



REGIONE
SICILIA



PROVINCIA
DI TRAPANI



COMUNE
DI MARSALA



COMUNE
DI SALEMI



COMUNE
DI CALATAFIMI-SEGESTA

OGGETTO:

**Progetto di realizzazione di un parco eolico della potenza di 66 MW denominato
"CE PARTANNA III"
situato nei comuni di Marsala, Salemi e Calatafimi-Segesta
provincia di Trapani (TP)**

ELABORATO:

STUDIO ANEMOLOGICO



PROPONENTE:



**AEI WIND
PROJECT V S.R.L.**

P.I. 16805261001
Via Vincenzo Bellini,
22 00198 Roma

C.F. e n. iscriz. REG. IMPR.: 16805261001

REA: RM_1676857
PEC: aewind.quinta@legalmail.it

PROGETTAZIONE:

Ing. Carmen Martone
Iscr. n.1872
Ordine Ingegneri Potenza
C.F MRTCMN73D56H703E



EGM PROJECT S.R.L.
VIA VERRASTRO 15/A
85100- POTENZA (PZ)
P.IVA 02094310766
REA PZ-206983

Geol. Raffaele Nardone
Iscr. n. 243
Ordine Geologi Basilicata
C.F NRDRFL71H04A509H

Livello prog.	Cat. opera	N° prog.elaborato	Tipo elaborato	N° foglio/Tot fogli	Nome file	Scala	
PD	I.E.	03	R		PRT_PD_03_STUDIO_ANEMOLOGICO		
REV.	DATA	DESCRIZIONE			ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
00	APRILE 2023	Emissione				Ing. Carmen Martone EGM Project	Ing. Carmen Martone EGM Project

Indice

1.	INTRODUZIONE	2
1.1	Descrizione del sito	2
2.	DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO PROGETTUALE	2
2.1	Il progetto.....	2
2.2	L'aerogeneratore.....	3
3.	CARATTERISTICHE DEI DATI aNEMOLOGICI	4
3.1	Caratteristiche dei dati.....	4
4.	ANALISI DEI DATI DEL VENTO	5
4.1	Wind Shear - Profilo verticale	5
4.2	Direzione del vento	6
4.3	Velocità media annuale del vento a 100 m.....	6
4.4	Distribuzione del vento all'altezza del mozzo	6
5.	MODELLO DI CALCOLO DELLA RISORSA EOLICA	8
5.1	Mapa di elevazione e di orografia.....	8
5.2	Calcolo energetico.....	9
5.3	Calcolo energetico - Perdite	9
5.4	Risultato del calcolo dell'energia	12
6.	CONCLUSIONI	15

1. INTRODUZIONE

La presente relazione rappresenta l'analisi di ventosità e di produzione relativo al progetto di realizzazione di un parco eolico della potenza di 66 MW denominato "CE PARTANNA III" situato nei comuni di Marsala, Salemi e Calatafimi-Segesta, in provincia di Trapani (TP), con lo scopo di fare una stima della risorsa ventosa disponibile in sito.

1.1 Descrizione del sito

Il sito oggetto dello studio è situato in provincia di Trapani (TP).

L'area di progetto su cui verrà realizzato il parco eolico è caratterizzata da orografia tipica delle zone collinari della zona, priva di complicazioni eccessive e con un'altezza media compresa tra 260 e 355 metri sul livello del mare.

Per quanto riguarda le condizioni climatiche sito specifiche, è stata considerata una temperatura media annua di 14,6 ° C e una densità media dell'aria nel sito all'altezza del mozzo è: $\rho = 1,01 \text{ Kg/m}^3$.

Attualmente il sito presenta un uso del suolo principalmente agricolo. La copertura vegetale arborea è scarsa, quindi l'area in esame è caratterizzata da una rugosità media, caratteristica favorevole allo sfruttamento del vento.

Le turbine eoliche saranno posizionate in modo omogeneo, in direzione perpendicolare al vento prevalente N-NW.

Di seguito è riportato il progetto del parco eolico proposto nel luogo.

2. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO PROGETTUALE

2.1 Il progetto

Il parco eolico per la produzione di energia elettrica oggetto di studio avrà le seguenti caratteristiche:

- potenza installata totale: 66 MW;
- potenza della singola turbina: 6 MW;
- n. 11 turbine;
- n. 1 cabine di smistamento.

2.2 L'aerogeneratore

L'aerogeneratore previsto per la realizzazione del parco eolico è la turbina da 6 MW della Siemes-Gamesa (SG 6.0-170 -MOD 6 MW).

Nella tabella che segue sono sintetizzate le principali caratteristiche dell'aerogeneratore previsto nel parco eolico CE PARTANNA III.

Tipo di Aerogeneratore	Altezza al mozzo (m)	Diametro rotore (m)	Potenza nominale (kW)
Gamesa SG 6.0-170 - MOD 6 MW	135 m	170 m	6000

Tabella 1 – Caratteristiche principali dell'aerogeneratore previsto nel parco eolico CE PARTANNA III.

• Curva di potenza

La figura 1 mostra i dati della curva di potenza per diverse velocità del vento per una densità di $1,225 \text{ kg/m}^3$. Questa curva è stata ricavata dai dati inviati da S.Gamesa.

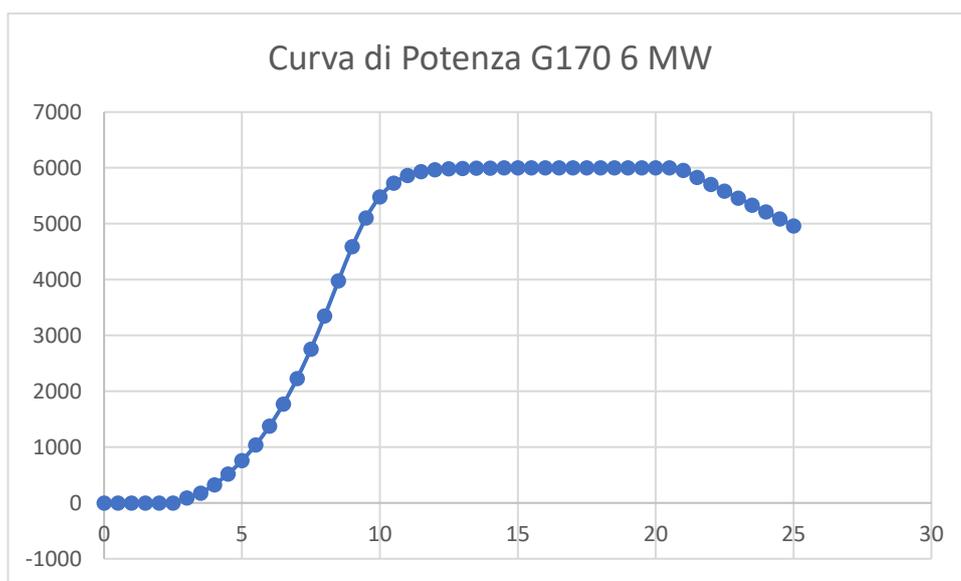


Figura 1 - Curva di potenza Gamesa SG170 6 MW.

• Curva di spinta

La Figura 2 mostra i valori della curva di spinta per diverse velocità del vento e una densità dell'aria di $1,225 \text{ kg/m}^3$.

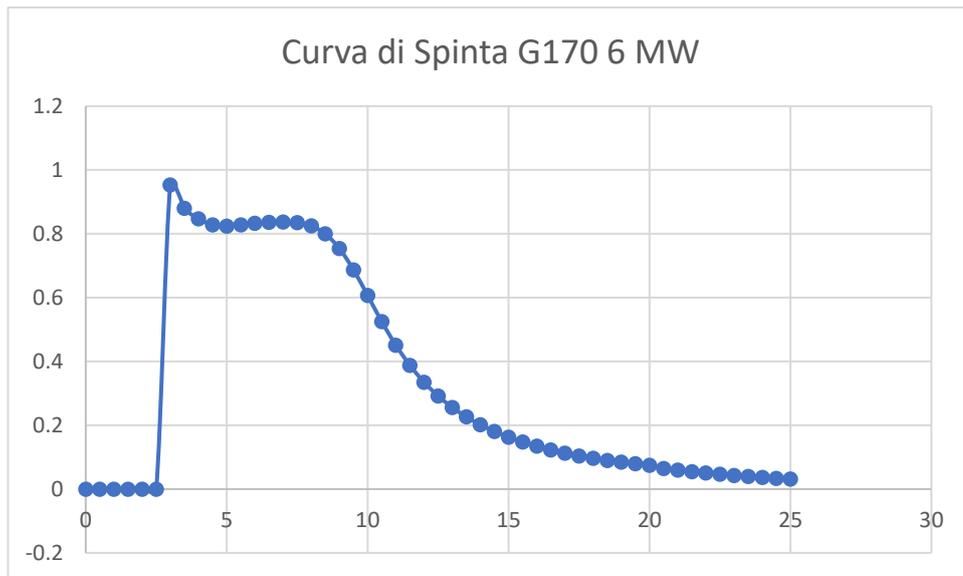


Figura 2 - Curva di spinta Gamesa G170 6 MW.

- Dati di input per il calcolo

Analizzando il database MERRA-2, è stato effettuato un calcolo di varie altezze a partire da 135 m, che è l'altezza della turbina eolica selezionata.

Il software utilizzato per le elaborazioni è il Furow; di seguito vengono descritti i principali dati di input implementati nel modello scelto:

- Topografia: è stata inserita una mappa topografica del sito dal database ASTER in coordinate UTM.

- Rugosità: è stata importata una mappa di rugosità dal database CORINE 2006. I valori di rugosità sono stati confrontati in Google Earth, verificandone la corrispondenza. Nella figura 4, riportata nel prosieguo di questa relazione, è mostrata la mappa di rugosità del sito.

- Dati meteorologici: sono stati scaricati i dati di pressione e temperatura MERRA-2 a 0 e 10 m dal suolo ed è stata effettuata una estrapolazione per simulare i dati a 135 m, che è l'altezza alla quale si trova il mozzo.

3. CARATTERISTICHE DEI DATI ANEMOLOGICI

3.1 *Caratteristiche dei dati*

Per la caratterizzazione dei dati relativi alla risorsa eolica disponibile in sito, sono stati utilizzati i dati del database di rianalisi di MERRA-2.

Per la realizzazione di questo studio preliminare è stata analizzata una serie storica di 20 anni di dati provenienti dal database MERRA-2 ad altezze di 2, 10 e 50 m.

Il punto di riferimento utilizzato per ottenere i dati di velocità e direzione del vento è di seguito descritto ed identificato:

- Coordinate: 314422.85 m E, 4192089.39 m N Fuso 33S
- Altezza al livello del mare: 257 m
- Periodo download dati: 01/01/2000 - 01/01/2020

Velocità / direzione vento	2 m
Velocità / direzione vento	10 m
Velocità / direzione vento	50 m
Temperatura	2 m
Temperatura	10 m
Pressione (m s.l.m.)	0 m

Tabella 2 – Dati di misurazione.

4. ANALISI DEI DATI DEL VENTO

Prima di procedere con la modellazione dei dati del vento disponibili, è stata effettuata un'operazione di verifica dei dati stessi al fine di renderli omogenei e affidabili: sono stati infatti rimossi i dati delle ombre e i dati non validi. Questo lavoro di pulizia dei dati è stato effettuato mediante ispezione visiva e grafica dei dati di vento disponibili utilizzando il software Furow.

4.1 *Wind Shear - Profilo verticale*

Ai fini della modellazione, il fattore esponenziale medio della legge di potenza è stato calcolato per ogni ora e per ogni direzione.

Inizio serie dati	Fine serie dati	Elevazione (m)	Calcolo dell'altezza (m)	Esponente di taglio (%)
01/01/2000	01/01/2020	257	135	0,200

Tabella 3 – Wind Shear - Profilo verticale.

4.2 Direzione del vento

La direzione del vento nel sito mostra chiaramente una direzione del vento predominante da Nord-Ovest, sia in frequenza che in energia. Questo viene mostrato dalla Figura 3:

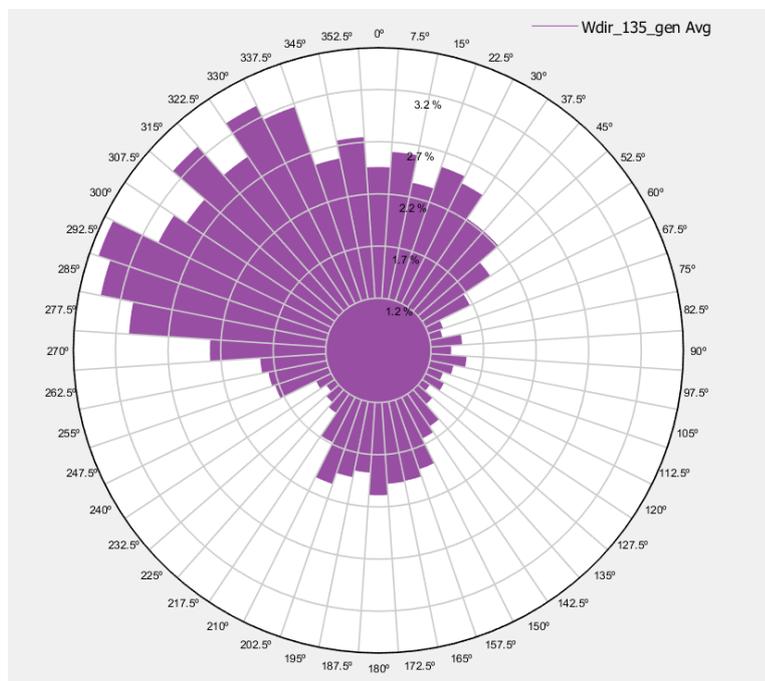


Figura 3 – Rosa dei venti del progetto CE PARTANNA III.

4.3 Velocità media annuale del vento a 135 m

La velocità media annuale del vento a 135 m è stimata pari a **6,44 m/s**.

4.4 Distribuzione del vento all'altezza del mozzo

	348.75° - 11.25°	11.25° - 33.75°	33.75° - 56.25°	56.25° - 78.75°	78.75° - 101.25°	101.25° - 123.75°	123.75° - 146.25°	146.25° - 168.75°
0.50 m/s	0,1141	0,1369	0,1312	0,1255	0,1027	0,097	0,0799	0,1369
1.50 m/s	0,4677	0,3993	0,559	0,3023	0,3422	0,308	0,2624	0,211
2.50 m/s	0,7415	0,7814	0,6902	0,713	0,616	0,5248	0,4791	0,4734
3.50 m/s	1,118	1,4602	1,2434	0,7073	0,6331	0,4677	0,4905	0,3993
4.50 m/s	1,2491	1,3176	1,2491	0,7472	0,559	0,4506	0,6046	0,5133
5.50 m/s	1,1408	1,0495	0,6331	0,4392	0,4506	0,5932	0,4962	0,6445
6.50 m/s	1,021	0,6274	0,4905	0,462	0,8042	0,4392	0,3936	0,5019
7.50 m/s	0,4449	0,365	0,2396	0,3536	0,365	0,3765	0,3479	0,3993
8.50 m/s	0,3422	0,2453	0,211	0,1369	0,1369	0,2339	0,211	0,3879
9.50 m/s	0,2339	0,1654	0,2053	0,057	0,0799	0,1768	0,2453	0,3936
10.50 m/s	0,3422	0,2282	0,2396	0,057	0,0228	0,1255	0,1141	0,2966
11.50 m/s	0,2738	0,2567	0,154	0,0342	0,0285	0,0856	0,0856	0,1768
12.50 m/s	0,097	0,1426	0,0913	0,0228	0,0285	0,0742	0,0513	0,2282

13.50 m/s	0,0627	0,1939	0,0913	0	0,0456	0,0285	0,0285	0,1768
14.50 m/s	0,0513	0,1312	0,057	0,0114	0,0114	0,0285	0,0171	0,0856
15.50 m/s	0,0399	0,0228	0,0285	0,0057	0,0114	0,0057	0,0342	0,1084
16.50 m/s	0,0228	0,0114	0,0399	0	0,0171	0,0057	0,0342	0,0399
17.50 m/s	0,0171	0	0,0285	0,0057	0	0	0,0285	0,0114
18.50 m/s	0,0114	0,0057	0,0399	0	0	0	0,0285	0,0228
19.50 m/s	0,0114	0,0228	0,0228	0	0	0	0,0114	0,0285
20.50 m/s	0,0114	0,0342	0	0	0	0	0,0171	0,0228
21.50 m/s	0	0	0	0	0	0	0,0057	0,0171
22.50 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0,0057
23.50 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0
24.50 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0
25.50 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0
26.50 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0
27.50 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0
28.50 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0

	168.75° - 191.25°	191.25° - 213.75°	213.75° - 236.25°	236.25° - 258.75°	258.75° - 281.25°	281.25° - 303.75°	303.75° - 326.25°	326.25° - 348.75°
0.50 m/s	0,0913	0,1141	0,1084	0,1027	0,1255	0,1084	0,1711	0,0913
1.50 m/s	0,2453	0,2339	0,2966	0,3708	0,2738	0,3765	0,5818	0,2453
2.50 m/s	0,4449	0,3536	0,3708	0,3708	0,462	0,7415	0,8271	0,4449
3.50 m/s	0,462	0,3879	0,3879	0,5533	0,5761	0,9811	1,0267	0,462
4.50 m/s	0,5305	0,5076	0,4848	0,6103	0,6959	0,9868	1,1636	0,5305
5.50 m/s	0,4278	0,5076	0,5761	0,77	0,9468	0,8955	1,2548	0,4278
6.50 m/s	0,4962	0,405	0,5476	0,9069	1,2606	0,9126	0,9754	0,4962
7.50 m/s	0,6331	0,405	0,4278	0,6845	0,9925	0,9126	0,7187	0,6331
8.50 m/s	0,6388	0,3593	0,5076	0,7016	1,1237	0,7187	0,6674	0,6388
9.50 m/s	0,3194	0,1768	0,2738	0,4905	0,7985	0,6845	0,3936	0,3194
10.50 m/s	0,2282	0,2167	0,2909	0,4164	0,5419	0,4449	0,3422	0,2282
11.50 m/s	0,2567	0,154	0,1426	0,2795	0,5704	0,405	0,2852	0,2567
12.50 m/s	0,1825	0,057	0,1996	0,3308	0,3993	0,3365	0,1996	0,1825
13.50 m/s	0,1711	0,0456	0,1198	0,1768	0,365	0,2624	0,251	0,1711
14.50 m/s	0,1597	0,0228	0,0513	0,1882	0,1882	0,1882	0,0913	0,1597
15.50 m/s	0,0742	0,0399	0,0342	0,1312	0,3023	0,1369	0,057	0,0742
16.50 m/s	0,0856	0,0171	0,0114	0,1198	0,2624	0,1141	0,0799	0,0856
17.50 m/s	0,0342	0,0057	0,0228	0,0342	0,2681	0,0742	0,057	0,0342
18.50 m/s	0,0114	0,0114	0,0114	0,0171	0,0627	0,057	0,0057	0,0114
19.50 m/s	0	0	0	0	0,0342	0,0285	0	0
20.50 m/s	0,0057	0	0	0	0,0057	0,0285	0,0228	0,0057
21.50 m/s	0,0057	0	0	0	0	0	0,0228	0,0057
22.50 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0
23.50 m/s	0,0057	0	0	0	0	0	0	0,0057
24.50 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0
25.50 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0
26.50 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0
27.50 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0
28.50 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabella 4 – Distribuzione del vento all'altezza del mozzo.

5. MODELLO DI CALCOLO DELLA RISORSA EOLICA

Nel seguito vengono descritti i principali aspetti considerati del modello utilizzato per il calcolo della risorsa eolica nel sito di progetto.

- Il modello di rianalisi che meglio si adatta all'area in esame è il MERRA-2. Ai fini della elaborazione di questo studio preliminare è stata considerata una serie storica di 20 anni di dati scaricati dal database MERRA-2 a 135 m.

- La velocità del vento e le distribuzioni della direzione sono state calcolate sulla base di un periodo di riferimento di 20 anni (dal 01/01/2000 al 31/12/2020).

- La turbolenza ambientale media è stata stimata in base alla rugosità del sito.

- I dati di temperatura e pressione sono stati ottenuti dai dati di analisi dal modello MERRA-2 ad un'altezza di 10 e 0 m rispettivamente e sono stati estrapolati ad un'altezza di 135 m tenendo conto dell'elevazione del sito.

- La densità dell'aria è stata calcolata utilizzando i dati di rianalisi di temperatura e pressione ottenuti ed estrapolandoli ad un'altezza di 135 m.

- Sono state create griglie topografiche con risoluzione ogni 25m sulla base dell'orografia ottenuta dalla base del National Geographic Institute (curve di contorno interpolate ogni 5m) e della rugosità basata sul database CLC2006 che contiene informazioni ogni 75m.

- Tutte le simulazioni sono state eseguite utilizzando il software di calcolo Furow.

- Per il calcolo dell'energia è stato utilizzato il modello Simplified Eddy Viscosity, valutando i 72 settori.

5.1 Mappa di elevazione e di orografia

Per l'elaborazione dei dati di vento è stata utilizzata una mappa altimetrica con una risoluzione verticale di 25 m e una rugosità del sito e dei dintorni basata sui seguenti valori:

- Foresta: 0,5
- Aree a verde: 0,1
- Terreno coltivato: 0,1
- Superfici incolte: 0,03
- Specchi d'acqua: 0,0001
- Città: 0,5

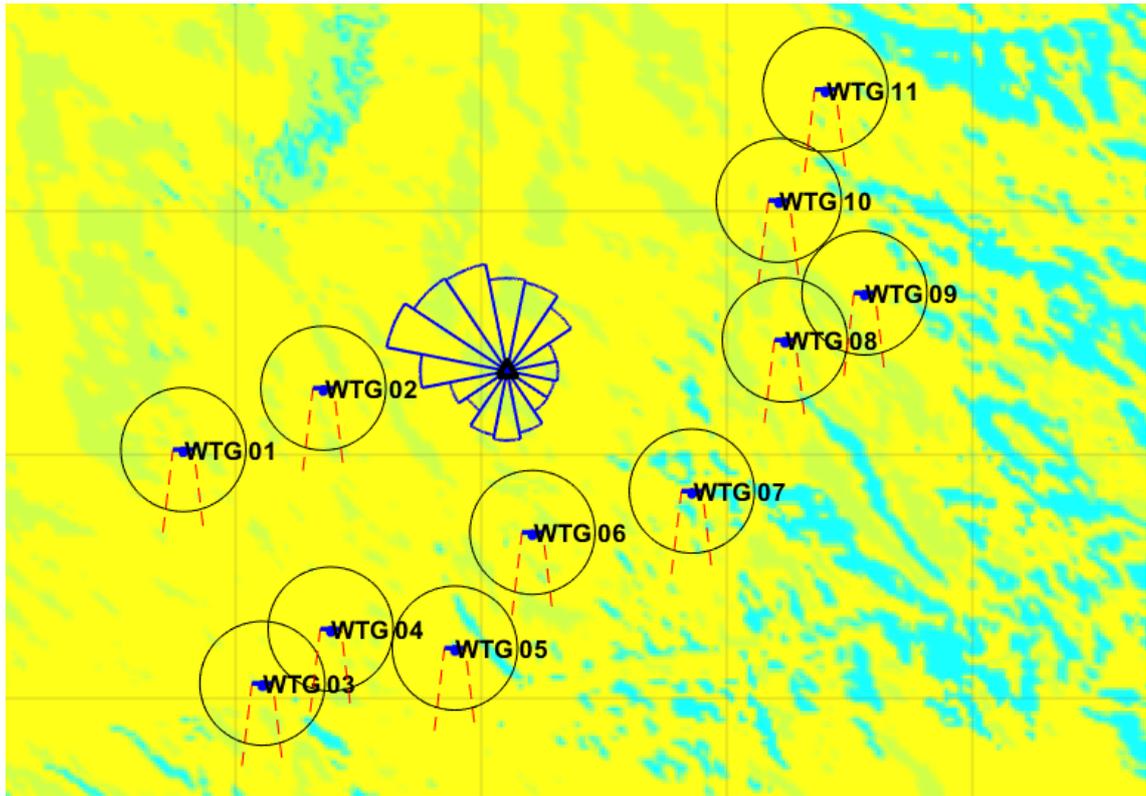


Figura 4 – Rugosità del sito del progetto CE PARTANNA III

5.2 *Calcolo energetico*

Nella tabella che segue sono riportate la potenza totale delle turbine installate, l'energia annua (MWh), il fattore impianto (%) e le ore equivalenti del parco eolico CE PARTANNA III.

Tipo di Turbina	Numero d Turbine	MW total	Rendimento netto (MWh)	Fattore di capacità netto (%)	Ore equivalenti nette (h)
Gamesa G170 6 MW	11	66	175.411,4	30,31	2.657,75

Tabella 5 – Producibilità della risorsa eolica del progetto CE PARTANNA III.

5.3 *Calcolo energetico - Perdite*

Per il calcolo della produzione energetica del parco è stato utilizzato il programma Furow, che fornisce anche il valore delle perdite dovute ai percorsi utilizzando il modello Eddy Viscosity, calcolando i percorsi per un totale di 72 settori (ogni 5 °).

Il numero di ore annue considerato è 8.766, inclusi gli anni bisestili.

Per ottenere la produzione netta del parco in esame è stato necessario quantificare le perdite di processo che vengono di seguito indicate:

- Perdite dovute a scia: queste perdite sono prodotte dalla vicinanza delle linee delle turbine eoliche, provocando riduzioni della velocità del vento che interessano le

turbine eoliche a valle. Per il parco CE sono state considerate perdite per scia intorno al 2,33%;

- Perdite per indisponibilità dell'aerogeneratore: sono le perdite stimate per fermo impianto durante le operazioni di manutenzione preventiva e correttiva dell'aerogeneratore. A causa della natura stagionale del vento nel sito, la manutenzione del parco ha una gestione complessa, quindi questa indisponibilità può essere ridotta sfruttando le stagioni di vento debole. Solitamente questo tipo di perdita viene considerata intorno al 3,00%; nel caso del parco in progetto è stato assunto lo stesso valore considerando che gli stessi produttori delle macchine garantiscono solitamente una disponibilità tecnica del 97%;

- Perdite per indisponibilità del sistema collettore: si riferiscono a quelle dovute a guasti e indisponibilità dell'impianto elettrico interno del parco. Tali perdite sono state stimate intorno al 0,25%;

- Perdite per indisponibilità della cabina: si riferiscono alle perdite per indisponibilità dovuta a manutenzione e riparazioni per guasti della cabina di entrata. Tali perdite sono state stimate intorno al 0,25%.

- Perdite per indisponibilità della rete: si riferiscono alle perdite dovute alla indisponibilità della rete di evacuazione del parco. Tali perdite sono state stimate intorno al 0,25%;

- Perdite elettriche: rappresentano le perdite elettriche totali del parco. Tali perdite sono state considerate pari al 3,99%;

- Perdite dovute all'adeguamento della curva di potenza: valore assunto 1%;

- Perdite per isteresi per vento forte: le perdite per isteresi sono dovute al tempo in cui la turbina eolica rimane ferma a velocità all'interno dell'intervallo operativo dopo eventi di arresto per vento forte. Tali perdite sono state stimate in un valore dello 0,1%;

- Perdite dovute al wind shear: valore assunto 0,1%;

- Perdite associate al disorientamento dell'aerogeneratore: si tratta di perdite causate dall'incapacità dell'aerogeneratore di orientarsi abbastanza rapidamente nella direzione incidente del vento, modificando così l'angolo di incidenza e riducendo leggermente la velocità effettiva del vento. Tali perdite sono state considerate pari allo 0,1%.

Nella tabella che segue sono sintetizzati i valori delle principali perdite sopramenzionate per il parco eolico CE PARTANNA III.

PERDITE PER INDISPONIBILITÀ	
Aerogeneratore (%)	1
Sistema collettamento (%)	0,25
Sottostazione (%)	0,25
Rete (%)	0,25
TOTALE (%)	3,7257
PERDITE ELETTRICHE	
Trasformatore turbina (%)	3
Sistema collettamento (%)	0,25
Sottostazione (%)	0,25
Linea di trasmissione (%)	0,25
Potenza consumata al minimo (%)	0,05
TOTALE (%)	3,99099
PERDITE PER RENDIMENTO AEROGENERATORE	
Adattamento alla curva di potenza (%)	1
Isteresi da venti forti (%)	0,1
Taglio del vento (%)	0,1
TOTALE (%)	1,1979
PERDITE PER DEGRADAZIONE	
Degradazione delle pale (%)	1
Congelamento della lama (%)	0,1
TOTALE (%)	1,1

Tabella 6 – Riepilogo delle perdite di processo del progetto CE PARTANNA III.

Nella tabella 7, di seguito riportata, è stata riportata una sintesi dei risultati annuali di produzione CE PARTANNA III stimati da Furow per un periodo di tempo annuale.

L'energia annua generata dalle 11 turbine eoliche Gamesa G170 6 MW sarà di 175.411,4 MWh/anno.

Capacità del parco (MW)	66
Numero di turbine	11
Produzione lorda [MWh/anno]	205.531,8
Perdite per scia (%)	2,33
Perdite elettriche (%)	3,99
Perdite per rendimento dell'aerogeneratore (%)	1,1979
Perdite per indisponibilità (%)	3,72
Perdite per degradazione (%)	1,1
Produzione netta [MWh/anno]	175.411,4
Fattore di impianto netto(%)	30,31
Ore equivalenti [h/anno]	2657,75

Tabella 7 – Stima della produzione energetica del parco CE PARTANNA con 11 turbine G170 6 MW a 135 m.

5.4 Risultato del calcolo dell'energia

La Figura 5 e la Tabella 8 mostrano le coordinate e le posizioni delle turbine eoliche CE PARTANNA III.

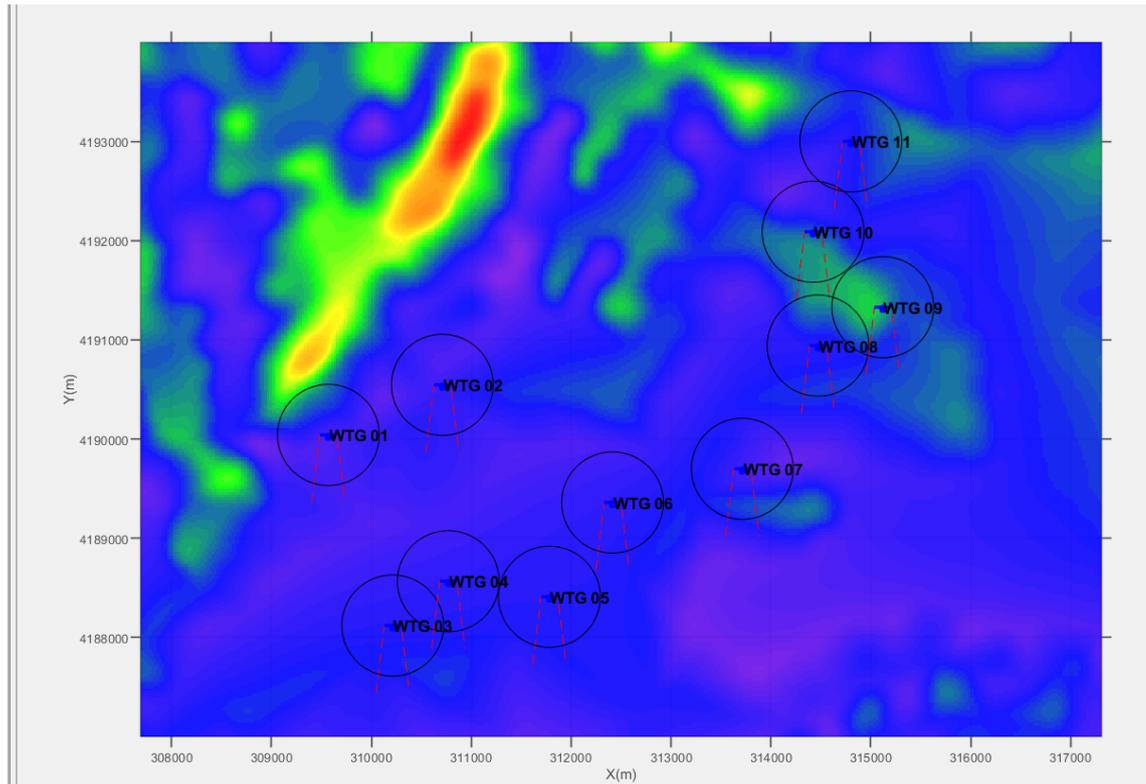


Figura 5 – Posizione delle turbine del progetto CE PARTANNA III.

N° Turbine	WT1	WT2	WT3	WT4	WT5
Tipo di turbina	Gamesa SG 6.0-170 -MOD 6 MW				
Altezza della turbina (m)	135	135	135	135	135
Diametro della turbina (m)	170	170	170	170	170
Potenza (kW)	6000	6000	6000	6000	6000
X (m)	309569,1	310710	310213	310769,7	311782
Y(m)	4190041,2	4190546	4188120	4188566,4	4188410
Elevazione del terreno (m)	306,4	300	250	250	250
Turbina più vicina	WTG 02	WTG 01	WTG 04	WTG 03	WTG 04

Distanza dalla turbina più vicina	1247,6	1247,6	713,6	713,6	1024,3
Temperatura (°C)	0	0	0	0	0
Pressione (hPa)	1013	1013	1013	1013	1013
Umidità relativa (%)	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
Densità dell'aria (kg/m³)	1,149	1,149	1,155	1,155	1,155
Velocità media (m/s)	6,2408	6,3123	6,4291	6,3784	6,4197
Velocità media influenzata (m/s)	6,2069	6,2616	6,3597	6,2887	6,3184
Ambiente TI (%)	19,012	19,023	19,024	19,044	19,009
Totale TI (%)	19,209	19,239	19,606	19,691	19,666
Rendimento ideale (MWh)	18668,3	18668,3	18668,3	18668,3	18668,3
Efficienza topografica (%)	91,9391	93,6092	96,7973	95,5881	96,6064
Efficienza lorda (MWh)	17163,5	17475,3	18070,4	17844,7	18034,8
Fattore di capacità (CF) lordo (%)	32,6327	33,2255	34,3571	33,9279	34,2893
Ore di lavoro lorde (h)	2860,59	2912,55	3011,74	2974,12	3005,8
Efficienza del parco (%)	98,858	98,2596	98,0216	97,0812	96,7554
Rendimento del parco (MWh)	16967,5	17171,1	17712,9	17323,9	17449,6
Efficienza netta (MWh)	15279,3	15462,7	15950,6	15600,2	15713,5
Fattore di capacità (CF) netto (%)	29,0504	29,399	30,3266	29,6605	29,8758
Ore di lavoro nette (h)	2546,56	2577,12	2658,43	2600,04	2618,92
	WT6	WT7	WT8	WT9	WT10
Tipo di turbina	Gamesa SG 6.0-170 -MOD 6 MW				
Altezza della turbina (m)	135	135	135	135	135
Diametro della turbina (m)	170	170	170	170	170
Potenza (kW)	6000	6000	6000	6000	6000
X (m)	312414,4	313714	314472	315121	314422,8
Y(m)	4189360,4	4189700	4190942	4191329	4192089,4
Elevazione del terreno (m)	250	227,3	250,8	286,5	282,2
Turbina più vicina	WTG 05	WTG 06	WTG 09	WTG 08	WTG 11
Distanza dalla turbina più vicina	1141,5	1343,2	755,6	755,6	986
Temperatura (°C)	0	0	0	0	0
Pressione (hPa)	1013	1013	1013	1013	1013
Umidità relativa (%)	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
Densità dell'aria (kg/m³)	1,155	1,158	1,155	1,151	1,151

Velocità media (m/s)	6,3852	6,2878	6,4303	6,9345	6,658
Velocità media influenzata (m/s)	6,3129	6,2241	6,3378	6,8332	6,572
Ambiente TI (%)	18,973	18,814	18,689	18,518	18,683
Totale TI (%)	19,339	19,143	19,339	19,273	19,28
Rendimento ideale (MWh)	18668,3	18668,3	18668,3	18668,3	18668,3
Efficienza topografica (%)	95,8226	93,4949	96,8972	108,5447	102,1213
Efficienza lorda (MWh)	17888,5	17453,9	18089,1	20263,5	19064,4
Fattore di capacità (CF) lordo (%)	34,0111	33,1849	34,3926	38,5267	36,2468
Ore di lavoro lorde (h)	2981,41	2908,99	3014,85	3377,25	3177,39
Efficienza del parco (%)	97,5901	97,9446	97,2386	96,9981	97,5142
Rendimento del parco (MWh)	17457,4	17095,2	17589,6	19655,2	18590,5
Efficienza netta (MWh)	15720,5	15394,3	15839,5	17699,6	16740,8
Fattore di capacità (CF) netto (%)	29,8891	29,269	30,1155	33,652	31,8291
Ore di lavoro nette (h)	2620,08	2565,72	2639,92	2949,93	2790,14
	WT11				
Tipo di turbina	Gamesa SG 6.0-170 - MOD 6 MW				
Altezza della turbina (m)	135				
Diametro della turbina (m)	170				
Potenza (kW)	6000				
X (m)	314801				
Y(m)	4193000				
Elevazione del terreno (m)	250				
Turbina più vicina	WTG 10				
Distanza dalla turbina più vicina	986				
Temperatura (°C)	0				
Pressione (hPa)	1013				
Umidità relativa (%)	NaN				
Densità dell'aria (kg/m³)	1,155				
Velocità media (m/s)	6,4452				
Velocità media influenzata (m/s)	6,3958				
Ambiente TI (%)	18,52				
Totale TI (%)	18,801				
Rendimento ideale (MWh)	18668,3				

Efficienza topografica (%)	96,8611
Efficienza lorda (MWh)	18082,4
Fattore di capacità (CF) lordo (%)	34,3797
Ore di lavoro lorde (h)	3013,73
Efficienza del parco (%)	98,3236
Rendimento del parco (MWh)	17779,2
Efficienza netta (MWh)	16010,3
Fattore di capacità (CF) netto (%)	30,4401
Ore di lavoro nette (h)	2668,38

Tabella 8 – Risultati del calcolo dell'energia del parco CE PARTANNA III.

6. CONCLUSIONI

La relazione descrive l'analisi anemologica ottenuta attraverso l'utilizzo del software Furow, analizzando serie storiche e dati di bibliografia di riferimento e rappresentative dell'area oggetto di studio in cui è stato possibile calcolare la statistica media del vento a lungo termine.

Eseguendo l'estrapolazione verticale è stato calcolato che il vento a 135 mt ha una velocità media di 6,44 m/s. Sempre utilizzando il software Furow è stata estrapolata la statistica del vento nella posizione di ogni aerogeneratore e, a partire da quest'ultima, è stata calcolata la produzione totale del parco eolico.

La produzione annuale al netto delle perdite è di 175.411,4 [MWh/anno] e 2.657,75 ore equivalenti.

Si ritiene che i risultati ottenuti dallo studio condotto mediante l'utilizzo di dati storici e di bibliografia analizzati per il tramite del software Furow e, come descritti nei paragrafi precedenti, siano ben rappresentativi delle condizioni reali dell'area oggetto di intervento e della tipologia degli aerogeneratori che si intendono installare.

È possibile altresì asserire che, il risultato ottenuto dallo studio oggetto della relazione è paragonabile ai risultati di altri studi effettuati nell'area in oggetto, a parità delle condizioni progettuali condotte con dati e serie storiche derivanti da torri enemometriche installate in sito.

In conclusione, lo studio condotto risulta ben rappresentativo del sito e della tipologia di intervento, e questo permette di affermare che il progetto rispetta i requisiti tecnici minimi in termini di velocità media annua del vento, ore equivalenti e densità volumetrica, rendendo congrua la realizzazione del parco eolico sia dal punto di vista tecnico che economico.