



Studio anemologico e analisi producibilità

Progetto definitivo

Impianto Eolico "E-GINO"

Comune di Ginosa

Elaborato

Andreas Wolf Ciavarra

Controllato

Salvatore Leggieri

Approvato

Vincenzo Pace

IT/EOL/E-GINO/PDF/I/SA/50-a
25/09/2023

Via Ivrea, 70 (To) Italia
T +39 011.9579211
F +39 011.9579241
info@asja.energy

Indice

1. Introduzione	3
2. Descrizione progetto	3
3. Anemometria	4
3.1 Dati Anemometrici	4
3.1.1 Wind Shear	5
4. Configurazione dell'impianto	6
4.1 Aerogeneratore.....	7
5. Calcolo della resa energetica	9
5.1 Simulazione con WAsP 12.....	9
5.1.1 La modellazione del terreno	10
5.1.2 Risultati della simulazione con WAsP 12.....	11
5.1.3 Stima della producibilità dell'impianto P50.....	12
6. Conclusione.....	13

1. Introduzione

La presente relazione ha lo scopo di quantificare e valutare la risorsa eolica di un progetto proposto dalla società "Asja-Ginosa S.r.l." per la realizzazione di un impianto eolico costituito da 12 turbine, e relative opere di connessione alla RTN, avente potenza complessiva pari a 79.2 MW, da ubicare nel territorio del Comune di Ginosa, in provincia di Taranto.

Il valore di produzione è stato stimato con l'utilizzo del software WASP12, un software affidabile e tra i più utilizzati dagli operatori del mercato eolico a livello mondiale, combinando i dati vento con l'orografia e la rugosità del terreno e considerando tutti i possibili fattori di perdita, come l'effetto scia tra le turbine.

2. Descrizione progetto

L'impianto eolico proposto è localizzato in Puglia in provincia di Taranto, a circa 5,8 km in direzione Sud-Est dalla città di Ginosa (Figura 1). Gli aerogeneratori in progetto si trovano su un'area pianeggiante ad un'altitudine media di 80 m s.l.



Figura 1. Individuazione dell'area di impianto

3. Anemometria

3.1 Dati Anemometrici

I dati anemometrici usati per lo studio di producibilità del sito analizzato sono dati di rianalisi e sono stati ottenuti con la tecnologia proposta da Vortex fdc dove, tramite l'utilizzo di un cluster di super computer, viene simulato un modello di flusso della risorsa ventosa in un punto e ad un'altezza specificati. Le coordinate del punto scelto sono riportate in Tabella 1.

	[m]
X	653881
Y	4488347
Elevazione dal suolo	135

Tabella 1. Coordinate nel sistema WGS84 del punto di calcolo dei dati vento

Per la simulazione della ventosità di un sito specifico, Vortex attinge da modelli atmosferici quali ERA5 (ECMWF) e MERRA2 (NASA), i quali forniscono informazioni meteorologiche utilizzando un'ampia risoluzione spaziale (nell'ordine di 30km) e risultano quindi poco indicativi per il 'micrositing' di un sito eolico.

Vortex supera questa difficoltà interpolando il modello atmosferico con una simulazione fluidodinamica effettuata con modello di flusso non lineare (LES - Large Eddy Simulation), su una griglia più fitta, a più altezze e più adatta, di conseguenza, ad ottenere le informazioni sulla ventosità locale del sito scelto. In Figura 2 sono riportate la rosa dei venti e la distribuzione di Weibull per il sito analizzato, da cui risulta una direzione del vento predominante Maestrale – Sirocco.

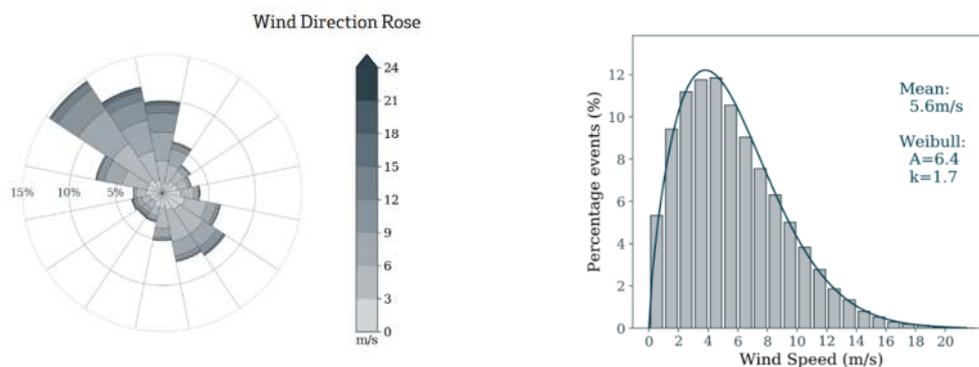


Figura 2. Rosa dei venti a 135 m - 16 settori e Distribuzione di Weibull a 135 m

	H = 135 m
Weibull k	1,7
Weibull A	6,4
Velocità Media del vento [m/s]	5,6

Tabella 2. Parametri di Weibull mediati e velocità media del vento a 135 m

3.1.1 Wind Shear

L'estrazione della velocità del vento a diverse altezze, permette di stimare il fenomeno di Wind Shear, ovvero l'evoluzione verticale della velocità del vento tra il suolo e lo strato limite del "Surface layer". Quest'ultimo termine definisce lo strato atmosferico dove il vento è influenzato dalla frizione generata dall'orografia, dalla rugosità del terreno, dal gradiente di pressione e dalla forza di Coriolis.

Il fenomeno del Wind Shear può essere descritto mediante la seguente equazione

$$V_h = V_{ref} \cdot \left(\frac{h}{h_{ref}}\right)^\alpha$$

dove:

α = coefficiente di wind shear

h = velocità vento ad altezza h sls

V_{ref} = velocità vento ad altezza di riferimento $h=h_{ref}$ sls

Il coefficiente di wind shear α è stato calcolato prendendo in considerazione i dati ottenuti da Vortex fcd alle altezze 135 m e 60 m e risulta essere pari a 0,115.

Altezza [m]	Velocità [m/s]
135	5,6
60	5,1

Tabella 3. Velocità media del vento alle diverse altezze analizzate

4. Configurazione dell'impianto

L'impianto eolico in esame è caratterizzato da 12 aerogeneratori modello Siemens-Gamesa SG170 di potenza unitaria 6,6 MW. Il layout proposto (Tabella 4 e Figura 3) prevede il posizionamento degli aerogeneratori tale per cui l'interferenza reciproca dovuta all'effetto scia generato da quest'ultimi, sia minimo. In Tabella 4 sono riportate le coordinate in UTM-WGS84 di ogni aerogeneratore.

Site	x-UTM WGS84 (m)	y-UTM WGS84 (m)
GN01	655367	4490274
GN02	655483	4489608
GN03	654627	4489938
GN04	653433	4489410
GN05	654721	4488900
GN06	653959	4488387
GN07	653532	4488096
GN08	652442	4487137
GN09	651876	4487024
GN10	651926	4486171
GN11	652526	4486385
GN12	652665	4485685

Tabella 4. Coordinate degli aerogeneratori nel layout

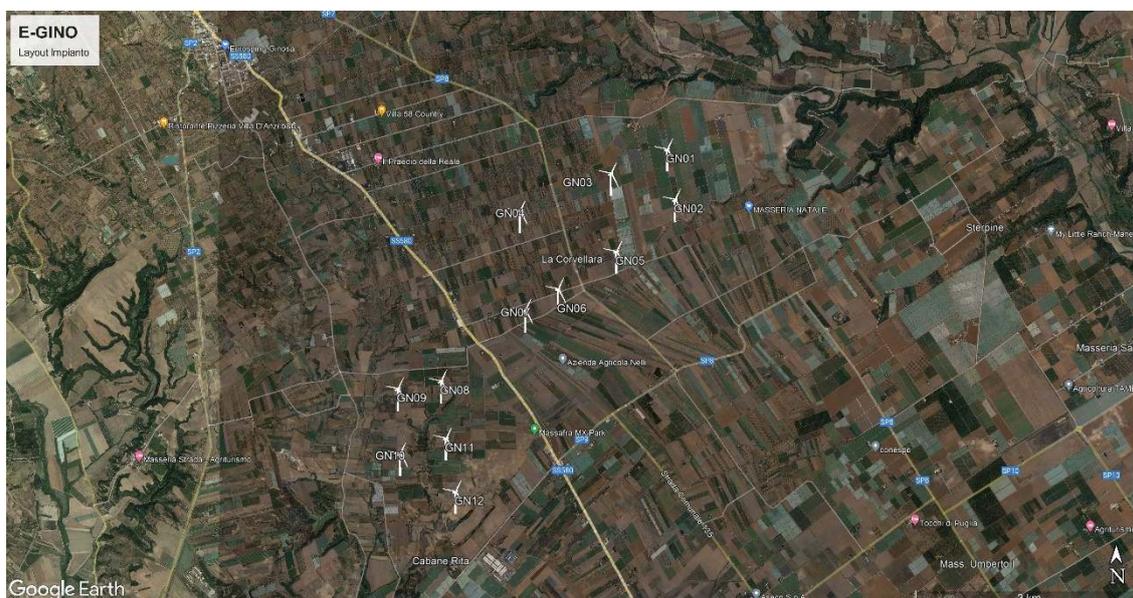


Figura 3. Layout dell'impianto proposto

4.1 Aerogeneratore

In funzione all'attuale tecnologia disponibile sul mercato è stato scelto modello Siemens-Gamesa SG 170 da 6,6 MW dove i parametri dimensionali sono riportati di seguito:

- diametro rotore 170 m;
- altezza mozzo 135 m;
- altezza al tip della pala 220 m.

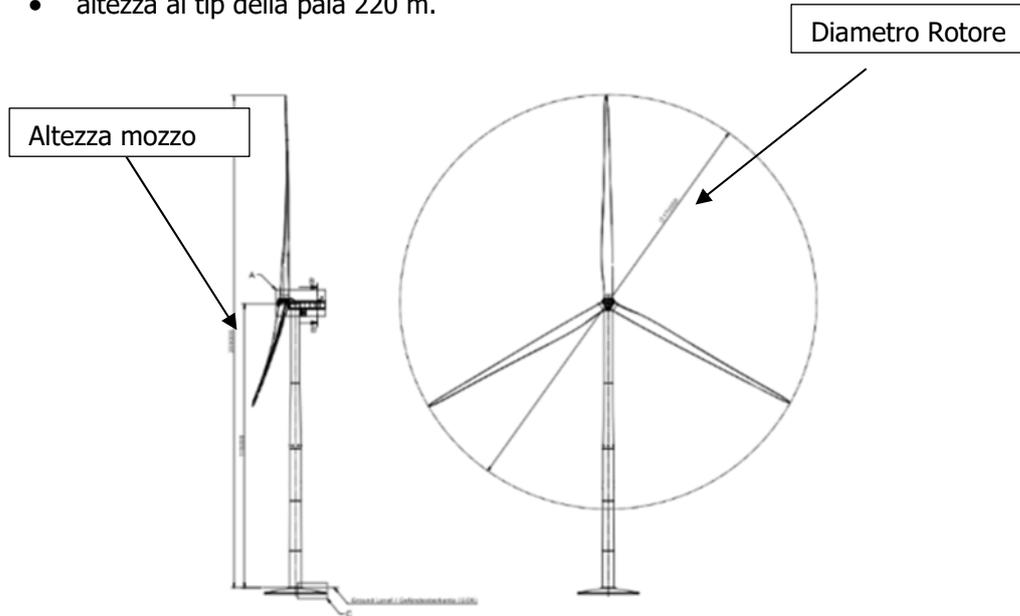


Figura 4. Aerogeneratore modello SG 170 - 6,6 MW, diametro rotore 170 m, altezza 135 m

Di seguito sono elencate le principali caratteristiche dell'aerogeneratore.

Rotore

Diametro: 170 m;
 Area spazzata: 22698 m²;
 Rivoluzioni: 8,83 rpm;
 Numero di pale: 3;
 Senso di rotazione: Orario;
 Inclinazione del rotore (Rotor Tilt): 6°;

Pale

Lunghezza: 83,5 m;
 Materiale: fibra di vetro rinforzata in resina epossidica e carbone.

Torre

Altezza Torre: 135 m;
 Tipo: Torre conica tubolare;
 Materiale: Acciaio;
 Sezioni: 5

Dati Operativi

Classe: IEC IIIA;
Potenza nominale: 6600 kW;
Velocità del vento in Cut-in: 3 m/s;
Velocità a potenza nominale: 15 m/s;
Velocità Cut-out: 25 m/s;
Emissioni max.: 105.5 dBA;

Generatore

Poli: 4/6;
Tipo: Asincrono;
Potenza nominale: 6600 kW;
Frequenza: 50 Hz.

Moltiplicatore di giri

Tipologia: 2 stadi epicicloidali e uno stadio parallelo;
Materiale: ghisa;
Sistema di lubrificazione: Olio in pressione;

Pesi

Navicella: 80 t;
Torre: 46831 t;
Mozzo: 58.625 t;
Singola pala: 32.677 t.

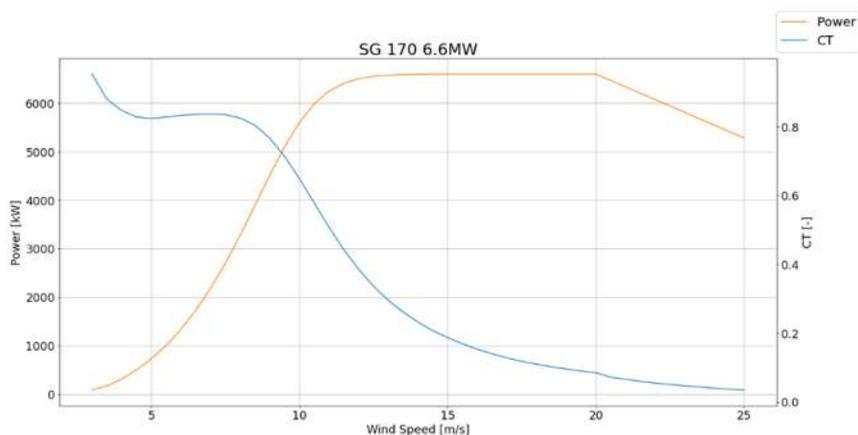


Figura 5. Curva di potenza e di CT (Thrust Coefficient) per l'aerogeneratore SG170 6,6 MW

5. Calcolo della resa energetica

La produzione lorda dell'impianto è stata stimata tramite l'utilizzo del software WAsP.

WAsP è un programma di calcolo per stimare la producibilità degli impianti eolici basato su un'approssimazione lineare delle equazioni di Navier-Stokes ed è stato sviluppato da DTU Wind Energy and Energy Systems (Danimarca).

Il programma permette l'estrapolazione delle caratteristiche verticali e orizzontali del vento e di calcolare la produzione di impianti eolici, combinando l'orografia e la rugosità del terreno con i dati vento.

WAsP utilizza un metodo di calcolo più semplice rispetto a tecniche più complesse quali RANS o LES, restituendo risultati in tempi più brevi e trova grande applicazione in siti pianeggianti ed orograficamente semplici.

5.1 Simulazione con WAsP 12

La stima della produzione lorda dell'impianto eolico, in questa prima simulazione, è stata effettuata con il software WAsP 12.

La resa energetica di ogni turbina è stata calcolata tenendo in considerazione la densità dell'aria di $1,18 \text{ kg/m}^3$, caratteristica del sito in esame, e le perdite di scia dovute all'interferenza reciproca tra i vari aerogeneratori, modellate in modo lineare secondo il metodo N.O. Jensen.

In Figura è rappresentata la mappa dell'intensità del vento a 135 m (altezza mozzo).

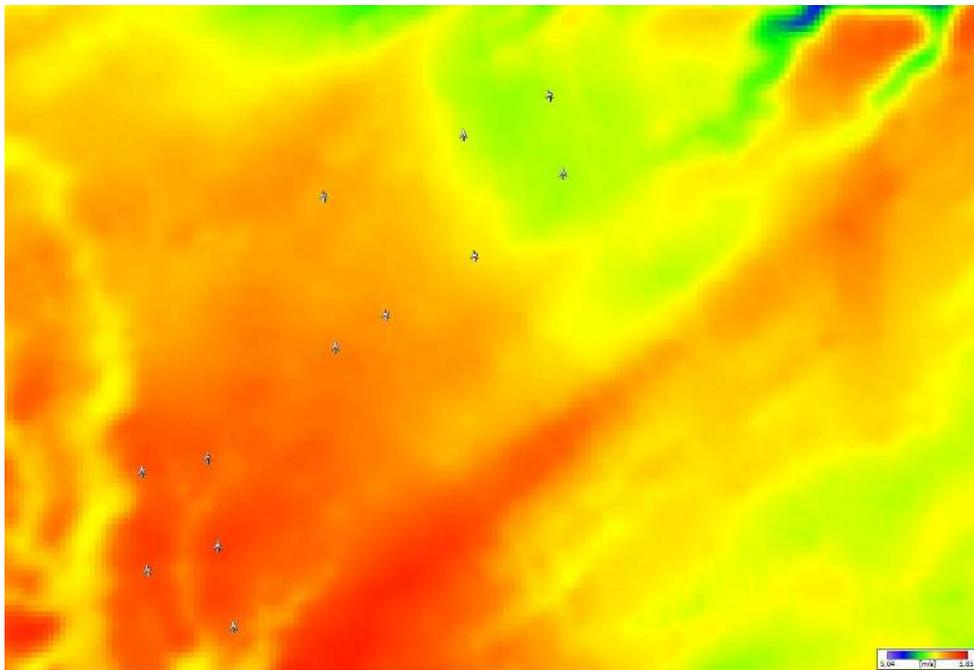


Figura 6. Mappa dell'intensità del vento ad altezza mozzo (135 m)

5.1.1 La modellazione del terreno

L'area presa in esame per le simulazioni anemologiche del sito in oggetto si estende per una superficie di 866,8 km² su cui è stato creato un modello che potesse rappresentare fedelmente il terreno su cui ricade l'impianto eolico proposto. L'orografia della mappa è stata modellata con l'uso del software Global Mapper, tramite la metodologia SRTM (Shuttle Radar Topography Mission), utilizzando un passo per le curve di livello pari a 5 m. Per quanto riguarda la determinazione dei valori di rugosità del terreno è stato utilizzato il database CORINE 2018. Questo è un archivio di dati di origine satellitare che rappresentano la rugosità del terreno ed è prodotto da 'Copernicus', la componente di osservazione della terra del programma spaziale europeo. Una sintesi dei valori principali usati è riportata numericamente in Tabella 5 e graficamente in Figura 7.

L'effetto del terreno sulla vena fluida e l'evoluzione verticale di quest'ultima, viene calcolato in WASP utilizzando la legge logaritmica riportata in seguito:

$$u_z = \frac{u_*}{\kappa} * \left[\ln \left(\frac{z - d}{z_0} \right) \right]$$

dove:

- u_z : velocità ad un'altezza z , in questo caso z coincide con l'altezza del mozzo dell'aerogeneratore
- u_* : velocità di attrito
- κ : costante di von Karman (0.41)
- z : altezza di studio, in questo caso coincide con l'altezza del mozzo dell'aerogeneratore
- d : zero plane displacement, è l'altezza in metri al di sopra del suolo dove la velocità del vento risulta essere nulla a causa della presenza di alberi e/o edifici
- z_0 : valore di rugosità applicato

Tipologia di Terreno	Rugosità, z_0 [m]
Terreno ad uso agricolo e vegetazione sparsa (in blu)	0,01 – 0,05
Paesi e Terreno ad uso agricolo non coltivato (in verde)	0,06 – 0,5
Boschi poco fitti e aree industriali (in giallo)	0,6 – 0,8
Città e foreste (in rosso)	1,2 - 1,5

Tabella 5. Descrizione dei valori di rugosità utilizzati nella simulazione

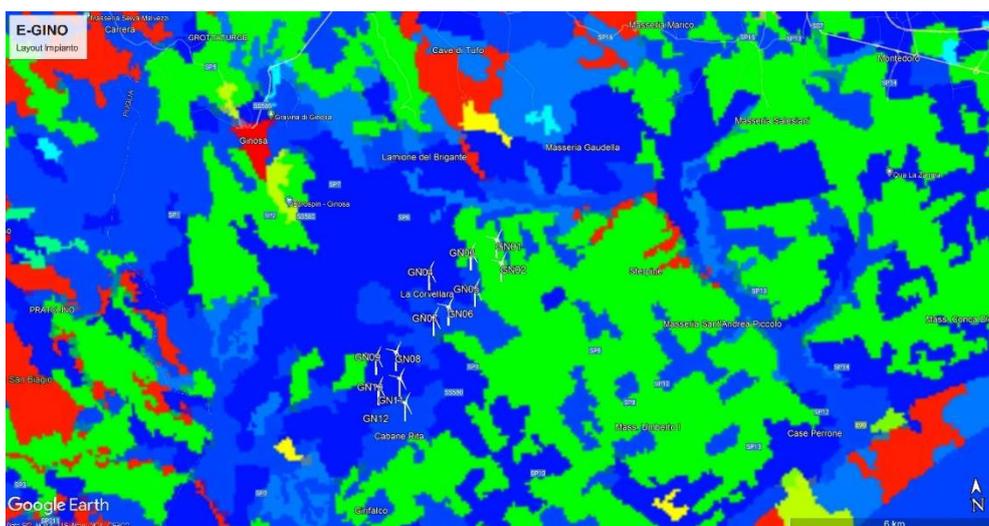


Figura 7. Individuazione delle aree di rugosità su Google Earth.

5.1.2 Risultati della simulazione con WASP 12

In seguito alla modellazione del terreno, WASP combina il file di input dei dati vento con i dati del terreno per simulare il flusso del vento geostrofico e la producibilità dell'impianto tenendo in conto i fattori orografia e rugosità.

Le producibilità attese delle singole turbine e dell'intero impianto, sia lorda che al netto delle perdite di scia, sono riportate rispettivamente in Tabella 6 e in Tabella 7.

Site	Altitudine [m]	Altezza mozzo [m]	Produzione Lorda [GWh]	Perdite di scia [%]	Produzione al netto delle perdite di scia [GWh]
GN01	89,6	135	14,967	3,13	14,498
GN02	85,6	135	14,929	7,74	13,774
GN03	92,6	135	15,053	3,36	14,547
GN04	99,7	135	15,659	3,13	15,168
GN05	89,2	135	15,41	5,69	14,534
GN06	93,5	135	15,791	5,32	14,951
GN07	94,6	135	15,921	3,98	15,288
GN08	93	135	16,134	3,97	15,494
GN09	92,1	135	16,132	4,86	15,347
GN10	86	135	16,327	6,51	15,263
GN11	90	135	16,427	10,95	14,628
GN12	79,9	135	16,081	10,82	14,341
TOTALE			188,831		177,833

Tabella 6. Produzione e perdite di scia stimate per i singoli aerogeneratori

Numero di turbine	12
Potenza Nominale Aerogeneratori [MW]	6,6
Potenza Nominale Installata [MW]	79,2
Produzione energetica annua stimata [GWh]	177,833
Numero di ore equivalenti annue	2245

Tabella 7. Produzione dell'impianto al netto delle perdite di scia

5.1.3 Stima della producibilità dell'impianto P50

La producibilità calcolata nel precedente paragrafo è da ritenersi teorica, ipotizzando un impianto in cui non ci sono perdite, fatta eccezione per quelle di scia. Ai fini del calcolo della producibilità reale di impianto, ovvero quella effettivamente messa in rete, sono stati considerati diversi fattori di perdita, come ad esempio l'efficienza elettrica dei cavi, del trasformatore e la disponibilità degli aerogeneratori.

La Tabella 8 elenca le perdite ipotizzate per l'impianto in progetto con il relativo valore assegnato.

Produzione energetica teorica [GWh/anno]	177,833
Efficienza elettrica [%]	2 %
Disponibilità aerogeneratori [%]	2 %
Regolazione di potenza [%]	1 %
Condizioni atmosferiche e degradazione pale [%]	1 %
Manutenzione sottostazione [%]	1 %
Fermo Utility [%]	1 %
Produzione energetica annua netta stimata [GWh/anno] – P50	171,5
Ore equivalenti – P50	2165,4
Fattore di capacità stimato	25,6

Tabella 8. Fattori di perdita considerati per la stima della produzione P50

Sulla base delle suddette considerazioni, si può stimare che la producibilità media annua dell'impianto eolico sia pari a 171,5 GWh/anno, corrispondente a 2165,4 ore equivalenti. Tuttavia, tali dati sono da considerarsi con una probabilità di superamento pari al 50%, per questo motivo, i valori così ottenuti vengono definiti P50.

6. Conclusione

In Tabella 9 sono illustrati i risultati per la stima della producibilità per l'impianto eolico proposto e considerando che il terreno su cui è ubicato risulta essere di semplice complessità e quindi ideale per eseguire stime di produzione tramite WASP, i risultati ottenuti possano essere considerati affidabili.

Quindi si può concludere che il sito su cui è stato posizionato l'impianto gode di un'ottima risorsa eolica ed ha dei valori sopra la media in termini di resa energetica.

Livello di Incertezza	Produzione Stimata [GWh]	Ore equivalenti [heq]
P50	171,5	2165,4

Tabella 9. Confronto produzione P50, P75 e P90