



REGIONE SICILIA

REGIONE SICILIANA

PROVINCIA DI TRAPANI

COMUNE DI MARSALA



PROGETTO DI UN IMPIANTO EOLICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARE IN AGRO DI MARSALA (TP) IN LOCALITA' C.DA MESSINELLO DI POTENZA COMPLESSIVA DI 56,00 MW DENOMINATO "Marsa-Allah"



PROGETTO DEFINITIVO

COMMESSA	FASE	ELABORATO	REV.
MRS	PD	P_02	1

ELABORATO				SCALA	
Stima di Producibilità Energetica					
Settembre 2021	Prima emissione	RS	MD	LG	
DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	

Richiedente

GRV WIND SICILIA 2 S.r.l.

Sede Legale: Via Durini 9 , 20122 Milano

PEC: grvwindsicilia2@legalmail.it

Cod. Fisc. e P.IVA 11643110965



Progettazione



Ing. Roberto Sauro

Sede legale: via Sabotino, 8- 96013 Carlentini (SR)
Uffici: via Pippo Fava, 1 - 96100 Siracusa (SR)
web: www.antexgroup.it



Responsabile Tecnico
Arch. Luigi Giocondo

INDICE DELLE REVISIONI

VERSIONE	DATA	CODICE
1	16 Settembre 2021	R20210802_EPR_V1

INDICE

EXECUTIVE SUMMARY	4
1. DESCRIZIONE DEL SITO	5
2. ANEMOLOGIA	8
3. ANALISI OROGRAFIA	12
4. MODELLO TURBINA EOLICA (WTG)	15
5. ESTRAPOLAZIONE VENTOSITA' DA TDM VIRTUALE T03 A WTGs	16
6. STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA P50	17
ALLEGATO A – TAB FILE DI WASP LONG TERM VIRTUAL TDM T03	21
ALLEGATO B – SPECIFICHE WTG SIEMENS GAMESA SG155 VER. AM8	23

EXECUTIVE SUMMARY

Il presente elaborato è parte integrante del progetto definitivo relativo al Parco Eolico “Marsa-Allah” e ne rappresenta lo studio di producibilità. Il Parco Eolico è ubicato nel comune di Marsala (TP) nella Sicilia occidentale. Il progetto prevede l’installazione di 10 aerogeneratori del tipo Siemens Gamesa SG155 versione AM8. Gli aerogeneratori hanno potenza nominale di 5,6 MW, per una potenza complessiva del parco eolico di 56 MW. L’altezza delle torri al mozzo (HUB) è di 122,5 m e il diametro delle pale è di 155 m per una altezza complessiva della struttura pari a 200 m sopra il piano di campagna. Gli aerogeneratori Siemens Gamesa SG155 sono del tipo con rotore tripala sopravento con pale soggette a pitching indipendente e yawing di rotore per un posizionamento ottimizzato in funzione delle varie condizioni di vento.

Dal punto di vista anemologico le valutazioni del potenziale di sito saranno basate su dati Long-Term di Rianalisi ERA5 (per un periodo di 10 anni esatti compreso tra 1 luglio 2011 e 30 giugno 2021) estrapolati ad altezza mozzo di 122,5 m in corrispondenza della turbina di sito T03 ubicata ad ovest.

Nell’ambito dello studio si è approfondito altresì l’orografia del sito e della zona più ampia nel suo complesso e nell’esito non si sono riscontrate criticità di nota.

La Stima di Produzione Energetica P50 per la wind farm di potenza nominale totale di 56 MW è stata calcolata in 166,4 GWh/anno, pari a 2971 Ore Equivalenti annue.

1. DESCRIZIONE DEL SITO

Il proposto progetto eolico si colloca in un sito nel comune di Marsala compreso circa tra 1,5 km e 4,0 km a nord rispetto a strada SS188 di collegamento tra Salemi a Marsala in una zona intersecata dalla strada SP8 proveniente da Paceco (come da **Figura 1**). Il capoluogo di provincia Trapani è a circa 20-25km a NNO rispetto al sito.

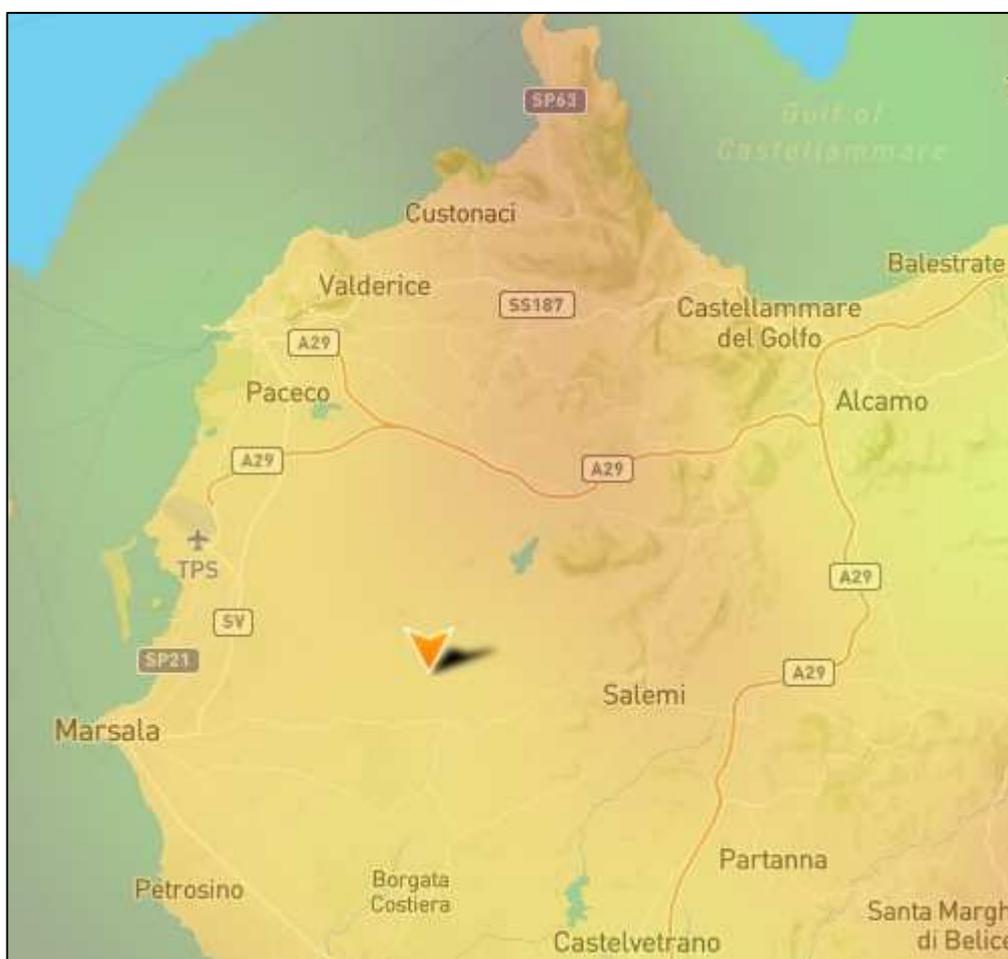


Figura 1 – Puntatore di ubicazione di wind farm

Il layout di wind farm prevede 10 posizioni di WTG, di cui 8 ricadenti a ovest della SP8 e le altre 2 a est, come da **Figura 2** ripresa da GoogleEarth 2021. La zona in particolare è caratterizzata da declivi regolari con altezze di base prevalentemente comprese tra 125

m e 170 m circa (ad eccezione di T05 posta più in altura a 240 m), con superfici coperte prevalentemente da coltivazioni di foraggio e cereali (Roughness secondo classificazione Davenport di 0.05m).

Si segnalano cinque WTG installate e operative a circa 850 m a nord da T08 (riquadro rosso), ovvero a una distanza per cui una lieve perdita energetica è attesa per un effetto scia (wake effect) ma senza però pregiudicare a livello strutturale le dieci WTG del progetto esaminato in questo studio.



Figura 2 – Lay-Out di wind farm su Google Earth Map

A titolo di riferimento generale, **Figura 3** (istantanea verso ovest da strada SP8) è rappresentativa dello stato dei luoghi per come si presentano attualmente.



Figura 3 – Vista di area della futura occupazione WTG a ovest da SP8

2. ANEMOLOGIA

Dal punto di vista anemologico le valutazioni del potenziale di sito saranno basate su dati Long-Term di Rianalisi ERA5 (per un periodo di 10 anni esatti compreso tra 1 luglio 2011 e 30 giugno 2021) estrapolati ad altezza mozzo di 122,5 m in corrispondenza della turbina di sito T03 ubicata ad ovest (TDM Virtuale).

In dettaglio:

- a) In una fase pre-screening si sono valutati 2 punti di sito corrispondenti alla WTG T03 (punto altimetricamente più basso a circa 125 m slm) e T05 (punto altimetricamente più alto a circa 240 m slm) come da Tabella 1, estrapolando da piattaforma 3tier dati Long-Term di Rianalisi ERA5 ad altezza 122,5 m (TDM Virtuale) per un periodo di 10 anni esatti compreso tra 1 luglio 2011 e 30 giugno 2021.

TDM Virtuale	UTM wgs84 33S Est (m)	UTM wgs84 33S Nord (m)	Altezza base (m)	Altezza TDM (m)
T03	291691	4190109	125	122,5
T05	295072	4189024	240	122,5

Tabella 1 – punti di pre-screening dati Rianalisi ERA5

- b) Da questo pre-screening si è constatata una differenza trascurabile tra le due TDM Virtuali e con dati in linea con il potenziale atteso per questa zona occidentale della Sicilia, da cui la modellizzazione nei passi successivi sarà basata sull'estrapolazione da T03 con altezza di base inferiore e in ottica conservativa.
- c) Si indicano in **Tabella 2** seguente le statistiche principali relative ai 10 anni di dati in forma aggregata per mese.

Mese	Vmedia	Vmax	Std.Dev.	Weibull k	Weibull c
	(m/s)	(m/s)	(m/s)		(m/s)
Jan	8.67	22.46	4.30	2.116	9.782
Feb	8.31	22.73	4.06	2.162	9.392
Mar	8.14	27.01	4.18	2.058	9.207
Apr	7.44	28.07	3.93	1.992	8.408
May	6.96	22.57	3.37	2.181	7.867
Jun	5.95	20.42	2.86	2.192	6.711
Jul	5.65	18.59	2.64	2.265	6.379
Aug	5.39	15.69	2.52	2.262	6.086
Sep	5.93	18.74	3.20	1.951	6.705
Oct	6.80	22.83	3.71	1.924	7.680
Nov	7.65	24.81	4.25	1.882	8.629
Dec	7.99	25.66	4.12	2.036	9.031

Tabella 2 – Dati aggregati mensili Rianalisi ERA5 2011-2021 da TDM Virtuale T03 a 122,5m

d) Dall'elaborazione del dataset decennale 2011-2021 si è riscontrata una Velocità media Long-Term di circa 7,0 m/s e una rosa dei venti prevalente da nordovest-sudsudest, che è in linea con le aspettative per la zona. Si mostra in **Figura 4** il TAB file in WASP format, ovvero i parametri di ventosità della Stazione suddivisi in 12 settori angolari principali: % Frequenza nel settore, fattori A e k della distribuzione di Weibull, Velocità media in ciascun settore derivata da Weibull, potenza del vento contenuta per metro quadrato passante, deviazione standard Velocità. Il medesimo TAB file in forma tabellare è riproposto in **Allegato A**.

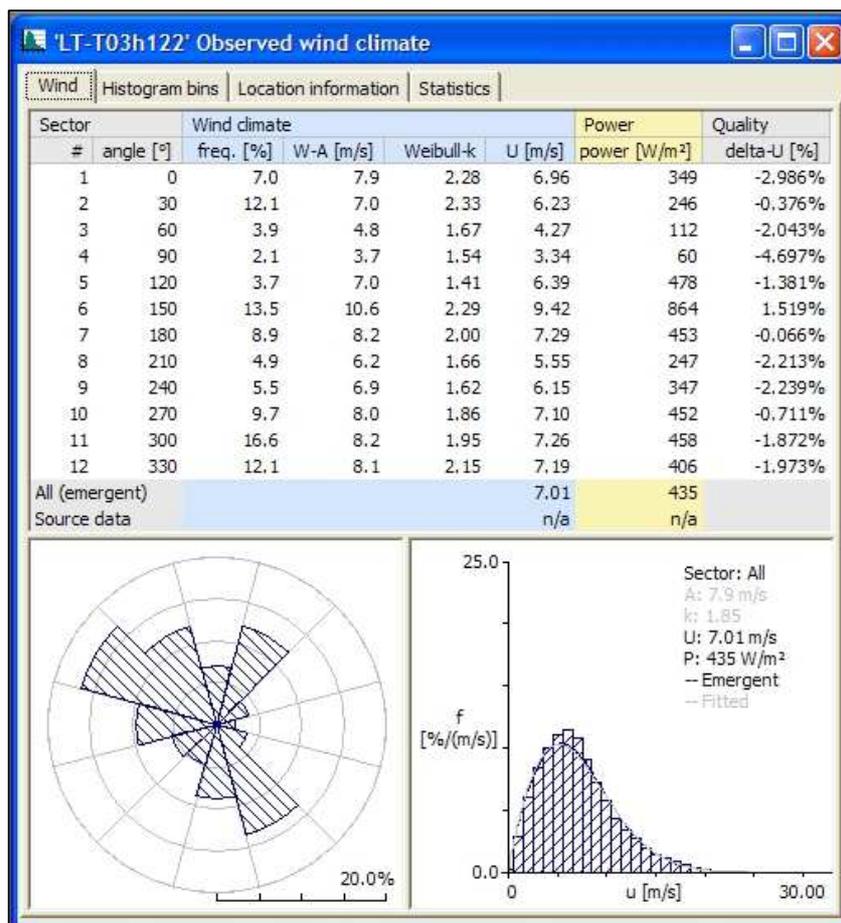


Figura 4 –TAB file di WAsP Rianalisi ERA5 2011-2021 TDM Virtuale T03 a 122.5 m

e) Nello studio con l’ausilio di WindoGrapher si è altresì verificato il trend di ventosità atteso mediamente durante le 24h della giornata per quanto estrapolato dal dataset di Rianalisi ERA5 2011-2021 TDM Virtuale T03 a 122,5 m (Daily Wind Speed Profile). La verifica ha dimostrato che le ore di maggiore ventosità sono concentrate circa tra le ore 11:00 e le ore 21:00 (**Figura 5**), ovvero il futuro parco eolico proposto avrà le sue migliori performance di produzione in questa fascia di orari, mentre è da attendersi un calo nelle ore notturne e prime ore del mattino.

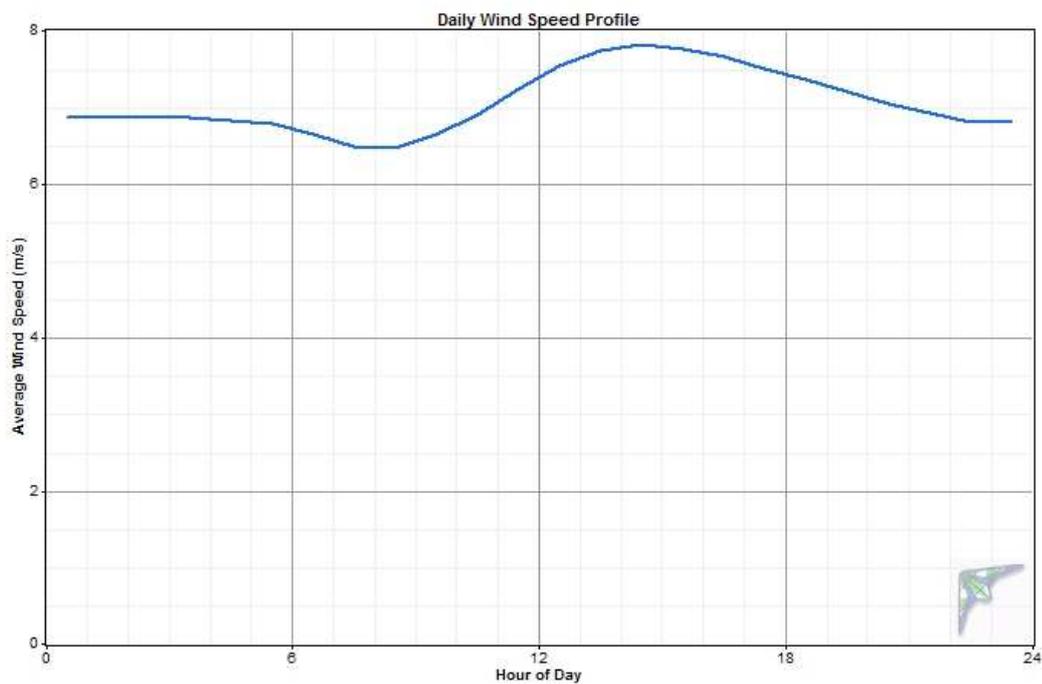


Figura 5 –Profilo velocità medie nelle 24h di TDM Virtuale T03 a 122.5 m

f) Il trend di ventosità stagionale, riprendendo dai dati di Tabella 2, è graficamente rappresentato in **Figura 6**, dove si evidenzia una più elevata ventosità e conseguentemente produzione energetica nel periodo Novembre-Aprile.

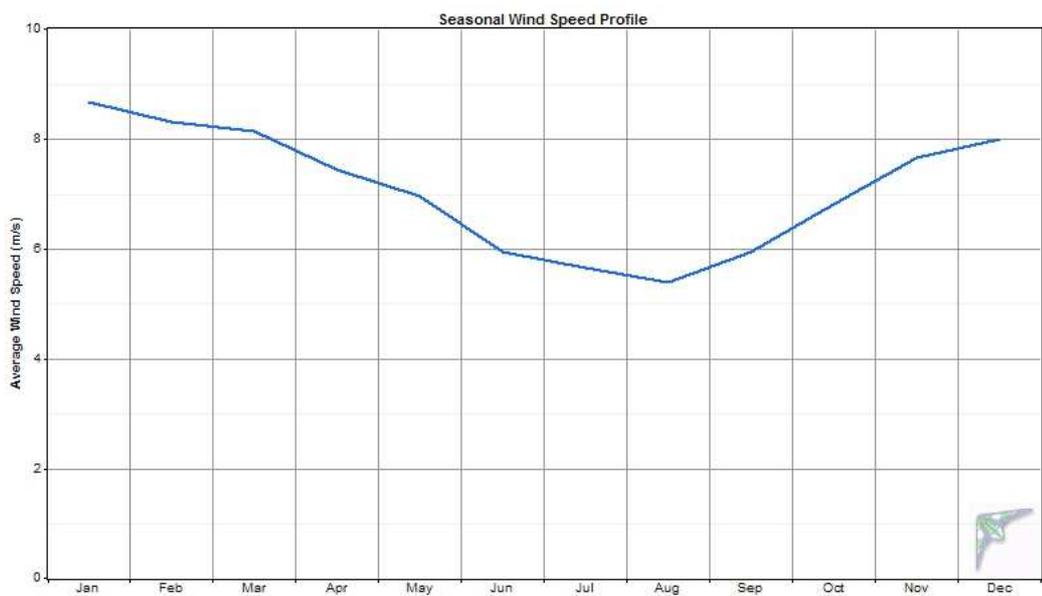


Figura 6 –Profilo velocità medie mensili di TDM Virtuale T03 a 122.5 m

3. ANALISI OROGRAFIA

In questa Sezione, partendo da una mappa satellitare SRTM con risoluzione DTM 10 m (passo griglia blu delle mappe 1000 m), l'obiettivo è di esaminare l'orografia generale di sito ed individuare eventuali fenomeni o criticità presenti nell'immediato intorno del Layout di wind farm proposto o anche effetti determinati da rilievi lontani dal sito. Nello specifico si esaminano le altimetrie, le pendenze del sito e le interdistanze tra WTG tenendo in considerazione che il modello di Turbina (WTG) proposta è la Siemens Gamesa SG155, avente diametro rotore 155 m e altezza mozzo 122,5 m per una altezza fuori terra complessiva di 200 m (ground to tip height). Ulteriori informazioni di dettaglio sul modello Turbina saranno trattate in un Sezione successiva.

- a) Si premette innanzitutto che le coordinate e altitudini di base delle WTG oggetto di studio sono come da **Tabella 3** seguente.

ID Turbina	Altezza base (m)	UTM wgs84 33S Est	UTM wgs84 33S Nord
T01	129	293825	4189975
T02	154	295123	4190379
T03	124	291691	4190109
T04	125	293744	4189516
T05	238	295072	4189024
T06	154	294272	4189142
T07	133	292947	4189171
T08	168	292424	4189830
T09	148	294115	4188630
T10	126	293515	4188100

Tabella 3 – Dati planoaltimetrici WTG di wind farm

- b) Da una visione di insieme dell'orografia di sito (**Figura 7**) si nota che il Layout di WTG è distribuito in formato scatter per circa 3,4 km da Est a Ovest e 2,3 km da Nord a Sud. Come già menzionato nove WTGs sono ubicate nella parte più bassa di sito con la sola WTG T05 a est che si staglia in una parte in altura. Non si notano

zone di altura vicine o lontane alle WTG tali da pregiudicare le performance energetiche delle dieci WTG oggetto di analisi.

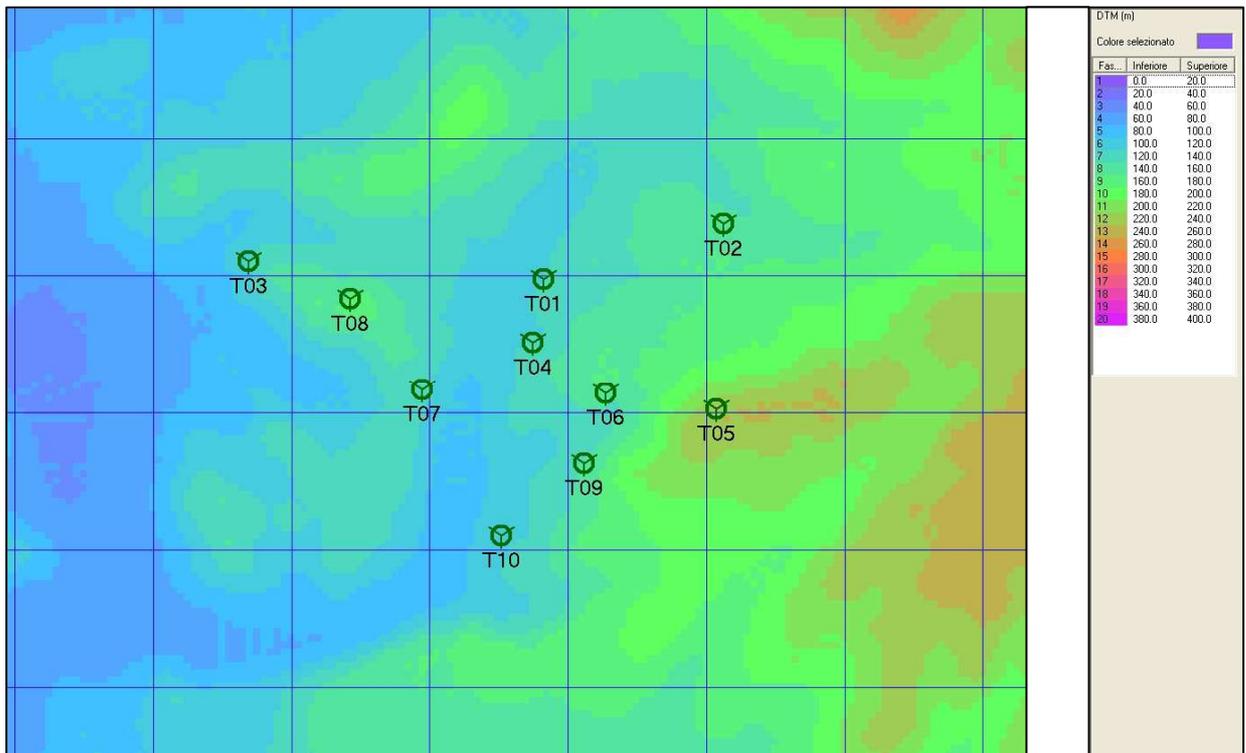


Figura 7 –Lay-Out di wind farm su DTM di altimetria

- c) Dal punto di vista delle pendenze le nove WTG di layout più basse in altura si presentano in terreno con pendenze inferiori a 10 gradi (**Figura 8**), con le uniche pendenze importanti comprese tra 10 e 15 gradi intorno alla WTG T05 posta in altura. Per tutte le posizioni WTG non si prevedono comunque criticità legate alle pendenze dell'intorno.

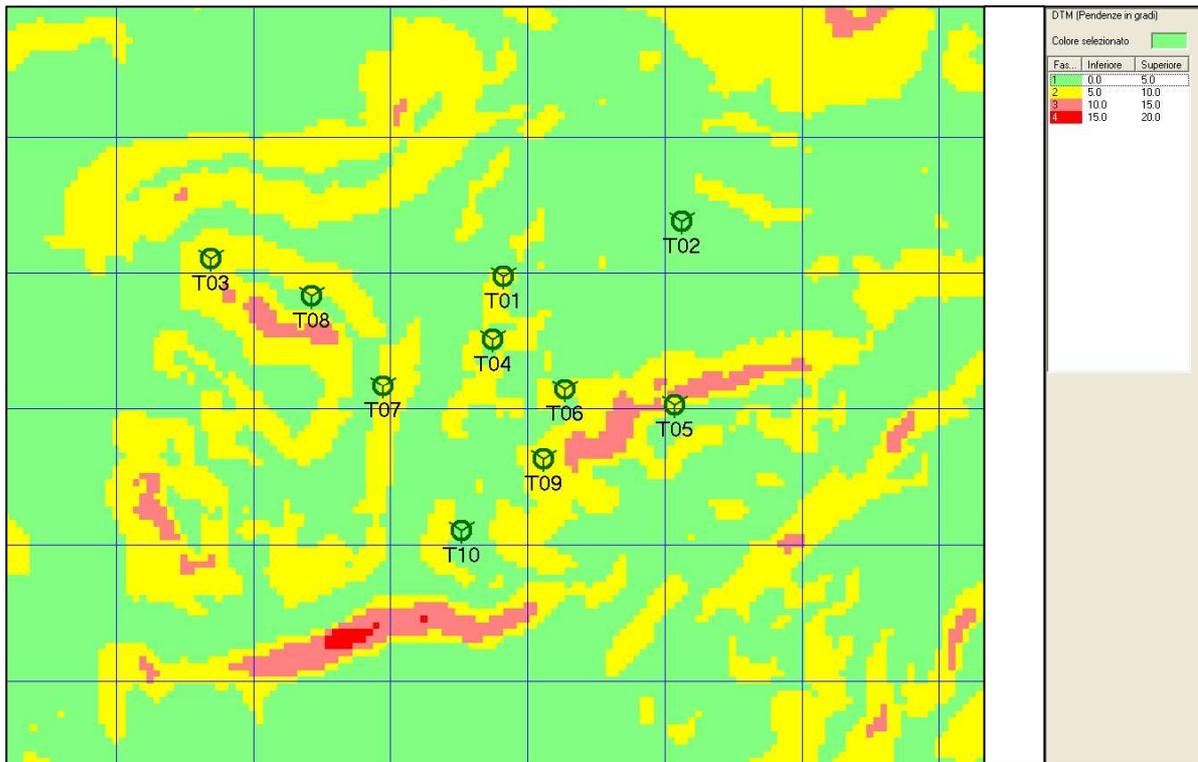


Figura 8 –Lay-Out di wind farm su DTM di clisimetria

d) Dal punto di vista interdistanze tra WTG e considerando il modello WTG proposto con diametro rotore 155 m si sono adottati i criteri minimi di interdistanza 3D ritenute il tipico minimo progettuale.

4. MODELLO TURBINA EOLICA (WTG)

Il modello previsto da progetto è la Siemens Gamesa SG155 versione AM8 come da quadro sintetico di **Tabella 4** seguente.

Modello WTG	Siemens Gamesa SG155 versione AM8
Potenza Nominale	5,6 MW
Diametro Rotore D	155 m
Altezza mozzo H	122,5 m
Altezza totale fuori terra	200 m
IEC class 61400-1	II A
Velocità di Cut-in / Cut-out	3,0 – 27,0 m/s

Tabella 4 – Specifiche principali WTG Siemens Gamesa SG155 vers. AM8

I dettagli di performance WTG ufficiali del costruttore di WTG sono desumibili in **Allegato B**.

5. ESTRAPOLAZIONE VENTOSITA' DA TDM VIRTUALE T03 A WTGs

Combinando gli esiti e i dati derivati dallo studio anemologico (Sezione 2), dell'orografia di sito (Sezione 3) e del modello WTG (da Sezione 4), il software WAsP è stato adottato per estrapolare il regime di ventosità alle dieci WTG di progetto ad altezza 122,5 m sopra piano campagna adottando la TDM Virtuale ubicata su WTG T03 come punto di inizializzazione di modello.

Non si è ritenuto opportuno in questa fase applicare dei correttivi agli esiti estrapolati da WAsP.

In dettaglio i risultati individuali di Velocità media "free stream" P50 sono indicati nella **Tabella 5** seguente per ciascuna WTG.

ID Turbina	UTM wgs84 33S Est (m)	UTM wgs84 33S Nord (m)	Velocità media del vento libero (m/s)
T01	293825	4189975	6,77
T02	295123	4190379	6,87
T03	291691	4190109	7,08
T04	293744	4189516	6,86
T05	295072	4189024	7,70
T06	294272	4189142	6,97
T07	292947	4189171	7,07
T08	292424	4189830	7,50
T09	294115	4188630	6,92
T10	293515	4188100	6,91

Tabella 5 – Velocità media P50 del vento libero WTG

6. STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA P50

La ventosità determinata tramite software WAsP come Distribuzione di Frequenza Long-Term ai 10 punti WTG del Lay-out è stata dunque caricata nel software WindFarmer per la previsione delle Efficienze di Scia (Wake Efficiency) e il calcolo delle Efficienze di Sistema (System Efficiency), ovvero tutte quelle perdite tecniche che si devono computare per il passaggio da una produzione lorda a una produzione netta di wind farm.

L'obiettivo di questo calcolo è la determinazione del valore a P50, ovvero tenendo conto che il processo di calcolo è essenzialmente probabilistico e non deterministico (per variabilità interannuale del vento, incertezze di modellistica, ecc.), il P50 è quel valore che rappresenta la media di un calcolo probabilistico degli scenari ipotizzabili.

In base alle premesse si presentano in **Tabella 6** sottostante i risultati di Stima di Produzione Energetica a P50, con ipotesi modello WTG Siemens Gamesa SG155 versione AM8 5,6 MW di diametro rotore 155 m e altezza mozzo 122,5 m:

Numero di WTG	10	
Potenza Nominale totale sito	56,0	MW
Efficienza di Scia	94,35	%
Efficienza elettrica	97,5	%
Disponibilità WTG	98,0	%
Disponibilità BOP	99,0	%
Degradazione pale	99,5	%
Fermo Utility	100	%
Variazione curva di potenza	99,5	%
Isteresi ad alti venti	99,9	%
Sector Management	100	%
Produzione energetica annua netta stimata	166,4	GWh/anno
Fattore di capacità stimato	33,9	%
Ore Equivalenti annue	2971	he/anno

Tabella 6 – Quadro di dettaglio Stima di Produzione annua P50 di wind farm

In dettaglio si spiegano le Perdite considerate nel computo di tabella precedente:

a) *Efficienza di Scia*: ciò è dovuto alla riduzione della velocità del vento esercitata dalle schermature che si determinano tra turbine eoliche, dove per un determinata direzione del vento alcune WTG arretrate rispetto alla direzione del vento sono schermate dalle WTG ubicate in posizione più avanzata. Il valore in tabella è calcolato sulla base del modello teorico Eddy Viscosity con software WindFarmer, tenendo conto delle reciproche iterazioni tra WTG della wind farm oggetto di analisi (effetto scia intra-parco) e della wind farm operativa ubicata a nord come da Figura 2 (effetto scia da nearby wind farm).

b) *Efficienza Elettrica*: è dovuto alle perdite elettriche per effetto joule nei cavi interni del parco, nei trasformatori e in altri componenti dell'impianto elettrico interno alle WTG. Il valore in tabella è ipotizzato sulla base delle caratteristiche di progetto della wind farm in questione.

c) *Disponibilità WTG*: è dovuta ai fermi delle apparecchiature di WTG per manutenzione ordinaria, straordinaria o problemi tecnici, e tiene conto di fattori legati alla tecnologia di WTG e la logistica di manutenzione pianificata. Il valore è ipotizzato sulla base di dati reali storici di impianti con caratteristiche tecniche analoghe alla wind farm in questione.

d) *Disponibilità BOP*: è dovuta ai fermi di tutte le altre apparecchiature di wind farm per manutenzione ordinaria, straordinaria o problemi tecnici (cavidotti, problemi di sottostazione, problemi di accesso WTG per dissesto rete stradale interna di wind farm, ecc.). Il valore è ipotizzato sulla base di dati reali storici di impianti con caratteristiche tecniche analoghe alla wind farm in questione.

e) *Degradazione aerodinamica pale*: è dovuto alle perdite di efficienza aerodinamica dovute alla formazione di sporco o ghiaccio che alterano il profilo aerodinamico delle pale. In base alla climatologia dell'area di parco il valore è ipotizzato sulla base di dati reali storici di impianti con caratteristiche tecniche analoghe alla wind farm in questione.

f) *Disponibilità Rete Nazionale*: è dovuta all'impossibilità in taluni casi di evacuare l'energia prodotta dalla wind farm per problemi di modulazione, manutentivi o tecnici

della rete nazionale a cui il parco è allacciato. In questa sede non si sono ipotizzate perdite in tal senso.

g) *Variazione curva di potenza*: eventuali deviazioni della performance di WTG rispetto ai valori garantiti, anche per casi di Lay-Out subottimale o non conforme. Da una verifica di interdistanze WTG effettuata sui 12 settori angolari principali si è ipotizzata una riduzione di performance di curva del 5% solo per quelle WTG in scia le cui distanze sono lievemente subottimali rispetto ai 6 diametri rotore, da cui con una media pesata dipendente da Distribuzione di Frequenza come da Allegato A si è ricavato un valore complessivo di wind farm.

h) *Isteresi ad alti venti*: è dovuta alle perdite di energia provocate dal ciclo di isteresi iterativo del sistema di controllo tra la velocità di cut-off di WTG e la velocità di re-cut-in di WTG. Questo parametro è stato calcolato sulla base della performance di WTG.

i) *Sector Management*: eventuali interdistanze WTG subottimali possono determinare l'esigenza di un fermo WTG programmato per alcune WTG di wind farm allo scopo di preservarne l'integrità strutturale in certe condizioni di vento (es: alta turbolenza, alto vento da una certa direzione, ecc.). Questo aspetto non è stato considerato in questa fase preliminare e dovrà essere oggetto di eventuale verifica del costruttore di WTG in fase di Progetto Esecutivo.

I risultati P50 individuali di WTG per i parametri principali sono riportati nella **Tabella 7** seguente.

ID Turbina	Velocità media del vento libero (m/s)	Resa Netta P50 (MWh/anno)	Ore Equivalenti P50 (h/anno)
T01	6,77	15388	2748
T02	6,87	16534	2953
T03	7,08	17559	3136
T04	6,86	15395	2749
T05	7,70	19048	3401
T06	6,97	15566	2780
T07	7,07	16623	2968
T08	7,50	18372	3281
T09	6,92	15579	2782
T10	6,91	16312	2913

Tabella 7 – Quadro sintetico Stima di Produzione annua P50 di WTG wind farm

A titolo di riferimento per la finalità di questo studio non si tratteranno eventuali studi delle incertezze di parametro e di scenari di probabilità PXX in quanto situazioni da considerare tipicamente in una Due Diligence tecnica per bancabilità e finanziamento di progetto.

ALLEGATO A – TAB FILE DI WASP LONG TERM VIRTUAL TDM T03

LT-T03h122.tab

37.83 12.63 122.50

12 1 0

	6.958	12.110	3.916	2.093	3.700	13.503	8.892	4.922	5.542	9.668	16.568	12.128
0.5	0.3	0.3	2.3	2.7	2.1	0.9	1.3	2.3	1.8	0.8	0.2	0.4
1.5	8.0	16.7	78.9	123.2	63.2	17.9	32.5	48.9	48.0	30.6	18.6	11.0
2.5	19.5	49.0	149.1	237.0	125.8	36.3	56.6	100.8	90.2	65.6	43.7	31.5
3.5	45.9	85.0	188.5	237.0	121.5	48.1	77.5	129.3	124.5	91.6	67.5	58.6
4.5	74.0	115.4	182.4	148.3	110.6	52.9	88.5	148.8	128.4	116.1	93.4	85.6
5.5	131.8	143.6	126.1	101.9	87.9	66.7	99.2	125.6	117.1	106.7	114.3	112.3
6.5	166.9	162.3	97.9	67.6	82.0	69.8	108.1	120.8	87.9	94.6	118.1	139.8
7.5	163.3	148.6	78.1	32.2	79.8	80.6	102.4	85.7	80.3	77.7	115.9	136.6
8.5	134.7	107.9	39.1	19.6	63.2	79.2	95.6	59.3	64.6	76.4	102.0	117.3
9.5	87.0	63.2	23.6	14.2	46.0	86.3	81.5	47.5	59.0	71.3	81.8	92.0
10.5	53.6	40.6	17.2	8.7	40.7	93.8	62.5	33.4	49.4	56.4	60.6	67.8
11.5	36.4	23.3	8.5	4.4	33.0	74.4	53.1	29.9	37.9	57.6	46.8	40.9
12.5	20.5	17.5	2.0	1.6	35.5	62.7	36.7	21.8	33.3	44.9	38.3	30.3
13.5	20.7	11.2	0.6	1.1	21.9	55.8	31.2	17.6	26.3	37.0	27.5	25.2
14.5	16.6	5.8	0.3	0.5	17.9	41.1	24.9	9.7	16.9	24.7	22.0	17.4
15.5	7.7	3.1	0.3	0.0	15.7	33.7	17.4	6.9	10.9	17.6	16.1	11.8
16.5	5.6	2.5	0.3	0.0	15.1	28.9	13.5	7.0	9.5	11.7	12.1	9.2
17.5	2.6	2.2	2.3	0.0	9.9	24.2	8.6	2.8	6.0	9.7	8.1	4.0
18.5	2.5	0.9	1.7	0.0	8.3	17.0	4.4	1.4	4.7	5.7	6.0	2.8
19.5	1.5	0.6	0.3	0.0	5.9	11.7	2.3	0.0	3.1	1.4	2.3	1.9
20.5	0.7	0.3	0.6	0.0	4.3	6.3	1.7	0.5	0.2	1.1	1.9	1.6
21.5	0.3	0.0	0.0	0.0	3.4	5.4	0.8	0.0	0.0	0.5	1.2	1.5
22.5	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	2.7	0.0	0.0	0.0	0.5	0.9	0.5
23.5	0.0	0.1	0.0	0.0	0.9	1.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0
24.5	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1
25.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0
26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
27.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
28.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
29.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
30.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
31.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

ALLEGATO B – SPECIFICHE WTG SIEMENS GAMESA SG155 VER. AM8

Standard Ct and Power Curve, Rev. 0, Mode AM-8

SG 6.0-155

Disclaimer of liability and conditions of use

To the extent permitted by law, neither Siemens Gamesa Renewable Energy A/S nor any of its affiliates in the Siemens Gamesa group including Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. and its subsidiaries (hereinafter "SGRE") gives any warranty of any type, either express or implied, with respect to the use of this document or parts thereof other than the use of the document for its indented purpose. In no event will SGRE be liable for damages, including any general, special, incidental or consequential damages, arising out of the use of the document, the inability to use the document, the use of data embodied in, or obtained from, the document or the use of any documentation or other material accompanying the document except where the documents or other material accompanying the documents becomes part of an agreement between you and SGRE in which case the liability of SGRE will be regulated by the said agreement. SGRE reviews this document at regular intervals, and includes appropriate amendments in subsequent issues. The intellectual property rights of this document are and remain the property of SGRE. SGRE reserves the right to update this documentation from time to time, or to change it without prior notice.

Standard Ct and Power Curve, Rev. 0, Mode AM-8

Standard Power Curve, Application Mode - AM-8

Air density = 1.225 kg/m³

Validity range:

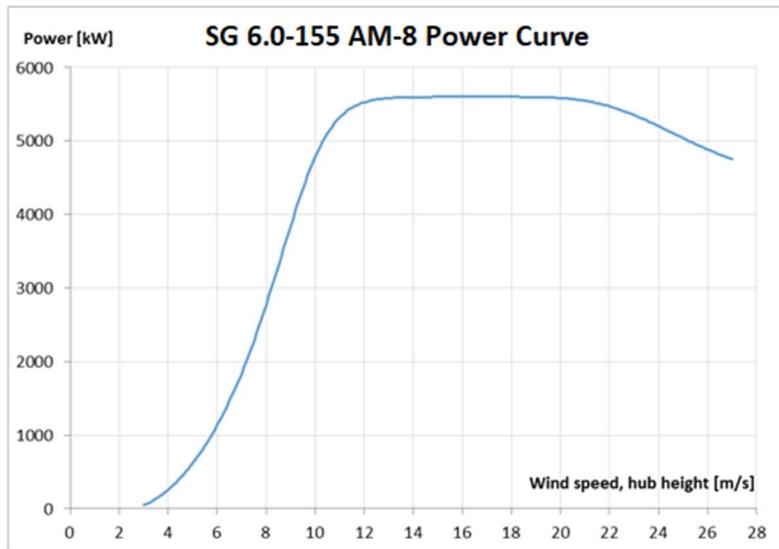
Wind Shear (10min average)	≤ 0.3
Turbulence intensity TI [%] for bin i	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
Terrain	Not complex according to IEC 61400-12-1
Upflow β [°]	$-2^\circ \leq \beta \leq +2^\circ$
Grid frequency [Hz]	± 0.5 Hz

Other considerations: Clean rotor blades, substantially horizontal, undisturbed air flow, turbine operated within nominal limits according to the Electrical Specification.

Next table shows the electrical power as a function of wind speed in hub height, averaged in ten minutes, for air density = 1.225 kg/m³. The power curve does not include losses in the transformer and high voltage cables.

For a detailed description of Application Mode – AM-8, please refer to Flexible Rating Specification (D2315786/003).

SG 6.0-155 Rev 0, AM-8	
Wind Speed [m/s]	Power [kW]
3.0	49
3.5	131
4.0	258
4.5	421
5.0	618
5.5	854
6.0	1133
6.5	1462
7.0	1845
7.5	2285
8.0	2779
8.5	3312
9.0	3854
9.5	4361
10.0	4789
10.5	5110
11.0	5325
11.5	5455
12.0	5528
12.5	5565
13.0	5584
13.5	5593
14.0	5597
14.5	5599
15.0	5599
15.5	5600
16.0	5600
16.5	5600
17.0	5600
17.5	5600
18.0	5600
18.5	5599
19.0	5597
19.5	5592
20.0	5584
20.5	5569
21.0	5547
21.5	5515
22.0	5472
22.5	5418
23.0	5354
23.5	5282
24.0	5204
24.5	5122
25.0	5042
25.5	4962
26.0	4887
26.5	4820
27.0	4760



The annual energy production data for different annual mean wind speeds in hub height are calculated from the above power curve assuming a Weibull wind speed distribution, 100 percent availability, and no reductions due to array losses, grid losses, or other external factors affecting the production.

AEP [MWh]		Annual Average Wind Speed [m/s] at Hub Height										
		5.0	5.5	6.0	6.5	7.0	7.5	8.0	8.5	9.0	9.5	10.0
Weibull K	1.5	10740	12845	14875	16796	18584	20226	21713	23043	24216	25237	26112
	2.0	9641	12117	14607	17038	19360	21542	23566	25423	27110	28624	29967
	2.5	8589	11212	13974	16760	19478	22063	24475	26695	28716	30542	32179

Annual Production [MWh] SG 6.0-155 Rev 0, AM-8 wind turbine for the standard version, as a function of the annual mean wind speed at hub height, and for different Weibull parameters. Air density 1.225 kg/m³

Standard Ct Curve, Application Mode - AM-8

Air density = 1.225 kg/m³

Validity range:

Wind Shear (10min average)	≤ 0.3
Turbulence intensity TI [%] for bin i	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
Terrain	Not complex according to IEC 61400-12-1
Upflow β [°]	-2° ≤ β ≤ +2°
Grid frequency [Hz]	± 0.5 Hz

Other considerations: Clean rotor blades, substantially horizontal, undisturbed air flow, turbine operated within nominal limits according to the Electrical Specification.

The thrust coefficient Ct is used for the calculation of the wind speed deficit in the wake of a wind turbine.

Ct is defined by the following expression:

$$C_t = F / (0.5 * \rho * w^2 * A)$$

where

F = Rotor force [N]

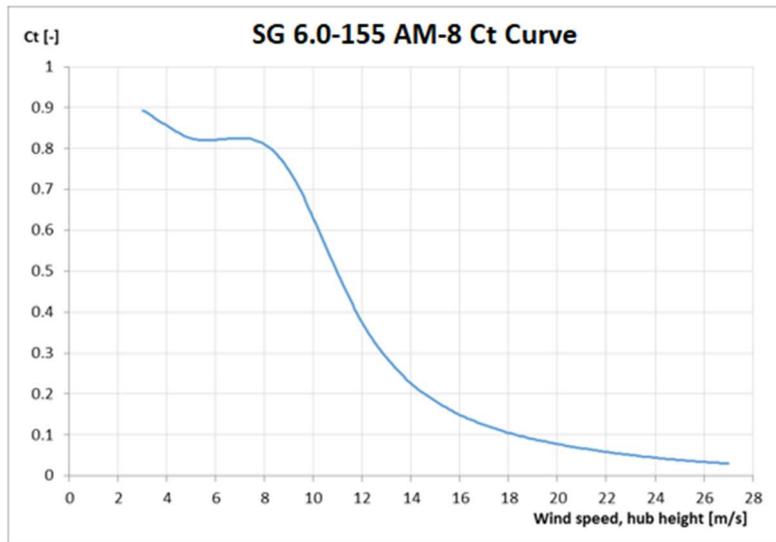
ρ = Air density [kg/m³]

w = Wind speed [m/s]

A = Swept area of rotor [m²]

For a detailed description of Application Mode - AM-8, please refer to Flexible Rating Specification (D2315786/003).

SG 6.0-155 Rev 0, AM-8	
Wind Speed [m/s]	Ct [-]
3.0	0.894
3.5	0.876
4.0	0.856
4.5	0.838
5.0	0.825
5.5	0.820
6.0	0.821
6.5	0.824
7.0	0.825
7.5	0.823
8.0	0.811
8.5	0.786
9.0	0.746
9.5	0.694
10.0	0.631
10.5	0.562
11.0	0.494
11.5	0.431
12.0	0.376
12.5	0.328
13.0	0.288
13.5	0.255
14.0	0.227
14.5	0.203
15.0	0.182
15.5	0.165
16.0	0.150
16.5	0.136
17.0	0.125
17.5	0.115
18.0	0.106
18.5	0.097
19.0	0.090
19.5	0.084
20.0	0.078
20.5	0.072
21.0	0.068
21.5	0.063
22.0	0.059
22.5	0.055
23.0	0.051
23.5	0.048
24.0	0.044
24.5	0.041
25.0	0.039
25.5	0.036
26.0	0.034
26.5	0.032
27.0	0.030



SGRE and its affiliates reserve the right to change the above specifications without prior notice.