

Regione
PUGLIA



Comune
LATERZA



Comune
SANTERAMO IN COLLE



Comune
CASTELLANETA



Provincia
BARI



**PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO
EOLICO DENOMINATO "SANTERAMO IN COLLE" COSTITUITO DA
9 AEROGENERATORI CON POTENZA COMPLESSIVA DI 59,4 MW
E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA R.T.N.**

STUDIO ANEMOLOGICO

ELABORATO

PR12

PROPONENTE:

SANTERAMO WIND S.R.L.
Contrada Cacapentima snc
74014 Laterza (TA)
pec: santeramowind@pec.it

cod. id.: E-LASAN

CONSULENTI:

Dott.ssa Elisabetta Nanni
Dott. Ing. Rocco CARONE
Dott. Biol. Fau. Lorenzo GAUDIANO
Dott. Agr. For. Mario STOMACI
Dott. Geol. Michele VALERIO

PROGETTISTI:



Via Caduti di Nassiriya 55
70124 Bari (BA)
e-mail: atechsrl@libero.it
pec: atechsrl@legalmail.it

STUDIO PM SRL
Via dell'Artigianato 27 75100 Matera (MT)
e-mail: paolo.montefinese@pm-studio
pec: studiopm@mypec.eu

DIRETTORE TECNICO
Dott. Ing. Orazio TRICARICO
Ordine ingegneri di Bari n. 4985



Dott. Ing. Paolo MONTEFINESE
Ordine ingegneri di Matera n. 968



Dott. Ing. Alessandro ANTEZZA
Ordine ingegneri di Bari n. 10743



EM./REV.	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	DESCRIZIONE
0	Novembre 2023	B.C.C - C.C	A.A.	O.T.	Progetto definitivo

- biogas
- biometano
- eolico
- fotovoltaico
- efficienza energetica

Studio anemologico e analisi producibilità

Progetto definitivo

Impianto Eolico "Santeramo"

Comune di Laterza

Elaborato

Andreas Wolf Ciavarra

Controllato

Salvatore Leggieri

Approvato

Vincenzo Pace

IT/EOL/E-LASAN/PDF/A/SA/PR12
19/10/2023

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

asja

Indice

1. Introduzione	3
2. Descrizione progetto	3
3. Anemometria	4
3.1 Stazione Anemometrica	4
3.2 Elaborazione dei dati anemometrici	5
3.3 Analisi Dati Vento.....	6
3.4 Analisi Anemometrica	8
3.4.1 Wind Shear	8
4. Configurazione dell'impianto	9
4.1 Aerogeneratore.....	10
5. Calcolo della resa energetica	12
5.1 Simulazione con WAsP 11	12
5.1.1 La modellazione del terreno	13
5.1.2 Risultati della simulazione con WAsP 12.....	14
5.1.3 Stima della producibilità dell'impianto P50.....	15
5.1.4 Livelli di eccedenza e calcolo P75 e P90	15
6. Conclusione	16

1. Introduzione

La presente relazione ha lo scopo di quantificare e valutare la risorsa eolica di un progetto, proposto dalla società "Santeramo Wind S.r.l.", per la realizzazione di un impianto eolico costituito da 9 turbine, e relative opere di connessione alla RTN, avente potenza complessiva pari a 59.4 MW, da ubicare nel territorio del Comune di Laterza, 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.

Nel calcolo della produzione attesa è stata considerata la presenza di tutti gli impianti eolici attualmente in esercizio nella zona interessata dal progetto.

2. Descrizione progetto

L'impianto eolico proposto è localizzato nel territorio centrale della regione Puglia, a circa 10 km in direzione Nord-Ovest dalla città di Laterza (Figura 1). Gli aerogeneratori in progetto si trovano su un'area pianeggiante ad un'altitudine media di 360 m s.l.

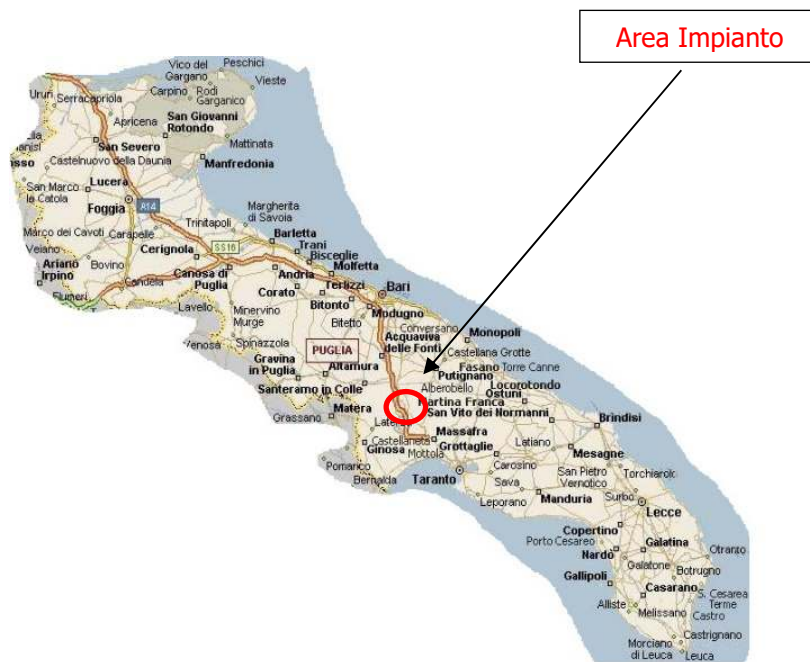


Figura 1. Individuazione dell'area di impianto

3. Anemometria

3.1 Stazione Anemometrica

La stazione anemometrica utilizzata per l'analisi del vento e le stime di producibilità è costituita da una torre anemometrica (TA), installata in data 09/07/2021, localizzata nel Comune di Laterza (TA) all'interno della sezione settentrionale dell'impianto. La TA, le cui coordinate sono riportate in Tabella 2, è caratterizzata da una struttura autoportante con un'altezza massima di 80 m, con sensori di velocità e direzione, regolarmente calibrati e certificati, posizionati accoppiati ad altezze di 80 e 25 m (Figura 2).

Le caratteristiche dei bracci di sostegno dei sensori, nonché di tutta la componentistica ancillare (parafulmine, ecc.), rispettano le prescrizioni imposte dallo standard internazionale previsto dall'IEA (International Energy Agency).

Per una descrizione completa della stazione anemometrica, si rimanda all'Allegato "Report di Installazione Anemometro e certificati di calibrazione" emesso dalla ditta installatrice.

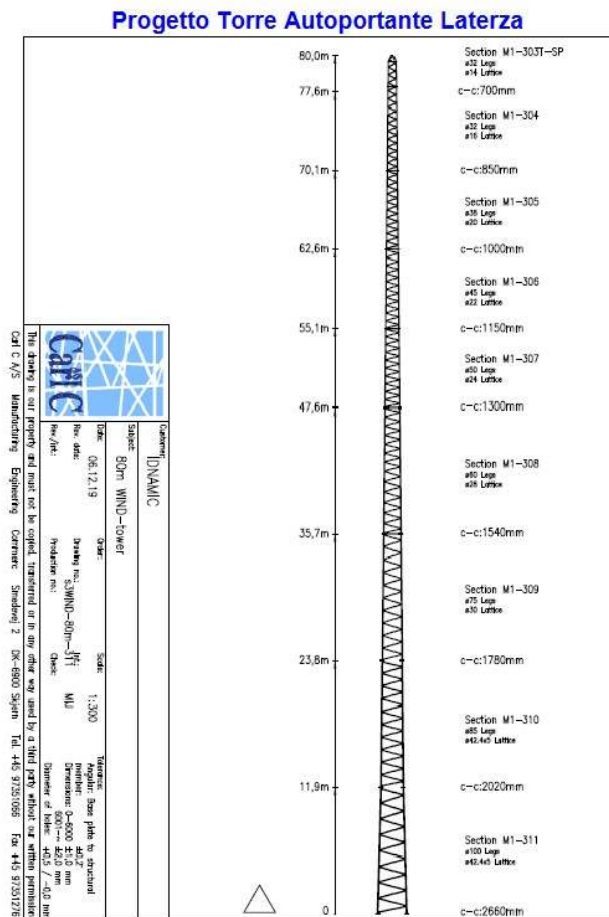


Figura 2. Profilo della TA installata

Descrizione	Tipo
Anemometro 80 m	THIES 4.3351000
Anemometro 25 m	THIES 4.3351000
Banderuola 80 m	THIES 4.3151020
Banderuola 25 m	THIES 4.3151020
Sensore Pressione 2m	THIES 3.1157.1000
Sensore Temperatura 5m	Galltec Mela KPC 1/6-ME
Data Logger	Campbell CR1000X
Torre	Autoportante Carl -C
Calata in rame per scarico a terra	Gialloverde
Captatore di fulmini	Asta + Punta Franklin
Dispersore di terra	Maglia di Rete

Tabella 1. Elenco dei componenti installati sulla TA

Sistema di coordinate	UTM-WGS84 33 Coordinate metriche	UTM-WGS84 33 Coordinate geografiche
Est/Longitudine	649590	16.771051°
Nord/Latitudine	4508699	40.715635°
Altitudine [m]	367	367

Tabella 2. Posizionamento della TA

3.2 Elaborazione dei dati anemometrici

Come già anticipato nel precedente paragrafo, la torre anemometrica è stata installata a luglio 2021 ed il periodo di acquisizione dei dati è iniziato a novembre 2021. Tutt'ora la strumentazione di acquisizione dati è in esercizio, senza che vi siano mai state registrate interruzioni e di conseguenza il periodo temporale selezionato per la stima della producibilità dell'impianto proposto, copre un intervallo di tempo di un anno e 3 mesi e coincide con l'intero arco temporale di funzionamento dei sensori (dal 04/11/2021 al 13/02/2023).

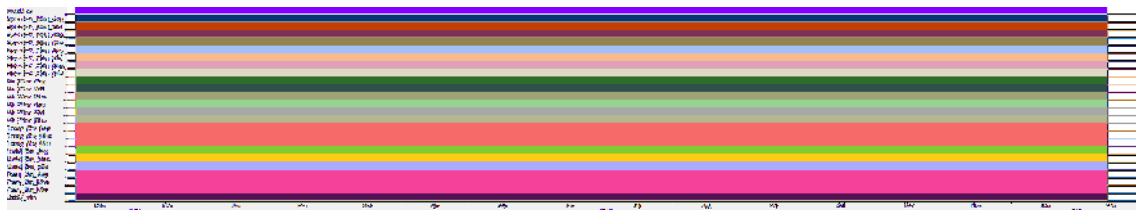


Figura 3. Rappresentazione grafica della disponibilità dei dati

3.3 Analisi Dati Vento

Considerando l'intervallo di dati vento menzionato precedentemente è stata eseguita un'opportuna azione di filtraggio tramite il software Windographer, seguendo i criteri elencati in Tabella 3 mediante i quali è stato possibile individuare ed eliminare i dati registrati erroneamente dai sensori elencati in Tabella 1. In Tabella 4 è riportata la disponibilità prima e dopo il filtraggio.

Velocità orizzontale del vento	
Velocità media (avg_ws)	$0 < \text{avg_ws} < 30 \text{ m/s}$
Deviazione Standard (Dev Std)	$0 < \text{Dev Std} < 3 \text{ m/s}$
Velocità massima (V_max)	$0 < V_max < 30 \text{ m/s}$
Direzione del Vento	
Direzione media (avg_wd)	$0^\circ < \text{avg_wd} < 360^\circ$
Variazione minima in 1 hr	La direzione del vento deve variare di 1° in un'ora

Tabella 3. Elenco dei criteri di filtraggio

Parametro	Disponibilità complessiva prima del filtraggio [%]	Disponibilità complessiva dopo il filtraggio [%]
Velocità e Direzione a 80 m	100	99,99

Tabella 4. Disponibilità dei dati vento

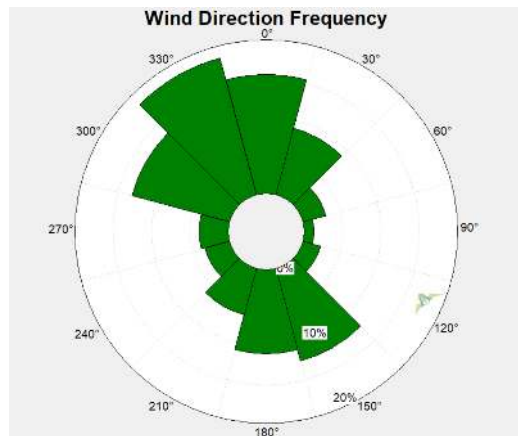


Figura 4. Rosa dei venti a 80 m - 12 settori

La distribuzione delle frequenze delle velocità del vento è rappresentata dalla curva di Weibull (Figura 5). Tale curva, è caratterizzata da due parametri: k , parametro di forma e A , il parametro di scala. Il primo rappresenta l'ampiezza della curva e assume un valore tra 1 e 3, mentre il secondo, espresso in m/s, è correlato con la velocità media del vento. In Tabella 5 sono riportati i valori misurati dal sensore a 80 metri, suddivisi in 12 settori di direzione, mentre

in Tabella 6 sono riportati gli stessi parametri di Weibull mediati per i 12 settori di direzione e la velocità media del vento. Definiti questi parametri si può generare il file di input per il software di calcolo, WAsP12.

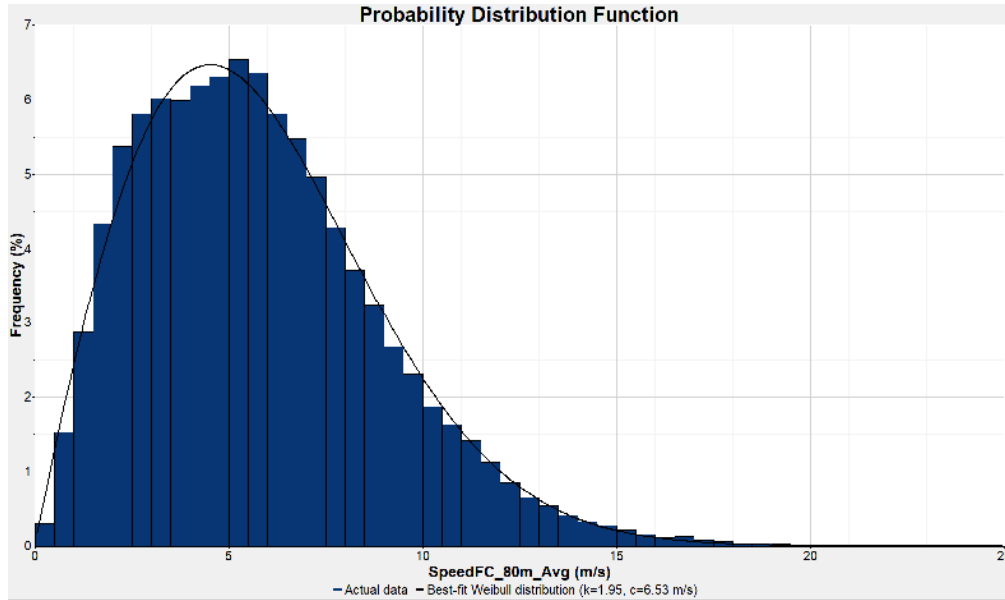


Figura 5. Distribuzione di Weibull per l'anemometro a 80 m

Altezza [m]	Weibull Parameter	345° - 15°	15° - 45°	45° - 75°	75° - 105°	105° - 135°	135° - 165°	165° - 195°	195° - 225°	225° - 255°	255° - 285°	285° - 315°	315° - 345°
H = 80	k	2,211	2,611	2,178	1,608	1,578	2,006	2,007	1,625	1,585	1,570	2,135	2,394
	A	7,97	6,15	4,55	4,085	4,551	6,205	5,842	5,196	3,925	4,623	6,44	7,924

Tabella 5. Valori dei parametri di Weibull per tutte le direzioni per l'altezza di misura

	H = 80 m
Weibull k	1,95
Weibull A	6,53
Velocità Media del vento [m/s]	5,78

Tabella 6. Parametri di Weibull mediati e velocità media del vento a 80

3.4 Analisi Anemometrica

3.4.1 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 , con cui è stata determinata la velocità media del vento ad altezza mozzo dell'aerogeneratore (115 m), è stato calcolato prendendo in considerazione i sensori di velocità a 80m e 25m e risulta essere pari a 0,213. L'andamento verticale delle velocità è riportato numericamente in Tabella 7 e graficamente in Figura 6. Schema dell'evoluzione della velocità verticale del vento (Wind Shear).

Altezza [m]	Velocità [m/s]
115	6,31
80	5,78
25	4,57

Tabella 7. Velocità media del vento alle diverse altezze analizzate

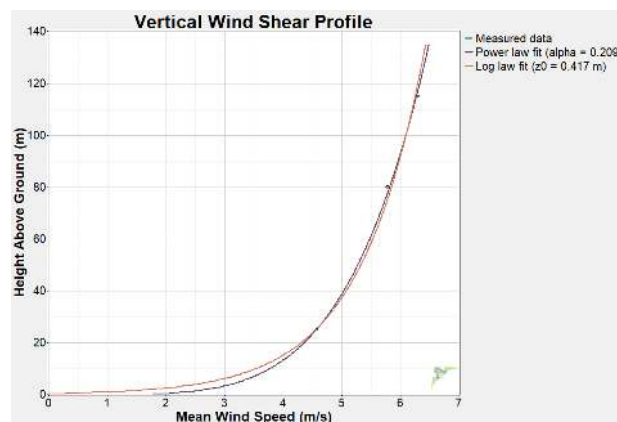


Figura 6. Schema dell'evoluzione della velocità verticale del vento (Wind Shear)

4. Configurazione dell'impianto

L'impianto eolico in esame è caratterizzato da 9 aerogeneratori modello Siemens-Gamesa SG170 di potenza unitaria 6,6 MW, caratterizzati da un diametro di 170 m e altezza mozzo 115 m. Il layout proposto (Figura 7) prevede il posizionamento degli aerogeneratori tale per cui l'interferenza reciproca dovuta all'effetto scia generato da quest'ultimi, sia minimo. In Tabella 8 sono riportate le coordinate in UTM-WGS84 di ogni singolo aerogeneratore.



Figura 7. Layout di impianto. Vista in direzione Nord

Site	x-UTM WGS84 (m)	y-UTM WGS84 (m)
SAN1	644297.0	4510367.0
SAN2	644534.0	4509782.0
SAN3	645022.0	4509488.0
SAN4	646111.0	4508626.0
SAN5	646785.0	4508765.0
SAN6	646500.0	4510063.0
SAN7	647099.0	4509173.0
SAN8	647546.0	4509744.0
SAN9	648830.0	4509792.0

Tabella 8. Coordinate degli aerogeneratori nel layout

4.1 Aerogeneratore

In funzione all'attuale tecnologia disponibile sul mercato è stato scelto il modello Siemens-Gamesa SG 170 da 6,6 MW i cui parametri sono elencati a seguire:

- diametro rotore 170 m;
- altezza mozzo 115 m;
- altezza al tip della pala 200 m.

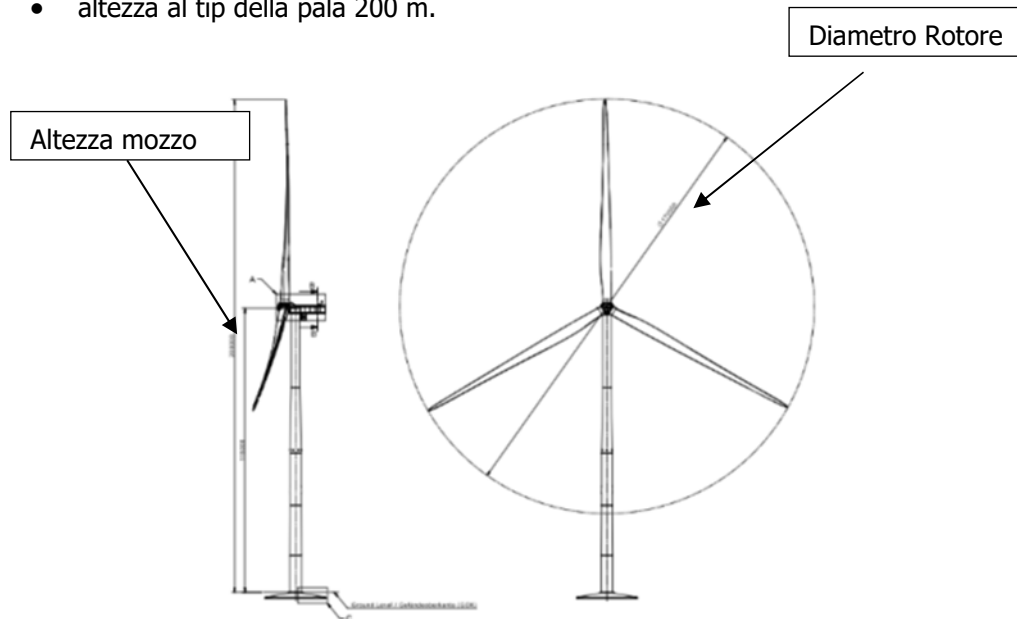


Figura 8. Aerogeneratore modello SG 170 - 6,6 MW, diametro rotore 170 m, altezza 115 m

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: 115 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.

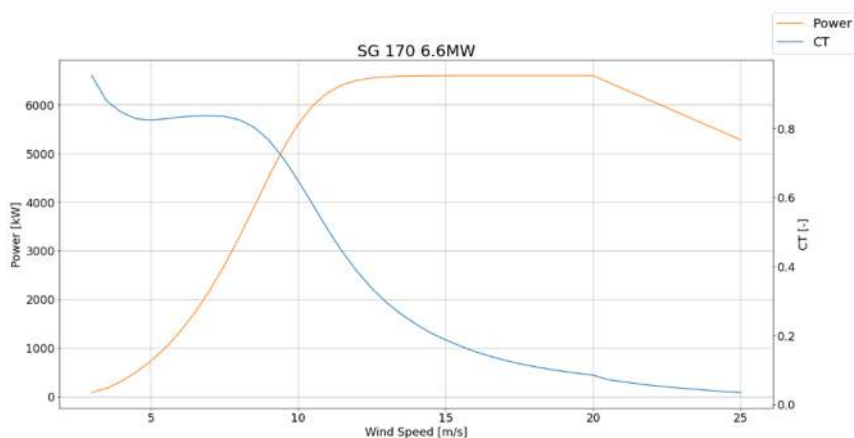


Figura 9. Curva di potenza e di CT(Thrust Coefficient) per l'aerogeneratore SG170 6,6 MW

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 le perdite di scia dovute all'interferenza reciproca tra i vari aerogeneratori. Questo modello di scia si basa su equazioni empiriche lineari teorizzate da I.Katic, J.Hojstrup ed N.O. Jensen e viene comunemente chiamato Park Model.

In Figura 10 è presentata la mappa dell'intensità del vento a 115 m (altezza mozzo)

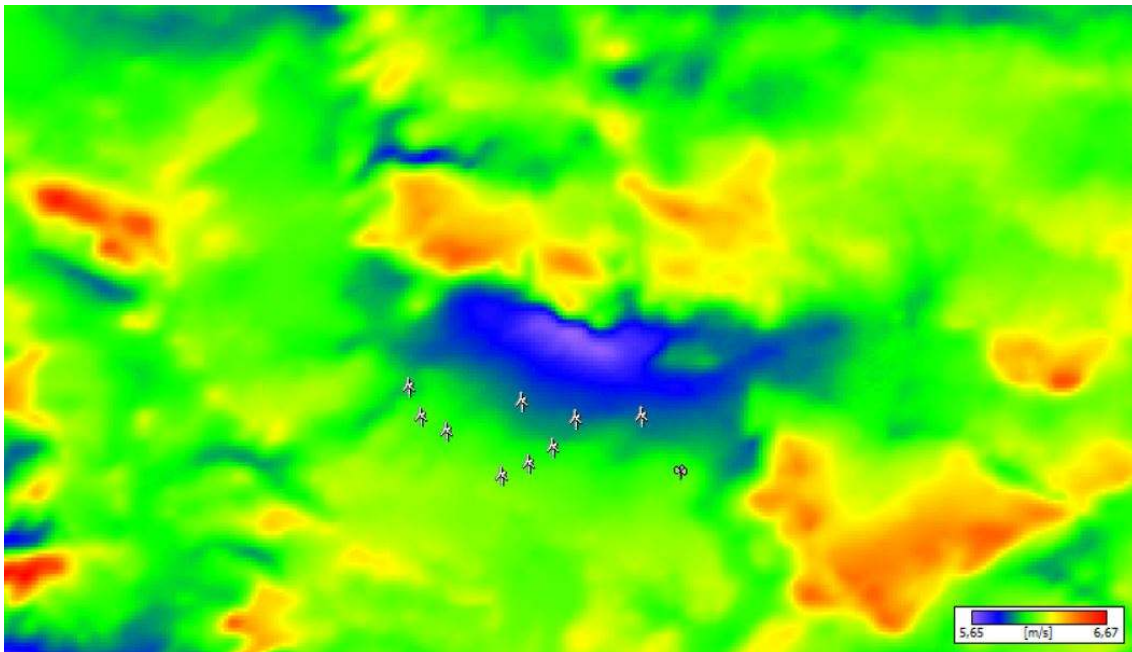


Figura 10. Mappa dell'intensità del vento ad altezza mozzo (115 m)

5.1.1 La modellazione del terreno

L'area presa in esame per le simulazioni anemologiche del sito in oggetto si estende su una superficie di 2834 km² per 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 è riportata in Tabella 9.

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

Mentre gli altri valori sopra citati vengono calcolati automaticamente sulla base del valore di rugosità (z_0), quest'ultimo viene deciso dall'utente e permette di includere informazioni non presenti dell'orografia del terreno, correggendo l'evoluzione del flusso del vento.

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 9. Descrizione dei valori di rugosità utilizzati nella simulazione

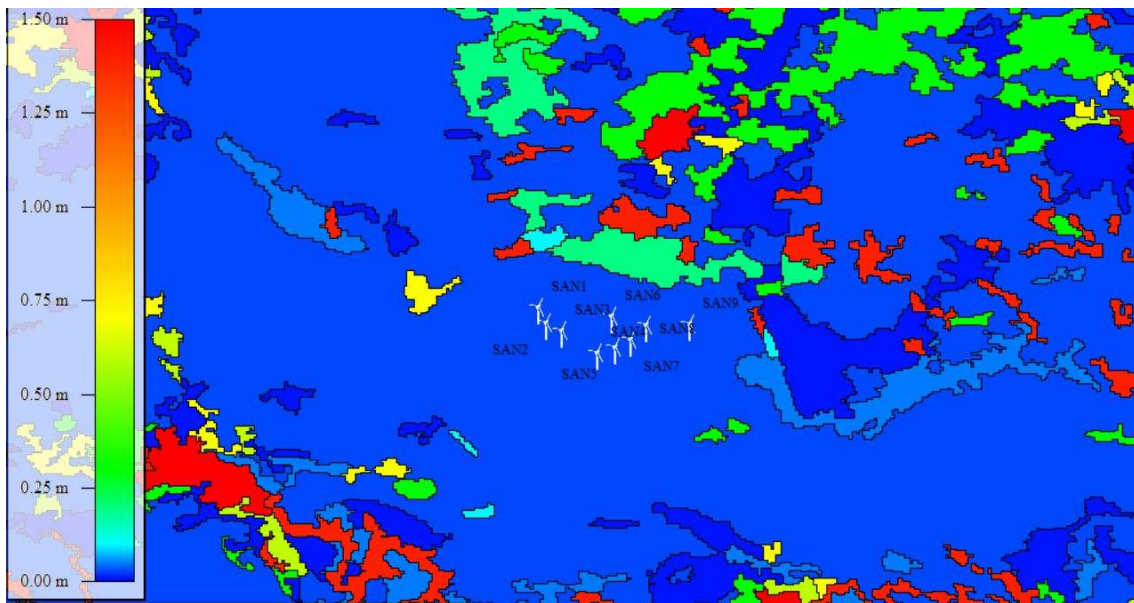


Figura 11. Individuazione delle aree rugosità sulla base del database CORINE2018

5.1.2 Risultati della simulazione con WASP 12

In seguito alla modellazione del terreno, WASP12 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 10 e in Tabella 11.

Site	Altitudine [m]	Altezza mozzo [m]	Produzione Lorda [GWh]	Perdite di scia [%]	Produzione al netto delle perdite di scia [GWh]
SAN1	115	369,7	18,612	4,42	17,789
SAN2	115	377,4	19,05	7	17,717
SAN3	115	376,7	19,012	7,82	17,525
SAN4	115	376	19,262	5,34	18,233
SAN5	115	370,6	19,072	6,53	17,826
SAN6	115	358,6	18,195	4,21	17,428
SAN7	115	365,8	18,768	7,32	17,395
SAN8	115	358	18,181	3,91	17,469
SAN9	115	355,1	18	2,11	17,621
TOTALE			168,15		159,00

Tabella 10. Produzione e perdite di scia stimate per i singoli aerogeneratori

Numero di turbine	9
Potenza Nominale Aerogeneratori [MW]	6,6
Potenza Nominale Installata [MW]	59,4
Produzione energetica annua stimata [GWh]	159,00
Numero di ore equivalenti annue	2677

Tabella 11. 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 12 elenca le perdite ipotizzate per l'impianto in progetto con il relativo valore assegnato. In definitiva, si stima tramite l'ausilio del tool WAT (Wind Farm Assessment Tool) del software WASP, una perdita totale pari al 10%.

Produzione energetica teorica [GWh/anno]	159,00
Efficienza elettrica [%]	1,5 %
Indisponibilità aerogeneratori [%]	3 %
Regolazione di potenza [%]	1 %
Condizioni atmosferiche e degradazione pale [%]	1 %
Fermo Utility [%]	1 %
Produzione energetica annua netta stimata [GWh/anno] – P50	147,1
Ore equivalenti – P50	2476
Fattore di capacità stimato	30,53 %

Tabella 12. 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 147,1 GWh/anno, corrispondente a 2476 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.

5.1.4 Livelli di eccedenza e calcolo P75 e P90

Per un'analisi finale sulla produzione dell'impianto, è stato eseguito nuovamente un calcolo, tramite l'ausilio del tool WAT, sui livelli di eccedenza di produzione, cioè sulla probabilità che ha l'impianto stesso d'eccedere il numero medio di ore equivalenti annue calcolato in precedenza. Per i progetti eolici, hanno una particolare importanza le probabilità di eccedenza al 75% e 90%, che individuano rispettivamente la produzione e di conseguenza le ore equivalenti P75 e P90.

Per determinare i livelli di eccedenza si deve fare una valutazione delle incertezze a cui è soggetto il modello virtuale, che per la sua natura di prevedere un comportamento futuro non può essere preso come una rappresentazione univoca delle condizioni reali di funzionamento dell'impianto. I parametri di incertezza utilizzati per tenere conto della natura stocastica del vento e della variazione della produzione dell'impianto sono elencati rispettivamente in Tabella 13 ed in Tabella 14.

Incertezza della velocità del vento	
Misurazione del vento	1,48 %
Variazione annuale della ventosità	7,79 %
Estrapolazione verticale del modello di flusso	3 %
Estrapolazione orizzontale del modello di flusso	1,4 %

Tabella 13. Fattori di incertezza sulla velocità del vento considerati per la stima della produzione P75 e P90

Incertezza sulla stima dell'AEP	
Curva di potenza	5 %
Modellazione delle perdite di scia	3 %

Tabella 14. Fattori di incertezza sulla produzione di energia considerati per la stima della produzione P75 e P90

6. Conclusione

In Tabella 15 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 più 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	147,1	2476
P75	134,13	2258
P90	122,33	2059

Tabella 15. Confronto produzione P50, P75 e P90