

0	Giugno 2024	PRIMA EMISSIONE	MG	VF	EG
REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	REDATTO	VERIFICATO	APROVATO

REGIONE SICILIA
Provincia di Catania
COMUNE DI CALTAGIRONE

PROGETTO

PARCO EOLICO "CALTAGIRONE"
PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO EOLICO DI POTENZA NOMINALE PARI A 54,00 MW
INTEGRATO CON UN SISTEMA DI ACCUMULO DA 36,00MW
E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE



PROGETTO DEFINITIVO

COMMITTENTE :



PROGETTISTA :



OGGETTO DELL'ELABORATO

Controdeduzioni Altobrando: ombreggiamento aerogeneratore T01

CODICE ELABORATO	SCALA	FOGLIO	FORMATO	CODICE COMMITTENTE
	/	1 di 57	A4	
ID ELABORATO (HE):		NOME FILE: Controdeduzioni Altobrando ombreggiamento T01_a.dwg		

Wind energy Caltagirone S.r.l. si riserva tutti i diritti su questo documento che non può essere riprodotto neppure parzialmente senza la sua autorizzazione scritta.

INDICE

1	PREMESSA	2
2	DESCRIZIONE DELL'AEROGENERATORE.....	3
3	SHADOW FLICKERING	5
4	INCIDENZA DEL FENOMENO DI OMBREGGIAMENTO IN RELAZIONE AL PARCO FV ALTOBRANDO.....	7
5	VALUTAZIONI DEL FENOMENO DI OMBREGGIAMENTO IN RELAZIONE AL PARCO FV ALTOBRANDO.....	11
5.1	ALLEGATO 1 – MAIN RESULTS DELLA SIMULAZIONE.....	14
5.2	ALLEGATO 2 – ASSUNZIONI RELATIVE AL PARCO FV ALTOBRANDO COME RECETTORE SENSIBILE	16
5.3	ALLEGATO 3 – CALENDARIO GRAFICO DI OMBREGGIAMENTO.....	19
5.4	ALLEGATO 4 – CALENDARIO ORARIO AEROGENERATORE T01	21
5.5	ALLEGATO 5 – MAPPE DI OMBREGGIAMENTO.....	24
5.6	ALLEGATO 6 – CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ PARCO EOLICO CALTAGIRONE	27

1 PREMESSA

La società Hydro Engineering s.s. è stata incaricata di redigere il Progetto Definitivo dell'impianto eolico denominato "Parco Eolico Caltagirone" con potenza nominale pari a 54 MW, integrato con un sistema di accumulo da 36 MW, per una potenza totale di 90 MW.

L'impianto eolico sarà composto da nove aerogeneratori, ciascuno di potenza nominale pari a 6,00 MW, per una potenza complessiva di 54 MW, ubicato nel Comune di Caltagirone, Provincia di Catania e proposto dalla società Wind Energy Caltagirone S.r.l. con sede in Pescara nella via Caravaggio 125.

Il modello tipo di aerogeneratore scelto avrà potenza nominale di 6,00 MW con altezza mozzo pari a 115 m, diametro rotore pari a 170 m e altezza massima al top della pala pari a 200 m. Questa tipologia di aerogeneratore è allo stato attuale quella ritenuta più idonea per il sito di progetto dell'impianto.

Le aree interessate dal posizionamento degli aerogeneratori in numero di nove ricadono nelle contrade Serra di Frasca (T01, T02 e T03), La Piccionara (T04), Poggio Spadalucante (T05 e T07), Poggio Finocchio (T06 e T08), Santa Chiara (T09) tutte nel Comune di Caltagirone, provincia di Catania.

Il presente elaborato riguarda l'analisi del fenomeno denominato "Shadow Flickering" (letteralmente ombreggiamento intermittente) ovvero l'espressione comunemente impiegata per descrivere l'effetto stroboscopico delle ombre proiettate dalle pale rotanti degli aerogeneratori eolici allorché il sole si trova alle loro spalle.

In modo particolare, viene approfondito il tema di ombreggiamento della turbina eolica T01 sull'adiacente Parco Fotovoltaico denominato "Altobrando" proposto dalla Società Altobrando S.r.l. L'obiettivo è quello di valutare l'effettiva interferenza tra l'aerogeneratore citato e l'aliquota di parco FV che potrà risultare in ombreggiamento a seconda delle condizioni di vento e di funzionamento dell'aerogeneratore.

WTG	EST	NORD	Riferimenti catastali
T01	459307.45	4127118.40	Caltagirone Foglio 17, p.la: 15

2 DESCRIZIONE DELL'AEROGENERATORE

L'aerogeneratore è una macchina che sfrutta l'energia cinetica posseduta del vento, per la produzione di energia elettrica; sul mercato esistono diverse tipologie di aerogeneratori, ad asse orizzontale e verticale, con rotore mono, bi o tripala, posto sopra o sottovento. Il tipo di aerogeneratore previsto per l'impianto in oggetto è un aerogeneratore ad asse orizzontale con rotore tripala e una potenza nominale di 6,00 MW, le cui caratteristiche principali sono di seguito riportate:

- **rotore tripala a passo variabile**, di diametro massimo 170,00 m, posto sopravento al sostegno, in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro, con mozzo rigido in acciaio;
- **navicella in carpenteria metallica** con carenatura in vetroresina e lamiera, in cui sono collocati il generatore elettrico e le apparecchiature idrauliche ed elettriche di comando e controllo;
- **sostegno tubolare troncoconico in acciaio**, avente altezza fino all'asse del rotore al massimo pari a 115,00 m.

I tronchi di torre sono realizzati da lastre in acciaio laminate, saldate per formare una struttura tubolare troncoconica.

Si tratta di aerogeneratori di tipologia già impiegata estesamente in altri parchi italiani/UE, che consentono il miglior sfruttamento della risorsa vento e che presentano garanzie specifiche dal punto di vista della sicurezza (così come si dimostrerà in vari altri documenti: piano di produzione, studio di gittata etc.);

La turbina è equipaggiata, in accordo alle disposizioni dell'ENAC (Ente Nazionale per l'Aviazione Civile), con un sistema di segnalazione notturna per la segnalazione aerea.

La segnalazione notturna consiste nell'utilizzo di una luce rossa da installare sull'estradosso della navicella dell'aerogeneratore.

Le turbine di inizio e fine tratto avranno una segnalazione diurna consistente nella verniciatura della parte estrema della pala con tre bande di colore rosso ciascuna di 6 m per un totale di 18 m.

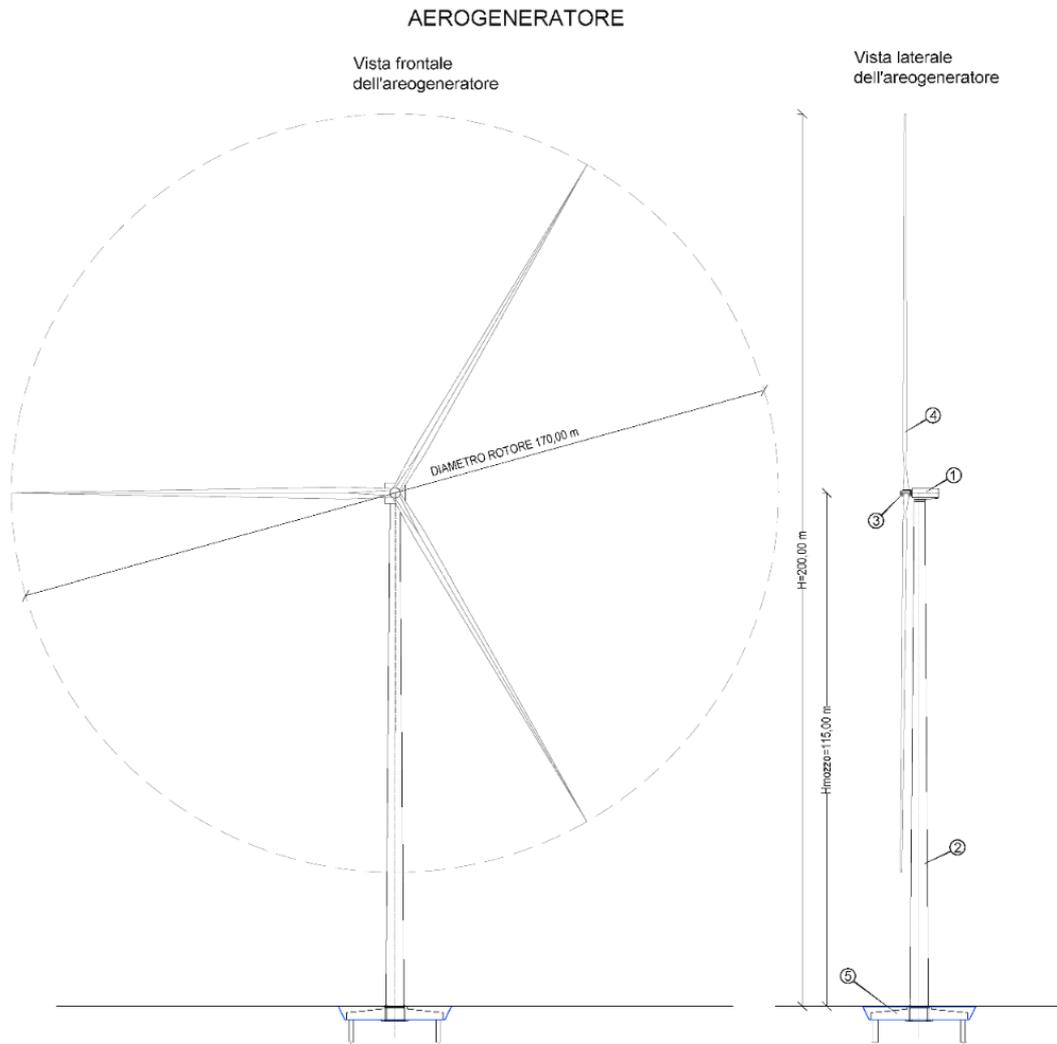


Fig. 1 Schema tipo aerogeneratore H totale 200 m., altezza al mozzo 115 m e diametro rotore 170 m

3 SHADOW FLICKERING

Lo Shadow Flickering consiste in una variazione periodica dell'intensità luminosa osservata causata dalla proiezione, su una superficie, dell'ombra indotta da oggetti in movimento. Per un impianto eolico tale fenomeno è generato dalla proiezione, al suolo o su un recettore, dell'ombra prodotta dalle pale in rotazione degli aerogeneratori. Dal punto di vista di un recettore lo Shadow Flickering si manifesta in una variazione ciclica dell'intensità luminosa: in presenza di luce solare diretta, un recettore localizzato nella zona d'ombra indotta dal rotore, sarà investito da un continuo alternarsi di luce diretta ed ombra, causato dalla proiezione delle ombre dalle pale in movimento. Tale fenomeno se vissuto dal recettore per periodi di tempo non trascurabili può generare un disturbo, quando:

- ✓ si sia in presenza di un livello sufficiente di intensità luminosa, ossia in condizioni di cielo sereno sgombro da nubi ed in assenza di nebbia e con sole alto rispetto all'orizzonte;
- ✓ la linea recettore-aerogeneratore non incontri ostacoli: in presenza di vegetazione o edifici interposti l'ombra generata da questi ultimi annullerebbe il fenomeno.
Pertanto, ad esempio, qualora il recettore sia una abitazione, perché il fenomeno di “*Shadow Flickering*” diventi consistente, le finestre dovrebbero essere orientate perpendicolarmente alla linea recettore-aerogeneratore e non affacciarsi su ostacoli;
- ✓ la turbina sia orientata in modo che il rotore risulti perpendicolare alla linea sole-ricettore: come mostrato nelle figure seguenti, quando il piano del rotore è perpendicolare alla linea sole-recettore, l'ombra proiettata dalle pale risulta muoversi all'interno di un “cerchio” che riferisce alla circonferenza del rotore inducendo uno Shadow Flickering non trascurabile (per situazioni in cui, dal punto di vista del recettore, il piano del rotore risulti essere in linea con il sole ed il recettore, l'ombra proiettata è sottile, di bassa intensità ed è caratterizzata da un rapido movimento, risultando pertanto lo Shadow Flickering di entità trascurabile);
- ✓ la posizione del sole sia tale da indurre una luminosità sufficiente. Ciò si traduce, in riferimento alla latitudine di progetto, in un'altezza del sole pari ad almeno 15-20°;
- ✓ le pale sono in movimento;
- ✓ turbina e ricettore siano vicini: le ombre proiettate in prossimità dell'aerogeneratore risultano di maggiore intensità e nitidezza rispetto a quelle proiettate lontano. Quando una turbina è posizionata sufficientemente vicino al ricettore, così che una porzione ampia di pala copra il sole, l'intensità del flicker risulta maggiore. All'aumentare della distanza tra turbina e recettore, le pale coprono una porzione sempre più piccola del sole, inducendo un flicker di minore entità. Inoltre, il fenomeno risulta di bassa entità quando l'ombra proiettata sul recettore è indotta dall'estremità delle pale; raggiunge il massimo dell'intensità in corrispondenza dell'attacco di pala all'hub.

Rilevamenti sul campo hanno evidenziato che per distanze tra aerogeneratore di altezza

paragonabile a quella delle macchine di progetto) e recettori superiori a 600 m il fenomeno è da rilevarsi solamente all'alba e al tramonto, momenti in cui la radiazione diretta è di minore intensità. Pertanto, in riferimento a quanto sin qui esposto, si può concludere che durata ed entità dello Shadow Flickering sono condizionate:

- dalla distanza tra aerogeneratore e recettore;
- dalla direzione ed intensità del vento;
- dall'orientamento del recettore;
- dalla presenza o meno di ostacoli lungo la linea di vista del recettore/aerogeneratore/sole;
- dalle condizioni metereologiche;
- dall'altezza del sole.

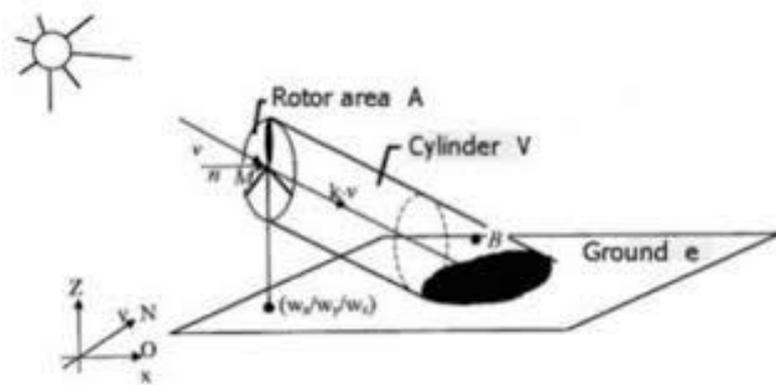


Figura 2 – immagini esplicative del fenomeno oggetto della presente relazione specialistica

4 INCIDENZA DEL FENOMENO DI OMBREGGIAMENTO IN RELAZIONE AL PARCO FV ALTOBRANDO

Il presente paragrafo è finalizzato a descrivere l'analisi condotta, tramite simulazione con Software WindPro (Shadow) in merito alla posizione della turbina eolica T01 e dell'adiacente parco FV Altobrando.

Nel caso specifico, al fine di verificare la sussistenza del fenomeno dello shadow flickering indotto dalla turbina in progetto (T01), sono state effettuate simulazioni in considerazione:

- ✓ della altezza della macchina (h_{mozzo} più altezza pala pari a 200,0 m);
- ✓ orientamento del rotore rispetto al ricettore in funzione di dati statistici di vento;
- ✓ proiezione dell'ombra rispetto ai recettori;
- ✓ posizione dei possibili recettori.

Il software, grazie all'implementazione del modello tridimensionale del terreno, permette di tenere in considerazione anche le potenziali visibilità dei recettori dai singoli aerogeneratori: la schermatura dovuta ad effetti topografici risulta spesso fortemente significativa.

La simulazione annua, che tiene conto di una inoperatività degli aerogeneratori di progetto di circa il 10% delle ore annue (Valutazione a vantaggio di sicurezza), comprende pertanto le simulazioni peggiorative di:

- ✓ stagione estiva, all'interno della quale ricadono le 24 ore del solstizio d'estate 21-06 (massimo valore di declinazione positiva del sole);
- ✓ stagione invernale, all'interno della quale ricadono le 24 ore del solstizio d'inverno 21-12 (massimo valore di declinazione negativa del sole) e le 24 ore del perielio d'inverno 04-01, giorno durante il quale sole e terra si trovano alla minima distanza e le ombre più lunghe;

Le valutazioni sul fenomeno di shadow flickering, nelle condizioni sopra riportate, andranno valutate alla luce di quanto segue:

- ✓ il fenomeno di flickering risulta tanto più rilevante quanto maggiore è l'intensità della luce del sole (21 giugno);
- ✓ dal punto di vista dell'individuazione dei possibili osservatori, la condizione più sfavorevole si ha nel periodo dell'anno, in determinate ore del giorno, in cui le ombre indotte dagli aerogeneratori risultano più lunghe.

In particolare:

- ✓ il 4 gennaio il sole ha un'altezza maggiore di 20° sull'orizzonte nell'intervallo compreso tra le 9:30 e le 15:00;
- ✓ il 21 giugno il sole ha un'altezza maggiore di 20° sull'orizzonte nell'intervallo compreso tra le 6:45 e le 17:45.

La simulazione effettuata tiene conto di alcuni dati di input:

- ✓ condizioni metereologiche (statistiche annue) provenienti dalla stazione metereologica di Gela;
- ✓ fenomeno valutabile a partire da una altezza del sole sull'orizzonte pari a 5° (simulazione a vantaggio di sicurezza);
- ✓ inoperatività delle turbine pari a circa il 10% delle ore annue (assunzione a vantaggio di sicurezza);
- ✓ distribuzione statistica della ventosità in base a cui è resa proporzionale la prevalenza del fenomeno di shading; il numero di ore annue è stato distribuito lungo 8 direzioni (N-NE-E-SE-S-SW-W-NW) in modo proporzionale in base ai dati di distribuzione statistica del vento dedotti dallo studio di producibilità del Parco Eolico di Caltagirone.

La simulazione e le valutazioni sono dunque effettuate nelle condizioni di “real case”, tenendo conto delle ore di sole statistiche annue (Stazione metereologica Gela):

The screenshot shows the SHADOW (Flicker) software interface. The 'Real case statistics' tab is active, displaying operational hours and monthly sunshine probabilities.

Operational hours:

- Manual input for each sector: (Selected)
- Calculate from selected WTGs: (Not selected)
- No operation reduction: (Not selected)
- Sectors: 8
- Sum of hours: 7.887
- Relative to hours in year: 90 %

Edit annual operational hours for the WTGs for each sector:

N	NE	E	SE	S	SW	W	NW
475	1.575	1.575	396	396	1.340	1.340	790

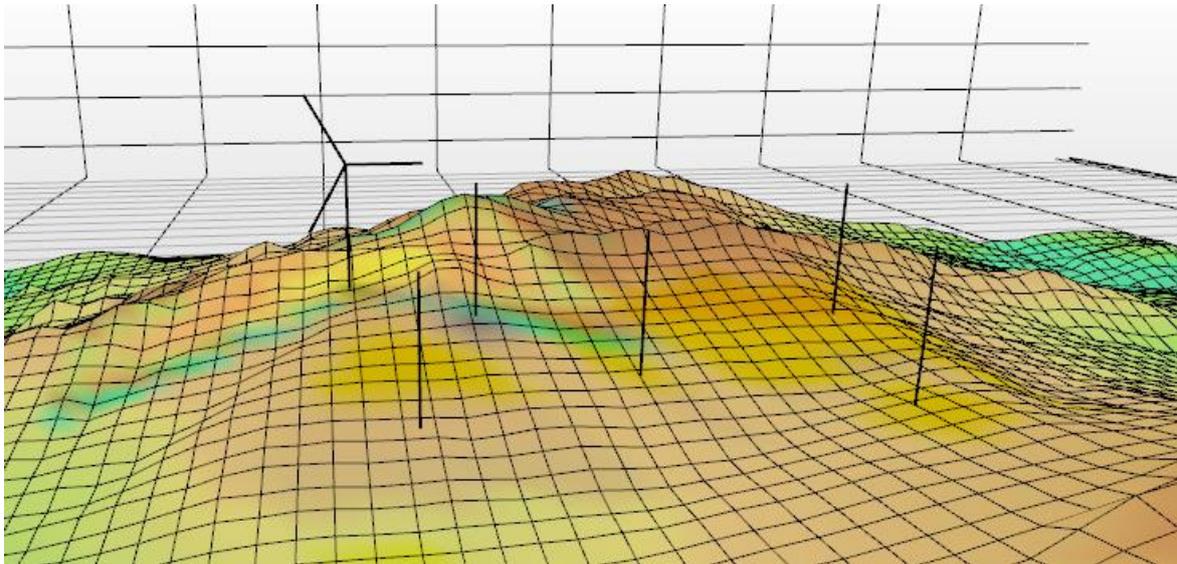
Monthly sunshine probabilities:

- Station from database: [GELA] (Selected)
- Manual input of: S (Average daily sunshine hours) (Not selected)

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
4,68	5,56	6,38	7,53	8,42	9,58	10,34	9,72	8,14	6,82	5,66	4,46

A seguire un'estrapolazione dell'interfaccia della modellazione delle turbine su DTM implementata su software WINPRO in cui al fine di valutare eventuali ostacoli “topografici” al fenomeno in analisi.

Modello 3D di Simulazione:



Dati di input – Assunzioni per shadow calculation da software:

Project:
PE Caltagirone

Licensed user:
Hydro Engineering s.s.
via Rossotti, 39
IT-91011 Alcamo

Ettore / egalbo@hydroeng.it
Calculated:
18/06/2024 12:40/4.0.424

SHADOW - Main Result

Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence
Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade
Please look in WTG table

Minimum sun height over horizon for influence 5 °
Day step for calculation 1 days
Time step for calculation 1 minutes

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [GELA]

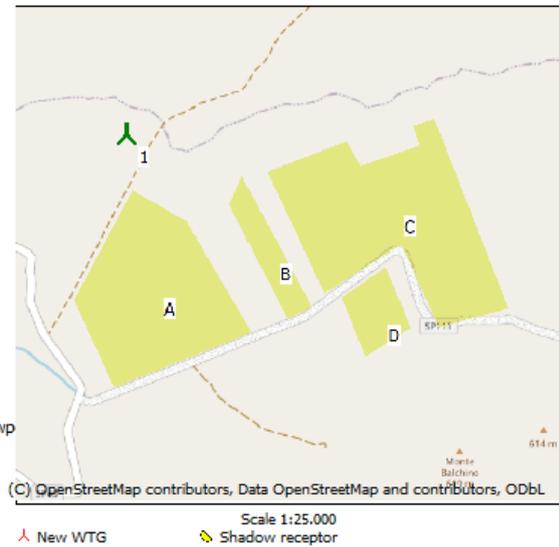
Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
4,68	5,56	6,38	7,53	8,42	9,58	10,34	9,72	8,14	6,82	5,66	4,46

Operational time

N	NE	E	SE	S	SW	W	NW	Sum
475	1.575	1.575	396	396	1.340	1.340	790	7.887

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:
Height contours used: Elevation Grid Data Object: PE Caltagirone_EMDGrid_0.wpt
Receptor grid resolution: 1,0 m
Topographic shadow included in calculation

All coordinates are in
Geo [deg]-WGS84



WTGs

Longitude	Latitude	Z	Row data/Description	WTG type		Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
				Valid	Manufact.					Calculation distance [m]	RPM
1 14,540906° E	37,289778° N	564,2	Siemens Gamesa SG ...	No	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	115,0	2.041	8,8

Shadow receptor-Input

No.	Longitude	Latitude	Z	Elevation a.g.l. [m]	Eye height (ZVI) a.g.l. [m]
A	14,542036° E	37,284331° N	509,3	# 1,0	1,0
B	14,547227° E	37,285578° N	525,1	# 1,0	1,0
C	14,552786° E	37,287290° N	553,4	# 1,0	1,0
D	14,552078° E	37,283392° N	534,0	# 1,0	1,0

#) See details in: Detailed assumptions

Calculation Results

Shadow receptor

Shadow, expected values

No.	Shadow hours per year [h/year]
A	0:00
B	33:20
C	59:22
D	3:06

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Expected [h/year]
1	Siemens Gamesa SG 6.0-170 6200 170.0 !O! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (1)	63:01

5 VALUTAZIONI DEL FENOMENO DI OMBREGGIAMENTO IN RELAZIONE AL PARCO FV ALTOBRANDO

Come a seguire evidenziato, le mappe di ombreggiamento, valutate sui 600m di buffer, impattano su due “spicchi” di impianto FV Altobrando:

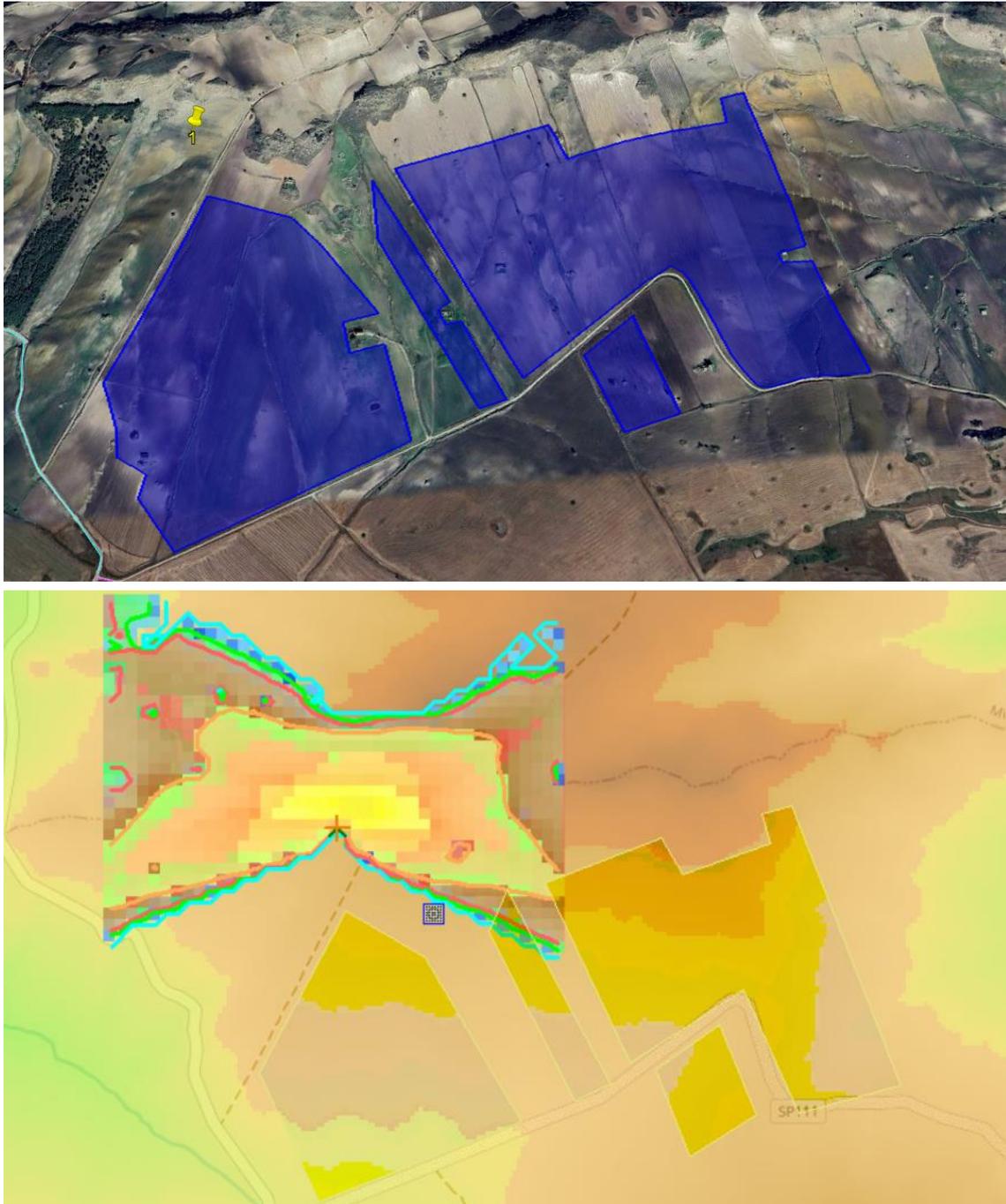
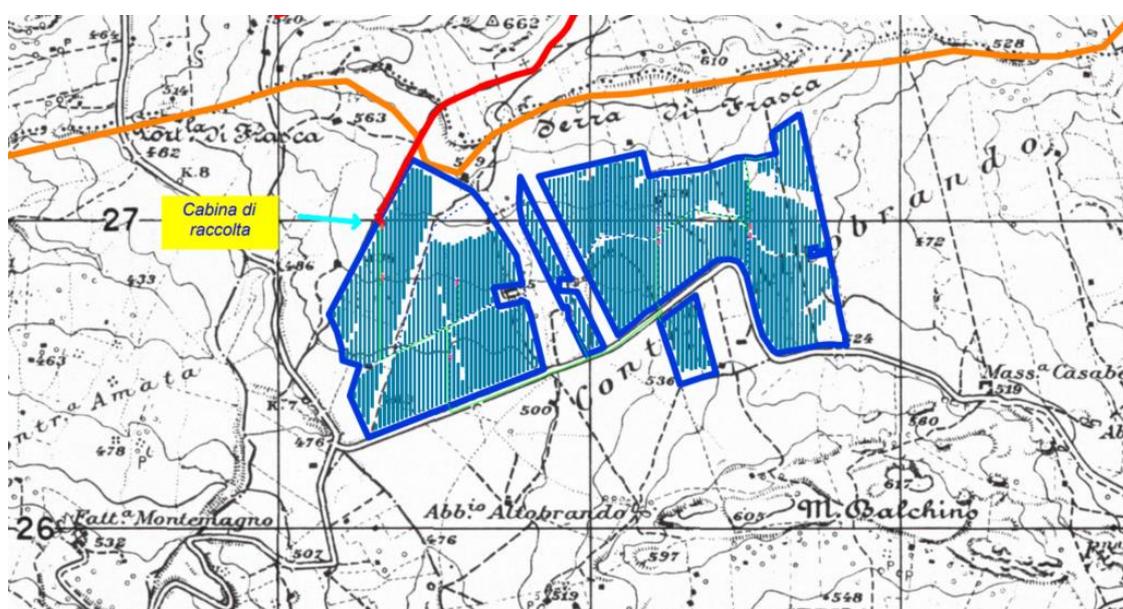


Figura 3 – Simulazione grafica ombreggiamento su PV Altobrando

Da una sovrapposizione tra la mappa di ombreggiamento calcolata sui 600 m e il parco FV Altobrando, risultano in ombra, per un massimo di **63h/anno** circa 16 tracker (stima a vantaggio di sicurezza). La stima sulle ore di ombreggiamento è ottenuta dalle valutazioni “real case” del software di calcolo in base alle condizioni descritte nei paragrafi precedenti.

Quanto sopra riportato porta a valutare una perdita di potenza (per il solo intervallo sopra descritto) pari a circa:

- 16 tracker;
- 26 pannelli/tracker;
- Moduli da 600 Wp;
- Complessivi 416 pannelli ombreggiati;
- Potenza complessiva persa 250 kWp.



Gli aspetti più importanti della valutazione numerica sopra riportata è che l'ombreggiamento avverrà solamente in alcune delle condizioni di esercizio del parco eolico che non sempre coincideranno, trattandosi di differenti tecnologie FER, con quelle di massima produzione dell'impianto FV Altobrando.

Ipotizzando tuttavia, a vantaggio di sicurezza, l'incidenza tra quanto sopra riportato con i valori di producibilità riportati negli elaborati di progetto FV Altobrando, avremo:

POTENZA DI PICCO (MWp)	45,12
POTENZA AC (MW _{AC})	39,75
ENERGIA PRODOTTA P50 (MWh/anno)	96941
PRODUZIONE SPECIFICA P50 (kWh/kWp/anno)	2149
ENERGIA PRODOTTA P90 (MWh/anno)	93110
PRODUZIONE SPECIFICA P90 (kWh/kWp/anno)	2064

ovvero:

- Perdita di potenza di picco pari a 250 kWp pari a circa 0,55% della potenza di picco dichiarata;
- Energia persa per le 63 h/anno pari a 15,75 MWh/anno (valutata con il 50% di prob. P50). Qualora a vantaggio di sicurezza si volesse ipotizzare un ombreggiamento per l'intero intervallo annuale, si avrebbe una perdita di energia pari a 533 MWh/anno.

I dati analizzati sono confrontati dalla scrivente, con i dati di producibilità dell'impianto Eolico Caltagirone che per semplicità sotto si riportano:

- Turbina T01 da 6000 kWp;
- Producibilità Lorda dell'aerogeneratore (stimata in base al sito dal fornitore delle turbine):

Turbina	Coordinate UTM ED50 Fuso 33		Elev. [m]	HH [m]	Vmed [m/s]	Lorda [MWh]	Perdita Scia (%)	Lorda (netto scia) [MWh]	Ore [anno]
	ID	X [m]							
T01	459,389	4,127,323	567	115.0	5.99	17,156	3.48	16,559	2760
T02	460,437	4,127,136	564	115.0	6.14	17,785	3.83	17,103	2851
T03	461,854	4,127,530	451	115.0	5.55	14,975	3.28	14,484	2414
T04	462,612	4,125,606	405	115.0	5.49	14,674	4.81	13,968	2328
T05	460,266	4,125,538	555	115.0	6.05	17,434	5.56	16,464	2744
T06	461,867	4,125,181	490	115.0	6.02	17,281	8.01	15,896	2649
T07	460,672	4,125,188	550	115.0	6.15	17,917	8.35	16,421	2737
T08	461,386	4,124,995	493	115.0	5.91	16,761	8.90	15,269	2545
T09	460,138	4,124,293	463	115.0	5.90	16,682	2.99	16,184	2697
MEDIE			504	115.0	5.91	16,741	5.47	15,816	2636
TOTALI						150,665		142,348	

Producibilità netta P _{50%}						
Impianto	Potenza nominale [MW]	N° AG	H mozzo (m)	Potenza impianto [MW]	Producibilità [MWh/anno]	Ore [Ore/anno]
Siemens Gamesa SG 6.0-170	6.0	9	115	54.0	126,324	2339

Considerando la media della producibilità netta per l'impianto eolico (la P50%) pari a 2339 ore, la produzione dell'aerogeneratore **T01** sarebbe di 14.034 MWh/anno.

In termini di potenza di picco si verifica pertanto circa 250 kWp ombreggiati per 63 h/anno contro i 6.000,00 Wp della turbina oggetto di analisi.

L'esistenza della turbina risulta pertanto fortemente più vantaggiosa, da un punto di vista di producibilità annua, rispetto alla esigua parte di impianto FV ombreggiata.

A seguire i risultati della simulazione condotta.

5.1 ALLEGATO 1 – MAIN RESULTS DELLA SIMULAZIONE

SHADOW - Main Result

Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence
Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade
Please look in WTG table

Minimum sun height over horizon for influence 5 °
Day step for calculation 1 days
Time step for calculation 1 minutes

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [GELA]
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
4,68 5,56 6,38 7,53 8,42 9,58 10,34 9,72 8,14 6,82 5,66 4,46

Operational time
N NE E SE S SW W NW Sum
475 1.575 1.575 396 396 1.340 1.340 790 7.887

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:
Height contours used: Elevation Grid Data Object: PE Caltagirone_EMDGrid_0.
Receptor grid resolution: 1,0 m
Topographic shadow included in calculation

All coordinates are in
Geo [deg]-WGS84



WTGs

Longitude	Latitude	Z	Row data/Description	WTG type		Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
				Valid	Manufact.					Calculation distance [m]	RPM [RPM]
1 14,540906° E	37,289778° N	564,2 [m]	Siemens Gamesa SG ...	No	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	115,0	2.041	8,8

Shadow receptor-Input

No.	Longitude	Latitude	Z	Elevation a.g.l. [m]	Eye height (ZVI) a.g.l. [m]
A	14,542036° E	37,284331° N	509,3 #	1,0	1,0
B	14,547227° E	37,285578° N	525,1 #	1,0	1,0
C	14,552786° E	37,287290° N	553,4 #	1,0	1,0
D	14,552078° E	37,283392° N	534,0 #	1,0	1,0

#) See details in: Detailed assumptions

Calculation Results

Shadow receptor

Shadow, expected values

No.	Shadow hours per year [h/year]
A	0:00
B	33:20
C	59:22
D	3:06

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Expected [h/year]
1	Siemens Gamesa SG 6.0-170 6200 170.0 !O! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (1)	63:01

Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.

5.2 ALLEGATO 2 – ASSUNZIONI RELATIVE AL PARCO FV ALTOBRANDO COME RECETTORE SENSIBILE

SHADOW - Detailed assumptions

A - Shadow Receptor: Polygon, eye height: 1,0 m (1)

Geo [deg]-WGS84

Longitude	Latitude
14,546499° E	37,282658° N
14,540362° E	37,280712° N
14,538560° E	37,283853° N
14,541178° E	37,287780° N
14,543581° E	37,286653° N



Scale 1:20.000

Shadow receptor

B - Shadow Receptor: Polygon, eye height: 1,0 m (2)

Geo [deg]-WGS84

Longitude	Latitude
14,546065° E	37,288293° N
14,549203° E	37,283580° N
14,548130° E	37,283170° N
14,545512° E	37,287268° N



Scale 1:10.000

Shadow receptor

C - Shadow Receptor: Polygon, eye height: 1,0 m (3)

Geo [deg]-WGS84

Longitude	Latitude
14,553237° E	37,285868° N
14,549804° E	37,284092° N
14,547229° E	37,288463° N
14,550748° E	37,289555° N
14,551413° E	37,288650° N
14,554052° E	37,289402° N
14,553773° E	37,290119° N
14,554696° E	37,290340° N
14,558001° E	37,283546° N
14,554911° E	37,282863° N



Scale 1:20.000

Shadow receptor

SHADOW - Detailed assumptions

D - Shadow Receptor: Polygon, eye height: 1,0 m (5)

Geo [deg]-WGS84
Longitude Latitude
14,553623° E 37,282829° N
14,551606° E 37,281804° N
14,550576° E 37,283921° N
14,552507° E 37,285014° N

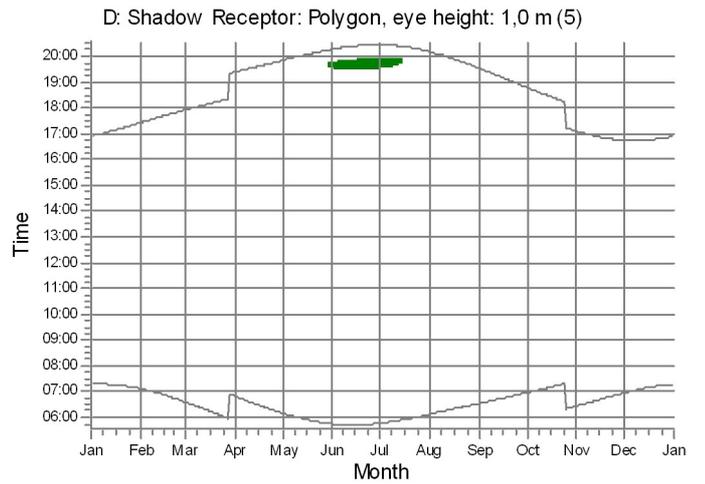
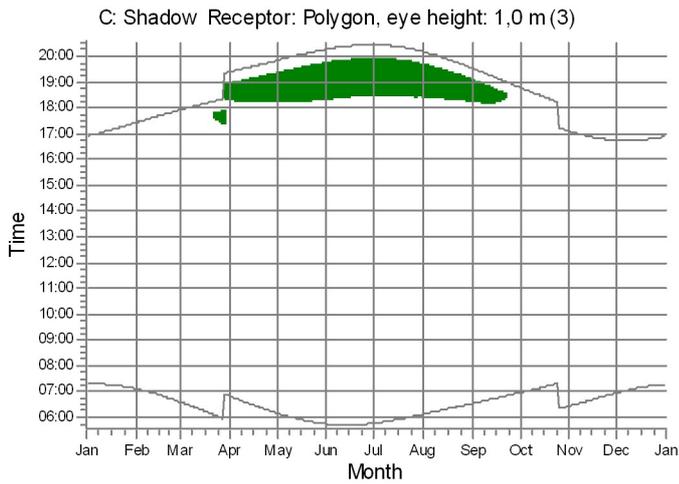
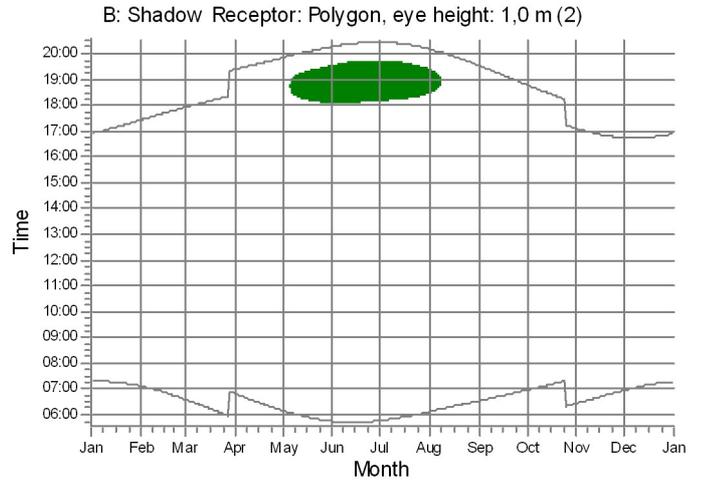
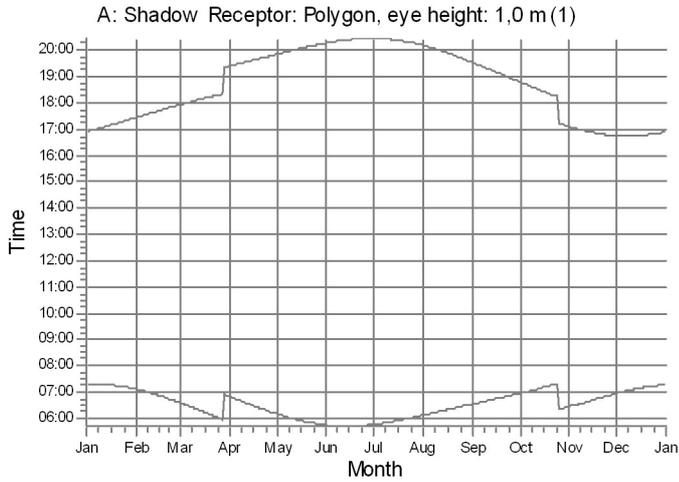


Scale 1:7.500

Shadow receptor

5.3 ALLEGATO 3 – CALENDARIO GRAFICO DI OMBREGGIAMENTO

SHADOW - Calendar, graphical



WTGs

- 1: Siemens Gamesa SG 6.0-170 6200 170.0 !O! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (1)

5.4 ALLEGATO 4 – CALENDARIO ORARIO AEROGENERATORE T01

SHADOW - Calendar per WTG

WTG: 1 - Siemens Gamesa SG 6.0-170 6200 170.0 !O! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (1)

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [GELA]

Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
4,68 5,56 6,38 7,53 8,42 9,58 10,34 9,72 8,14 6,82 5,66 4,46

Operational time

N NE E SE S SW W NW Sum
475 1.575 1.575 396 396 1.340 1.340 790 7.887

	January	February	March	April	May	June
1	07:16 16:55	07:06 17:26	06:35 17:55	06:50 18:23-18:54/31 19:24	06:09 18:18-19:19/61 19:51	05:44 18:11-19:42/91 20:17
2	07:17 16:56	07:06 17:27	06:34 17:56	06:48 18:22-18:55/33 19:25	06:08 18:18-19:19/61 19:52	05:43 18:11-19:43/92 20:17
3	07:17 16:57	07:05 17:28	06:32 17:57	06:47 18:21-18:55/34 19:26	06:06 18:18-19:20/62 19:53	05:43 18:10-19:43/93 20:18
4	07:17 16:57	07:04 17:29	06:31 17:58	06:45 18:21-18:57/36 19:27	06:05 18:18-19:21/63 19:54	05:43 18:10-19:44/94 20:19
5	07:17 16:58	07:03 17:30	06:29 17:59	06:44 18:20-18:57/37 19:28	06:04 18:18-19:22/64 19:55	05:42 18:11-19:45/94 20:19
6	07:17 16:59	07:02 17:31	06:28 18:00	06:42 18:20-18:58/38 19:29	06:03 18:18-19:23/65 19:56	05:42 18:11-19:45/94 20:20
7	07:17 17:00	07:01 17:33	06:27 18:01	06:41 18:20-18:59/39 19:30	06:02 18:18-19:24/66 19:56	05:42 18:10-19:45/95 20:20
8	07:17 17:01	07:00 17:34	06:25 18:02	06:39 18:20-19:00/40 19:30	06:01 18:18-19:24/66 19:57	05:42 18:10-19:46/96 20:21
9	07:17 17:02	06:59 17:35	06:24 18:03	06:38 18:19-19:00/41 19:31	06:00 18:18-19:25/67 19:58	05:42 18:10-19:46/96 20:21
10	07:17 17:03	06:58 17:36	06:22 18:04	06:36 18:20-19:01/41 19:32	05:59 18:18-19:26/68 19:59	05:42 18:11-19:47/96 20:22
11	07:17 17:04	06:57 17:37	06:21 18:05	06:35 18:20-19:03/43 19:33	05:58 18:18-19:26/68 20:00	05:41 18:11-19:47/96 20:22
12	07:16 17:05	06:56 17:38	06:19 18:06	06:33 18:19-19:03/44 19:34	05:57 18:19-19:28/69 20:01	05:41 18:11-19:48/97 20:23
13	07:16 17:06	06:55 17:39	06:18 18:07	06:32 18:19-19:04/45 19:35	05:56 18:19-19:29/70 20:02	05:41 18:11-19:48/97 20:23
14	07:16 17:07	06:54 17:40	06:16 18:08	06:31 18:19-19:04/45 19:36	05:55 18:19-19:29/70 20:03	05:41 18:11-19:49/98 20:24
15	07:16 17:08	06:53 17:41	06:15 18:09	06:29 18:19-19:06/47 19:37	05:55 18:19-19:30/71 20:03	05:41 18:11-19:49/98 20:24
16	07:15 17:09	06:51 17:42	06:13 18:10	06:28 18:19-19:07/48 19:38	05:54 18:17-19:30/73 20:04	05:41 18:11-19:49/98 20:24
17	07:15 17:10	06:50 17:43	06:12 18:11	06:26 18:18-19:07/49 19:38	05:53 18:17-19:32/75 20:05	05:41 18:11-19:49/98 20:25
18	07:15 17:11	06:49 17:44	06:10 18:12	06:25 18:19-19:08/49 19:39	05:52 18:16-19:32/76 20:06	05:41 18:12-19:50/98 20:25
19	07:14 17:12	06:48 17:45	06:09 18:12	06:24 18:19-19:09/50 19:40	05:51 18:15-19:33/78 20:07	05:42 18:13-19:51/98 20:25
20	07:14 17:13	06:47 17:46	06:07 18:13	06:22 18:18-19:09/51 19:41	05:51 18:15-19:34/79 20:08	05:42 18:13-19:51/98 20:26
21	07:13 17:14	06:45 17:47	06:06 18:14	06:21 18:18-19:10/52 19:42	05:50 18:14-19:35/81 20:08	05:42 18:13-19:51/98 20:26
22	07:13 17:15	06:44 17:48	06:04 18:15	06:20 18:19-19:12/53 19:43	05:49 18:13-19:35/82 20:09	05:42 18:13-19:51/98 20:26
23	07:12 17:16	06:43 17:49	06:03 17:39-17:46/7 18:16	06:18 18:19-19:13/54 19:44	05:48 18:13-19:36/83 20:10	05:42 18:13-19:51/98 20:26
24	07:12 17:17	06:42 17:50	06:01 17:35-17:47/12 18:17	06:17 18:18-19:13/55 19:45	05:48 18:12-19:37/85 20:11	05:43 18:14-19:52/98 20:27
25	07:11 17:18	06:40 17:51	06:00 17:33-17:48/15 18:18	06:16 18:18-19:14/56 19:46	05:47 18:12-19:38/86 20:12	05:43 18:13-19:51/98 20:27
26	07:11 17:19	06:39 17:52	05:58 17:30-17:49/19 18:19	06:15 18:18-19:15/57 19:47	05:47 18:11-19:38/87 20:12	05:43 18:13-19:51/98 20:27
27	07:10 17:20	06:38 17:53	05:57 17:29-17:50/21 18:20	06:13 18:18-19:16/58 19:47	05:46 18:12-19:39/87 20:13	05:43 18:14-19:52/98 20:27
28	07:09 17:22	06:36 17:54	05:55 17:27-17:50/23 18:21	06:12 18:19-19:17/58 19:48	05:46 18:11-19:39/88 20:14	05:44 18:14-19:52/98 20:27
29	07:09 17:23		06:54 18:26-18:52/26 19:21	06:11 18:18-19:17/59 19:49	05:45 18:11-19:40/89 20:15	05:44 18:14-19:51/97 20:27
30	07:08 17:24		06:52 18:24-18:52/28 19:22	06:10 18:18-19:18/60 19:50	05:45 18:11-19:41/90 20:15	05:45 18:15-19:52/97 20:27
31	07:07 17:25		06:51 18:24-18:53/29 19:23		05:44 18:10-19:41/91 20:16	
Potential sun hours	307	302	370	394	439	441
Sum of minutes with flicker	0	0	180	1403	2321	2895

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)	First time (hh:mm) with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	Minutes with flicker
	Sun set (hh:mm)	First time (hh:mm) with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	Minutes with flicker

SHADOW - Calendar per WTG

WTG: 1 - Siemens Gamesa SG 6.0-170 6200 170.0 !O! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (1)

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [GELA]

Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
4,68 5,56 6,38 7,53 8,42 9,58 10,34 9,72 8,14 6,82 5,66 4,46

Operational time

N NE E SE S SW W NW Sum
475 1.575 1.575 396 396 1.340 1.340 790 7.887

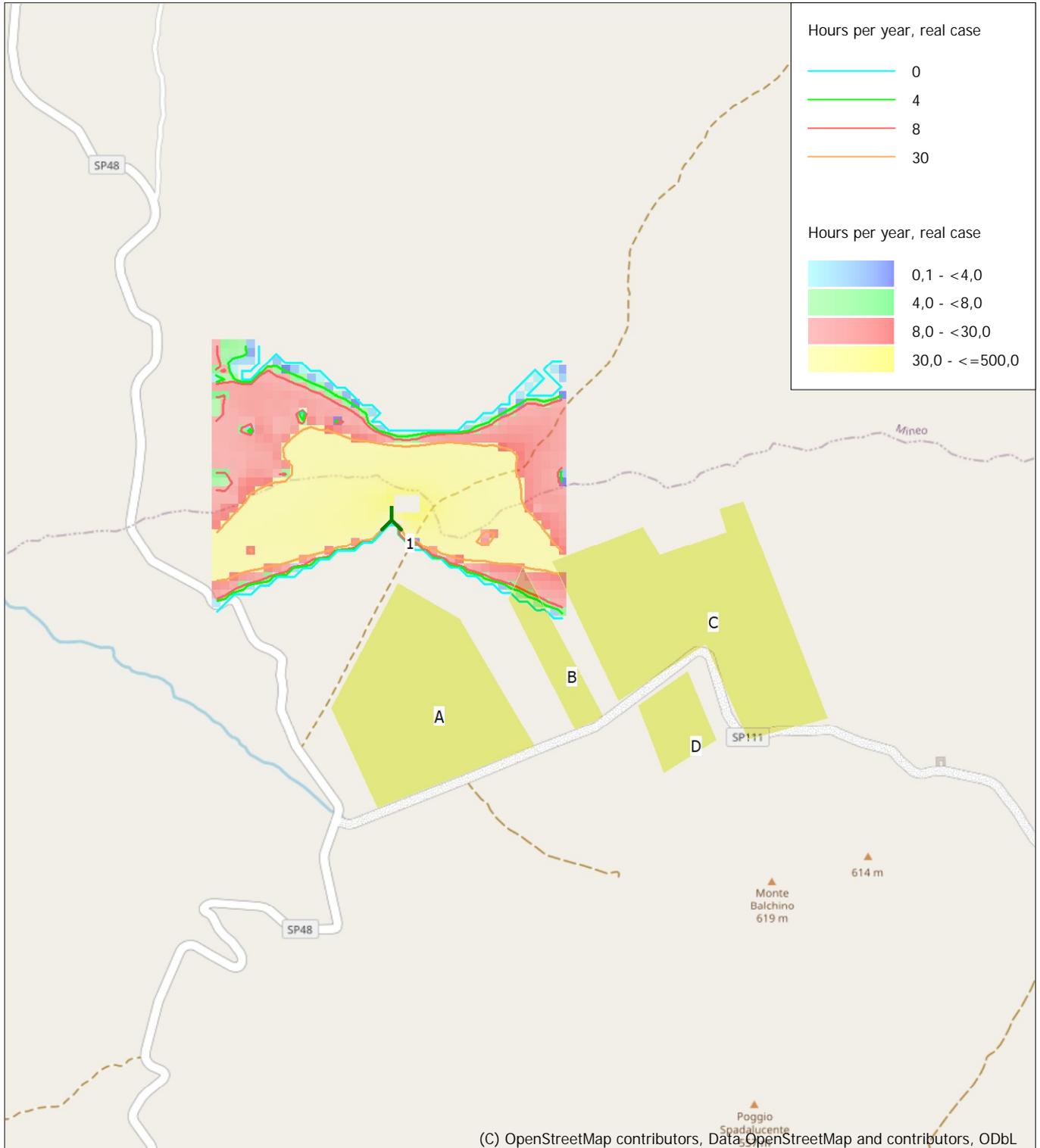
	July	August	September	October	November	December
1	05:45 18:15-19:52/97 20:27	06:06 18:29-19:37/68 20:11	06:32 18:19-19:02/43 19:33	06:57 18:47 17:06	06:57 16:45	
2	05:46 18:16-19:52/96 20:27	06:07 18:29-19:37/68 20:10	06:33 18:18-18:59/41 19:31	06:58 18:46 17:05	06:58 16:45	
3	05:46 18:15-19:52/97 20:27	06:08 18:29-19:36/67 20:09	06:34 18:17-18:58/41 19:30	06:59 18:44 17:03	06:59 16:45	
4	05:46 18:16-19:52/96 20:27	06:09 18:29-19:35/66 20:08	06:34 18:17-18:57/40 19:28	07:00 18:43 17:02	07:00 16:45	
5	05:47 18:16-19:51/95 20:26	06:09 18:28-19:34/66 20:07	06:35 18:17-18:56/39 19:27	07:00 18:41 17:01	07:01 16:45	
6	05:47 18:17-19:52/95 20:26	06:10 18:28-19:33/65 20:06	06:36 18:17-18:54/37 19:25	07:01 18:40 17:00	07:01 16:45	
7	05:48 18:17-19:51/94 20:26	06:11 18:28-19:32/64 20:05	06:37 18:15-18:52/37 19:24	07:02 18:38 16:59	07:02 16:45	
8	05:49 18:17-19:51/94 20:26	06:12 18:28-19:31/63 20:04	06:38 18:15-18:51/36 19:22	07:03 18:37 16:59	07:03 16:45	
9	05:49 18:17-19:50/93 20:25	06:13 18:28-19:31/63 20:03	06:39 18:15-18:50/35 19:21	07:04 18:35 16:58	07:04 16:45	
10	05:50 18:18-19:51/93 20:25	06:14 18:27-19:29/62 20:02	06:39 18:15-18:48/33 19:19	07:05 18:34 16:57	07:05 16:45	
11	05:50 18:18-19:50/92 20:25	06:14 18:27-19:28/61 20:00	06:40 18:15-18:46/31 19:18	07:06 18:32 16:56	07:06 16:45	
12	05:51 18:19-19:50/91 20:24	06:15 18:27-19:27/60 19:59	06:41 18:15-18:45/30 19:16	07:07 18:31 16:55	07:06 16:45	
13	05:52 18:19-19:50/91 20:24	06:16 18:27-19:26/59 19:58	06:42 18:15-18:43/28 19:15	07:08 18:30 16:54	07:07 16:45	
14	05:52 18:19-19:49/90 20:24	06:17 18:26-19:25/59 19:57	06:43 18:16-18:42/26 19:13	07:08 18:28 16:54	07:08 16:45	
15	05:53 18:20-19:49/89 20:23	06:18 18:25-19:23/58 19:56	06:44 18:17-18:41/24 19:12	07:09 18:27 16:53	07:09 16:46	
16	05:54 18:21-19:49/88 20:23	06:19 18:25-19:22/57 19:54	06:44 18:17-18:38/21 19:10	07:10 18:25 16:52	07:09 16:46	
17	05:54 18:20-19:47/87 20:22	06:19 18:25-19:21/56 19:53	06:45 18:18-18:37/19 19:09	07:11 18:24 16:51	07:10 16:46	
18	05:55 18:21-19:47/86 20:21	06:20 18:25-19:20/55 19:52	06:46 18:20-18:36/16 19:07	07:12 18:23 16:51	07:10 16:47	
19	05:56 18:22-19:47/85 20:21	06:21 18:24-19:18/54 19:51	06:47 18:22-18:34/12 19:05	07:13 18:21 16:50	07:11 16:47	
20	05:57 18:22-19:46/84 20:20	06:22 18:24-19:17/53 19:49	06:48 18:25-18:33/8 19:04	07:14 18:20 16:50	07:12 16:47	
21	05:57 18:23-19:46/83 20:20	06:23 18:23-19:16/53 19:48	06:48 18:29-18:31/2 19:02	07:15 18:19 16:49	07:12 16:48	
22	05:58 18:24-19:45/81 20:19	06:24 18:23-19:15/52 19:47	06:49 19:01	07:16 18:17 16:48	07:13 16:48	
23	05:59 18:25-19:45/80 20:18	06:25 18:23-19:14/51 19:45	06:50 18:59	07:17 18:16 16:48	07:13 16:49	
24	06:00 18:25-19:44/79 20:18	06:25 18:22-19:12/50 19:44	06:51 18:58	07:18 18:15 16:47	07:14 16:49	
25	06:00 18:26-19:43/77 20:17	06:26 18:22-19:11/49 19:43	06:52 18:56	06:19 17:14 16:47	07:14 16:50	
26	06:01 18:27-19:43/76 20:16	06:27 18:21-19:10/49 19:41	06:53 18:55	06:20 17:12 16:47	07:15 16:51	
27	06:02 18:28-19:41/73 20:15	06:28 18:21-19:09/48 19:40	06:53 18:53	06:21 17:11 16:46	07:15 16:51	
28	06:03 18:29-19:41/72 20:14	06:29 18:21-19:07/46 19:38	06:54 18:52	06:22 17:10 16:46	07:15 16:52	
29	06:04 18:30-19:40/70 20:14	06:30 18:20-19:05/45 19:37	06:55 18:50	06:23 17:09 16:46	07:16 16:53	
30	06:04 18:30-19:40/70 20:13	06:30 18:19-19:04/45 19:35	06:56 18:49	06:24 17:08 16:45	07:16 16:53	
31	06:05 18:30-19:39/69 20:12	06:31 18:19-19:03/44 19:34		06:25 17:07 16:54	07:16 16:54	
Potential sun hours	448	421	373	349	306	299
Sum of minutes with flicker	2663	1756	599	0	0	0

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month Sun rise (hh:mm) First time (hh:mm) with flicker-Last time (hh:mm) with flicker/Minutes with flicker
Sun set (hh:mm) First time (hh:mm) with flicker-Last time (hh:mm) with flicker/Minutes with flicker

5.5 ALLEGATO 5 – MAPPE DI OMBREGGIAMENTO

SHADOW - Map



(C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL



Map: EMD OpenStreetMap , Print scale 1:20.000, Map center Geo WGS84 East: 14,546045° E North: 37,288016° N

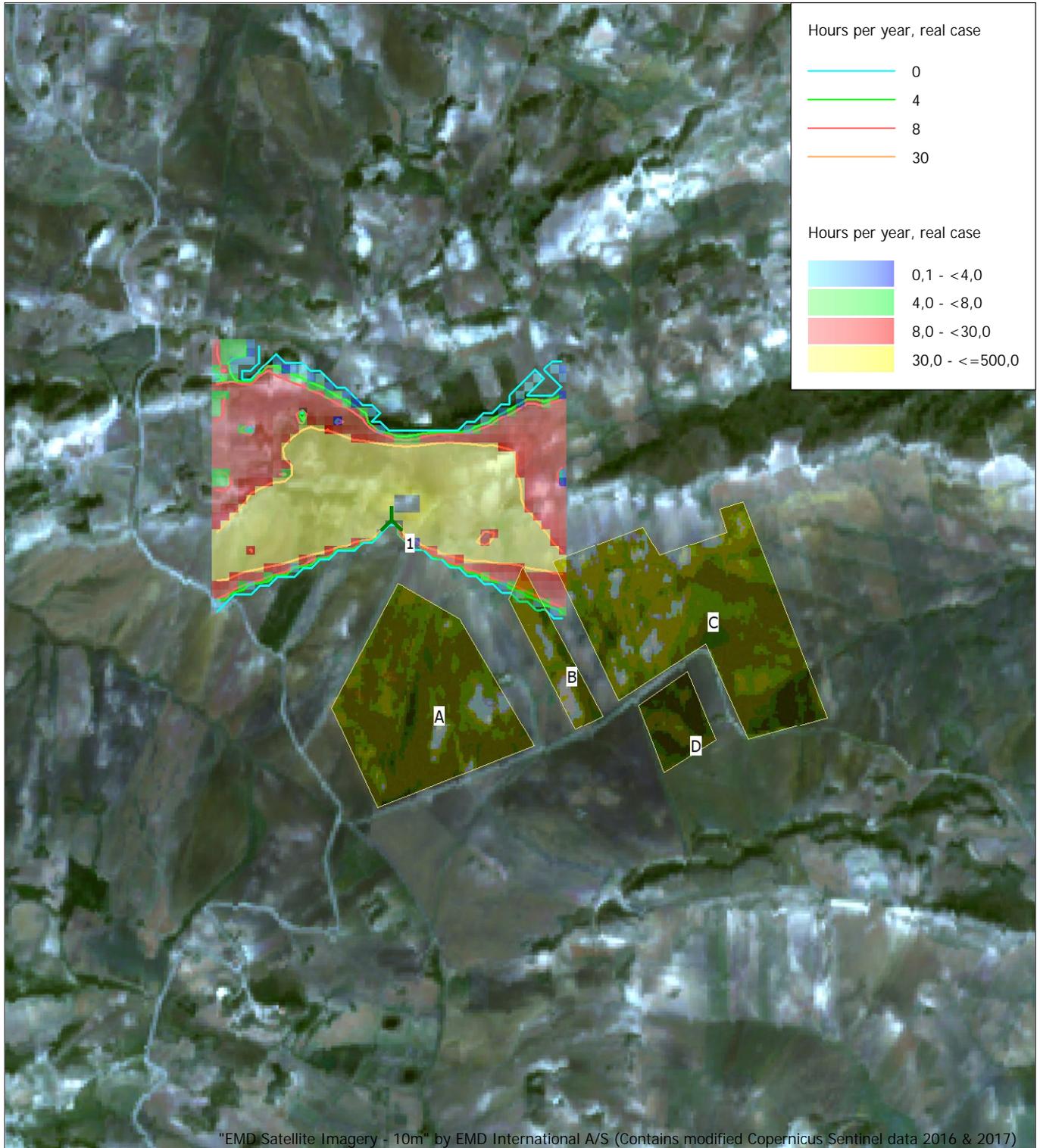
New WTG

Shadow receptor

Flicker map level: Elevation Grid Data Object: PE Caltagirone_EMDGrid_0.wpg (18)

Time step: 4 minutes, Day step: 14 days, Map resolution: 30 m, Visibility resolution: 15 m, Eye height: 1,5 m

SHADOW - Map



0 250 500 750 1000m

Map: windPRO Global Satellite Imagery - 10m (2022) , Print scale 1:20.000, Map center Geo WGS84 East: 14,546045° E North: 37,288016° N
 New WTG Shadow receptor

Flicker map level: Elevation Grid Data Object: PE Caltagirone_EMDGrid_0.wpg (18)
 Time step: 4 minutes, Day step: 14 days, Map resolution: 30 m, Visibility resolution: 15 m, Eye height: 1,5 m

5.6 ALLEGATO 6 – CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ PARCO EOLICO CALTAGIRONE

Impianto eolico nel Comune di Caltagirone (CT)

Studio anemologico e preliminare Valutazione della Produzione Eolica attesa

CLIENTE	REVISIONE				REDAZIONE
	N°	MESE	ANNO	LUOGO	C. Gaioni
	00	Novembre	2022	GARDONE VAL TROMPIA	<i>Carlo Gaioni</i>
					APPROVAZIONE
					C. Mazzarella <i>C. Mazzarella</i>
ORDINE RIF.	Acc. ns. Offerta nr. TG_243_BS_2021_Rev1 - incarico del 22/11/22				

Sedi operative:
- Via Matteotti, 311 – SCALA P – Int.10 – 25063 Gardone Val Trompia (BS)
Tel. 030 2056980 – Fax 030 831100

E-mail: info@tecnogaia.it
E-mail PEC: info@pec.tecnogaia.com

Sede Legale:
Via Matteotti, 311 – 25063 Gardone Val Trompia (BS)

Cod. Fisc. & P. IVA 13029730150
Cap. Soc. € 119.000,00 interamente versato
Iscrizione nel Registro Imprese Brescia N° REA 496849

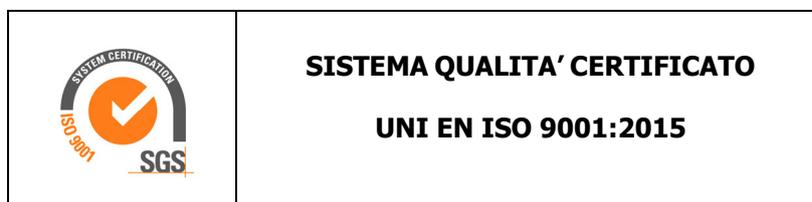
www.tecnogaia.it

Impianto eolico nel Comune di Caltagirone (CT)

Studio anemologico e preliminare Valutazione della Produzione Eolica attesa

**IL PRESENTE DOCUMENTO È DESTINATO AD USO ESCLUSIVO
DEL COMMITTENTE.**

**L'USO IMPROPRIO DA PARTE DI TERZI DI INFORMAZIONI,
DATI, ELABORATI, IMMAGINI IVI CONTENUTI È SANZIONABILE
NEI TERMINI DI LEGGE.**



Sedi operative:
- Via Matteotti, 311 – SCALA P – Int.10 – 25063 **Gardone Val Trompia (BS)**
Tel. 030 2056980 – Fax 030 831100

E-mail: info@tecnogaia.it
E-mail PEC: info@pec.tecnogaia.com

Sede Legale:
Via Matteotti, 311 – 25063 **Gardone Val Trompia (BS)**

Cod. Fisc. & P. IVA 13029730150
Cap. Soc. € 119.000,00 interamente versato
Iscrizione nel Registro Imprese Brescia N° REA 496849

SOMMARIO

1	PREMESSA	4
2	DATI DI VENTO	5
3	LOCALIZZAZIONE IMPIANTO	5
3.1.1	AEROGENERATORE	8
4	ELABORAZIONE DATI DI VENTO	9
5	VALUTAZIONE DELLA VELOCITÀ DI LUNGO PERIODO (STORICIZZAZIONE)	10
6	MODELLO DI CALCOLO	13
7	AREA DI APPLICAZIONE DEL MODELLO	13
8	VERIFICHE SUL MODELLO DI CALCOLO	14
8.1	ANEMOMETRO VIRTUALE	15
9	PRODUCIBILITÀ LORDA DELL'IMPIANTO	17
10	PRODUZIONE ATTESA AL NETTO DELLE PERDITE D'IMPIANTO	18
11	CONCLUSIONI	20

- ✓ ***Allegato 1: Tavola***
- ✓ ***Allegato 2: Scheda generale aerogeneratore in progetto***

1 PREMESSA

La possibilità di utilizzare la fonte eolica per la produzione di energia elettrica è subordinata alla disponibilità di siti con caratteristiche idonee alla realizzazione di impianti. Tali caratteristiche si riassumono nella disponibilità di spazio sufficiente ad ospitare un certo numero di aerogeneratori, nell'accessibilità al sito in relazione al trasporto degli stessi, nella presenza di una rete elettrica capace di assorbire la nuova immissione di energia, nell'assenza di valori ambientali tali da compromettere l'accettabilità pubblica dell'impianto e, soprattutto, in un sufficiente livello di ventosità.

Oggetto del presente studio, realizzato da Tecnogaia per conto di **Wind Energy Caltagirone**, società di **Blunova**, sub-holding del gruppo **Carlo Maresca SpA**, è la caratterizzazione anemologica di un sito e la conseguente valutazione di producibilità (o della produzione attesa) di un impianto eolico, in progetto nel territorio comunale di Caltagirone, appartenente alla città metropolitana di Catania, Regione Sicilia. Detta stima è stata svolta sulla base dei dati anemometrici di una stazione, installata nel vicino Comune di Mineo, suffragata da confronti e correlazioni con i dati di una stazione storica ricadente nella più ampia area analizzata, a conferma che tale serie di dati è compatibile con quella della zona di appartenenza, appartenente allo stesso regime di venti e ben rappresentativa del sito in oggetto.

In sintesi, l'attività svolta può essere suddivisa nei seguenti processi unitari:

1. Analisi, validazione ed elaborazione dei dati anemometrici disponibili
2. Valutazione della ventosità di lungo periodo
3. Predisposizione della mappa territoriale in ingresso al modello con curve di livello e rugosità
4. Simulazione del campo di vento mediante modello WAsP
5. Valutazioni della produzione annua di lungo periodo attesa dall'impianto lorda ed al netto delle perdite stimate ($P_{50\%}$)

Tutta l'attività è stata svolta con approccio e strumenti professionali, secondo quanto previsto dalla metodologia definita all'interno del sistema di certificazione ISO 9001:2015 con cui è accreditata la nostra società. L'applicazione del modello di calcolo WAsP è stata effettuata da personale esperto, coordinato da figure certificate dal Risoe National Laboratory di Danimarca, produttore del modello stesso.

2 DATI DI VENTO

Le due tabelle di seguito, riportando alcuni dati sulla stazione anemometrica da 15 m denominata Riferimento 1, cod. RIF1, e sull'elaborazione dei dati raccolti, riassumono il contenuto del monitoraggio anemometrico della stessa:

Nome Stazione	Codice Stazione	H Torre s.l.s.	Coordinate Geografiche WGS84			Altitudine m s.l.m.
			Fuso	Longitudine	Latitudine	
Riferimento 1	RIF1	15	33	37° 19'	14° 35'	600

Nome Stazione	Codice Stazione	Periodo di rilevazione		N° mesi
		Data inizio	Data fine	
Riferimento 1	RIF1	Aprile 1994	Luglio 1998	50.2

3 LOCALIZZAZIONE IMPIANTO

Il sito in oggetto si sviluppa su un'area pressoché quadrata i cui lati misurano all'incirca 3.2 km e si trova nel Comune di Caltagirone, nella zona Sud-Sud/Est della Regione Sicilia, nella città metropolitana di Catania. L'impianto ricade in prossimità del confine comunale di Mineo dove, a poca distanza, si colloca la già citata stazione anemometrica di Riferimento 1, utilizzata per lo studio.

L'area geografica che ospita l'impianto ipotizzato, nel suo contesto più ampio, è caratterizzata da un'orografia moderatamente complessa. Nel particolare, il sito destinato ad ospitare l'impianto si colloca in un'ampia area collinare, senza alcun rilievo e/o altro ostacolo influente posto in prossimità dello stesso che possa occludere il fluire del vento per alcuni chilometri. La ventosità predominante, soprattutto dal punto di vista energetico, proviene da due macrosettori: Ovest-Sud/Ovest ed Est-Nord/Est.

Per quanto riguarda le caratteristiche orografiche del territorio, le principali informazioni sono:

- Altitudine media: **500 m slm**
- Orografia del sito: **moderatamente complessa**
- Orografia circostante il sito: **moderatamente complessa**
- Utilizzo principale del terreno: **pascolo**

Per il sito in oggetto sono state ipotizzate nove postazioni per aerogeneratori di grande taglia in punti aventi una buona esposizione; per esse non si riscontrano infatti ostacoli al flusso del vento.

Nell'intorno dell'area di installazione degli aerogeneratori (pallini in colore rosso), come raffigurato dall'immagine sottostante, si rileva la presenza di un esteso impianto eolico in esercizio da alcuni anni (pallini in colore blu), a rimarcare la buona vocazione eolica dell'area più estesa circostante e già ritenuta idonea per tale sfruttamento, ma a distanze tali da non comportare interferenze.



Sedi operative:
- Via Matteotti, 311 – SCALA P – Int.10 – 25063 Gardone Val Trompia (BS)
Tel. 030 2056980 – Fax 030 831100

E-mail: info@tecnogaia.it
E-mail PEC: info@pec.tecnogaia.com

Sede Legale:
Via Matteotti, 311 – 25063 Gardone Val Trompia (BS)

Cod. Fisc. & P. IVA 13029730150
Cap. Soc. € 119.000,00 interamente versato
Iscrizione nel Registro Imprese Brescia N° REA 496849

Nella tabella sottostante viene fornito il layout dell'impianto in studio, sulla base delle indicazioni di progetto ricevute dal Committente, con le coordinate riportate, rispettivamente, nei sistemi UTM WGS84 ed UTM ED50.

Turbina	Quota (m slm)	COORDINATE UTM WGS84		COORDINATE UTM ED50		FUSO
		Long. E	Lat. N	Long. E	Lat. N	
T01	568	459,331	4,127,132	459,389	4,127,323	33
T02	565	460,379	4,126,945	460,437	4,127,136	
T03	450	461,796	4,127,339	461,854	4,127,530	
T04	404	462,554	4,125,415	462,612	4,125,606	
T05	550	460,208	4,125,347	460,266	4,125,538	
T06	490	461,809	4,124,990	461,867	4,125,181	
T07	550	460,614	4,124,997	460,672	4,125,188	
T08	490	461,328	4,124,804	461,386	4,124,995	
T09	463	460,080	4,124,102	460,138	4,124,293	

Nelle **Tavole 1 e 2 dell'Allegato 1** viene riportata l'ubicazione di detto sito su stralcio di cartografia stradale in scala 1:200.000 e su stralcio di cartografia IGMI 1:25.000.

I requisiti standard riguardo le inter-distanze tra le turbine suggeriscono di mantenere generalmente 5 diametri di rotore nelle direzioni prevalenti e 3 diametri di rotore perpendicolarmente alle direzioni prevalenti. Nella tabella sottostante sono riportate le inter-distanze tra gli aerogeneratori d'impianto in metri (in alto a destra) e in diametri di un rotore da 170 m (in basso a sinistra). Come si può notare dalla tabella, tutte le posizioni hanno una inter-distanza di almeno 3 diametri di rotore tra loro.

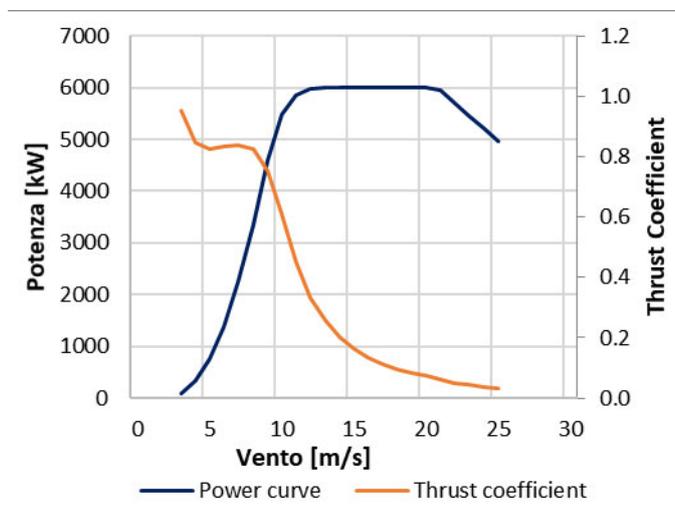
Inter-D	T01	T02	T03	T04	T05	T06	T07	T08	T09
T01		1065	2474	3652	1989	3275	2491	3067	3121
T02	6.3		1471	2659	1607	2422	1962	2342	2859
T03	14.6	8.7		2068	2548	2349	2623	2578	3664
T04	21.5	15.6	12.2		2347	858	1985	1370	2801
T05	11.7	9.5	15.0	13.8		1640	536	1245	1252
T06	19.3	14.2	13.8	5.0	9.6		1195	516	1944
T07	14.7	11.5	15.4	11.7	3.2	7.0		740	1042
T08	18.0	13.8	15.2	8.1	7.3	3.0	4.4		1432
T09	18.4	16.8	21.6	16.5	7.4	11.4	6.1	8.4	

3.1.1 AEROGENERATORE

Per la valutazione di producibilità è stato indicato l'aerogeneratore Siemens Gamesa SG 6.0-170, con potenza pari a 6 MW. La curva di potenza utilizzata è quella calcolata alla densità dell'aria di 1.225 kg/m^3 , corrispondente alla quota del mare (0 m s.l.m.). Di seguito, sono rappresentate nel loro sviluppo sia la curva di potenza (P) che la rispettiva curva di spinta (Ct), utile per la determinazione delle perdite per effetto scia.

Costruttore	Modello	Mode	Potenza [MW]	Diametro Rotore [m]	H mozzo [m]	Classe IEC
Siemens Gamesa	SG 6.0-170	AM-2	6.0 MW	170	115	IIIA / IIIB

Turbina		SG 6.0-170		Diametro		170 m	
Altezza di mozzo		115.0 m		Classe IEC		IIIA / IIIB	
Vento (m/s)	Potenza (kW)	Thrust Coefficient					
0	-	-					
1	-	-					
2	-	-					
3	89	0.953					
4	328	0.847					
5	758	0.824					
6	1376	0.833					
7	2230	0.837					
8	3350	0.825					
9	4590	0.754					
10	5485	0.607					
11	5864	0.451					
12	5971	0.335					
13	5994	0.256					
14	5999	0.202					
15	6000	0.163					
16	6000	0.135					
17	6000	0.113					
18	6000	0.097					
19	6000	0.085					
20	6000	0.075					
21	5956	0.060					
22	5708	0.051					
23	5460	0.043					
24	5212	0.037					
25	4964	0.032					
26	-	-					
27	-	-					



4 ELABORAZIONE DATI DI VENTO

I risultati conseguiti dalla lettura, validazione ed elaborazione dei dati del sensore di velocità installato all'altezza di 15 m sulla stazione anemometrica RIF1, per il periodo superiore ad un anno preso come riferimento, sono sintetizzati nella tabella sottostante.

Stazione anemometrica	H torre	Periodo rilevazione	Inizio	Fine	Disponibilità dati validati	Velocità media	Energia	Parametri distribuzione di Weibull	
codice	m	mesi			%	m/s	W/m ²	Vc (m/s)	K
RIF1_1Y	15	14.0	01/07/1995	31/08/1996	100.0	5.63	240	6.33	1.82

La serie di dati, come evidenziato nella tabella precedente, ha una disponibilità del 100% per un periodo di 14 mesi, in ottemperanza ai requisiti regionali. Sotto, detta disponibilità viene rappresentata mese per mese.

Sensore 15 m (sls)	
N° Dati	61,632
N° Dati validi di VELOCITÀ	61,632 100.00%
N° Dati validi di DIREZIONE	61,632 100.00%
VELOCITÀ media del VENTO (m/s)	5.63

LEGENDA: Disponibilità Mensile dati validi	70% < x < 100%	50% < x < 69%	0% < x < 49%
---	----------------	---------------	--------------

Sensore	1995											
	G	F	M	A	M	G	L	A	S	O	N	D
Velocità 15 m	-	-	-	-	-	-	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Direzione 15 m	-	-	-	-	-	-	4.4	4.9	5.7	4.8	7.0	6.3

Sensore	1996											
	G	F	M	A	M	G	L	A	S	O	N	D
Velocità 15 m	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	-	-	-	-
Direzione 15 m	6.4	8.0	6.9	5.8	5.2	4.8	4.7	4.1	-	-	-	-

Si fa presente invece che, sia per la valutazione del valor medio annuo storico, descritto in dettaglio nel seguito, sia per le valutazioni di producibilità, è stata utilizzata l'intera serie di dati.

Nonostante la discreta disponibilità temporale, i dati non possono essere considerati 'storici' e di conseguenza si è deciso di intraprendere un processo di determinazione del valore annuo medio di lungo periodo, come dettagliato nel capitolo successivo.

5 VALUTAZIONE DELLA VELOCITÀ DI LUNGO PERIODO (STORICIZZAZIONE)

Come detto, la stazione RIF1 è stata sottoposta ad un processo di storicizzazione. La valutazione della velocità media del vento attesa nel lungo periodo è infatti un punto importante per la caratterizzazione della risorsa eolica con un accettabile grado di incertezza e diventa essenziale quando la disponibilità dei dati è limitata a periodi di tempo contenuti.

La stima della ventosità di lungo periodo (o storicizzazione) può essere effettuata utilizzando i dati di ventosità rilevati per diversi anni da una o più stazioni anemometriche storiche e mettendo in correlazione i dati rilevati contemporaneamente dalle stesse con quelli rilevati nel sito in cui si vuole valutare la velocità media di lungo periodo. Le stazioni da confrontare devono essere possibilmente nelle medesime condizioni orografiche di esposizioni ai venti ed a distanze tali che si possa ipotizzare siano soggette agli stessi regimi di vento; è comunque possibile, mediante confronti e correlazioni, verificare la validità di queste condizioni.

Nel caso specifico, si dispone della serie di dati contemporanei appartenenti ad un'altra stazione storica di proprietà di TecnoGaia, tutt'ora attiva.

Codice	Denominazione	Alt. (s.l.m.)	H	Periodo di misura	
		(m)	(m)	Inizio	Fine
STO1	Storica 1	650	15	Giugno 1992	*** attiva ***

In sintesi, la metodologia utilizzata nello studio ha comportato il seguente processo logico:

1. Confronto degli andamenti dei dati contemporanei di velocità media mensile della stazione di "Riferimento 1" e della stazione storica
2. Correlazioni tra i dati contemporanei di velocità media mensile della serie di dati RIF1 con quelli della stazione STO1
3. Storicizzazione dei dati della serie RIF1 con l'utilizzo dei parametri caratteristici della correlazione con STO1

Il confronto degli andamenti dei dati contemporanei tra le due stazioni ha dato esito positivo; l'entità del coefficiente di correlazione, abbinato alla consistenza del numero di valori correlati, esprime la bontà/validità del procedimento e consente di stabilire se accettabile o meno la correlazione svolta.

I parametri delle rette di regressione tra le medie mensili possono essere utilizzati come fattori di trasformazione della distribuzione del vento da un punto all'altro dell'area. Infatti, tali fattori spiegano, se pur in modo molto esemplificativo, i fenomeni di accelerazione o decelerazione della vena fluida del vento che scorre su un'area interessata dagli stessi venti.

Utilizzando i parametri della retta di regressione di cui non è condizione il passaggio per lo zero, si può affermare che:

$$\bar{V}_{(SITO, \text{ dati contemporanei})} = a \cdot \bar{V}_{(STORICA, \text{ dati contemporanei})} + b$$

E per analogia che:

$$\bar{V}_{(SITO, \text{ dati storici})} = a \cdot \bar{V}_{(STORICA, \text{ dati storici})} + b$$

Nel caso specifico, utilizzando i parametri a e b che appartengono alla retta di regressione delle correlazioni sopra descritte, che minimizza lo scarto quadratico dei residui, si ottiene:

Stazione "Storica 1" (Cod. ST01) a 15 m dal suolo - Variabile X									
Stazione Anemometrica Variabile Y	Tipo di correlazione	n° punti correlazione	Coeff. di correlazione R_o	Parametro A	Parametro B	Misura di LP di X	Stima di LP in Y	Velocità in sito Y	K_s
"Riferimento 1" a 15 m sls Cod. RIF1	Mensile	14	0.854	1.797	-4.069	5.427	5.682	5.587	1.017

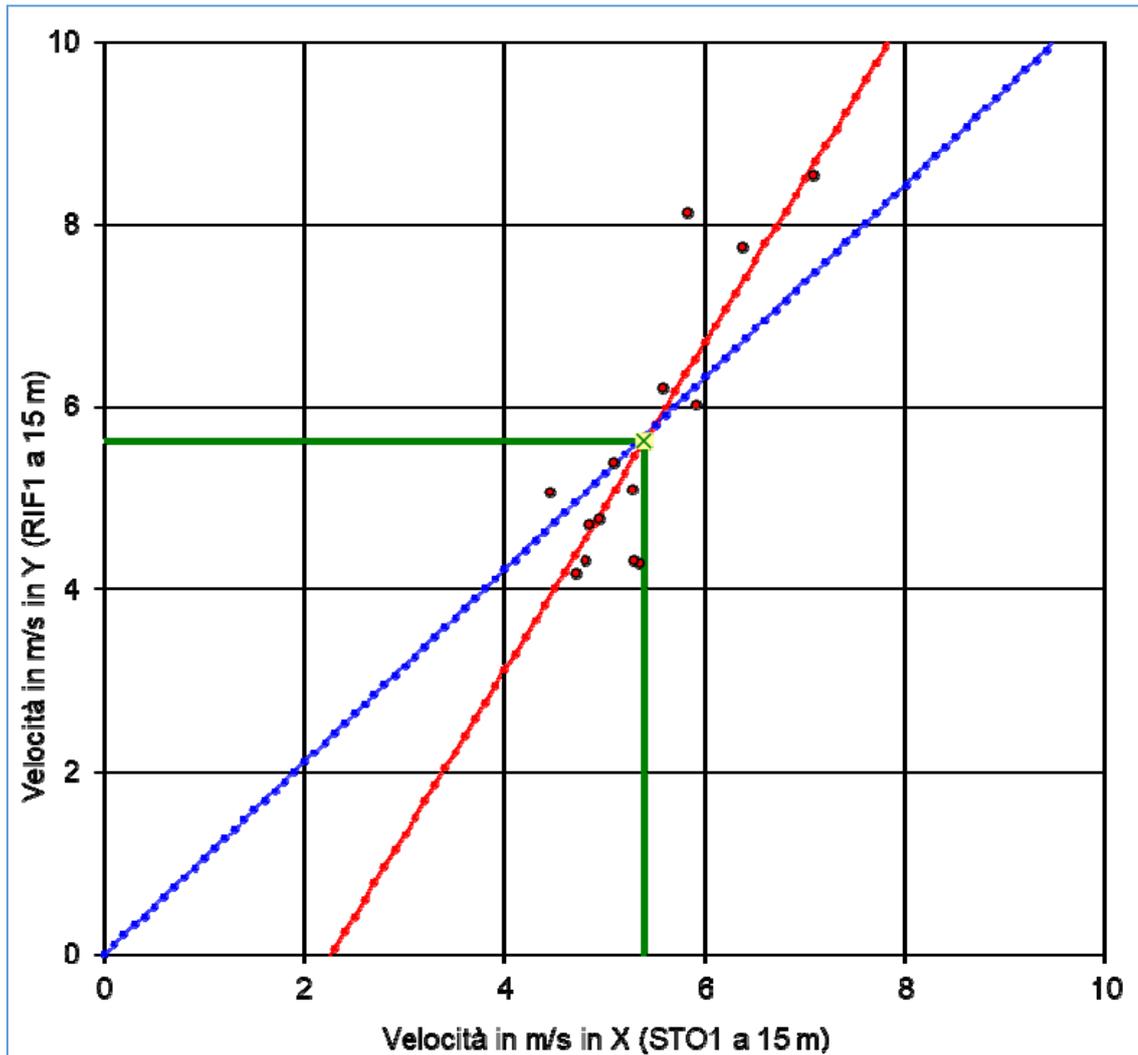
Dove:

- ro = Coefficiente di correlazione
- a, b = parametri della retta di regressione
- **Misura LP in X** = Velocità media del vento di lungo periodo della stazione storica
- **Stima LP in Y** = Stima della velocità media del vento di lungo periodo nella stazione di Riferimento 1
- **Velocità in sito Y** = Velocità media misurata nella stazione di Riferimento 1
- **k storicizzazione** = Coefficiente di storicizzazione (rapporto tra la stima di velocità di lungo periodo e quella misurata)

Come si può vedere, il coefficiente è soddisfacente e la correlazione indica che la ventosità misurata da Riferimento 1 è stata inferiore rispetto a quella attesa sul lungo periodo, con uno

scostamento percentuale di circa 1 punto percentuale e mezzo. In virtù di quanto emerso, si ritiene legittimo apportare il correttivo indicato e dunque considerare il valore risultante valido per il lungo termine. Pertanto, la velocità media annua stabile nel tempo di "Riferimento 1" a 15 m dal suolo, da utilizzare nelle successive elaborazioni, è pari a **5.68 m/s**.

Nel grafico di cui sotto viene mostrata la citata correlazione:



6 MODELLO DI CALCOLO

Il campo di velocità del vento su un sito eolico, che consente di stabilire il potenziale energetico disponibile sulla sua superficie, può essere dedotto con diverse metodologie. Quella più evoluta e diffusa è realizzata per mezzo di un modello virtuale dell'ambiente dove, all'interno della modellazione statica del territorio, agiscono delle grandezze fisiche dinamiche (il vento) nel tempo osservate. Con l'ausilio di specifici modelli matematici di calcolo è possibile proiettare con buona approssimazione su intere aree geografiche la ventosità scaturita da rilevazioni effettuate anche in punti differenti.

Tutte le elaborazioni, le stime e le valutazioni in seguito descritte sono state effettuate con il codice (o modello) di calcolo WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) messo a punto dal Risoe National Laboratory di Danimarca e basato su un modello matematico del flusso del vento.

A partire dalla posizione spaziale di origine, i dati forniti al modello vengono utilizzati per costruire su tutta l'area di interesse il vento indisturbato in quota, detto anche vento geostrofico o Atlas, che si ritiene costante per diversi km dal suo punto di origine e che consente di rilevare in punti arbitrari dello spazio tutti i parametri utili alla stima della ventosità. Il campo di velocità del vento fornito dal modello è tridimensionale e ciò consente di disporre in modo naturale anche del profilo della velocità media a varie altezze dal suolo.

7 AREA DI APPLICAZIONE DEL MODELLO

Per conferire sufficiente stabilità al calcolo è necessario disporre di un modello territoriale tridimensionale con superficie più vasta di quella propriamente destinata all'impianto.

In questo caso si è utilizzata una mappa di circa 350 km², precisamente un rettangolo di 21 x 17 km, con curve di livello con passo di quota di 10 metri, derivate dal database Tinitaly (modello digitale senza soluzione di continuità [DEM] dell'intero territorio italiano), verificate nei dintorni della stazione e del sito. Per l'intera area si è utilizza la rugosità derivante dal database Corine Land 2018.

8 VERIFICHE SUL MODELLO DI CALCOLO

Dovendo agire all'interno di un modello virtuale e volendo disporre di risultati analizzabili criticamente, prima di intraprendere qualunque attività di calcolo occorre verificare che i dati offerti al modello abbiano prodotto un ambiente virtuale congruo con la realtà del sito, entro cui poi calare ogni simulazione.

Nello specifico sono state effettuate verifiche sull'approssimazione della distribuzione in ingresso al modello. Entrambe, ovvero quelle relative al confronto delle ventosità e al raffronto tra i parametri specifici di energia, hanno evidenziato leggere sovrastime pari a 1 punto percentuale circa. Tale verifica si può ritenere soddisfacente.

Successivamente, è stata effettuata una verifica del gradiente al suolo, ovvero il parametro (alfa) che consente di estrapolare la velocità del vento alle varie altezze dal suolo. In mancanza di un gradiente misurato, il confronto può essere effettuato tra il valore atteso nel punto di installazione della stazione, sulla base della morfologia del territorio di appartenenza, e quanto stimato dal modello di calcolo nello stesso punto, valore che si può ragionevolmente ipotizzare intorno a 0.10. La stima di WAsP di questo parametro, tra l'altezza di misura (15 m) e quella di mozzo (115 m), è praticamente della stessa misura (0.10). Nonostante questo, ulteriori verifiche poste in atto grazie alla disponibilità, per uso interno, di altre serie di dati facenti riferimento ad altrettanti presidi anemometrici riferiti all'area di interesse, hanno fatto emergere una possibile sovrastima nelle stime di vento e produzione dell'impianto in progettazione, se utilizzata la serie di dati di RIF1 adottando il modello di calcolo come strumento per estrapolare il vento in quota. Per tale motivazione, anche in virtù di un approccio cautelativo, si preferisce invece utilizzare un valore di alfa più basso, pari a 0.05, al fine di estrapolare la ventosità rilevata da RIF1, successivamente storicizzata, all'altezza di 115 m.

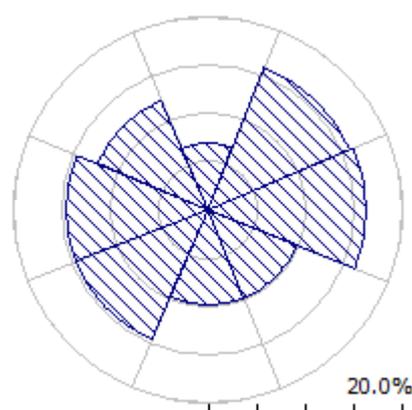
Il risultato finale di tale processo è qui riassunto:

Stazione anemometrica codice	H estrapolata m	Velocità media m/s	Energia W/m ²	Parametri distribuzione di Weibull	
				Vc (m/s)	K
RIF1_H115	115	6.29	339	7.08	1.81

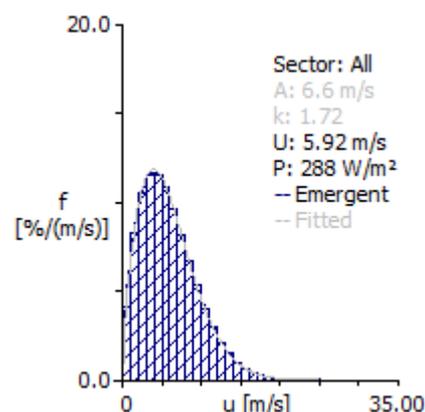
8.1 ANEMOMETRO VIRTUALE

Sulla base dei dati storicizzati di RIF1, precedentemente estrapolati all'altezza di mozzo con il processo descritto nel capitolo precedente, sarà ricostruita una distribuzione del vento in sito di lungo periodo all'altezza dal suolo di 115 m in corrispondenza dell'aerogeneratore **T08**, rappresentativo dell'intero impianto come altitudine, posizione (centrale) e ventosità.

Le figure sottostanti riproducono, per l'anemometro virtuale creato in sito, la rosa dei venti e la distribuzione di Weibull utilizzati dal modello di calcolo WASP.



ANEMO VIRTUALE – Rosa dei venti



ANEMO VIRTUALE - Distribuzione velocità vento

Di seguito è riportata, per l'anemometro virtuale, la tabella anemologica che contiene in dettaglio tutti i parametri utili al modello di calcolo.

Nella prima parte della tabella sono riportati, per ciascuno degli 8 settori di direzione in cui è stato suddiviso l'angolo giro di 360°, i seguenti parametri:

- *A* *velocità caratteristica in m/s della distribuzione di Weibull*
- *k* *fattore di forma della distribuzione di Weibull*
- *U* *velocità media in m/s*
- *P* *potenza specifica della vena fluida in W/m²*
- *f* *frequenza percentuale del settore di provenienza del vento*

Nella seconda parte della tabella sono riportate le distribuzioni delle velocità del vento per settori di direzione, utilizzate dal modello. In particolare, le distribuzioni riportano, per ciascuna classe di velocità del vento di 1 m/s (U) e per ciascuno degli 8 settori di direzione, le frequenze espresse in

'per mille' delle velocità del vento comprese nella classe di velocità e nel settore di direzione. La colonna 'All' riporta la distribuzione delle velocità indipendenti dalle direzioni del vento.

'ANEMOMETRO VIRTUALE' Observed Wind Climate

Site description: T08 - Height: 115 m a.g.l.

-	0	45	90	135	180	225	270	315
A	4.1	6.7	7.9	5.9	5.5	7.9	7.5	5.3
k	1.37	1.63	2.05	1.87	1.87	1.97	1.87	1.54
U	3.77	6.00	6.99	5.25	4.89	7.00	6.67	4.79
P	103	320	390	182	147	407	374	177
f	7.0	15.8	16.2	9.9	9.8	14.5	14.5	12.3

U	0	45	90	135	180	225	270	315	All
1.0	137	44	14	36	40	17	23	75	41
2.0	177	86	43	89	100	47	59	127	83
3.0	166	106	70	122	135	73	84	140	105
4.0	140	114	91	137	149	92	101	136	115
5.0	110	112	105	136	143	104	108	121	115
6.0	83	104	110	123	125	108	108	102	108
7.0	60	92	108	103	100	105	102	82	96
8.0	43	79	100	81	75	96	91	63	82
9.0	29	65	88	60	52	85	78	47	67
10.0	20	52	73	42	34	71	64	34	53
11.0	13	40	58	28	21	57	51	24	40
12.0	8	31	45	18	12	44	39	17	30
13.0	5	23	32	11	7	33	29	11	21
14.0	3	17	23	6	4	24	21	7	15
15.0	2	12	15	3	2	16	15	5	10
16.0	1	8	10	2	1	11	10	3	7
17.0	1	6	6	1	0	7	6	2	4
18.0	0	4	4	0	0	4	4	1	3
19.0	0	2	2	0	0	3	3	1	2
20.0	0	2	1	0	0	2	2	0	1
21.0	0	1	1	0	0	1	1	0	1
22.0	0	1	0	0	0	0	1	0	0
23.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

9 PRODUCIBILITÀ LORDA DELL'IMPIANTO

La producibilità lorda dell'impianto è stata valutata in rapporto al modello di aerogeneratore indicato dal Committente e raffigurato al Capitolo 4.

I risultati ottenuti con il modello di calcolo sono riportati nella tabella sottostante.

Turbina	Coordinate UTM ED50 Fuso 33		Elev. [m]	HH [m]	Vmed [m/s]	Lorda [MWh]	Perdita Scia (*) [%]	Lorda (netto scia) [MWh]	Ore [anno]
	X [m]	Y [m]							
T01	459,389	4,127,323	567	115.0	5.99	17,156	3.48	16,559	2760
T02	460,437	4,127,136	564	115.0	6.14	17,785	3.83	17,103	2851
T03	461,854	4,127,530	451	115.0	5.55	14,975	3.28	14,484	2414
T04	462,612	4,125,606	405	115.0	5.49	14,674	4.81	13,968	2328
T05	460,266	4,125,538	555	115.0	6.05	17,434	5.56	16,464	2744
T06	461,867	4,125,181	490	115.0	6.02	17,281	8.01	15,896	2649
T07	460,672	4,125,188	550	115.0	6.15	17,917	8.35	16,421	2737
T08	461,386	4,124,995	493	115.0	5.91	16,761	8.90	15,269	2545
T09	460,138	4,124,293	463	115.0	5.90	16,682	2.99	16,184	2697
MEDIE			504	115.0	5.91	16,741	5.47	15,816	2636
TOTALI						150,665		142,348	

10 PRODUZIONE ATTESA AL NETTO DELLE PERDITE D'IMPIANTO

La tabella sottostante riporta in sintesi la producibilità lorda.

Producibilità lorda						
Impianto	H Mozzo [m]	Potenza nominale [MW]	N° AG	Potenza impianto [MW]	Producibilità lorda [MWh/anno]	Ore [Ore/anno]
Siemens Gamesa SG 6.0-170	115	6.0	9	54.0	142,348	2636

A tale producibilità lorda devono essere sottratte le perdite d'impianto. Nella tabella seguente sono riportati i valori di perdita applicati: **si raccomanda la revisione degli stessi una volta sottoscritti tutti i contratti di fornitura delle turbine ed O&M, nonché una volta disponibile il progetto elettrico esecutivo dell'impianto.**

Perdite considerate	Caltagirone
Densità aria (alla densità di 1.15 Kg/m ³)	-3.6%
Disponibilità aerogeneratori	-3.0%
Disponibilità aerogeneratori – non contrattuale	-0.5%
Disponibilità B.O.P.	-1.0%
Disponibilità rete	-0.2%
Perdite elettriche d'impianto	-1.5%
Perdite ambientali	-0.5%
Performance aerogeneratori	-1.5%
Totale perdite	-11.3%

Disponibilità Contrattuale degli Aerogeneratori: è stato assunto un valore standard del 97%

Disponibilità B.O.P.: questa perdita considera i fuori servizio del Balance of Plant, ovvero il valore di disponibilità garantita dal provider dei servizi O&M per il B.O.P. Il valore assunto dovrà essere rivisto alla chiusura delle negoziazioni del contratto O&M per il B.O.P.

Disponibilità Rete: tale perdita rappresenta gli eventuali fuori servizio della Rete Elettrica Nazionale a cui si collegherà l'impianto eolico. In tale analisi, è stato adottato un valore standard corrispondente a n. 3 eventi all'anno della durata media di 6 ore.

Perdite Elettriche: le perdite elettriche sono state assunte in assenza di informazioni sul progetto elettrico. Il valore dovrà eventualmente essere rivisto una volta disponibile il progetto esecutivo del Progetto.

Altre perdite: la voce tiene conto dei parametri ambientali (ghiaccio, shutdown per temperatura, ecc.). Non tiene invece conto di alcun wind sector management/sector-wise curtailment e/o limitazioni dovute all'impatto acustico e/o limitazioni di rete particolari, in quanto non sono disponibili o risultanti informazioni a riguardo.

Prestazione aerogeneratori: tale perdita tiene conto della degradazione pale, isteresi e prestazione non ottimale delle turbine.

Ne risulta, pertanto, la seguente producibilità netta:

Producibilità netta P _{50%}						
Impianto	Potenza nominale [MW]	N° AG	H mozzo (m)	Potenza impianto [MW]	Producibilità [MWh/anno]	Ore [Ore/anno]
Siemens Gamesa SG 6.0-170	6.0	9	115	54.0	126,324	2339

11 CONCLUSIONI

Il presente rapporto contiene i risultati di valutazione della produzione attesa dall'impianto eolico in progetto nel territorio comunale di Caltagirone (CT), nella Regione Sicilia.

La valutazione della producibilità è stata ottenuta mediante applicazione di un modello fluidodinamico del vento utilizzando in ingresso una serie di dati anemometrici appartenenti ad una stazione di rilevamento posta non distante e le cui misure ben caratterizzano un ampio territorio circostante.

La bontà e validità della serie di dati di Riferimento 1, le cui caratteristiche anemometriche soddisfano i requisiti temporali richiesti dalla normativa regionale, è stata anche confermata grazie a idonei confronti e a correlazioni con una stazione storica posta nella più ampia area analizzata (Storica 1).

In generale, la messa a punto del modello di calcolo si rende necessaria per valutare, attraverso una serie di verifiche e di controlli successivi, la sua capacità ad interpretare i dati di ventosità ed in particolare gli effetti dell'orografia e della rugosità del terreno sulla corretta estrapolazione della velocità del vento al mozzo delle macchine. Le soddisfacenti verifiche sul modello hanno consentito di trovare le soluzioni per diminuire il grado di incertezza introdotto dal modello nel calcolo in ogni fase del processo. In questo senso va interpretata la scelta di utilizzare, per l'estrapolazione al mozzo della serie di dati utilizzata nella valutazione, un gradiente al suolo avente entità ben inferiore sia al valore atteso in sito, sia a quanto stimato dal modello di calcolo.

I siti più interessanti dal punto di vista dell'installazione di un impianto eolico sono caratterizzati da livelli di ventosità tali da comportare valori di utilizzazione dello stesso per un numero minimo di ore annue di funzionamento, tale da garantirne la convenienza economica dell'iniziativa. Questo valore può variare a seconda della taglia dell'aerogeneratore adottato poiché varia il costo dell'aerogeneratore stesso e più in generale dei costi di investimento e di gestione dell'impianto. Nel caso specifico, grazie ad una discreta ventosità ed all'utilizzo di una turbina di nuova generazione, caratterizzata da una buona altezza del sostegno e da un efficiente rapporto potenza/diametro del rotore, l'impianto in progetto soddisfa questi criteri.

All'ottenimento del titolo abilitativo, nell'ottica volta, più che a suffragare le valutazioni di produzione attesa di questo studio, a predisporre quelle informazioni tipicamente richieste dagli advisor finanziari, si consiglia la messa in opera di un'ulteriore stazione anemometrica, opportunamente posizionata rispetto alla disposizione degli aerogeneratori dell'impianto in autorizzazione. Inoltre, si

www.tecnogaia.it

Impianto eolico nel Comune di Caltagirone (CT)

Studio anemologico e preliminare Valutazione della Produzione Eolica attesa

consiglia di approfondire la qualificazione anemometrica ad adeguate altezze dal suolo, tramite misure con tecnologie di Remote Sensing, seppur di breve durata, oltre ad uno studio più articolato che, tra le altre cose, valuti le incertezze dei processi e delle metodologie applicati al fine di determinare il valore di produzione atteso con data probabilità ($P_{75\%}$, $P_{90\%}$), solitamente richiesto per il finanziamento.

Sedi operative:
- Via Matteotti, 311 – SCALA P – Int.10 – 25063 **Gardone Val Trompia (BS)**
Tel. 030 2056980 – Fax 030 831100

E-mail: info@tecnogaia.it
E-mail PEC: info@pec.tecnogaia.com

Sede Legale:
Via Matteotti, 311 – 25063 **Gardone Val Trompia (BS)**

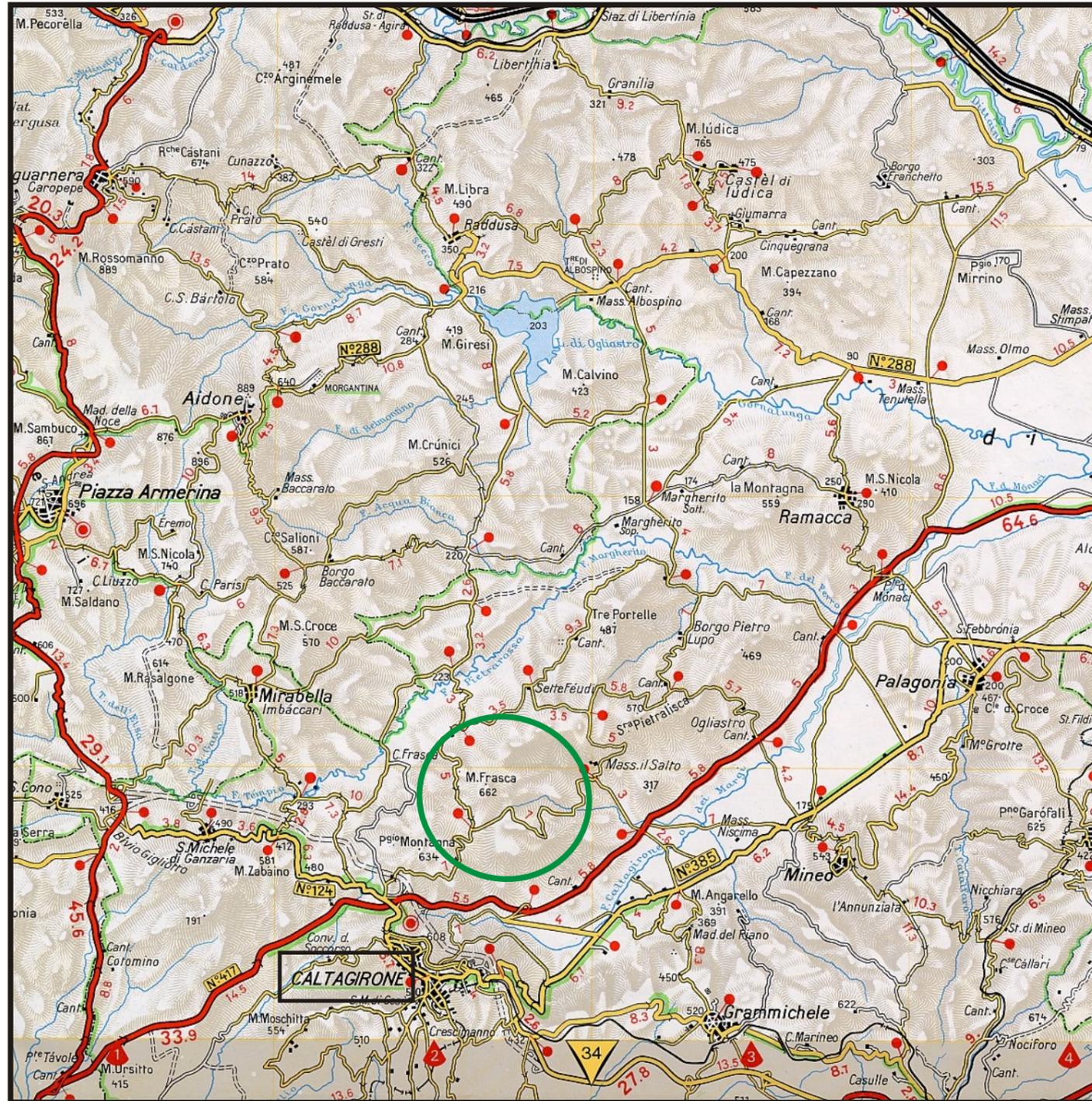
Cod. Fisc. & P. IVA 13029730150
Cap. Soc. € 119.000,00 interamente versato
Iscrizione nel Registro Imprese Brescia N° REA 496849

ALLEGATO 1

SITO EOLICO

Comune di
Caltagirone (CT)

Ubicazione geografica del sito



Cartina di base: Atlante stradale d'Italia, Volume SUD 1:200.000, Ediz. TCI, Milano 2004.

Scala 1:200.000



 Ubicazione del sito



Regione: SICILIA



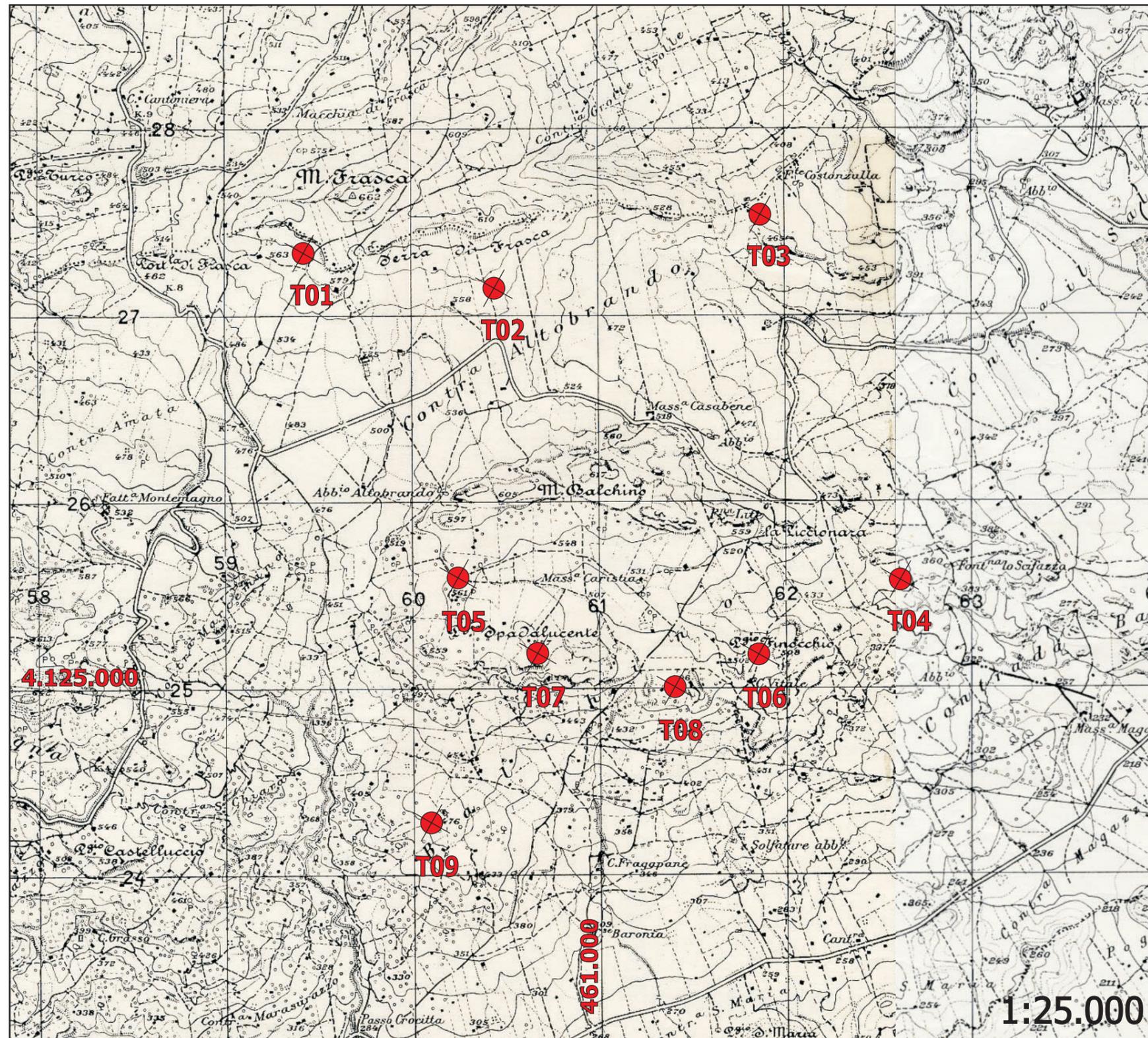
Impianto eolico nel Comune di Caltagirone (CT) - Regione Sicilia

IMPIANTO EOLICO

Comune di

Caltagirone (CT)

Ubicazione degli Aerogeneratori



LEGENDA



Aerogeneratori



Sito eolico



Confini regionali

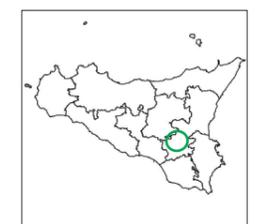


Confini provinciali



Confini comunali

Cartina di base IGMI, serie 25V:
M. FRASCA 273 IV NO 1:25000



Regione: Sicilia



1:25.000

ALLEGATO 2



Siemens Gamesa 5.X
Reaching new heights



Siemens Gamesa technology with benchmark performance and proven reliability

SG 6.6-155 and SG 6.6-170: Siemens Gamesa next-generation solutions conceived to deliver an outstanding value proposition for our customers

Imagine how the future becomes present to take wind energy to the next level

At Siemens Gamesa, we strive to anticipate opportunities in an increasingly discerning market. Our wind technology expertise, backed by more than 40 years of experience and over 114 GW installed throughout the world, equips us with the right tools for imagining the future, making it present and taking wind energy to the next level.

We know what this means: technological leadership, solid track record, commitment to excellence, passion for what we do. And we deliver it now to our customers. This is how the new Siemens Gamesa 5.X onshore platform is born.

Siemens Gamesa 5.X is a new generation of

turbines that takes Siemens Gamesa to new heights:

- In performance, cost-efficiency and reliability.
- In power output and rotor size to offer the most competitive LCoE.
- In technology, built upon Siemens Gamesa know-how and expertise.
- In versatility, with a modular, flexible design that facilitates logistics, construction and service.
- In site adaptability, to configure the optimal solution for each project.
- In value for our customers.



Proven technology

The new Siemens Gamesa 5.X onshore platform has its roots in Siemens Gamesa technology, synonymous with innovation, know-how and reliability accredited through experience. Siemens Gamesa 5.X incorporates proven technologies, minimizing risk and guaranteeing reliability for its two new product models: SG 6.6-155 and SG 6.6-170 wind turbines. These include a doubly-fed generator and partial converter combination, a compact drive train design with a three-stage gearbox, and the use of components widely validated on the other Siemens Gamesa platforms. The result is a wind turbine design that gives optimum performance and LCoE.

Benchmark in power output and rotor size

Siemens Gamesa 5.X goes one step further to become the new generation platform that combines a flexible power rating from 5.6 MW to 6.6 MW with two of the largest rotor diameters in the market, 155 and 170 meters, resulting in maximum performance in high-, medium- and low-wind conditions.

SG 6.6-155 and SG 6.6-170 turbines mean greater AEP per wind turbine and optimized CAPEX for the project. This is also due to their versatility, with a modular, flexible design for maximum ease of logistics, construction and O&M, as well as reducing the OPEX, which results in a lower Cost of Energy for projects.

Unique, tailored solutions

Siemens Gamesa 5.X considers profitability to be a key factor in generating value for our customers. Contributing factors to profitability include:

- Configuring flexible, personalized power modes fully tailored to the needs of each site.
- An extensive catalog of towers with multiple available

technologies and the additional capability to create specific project designs.

- The use of advanced control strategies that enable intelligent load reduction and a greater applicability for the Siemens Gamesa 5.X platform in different wind conditions.
- A modular, optimized structure for local transport and construction conditions.
- A maintainability-oriented design with advanced diagnostics and remote operation solutions, as well as the possibility of replacing large turbine components without requiring a main crane.
- Optional product solutions to cover all types of market requirements.

Technical specifications



	SG 6.6-155	SG 6.6-170
General details		
Rated power	6.6 MW	
Wind class	Medium and high	Low and medium
Flexible power rating	From 5.6 MW to 6.6 MW	
Control	Pitch and variable speed	
Rotor		
Diameter	155 m	170 m
Swept area	18,869 m ²	22,697 m ²
Tower		
Height	90, 102.5, 122.5, 165 m and site-specific	100, 115, 135, 165 m and site-specific
Technology		
Type	Geared	
First prototype		
Date	2021	

Spain

P. Tecnológico de Bizkaia, edif. 222
48170 Zamudio, Vizcaya

Calle Ramírez de Arellano, 37
28043 Madrid

Avda. Ciudad de la Innovación, 9-11
31621 Sarriguren, Navarra

onshoresales@siemensgamesa.com

Australia

Herring Road 160, Macquarie Park
Sydney, NSW 2113

885 Mountain Highway
Melbourne, VIC 3153

Austria

Siemensstrasse 90, Vienna 1210

Brazil

Avenida Rebouças, 3970 - 5º andar
Pinheiros 05.402-918, São Paulo

Canada

1577 North Service Road East
Oakville, Ontario L6H 0H6

Chile

Edificio Territoria El Bosque
Avenida Apoquindo 2827, Piso 19
Las Condes, Santiago de Chile

China

Siemens Center Beijing, 12th Floor
No.7 South Wangjing Zhonghuan
Road, Chaoyang District
Beijing 100102

500, Da Lian Road, Yangpu District
200082 Shanghai

Croatia

Heinzlova 70 A
10000 Zagreb

Denmark

Borupvej 16
7330 Brande

Fiskergade 1
7100 Vejle

Egypt

6th Floor, Bureau 175
2nd Business Sector, Al-Horreya axis
90 South Road, 5th Settlement
PO Box: 245/11835 New Cairo

Finland

Tarvonsalmenkatu 19
FI-02600 Espoo

France

Immeuble le Colisée
Bâtiment A - 2 ème étage
10 avenue de l'Arche
92419 Courbevoie

97 allée Alexandre Borodine
Cedre 3, 69800 Saint Priest

Germany

Beim Strohhaus 17-31
20097 Hamburg

BCB business center in Kiel
Hopfenstr. 1 D
24114 Kiel

Mary-Somerville-Straße 14
28359 Bremen

Greece

44 - 46 Riga Fereou Str. &
Messogion Ave
Neo Psychiko
Athens, 15451

India

#334, Block-B, 8th floor
Futura Tech Park
Rajiv Gandhi Salai
Sholinganallur
Chennai 600119

Indonesia

Menara Karya, 28th floor
JL. HR. Rasuna Said Blok X-5
Kav. 1-2
Jakarta

Ireland

Innovation House, DCU Alpha
Old Finglas Road 11
Glasnevin
Dublin 11

Italy

Centro Direzionale Argonauta
Via Ostiense 131/L, Corpo C1
9° piano, 00154 Roma

Via Vipiteno 4, 20128 Milan

Japan

Otemachi First Square Tower
1-5-1 Otemachi, Chiyada-ku
100-0004 Tokyo

Korea

Seoul Square 5th Floor 416
Hangang-daero, Jung-gu
Seoul 04637

Mexico

Paseo de la Reforma 505
Torre Mayor, 37th Floor
Col. Cuauhtémoc, Del. Cuauhtémoc
06500 Mexico City

Carretera Juchitán, Espinal, km 4
El Espinal, Oaxaca

Morocco

Anfa Place Blvd. de la Corniche
Centre d'Affaires "Est", RDC
20200 Casablanca

Netherlands

Prinses Beatrixlaan 800
2595 BN Den Haag

Norway

Østre Aker vei 88, 0596 Oslo

Philippines

10F, 8767 Paseo de Roxas
Makati

Poland

Zupnicza street 11, 3rd Floor
03-821 Warsaw

UL. Galaktyczna 30A
80-299 Gdansk

Singapore

Siemens Center
60 MacPherson Road
Singapore 348615

South Africa

Siemens Park
Halfway House
300 Janadel Avenue
Midrand 1685

Sweden

Evenemangsgatan 21
169 79 Solna

Taiwan

8F-1,/6F N° 126
Songjiang Road
Taipei City

Turkey

Esentepe mahallesi Kartal
Yakacik Yolu No 111
34870 Kartal
Istanbul

United Kingdom

Solais House
19 Phoenix Cres
Bellshill ML4 3BF

USA

11950 Corporate Boulevard
Orlando, FL 32826

1150 Northbrook Drive
Suite 350
Trevose, PA 19053

1050 Walnut
Suite 303
Boulder, CO 80302

Vietnam

14th Floor, Saigon Centre
65 Le Loi street
Ben Nghe ward District 1
Ho Chi Minh City

The present document, its content, its annexes and/or amendments has been drawn up by Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A. for information purposes only and could be modified without prior notice. The information given only contains general descriptions and/or performance features which may not always specifically reflect those described, or which may undergo modification in the course of further development of the products. The requested performance features are binding only when they are expressly agreed upon in the concluded contract. All the content of the document is protected by intellectual and industrial property rights owned by Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A. The addressee shall not reproduce any of the information, neither totally nor partially.

07/2021

www.siemensgamesa.com