media nell'intero periodo di misura è pari a 6.316 m/s. la disponibilità dei dati è del 90.3%. Infine per l'anemometro a 60 m di quota la velocità media nell'intero periodo di misura è pari a 6.324 m/s e la disponibilità dei dati è del 92.6%.

-	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°
A [m/s]	7,1	5,3	5,3	4,0	3,3	2,7	3,3	8,4	10,5	10,5	7,3	6,2
k	1,67	1,64	2,30	1,97	1,56	1,37	1,70	2,06	2,63	1,64	1,33	2,20
U [m/s]	6,33	4,74	4,70	3,53	2,98	2,48	2,94	7,45	9,33	9,39	6,70	5,47

P [W/m ²]	364	156	107	52	42	29	36	470	756	1217	609	175
f [%]	7,2	13,5	11,8	4,2	2,5	1,8	2,8	19,7	27,7	4,8	2,0	2,0

Tabella 6 - Weibull (k, A), frequency (-) and average wind speed (m/s) versus sector. A and U are given in m/s and the frequencies of occurrence in per mille and per cent (f) – stazione BRC02.

Nelle Figure 7 - 8 sono riportate le medie statistiche stagionali e giornaliere della velocità del vento alle tre altezze di misura.

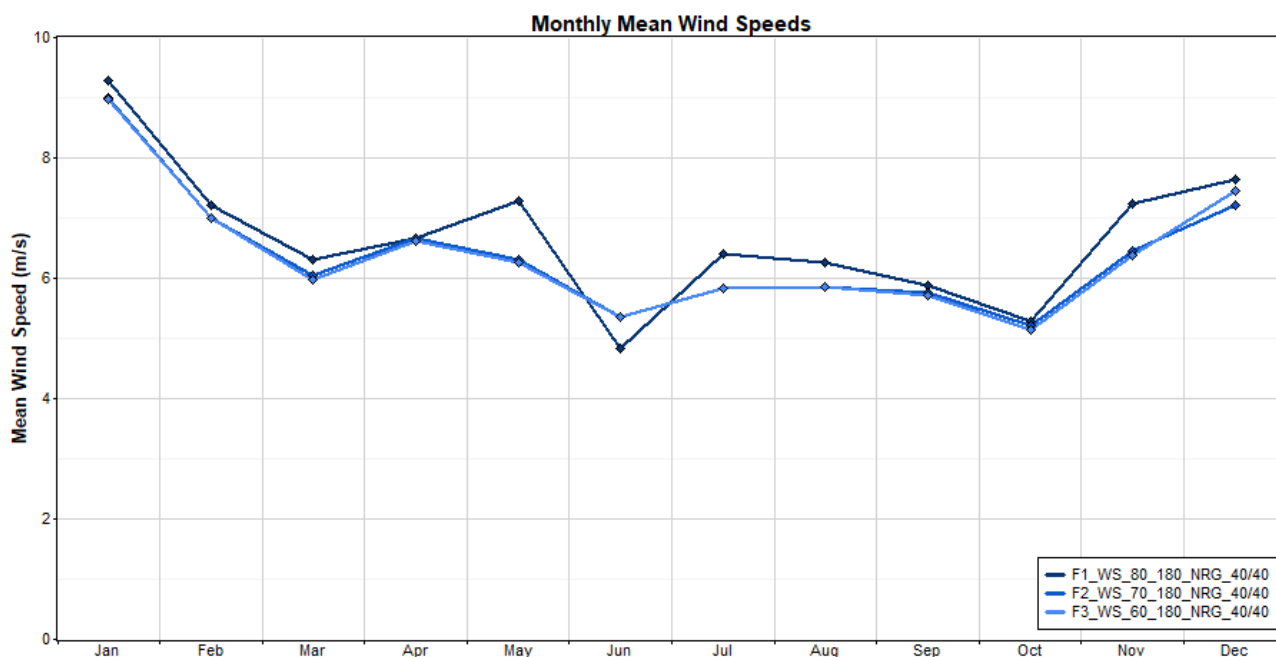


Figura 7 - Velocità media rilevata mensilmente – stazione BRC02.

Si può notare della Figura 7 che il profilo stagionale dei dati presenta una ventosità più elevata nei mesi invernali rispetto a quelli estivi.

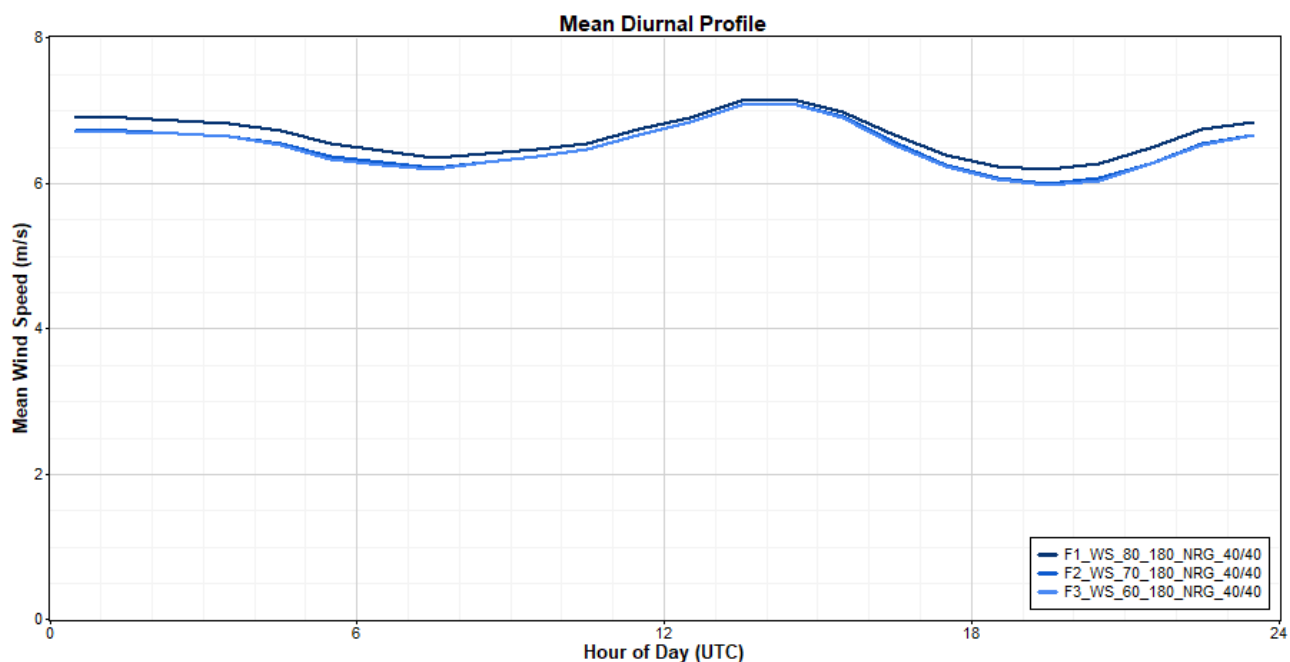


Figura 8 - Profilo giornaliero all'altezza di misura - stazione BRC02.

Dalla Figura 8 che mostra l'andamento del profilo giornaliero della ventosità alle varie altezze di misura del vento, si evince come in questo caso la ventosità risulta essere distribuita in maniera abbastanza uniforme durante le ore del giorno. La distribuzione in frequenza delle misure di velocità rilevate sul sito a 80 m di altezza rispetto al terreno è riportata in Figura 9.

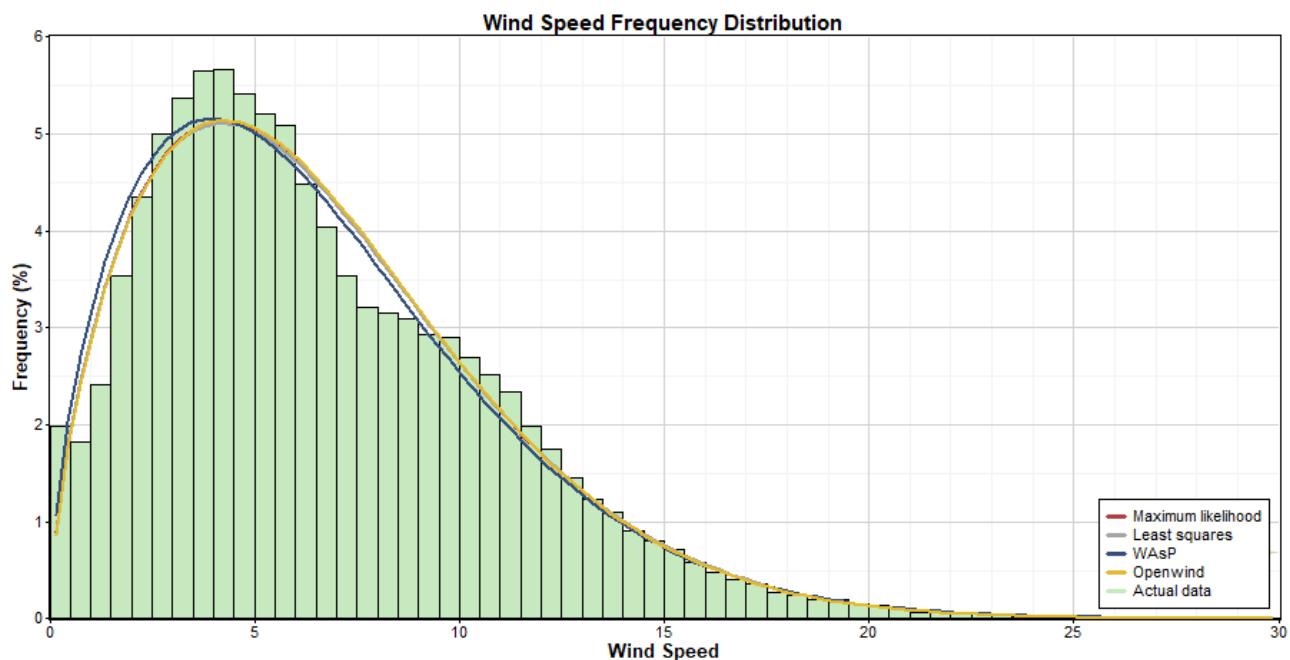


Figura 9 - Distribuzione in frequenza del vento a 10 m con relativo fitting di Weibull – stazione BRC02.

La distribuzione in frequenza di Figura 9 mostra un andamento per lo più regolare, con un massimo di frequenza intorno a 5 m/s. E' inoltre rappresentato il fitting dei dati sperimentali con distribuzione di Weibull, e i relativi parametri di scala e di forma, indicativi della velocità media e della variabilità relativa. In figura 10 è quindi riportata la

rosa dei venti derivante dall'elaborazione dei dati di velocità a 78 m di quota e di direzione a 10 m.

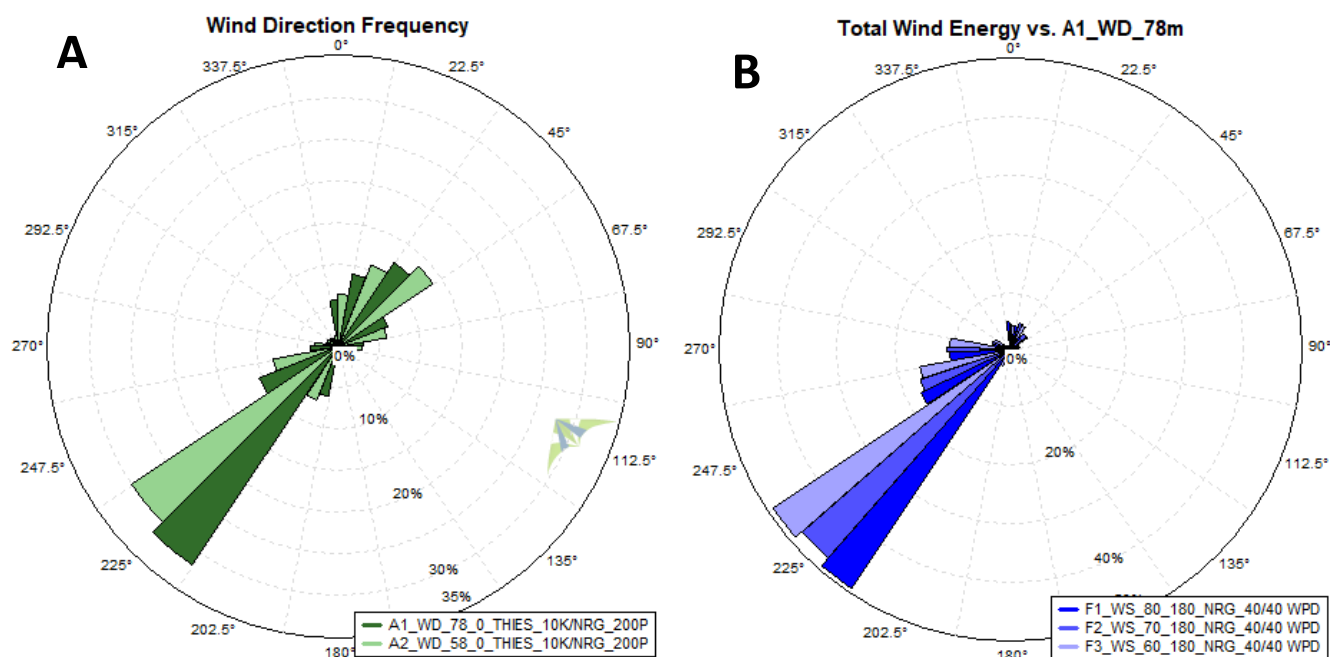


Figura 10 - Rosa dei venti. A) distribuzione per settori della frequenza del vento a 80-78-25 m di altezza; B) distribuzione dell'energia disponibile – stazione BRC02.

Si noti in figura 10 A e B che in termini di frequenza, ma soprattutto in termini di energia, risulta predominante il settore, e il settore Ovest e Sud-Ovest.

3.2. Densità media dell'aria

La densità dell'aria è definita come la massa di una quantità dell'aria divisa dal suo volume. Per calcolarla si fa riferimento alla seguente formula:

$$\rho = \frac{M p}{R T}$$

Con:

ρ è la densità dell'aria [kg/m^3];

p è la pressione atmosferica aria secca [kPa];

R Costante specifica per l'aria secca [$8.314472 \text{ m}^3\text{kPaK}^{-1}\text{kmol}^{-1}$];

M è la massa molare [kg/kmol];

T Temperature assoluta [K]

La densità media dell'aria è stata stimata circa **1.138 kg/m³**, dall'analisi della variazione della temperatura e della pressione atmosferica per tutto il periodo di registrazione.

Turbina e curva di potenza

E' stato individuato un tipo di turbina per il layout del sito in Montefalcone che ha le seguenti specifiche, riportate nella Tabella 7:

<i>Nome Turbina</i>	<i>Potenza nominale (kW)</i>	<i>Altezza mozzo (m)</i>	<i>Diametro del rotore (m)</i>
GE-158	6100.0	101.0	158.0

Tabella 7 - Specifiche tecniche GE-158.

Di seguito, in Figura 11 la curva di potenza relativa alla specifica turbina e la tabella che ne riporta i valori specifici:

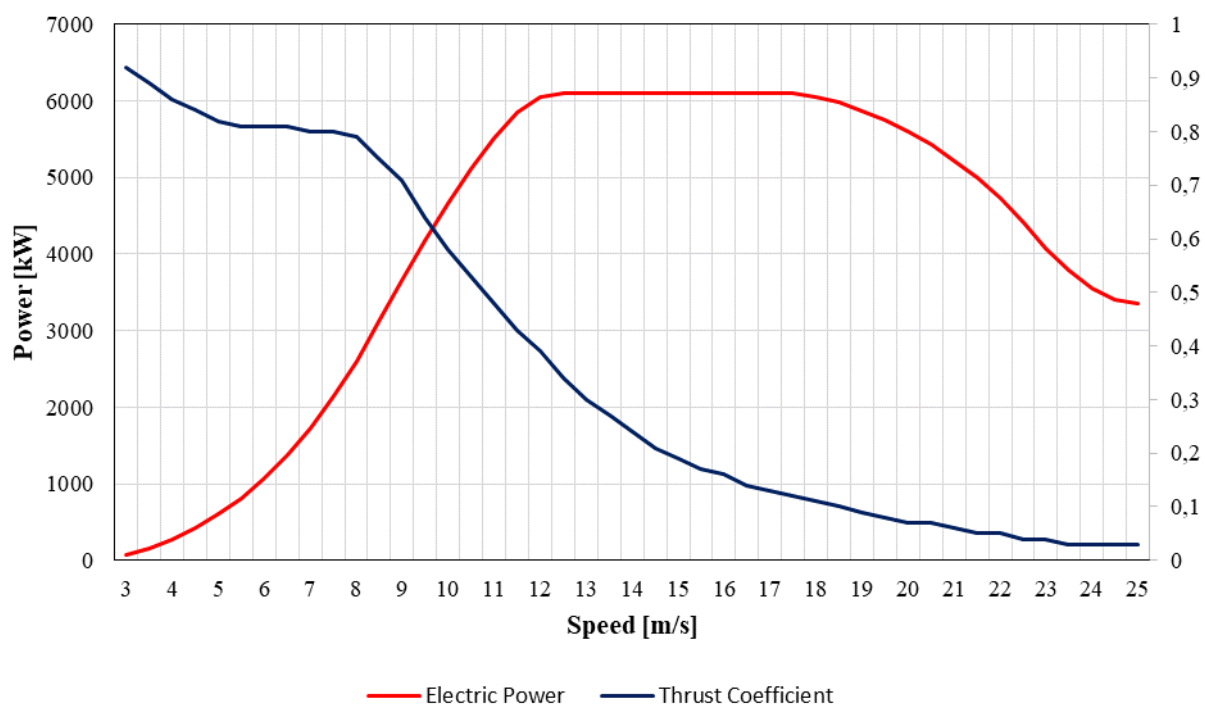


Figura 11 – GE-158 (6.1 MW) – Power Curve.

<i>Velocità del vento ad altezza mozzo (m/s)</i>	<i>Potenza elettrica (kW)</i>	<i>Coefficiente di spinta (-)</i>
3,0	67,0	0,920
3,5	158,0	0,890
4,0	276,0	0,860
4,5	422,0	0,840
5,0	600,0	0,820
5,5	816,0	0,810
6,0	1073,0	0,810
6,5	1376,0	0,810
7,0	1729,0	0,800
7,5	2141,0	0,800
8,0	2604,0	0,790
8,5	3117,0	0,750
9,0	3653,0	0,710
9,5	4180,0	0,640
10,0	4669,0	0,580
10,5	5122,0	0,530
11,0	5523,0	0,480
11,5	5854,0	0,430
12,0	6056,0	0,390
12,5	6100,0	0,340
13,0	6100,0	0,300
13,5	6100,0	0,270
14,0	6100,0	0,240
14,5	6100,0	0,210
15,0	6100,0	0,190
15,5	6100,0	0,170
16,0	6100,0	0,160
16,5	6100,0	0,140
17,0	6100,0	0,130
17,5	6100,0	0,120
18,0	6055,0	0,110
18,5	5980,0	0,100
19,0	5873,0	0,090
19,5	5753,0	0,080
20,0	5607,0	0,070
20,5	5429,0	0,070
21,0	5222,0	0,060
21,5	4989,0	0,050
22,0	4723,0	0,050
22,5	4413,0	0,040
23,0	4075,0	0,040
23,5	3784,0	0,030
24,0	3549,0	0,030
24,5	3406,0	0,030
25,0	3349,0	0,030

Tabella 8 – GE-158 (6.1MW) – Power Curve.

3.3. Cartografia

L'analisi è stata fatta utilizzando la carta serie 50 alla scala 1:50.000 con i soli dati orografici (solo curve di livello e punti quota) in formato "vector" (file dwg, georeferenziazione in UTM-WGS84) del foglio ove è situato l'anemometro di Montefalcone, sviluppato da software specifici. La risoluzione di digitalizzazione delle curve di livello è di 5 mt in prossimità della zona di installazione. In Figura 12 è riportata l'immagine del modello orografico ricavato dal programma WaSP.

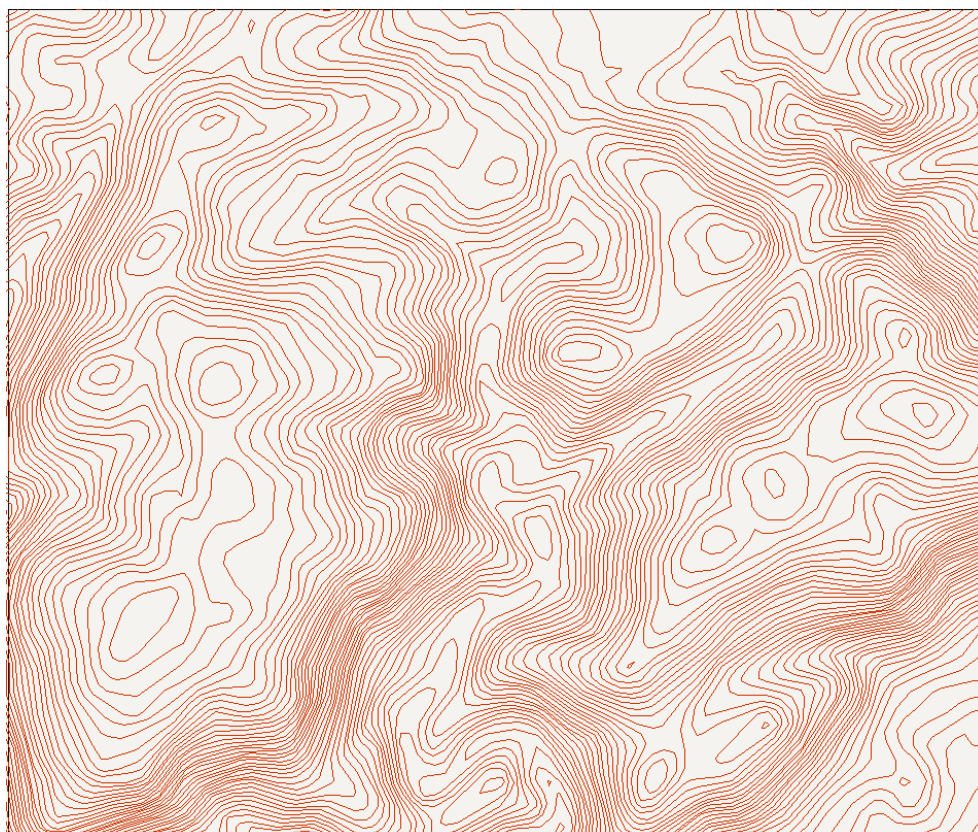


Figura 12 – Modello orografico ricavato dal Wasp.

3.4. Rugosità del terreno

La lunghezza di rugosità è probabilmente il parametro più importante per prevedere il comportamento del vento. Sfortunatamente è anche uno dei più difficile da definire con un ragionevole livello di attendibilità. Esistono vari modi per determinare il valore di Z_0 . Un approccio molto comune consiste nell'usare il proprio giudizio ed eseguire confronti con siti per cui Z_0 è stato determinato tramite misure. In Tabella 9 è riportato l'elenco delle descrizioni del tipo di terreno e i corrispondenti valori di Z_0 e α .

Z_0 (m)	α (Classe)	Descrizione: tipo di terreno
0.00001	---	Fango, ghiaccio

0.0001	---	Mare aperto senza onde
0.0003	0.10	Sabbia
0.001	---	Superficie innevata
0.005	0.13	Terreno spoglio
0.01	---	Erba bassa, steppa
0.03	---	Maggese
0.05	0.19	Terreno coltivato aperto
0.3	---	Ripari
0.5	---	Foreste e boschi
0.8	---	Zona suburbana

Tabella 9 – Caratterizzazione della rugosità del terreno.

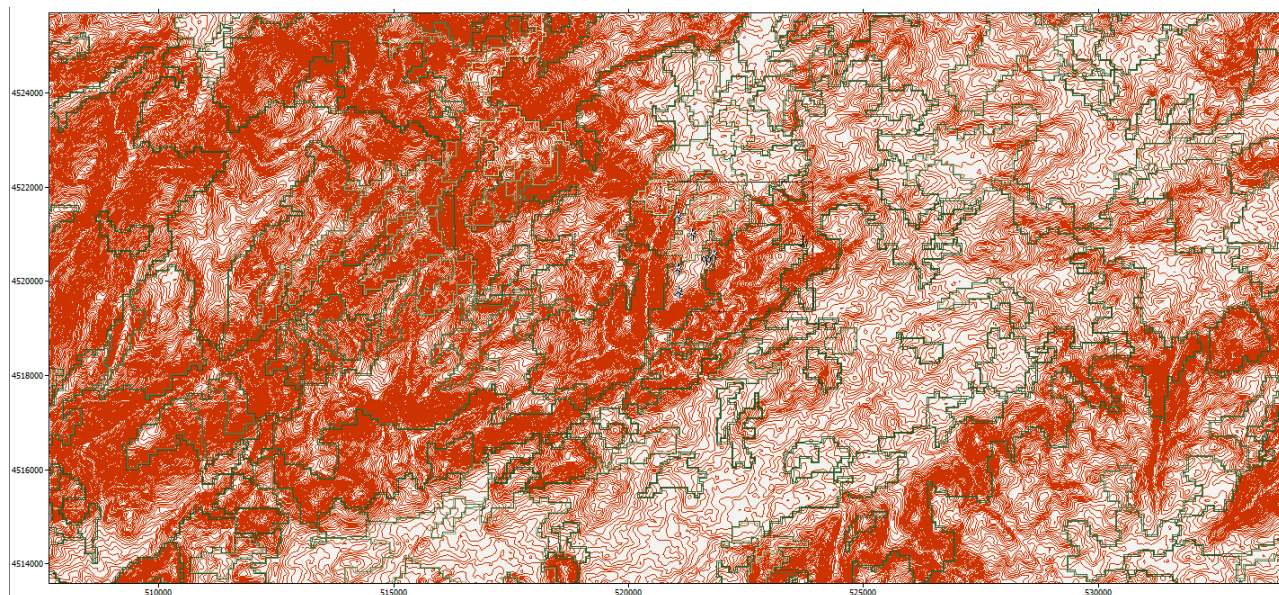


Figura 13 – Mappa vettoriale Wasp per la caratterizzazione della rugosità del sito.

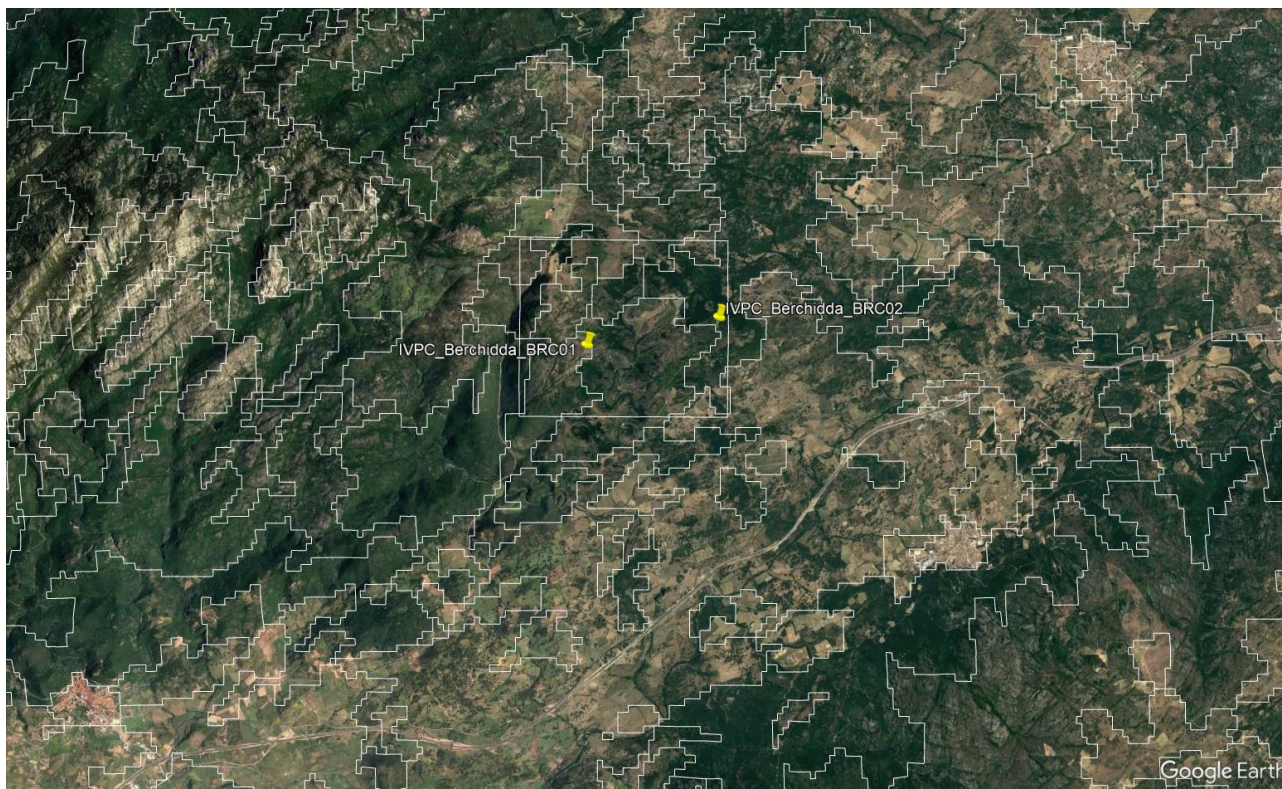


Figura 14 - Immagine da Google Earth per la caratterizzazione della rugosità del sito (16km x 30km).

Per questo sito il valore attribuito per la rugosità varia da 0.03 a 1.2 a seguito di immagine satellitare e dal database CORINE disponibile online (presenza di ripari e di arbusti di media altezza, ma anche di terreno coltivato aperto).

3.5. Modello di effetto scia

La quantificazione dell'effetto scia, riduzione della velocità in corrispondenza del mozzo della turbina posteriore ad un'altra rispetto alla direzione di provenienza del vento, è stata calcolata considerando le 4 macchine relative al progetto. Bisogna tenere conto che il problema delle scie è molto complesso, infatti mentre le equazioni fisiche di base sono ben comprese, una soluzione numerica completa al problema della scia rimane alle capacità dei computer di oggi. Attualmente sono ampiamente utilizzati due modelli, il modello Park ed il modello EV (Eddy Viscosity). Il modello Park è stato sviluppato intorno al 1980 ed è stato implementato nel software WAsP così come nella maggior parte dei software di progettazione per gli impianti eolici. Il modello caratterizza una scia di turbina attraverso due parametri: la larghezza e il deficit di velocità rispetto alla velocità del flusso libero. Si presume che la larghezza D sia inizialmente uguale al diametro del rotore e cresce linearmente con la distanza a valle del rotore:

$$D(x) = D_0(1 + 2kx)$$

Qui D_0 è il diametro del rotore (in metri), k è la costante di decadimento e x è la distanza a valle del rotore (espresso in diametri del rotore). Il deficit di velocità δv (come frazione della velocità del flusso libero) si presume sia costante per tutta la larghezza ed è dato

dall'equazione:

$$\delta v(x) = (1 - \sqrt{1 - C_t}) \left(\frac{D_0}{D(x)} \right)^2$$

C_t è il coefficiente di fiducia della turbina, parametro che rappresenta la quantità di forza generata dal rotore contro il vento. Insieme alla curva di potenza della turbina, C_t è specificato dal produttore e varia con la velocità.

Il modello Eddy Viscosity è stato sviluppato alla fine degli anni '80 all'incirca nello stesso periodo del modello Park. A differenza di Park, che adotta un approccio prettamente empirico, il modello Eddy Viscosity è una sorta di modello CFD che risolve in forma semplificata le seguenti equazioni di Navier-Stokes:

$$U \frac{\delta U}{\delta x} + V \frac{\delta U}{\delta r} = \frac{\varepsilon}{r} \delta \left(\frac{r \delta U}{\delta r} \right)$$

Il Windfarmer utilizzato come software di analisi AEP Gross e Netta, utilizza, nel caso di layout già ottimizzati, il modello Eddy Viscosity.

3.6. Disposizione delle turbine

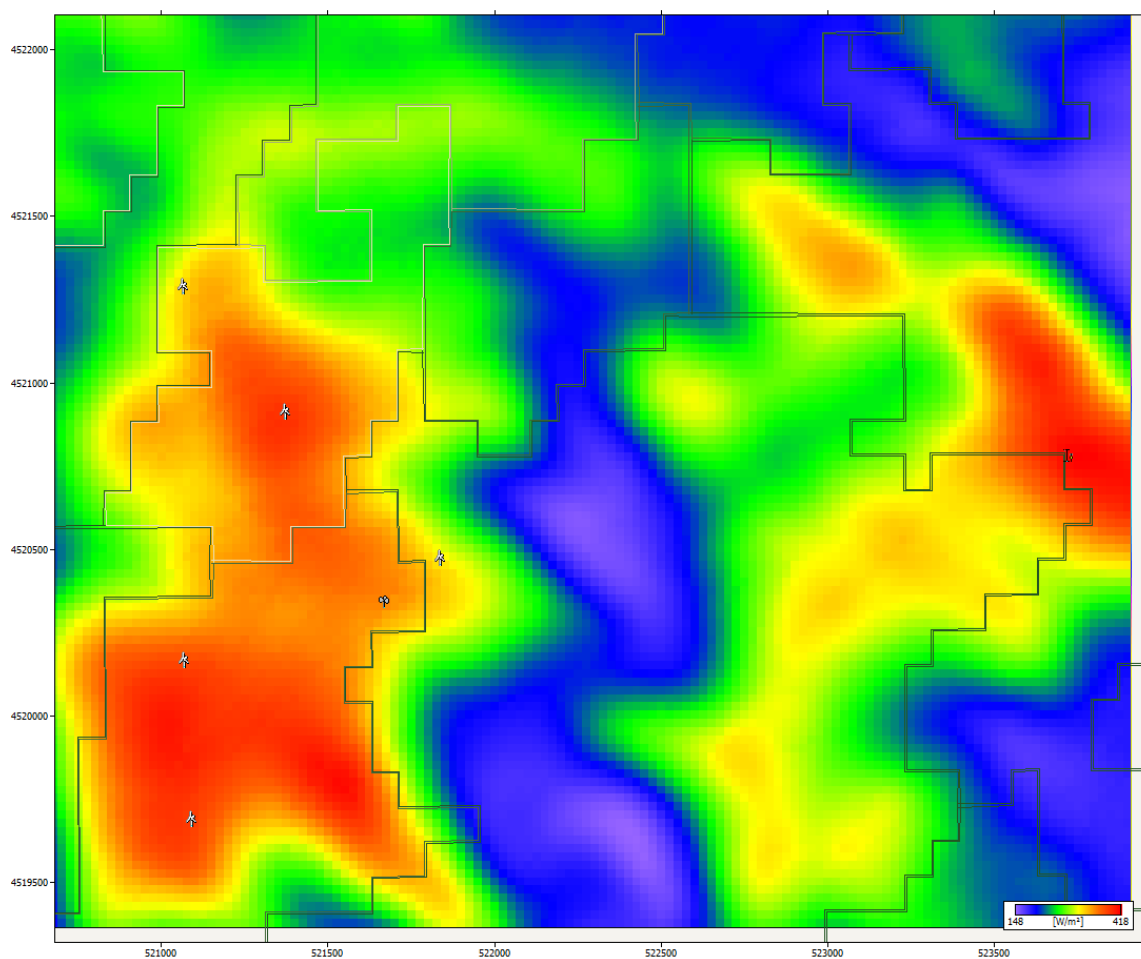


Figura 15 - Distribuzione energetica (griglia con estensione di 3.5 km x 7.5 km) con indicazione del mast e delle turbine.

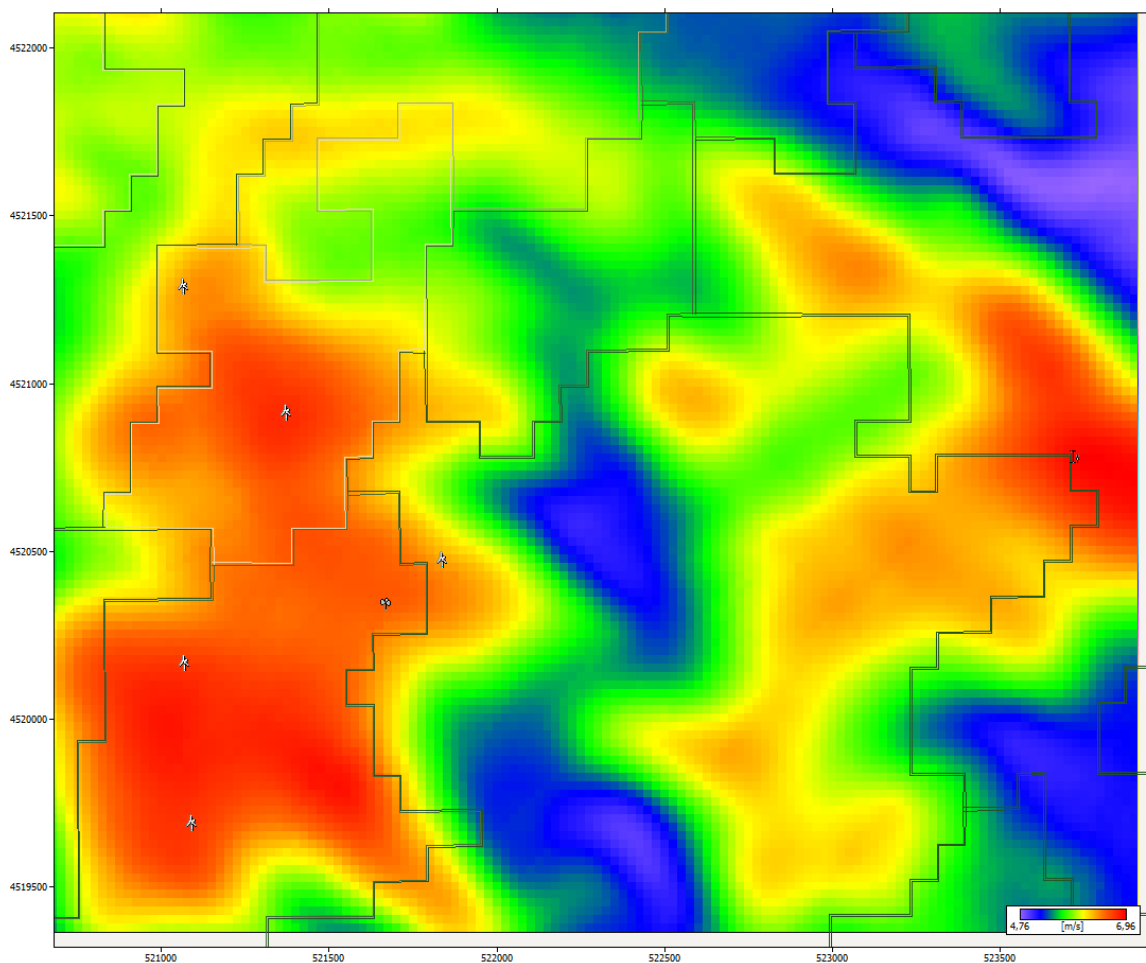


Figura 16 - Distribuzione della velocità del vento (griglia con estensione di 4.0 km x 4.0 km) con indicazione del mast e delle turbine.

3.7. Tabella turbine per GE-158 (6.1 MW)

La seguente Tabella 10 riporta le informazioni tecniche del tipo di turbina scelta per il parco eolico di Montefalcone (altezza mozzo, diametro del rotore, potenza turbina).

ID Turbina	Nome tipo turbina	Alt. mozzo (m)	Diametro rotorico (m)	Capacità (kW)
BR01	General Electric-158 (6.1 MW)	101,0	158,0	6100
BR02	General Electric-158 (6.1 MW)	101,0	158,0	6100
BR03	General Electric-158 (6.1 MW)	101,0	158,0	6100
BR04	General Electric-158 (6.1 MW)	101,0	158,0	6100
BR05	General Electric-158 (6.1 MW)	101,0	158,0	6100

Tabella 10 - Caratteristiche degli aerogeneratori secondo il layout di progetto.

La seguente Tabella 11 riporta l'ID della turbina con le coordinate geografiche e la quota sul punto in cui sono state posizionate.

ID Turbina	Est (m)	Nord (m)	Altezza della base (m)	ID Turbina più vicina	Distanza dalla turbina più vicina (m)
BR01	521093,0	4519672,0	581	BR02	477,4
BR02	521073,0	4520149,0	609	BR01	477,4
BR03	521839,0	4520456,0	553	BR04	638,1
BR04	521375,0	4520894,0	605	BR05	486,2
BR05	521068,0	4521271,0	576	BR04	486,2

Tabella 11 - Posizioni degli aerogeneratori secondo il layout di progetto.

La seguente Tabella 12 riporta, per ogni turbina, il fattore di capacità (%), l'efficienza topografica e disposizione nonché la resa energetica perturbata calcolata da Windfarmer diminuendo la velocità media del vento del 3% per la definizione delle incertezze.

ID turbina	Fattore di capacità (%)	Efficienza topografica (%)	Efficienza di disposizione (%)	Variatione della curva di potenza con la turbolenza (%)	Isteresi della curva di potenza (%)	Gestione dei Settori (%)	Resa Energetica Perturbata (MWh/yr)	Velocità del vento perturbata (m/s)
BR01	30,13	103,20	94,40	100,0	100,0	100,0	15341	6,41
BR02	30,07	103,90	93,60	100,0	100,0	100,0	15313	6,42
BR03	27,94	95,90	94,20	100,0	100,0	100,0	14157	6,08
BR04	29,96	103,09	94,00	100,0	100,0	100,0	15247	6,38
BR05	28,28	92,10	99,31	100,0	100,0	100,0	14337	5,94

Tabella 12 - Resa energetica turbina GE-158.

La seguente Tabella 13 rappresenta la velocità media calcolata su ciascun punto della turbina, l'intensità della turbolenza ambientale a 15 m/s in percentuale (calcolata aggiungendo la deviazione standard al valore medio ottenuto ogni 10min), la resa ideale per ciascuna turbina, inoltre la resa calcolata in riferimento all'efficienza topografica (Resa lorda) e quella calcolata a partire dalla lorda in riferimento all'efficienza di disposizione.

ID turbina	Velocità media del vento libero (m/s)	Intensità media della turbolenza ambientale (%)	Velocità media del vento (m/s)	Resa Ideale (MWh/yr)	Resa Lorda (MWh/yr)	Resa Netta (MWh/yr)
BR01	6,60	8,5	6,38	16539	17069	16113
BR02	6,62	8,5	6,37	16539	17182	16078
BR03	6,27	8,9	6,10	16539	15855	14943
BR04	6,58	8,6	6,37	16539	17049	16021
BR05	6,13	9,3	6,09	16539	15225	15120

Tabella 13 - Sintesi dei risultati di produzione energetica per il progetto di Berchidda.

3.7.1. Produzione – riassunto GE-158

Capacità sito	30.5	MW
Produzione energetica ideale	83	GWh/anno
Efficienza topografica	99.62	%
Efficienza di disposizione	95.00	%
Efficienza elettrica	100.0	%
Disponibilità	100.0	%
Altri fattori	100.0	%
Ghiaccio e degradazione pale	100.0	%
Manutenzione sottostazione	100.0	%

Tabella 14 - Sintesi dei risultati per la turbina GE-158.

3.7.2. Incertezza GE-158

Il passo successivo riguarda la valutazione delle differenti cause di incertezza considerate. Esse sono aspetti afferenti a:

- Misurazione del vento;
- Elaborazione dei dati;
- Calcolo della produzione energetica

In particolare, per quanto concerne la misurazione del vento, si sono considerati i seguenti contributi di incertezza, intesa come deviazione standard della velocità del vento:

- *Calibrazione*: si riferisce all'incertezza nel processo di calibrazione e alle differenze tra l'anemometro di prova e l'anemometro di produzione. A seconda dell'anemometro, questa incertezza può essere dello 0,1–2%, gli anemometri utilizzati sono stati calibrati (in relazione ai recenti standard di MEASNET sia per i sensori NRG che Vector)
- *Tipologia degli anemometri*: la tipologia di anemometri è conforme ai più elevati standard anemologici con caratteristica lineare e di classe elevata;
- *Dynamic Overspeeding*. Gli anemometri a coppette sono suscettibili nel caso di velocità eccessiva in presenza di turbolenza. L'eccesso di velocità è un fenomeno per cui l'anemometro accelera più rapidamente di fronte a una maggiore velocità del vento e non rallenta così rapidamente di fronte a una velocità del vento inferiore. L'incertezza è stata determinata in circa lo 0,3%.
- *Ombre della torre, bracci ed effetti di montaggio*. L'ombra della torre provoca un bias negativo; una stima della distorsione è -1,5%. I bracci più lunghi possono

ridurre questa distorsione; tuttavia, i bracci stessi disturbano il flusso d'aria. I bracci lunghi possono anche far deviare l'anemometro dalla posizione verticale con conseguente errore di misurazione; una stima dell'incertezza è 0,5%.

Per quanto riguarda le cause di incertezza legate all'analisi dei dati, occorre citare:

- *Periodo di misura e filtraggio*: si è inclusa in questa voce l'incertezza relativa al periodo di misura, e dei vari malfunzionamenti e intervalli di dati mancanti. Il contributo di incertezza è tuttavia significativamente ridotto, mediante opportune procedure di pesatura.
- *Variabilità della media annuale*: parametro indicativo dell'incertezza legata alle fluttuazioni statistiche della media annuale della velocità del vento, calcolate sulla base di misure storiche disponibili in località prossime al sito.

Infine, sono state considerate le incertezze relative al calcolo della producibilità energetica:

- *Curva di potenza*: parametro che tiene conto dell'incertezza legata alla variabilità della curva di potenza rispetto a quanto certificato dai costruttori, anche in relazione alla complessità orografica del territorio.
- *Modelli di scia*: l'interazione aerodinamica tra aerogeneratori induce dei deficit di velocità legati alle scie, delle quali si tiene conto attraverso modelli analitici, che presentano valori tipici di incertezza di 0.05%.

<i>Incertezza storica dalla sorgente</i>	<i>Tipo d'incertezza</i>	<i>Errore Std [%] dell'effetto</i>	<i>Sensibilità della Resa Netta [%]</i>	<i>Incertezza Resa Netta [%]</i>
Variabilità storica della velocità del vento	Velocità del Vento	6,0	165	9,9
Anemometrica	Velocità del Vento	2,00	165	3,3
Modello topografico	Topografia	4,0	0,38	0,0152
Modello perdita di scia	Modello Scia	15,0	5,0	0,75
Correlazione	Velocità del Vento	0	165	0
Curva di Potenza	Resa Energetica	4,0	100,00	4,0
Estrapolazione Verticale	Resa Energetica	0	100,00	0
Estrapolazione orizzontale	Resa Energetica	0	100,00	0
Incertezza storica totale [%]				11.2

Tabella 15 - Incertezze storiche

<i>Incertezza per il periodo futuro</i>	<i>1 [anno]</i>	<i>10 [anni]</i>	<i>20 [anni]</i>
Variabilità della velocità del vento [%]	6,0	1,90	1,34
Sensibilità [%]	165	165	165
Incertezza futura [%]	9.9	3.14	2.22
Incertezza storica [%]	11.2	11.2	11.2
Incertezza totale [%]	15.0	11.6	11.4

Tabella 16 - Incertezze della stima centrale

<i>Livello di eccedenza</i>	<i>1 [anno]</i>	<i>10 [anni]</i>	<i>20 [anni]</i>
P50 [GWh]	78	78	78
P75 [GWh]	70	72	72
P80 [GWh]	68	71	71
P84 [GWh]	67	69	69
P90 [GWh]	63	67	67

Tabella 17 - Livelli di eccedenza

3.7.3. Producibilità netta

Si è giunti alla stima della producibilità lorda media degli aerogeneratori dell'impianto. E' possibile esprimere lo stesso valore sottoforma di producibilità lorda specifica, ovvero riferita ad ogni MW installato:

$$Prod_{lorda\,specif} = \frac{Prod_{lorda\,WTG}}{Pot_{nom\,WTG}}$$

<i>Turbina</i>	<i>Prod_{lorda_specif}</i> <i>MWh/MW</i>
<i>GE-158</i>	<i>2701</i>

La produzione netta annuale (AEP) calcolata nel precedente paragrafo per il layout di progetto considerato corrisponde ad una produzione attesa tale che la produzione reale è superiore o uguale ad essa con una probabilità del 50%. Come descritto, tale valore è stato calcolato sulla base dei seguenti elementi:

- dati del vento disponibili
- orografia e mappa di rugosità del terreno
- specifiche tecniche e curve di potenza degli aerogeneratori considerati
- perdite per effetto scia, per disponibilità macchine e perdite tecniche generali

Per ottenere il valore netto della produzione specifica prevista, è necessario considerare tutte le perdite:

$$P_{netta_specif} = ((1 - P_{es}) \cdot (1 - P_{el}) \cdot (1 - P_{ind}) \cdot (1 - P_v)) - 1$$

Con

P_{es} = perdite effetto scia

P_{el} = perdite elettriche (non calcolate)

P_{ind} = perdite per indisponibilità turbine (non calcolate)

P_v = perdite varie (altre perdite non calcolate)

<i>Turbina</i>	<i>Totale Perdite</i>	<i>P_{es}</i>
<i>GE-158</i>	<i>5.00 %</i>	<i>5.00 %</i>

Da ciò si ricava :

<i>Turbina</i>	<i>Prod_{netta_specif}</i> <i>MWh/MW</i>
<i>GE-158</i>	<i>2566</i>

Moltiplicando questo risultato per la potenza nominale dell'impianto si ottiene il risultato finale cercato, ossia la produzione netta totale:

$$Prod_{netta_{TOT}} = Prod_{netta_specif} \cdot Pot_{nom_{TOT}}$$

Ossia

<i>Turbina</i>	<i>Prod_{netta_{TOT}}</i> <i>MWh/anno</i>
<i>GE-158</i>	<i>78263</i>

Sulla base dell'analisi di incertezza (come descritto nel paragrafo 3.8.2) effettuata su questi parametri è stata quindi calcolata la produzione energetica corrispondente ad una produzione attesa tale che la produzione reale è superiore o uguale con una probabilità rispettivamente del 75% e 90%.

Ricapitolando, le incertezze cui si fa riferimento sono legate sostanzialmente ai seguenti aspetti:

- caratteristiche dei sensori utilizzati
- calibrazione degli anemometri
- caratteristiche della stazione di misura e montaggio
- filtraggio e validazione dei dati
- periodo di misura disponibile
- correlazione dei dati vento
- incertezze dell'algoritmo di calcolo
- valutazione delle perdite di scia
- incertezze sulle curve di potenza

Si ottiene dunque:

<i>Turbina</i>	<i>Prod_{nettaP75}</i> <i>MWh/MW</i>	<i>Prod_{nettaP90}</i> <i>MWh/MW</i>
<i>GE-158</i>	<i>2367</i>	<i>2185</i>

4. Bibliografia e Sitografia

[1] Atlante Europeo del Vento – pubblicato per la Commissione Europea, Di rettorato Generale per la Scienza, la Ricerca e lo Sviluppo, dal Riso National Laboratori, Roskilde, Danimarca.

[2] Recommended practices for wind turbine testing “11. Wind speed measurement and use of cup anemometry”, 1° Edizione 1999, International Energy Agency Annex XI.

[3] Ed. Luc Rademakers e Ray Hunter, “European Wind Turbine Standards – Project Results”, Relazione n. EUR 16898EN – relazione definitiva del contratto DG XII n. JOU2-CT93-0387, 1996, ISBN 92-827-7948-3.

[4] Michael Brower, Wind Resource Assessment A Practical Guide to Developing a Wind Project.

[5] Pramod Jain, Wind Energy Engineering.

[6] Google Earth Pro