





PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO E
DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN
POTENZA NOMINALE 72 MW

REGIONE SARDEGNA	PROVINCIA di SASSARI	COMUNE di PORTO TORRES	COMUNE di SASSARI	COMUNE di STINTINO
				
		Località "Margoneddu"	Località "S'Eligheddu"	Località "Pozzo S. Nicola"

Scala:	Formato Stampa:	<h1>PROGETTO DEFINITIVO</h1>
/	A4	
<h2>RELAZIONE</h2>		
A. 8	<i>Studio Effetti Shadow-Flickering</i>	

<p>Progettazione:</p> <div style="text-align: center;">  <p>R.S.V. Design Studio S.r.l. Piazza Carmine, 5 84077 Torre Orsaia (SA) P.IVA 05885970656 Tel./fax: +39 0974 985490 e-mail: info@rsv-ds.it</p> </div>	<p>Committenza:</p> <div style="text-align: center;">  <p>PLANET SARDINIA 2</p> <p>PLANET SARDINIA 2 S.r.l. Via del Galileo, 89 85100 Potenza (PZ) P.IVA 02134250766</p> </div> <p>Responsabili Progetto:</p> <p>Ing. Vassalli Quirino</p> <p>Ing. Speranza Carmine Antonio</p> <div style="text-align: right;">   </div>
--	--

Catalogazione Elaborato	ITW_PRT_A8_STUDIO EFFETTI SHADOW-FLICKERING.pdf ITW_PRT_A8_STUDIO EFFETTI SHADOW FLICKERING.doc
-------------------------	--

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Maggio 2022	Prima emissione	FS	QV/IAS	RSV

SOMMARIO

PREMESSA	2
A <i>INTRODUZIONE</i>	2
B <i>NORMATIVA DI RIFERIMENTO</i>	3
C <i>IL PROGETTO</i>	4
I. <i>INQUADRAMENTO TERRITORIALE E PROGETTUALE</i>	4
II. <i>RICETTORI INTERESSATI</i>	6
D <i>ANALISI DELL'OMBRA SU STRADA</i>	6
E <i>ANALISI DELLO SHADOW FLICKERING</i>	10
I. <i>METODOLOGIA DI ANALISI</i>	12
II. <i>DATI DI INPUT</i>	15
a. <i>DTM</i>	15
b. <i>SHADOW RECEPTORS</i>	16
c. <i>WTG</i>	20
d. <i>DATI VENTO</i>	20
e. <i>SITO METERELOGICO</i>	20
III. <i>REAL CASE</i>	21
F <i>RISULTATI</i>	22
I. <i>ANALISI RISULTATI</i>	25
CONCLUSIONI	28

PREMESSA

Questo documento riporta un'analisi dell'effetto di Shadow-Flickering del progetto eolico da realizzare in località "S'Eligheddu" e "Margoneddu" nei comuni di Sassari e di Porto Torres in provincia di Sassari, della Regione Sardegna.

Lo "shadow flicker", tradotto letteralmente come ombreggiamento intermittente, risulta dalla proiezione dell'ombra delle pale rotanti degli aerogeneratori sottoposte alla luce diretta del sole. Da tutto ciò deriva un effetto stroboscopico che vede un "taglio" intermittente della luce solare; tale intermittenza viene ad intensificarsi nelle ore vicine all'alba o al tramonto ossia quando la posizione del sole è in grado di generare delle ombre più consistenti.

Considerato che a lungo andare questa alternanza di luce-ombra potrebbe dare fastidio agli occupanti delle abitazioni rurali poste nelle vicinanze dell'impianto e le cui finestre risultano esposte al fenomeno stesso, è essenziale stimare le ore/anno di esposizione per ciascun "ricettore sensibile".

L'impianto oggetto di studio, da realizzare nei comuni di Sassari e Porto Torres (SS), è costituito da 12 aerogeneratori della potenza individuale nominale di circa 6.0 MW per una potenza totale complessiva di circa 72 MW.

All'interno del presente documento, a seguito di una breve descrizione del fenomeno di Shadow Flickering, viene esposto il quadro generale e normativo riferito allo stesso; dopodiché si analizza il caso in esame facendo bene attenzione a descrivere:

- Posizione e caratteristiche delle turbine;
- Shadow Receptor (SR) quali eventuali abitazioni rurali presenti in prossimità dell'area;
- Analisi del caso di studio;
- Esposizione dei risultati ottenuti.

Tutti gli aspetti sopra elencati vengono trattati dentro WindPRO, un software di simulazione specifico del campo eolico che viene incontrato in varie fasi della progettazione, incluso la quantificazione del fenomeno di Shadow Flickering mediante il modulo chiamato SHADOW.

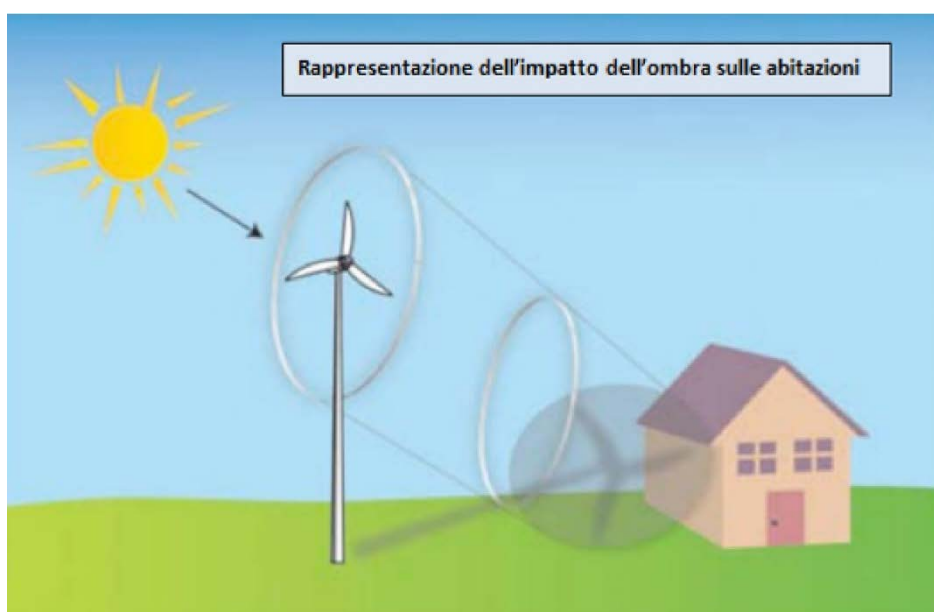
/A/ INTRODUZIONE

Un aerogeneratore è composto da un rotore, formato da tre pale, che ruota attorno al proprio asse. A causa di questa rotazione, l'ombra dal rotore intermittente, provoca un fenomeno, solitamente definito utilizzando il termine inglese "shadow-flickering", che può risultare di disturbo per gli esseri umani che si trovano all'interno della zona d'ombra

☒ ☒ _____ ☒ ☒

intermittente. Nel valutare gli impatti dell'impianto eolico si devono pertanto considerare gli effetti dello shadow-flickering sui luoghi abitati siti nell'area di impianto.

Dato che nei momenti della giornata in cui il sole è più prossimo all'orizzonte, l'angolo di incidenza della radiazione solare risulta molto basso, le ombre generate dagli aerogeneratori si allungano notevolmente e, sebbene per un periodo di tempo molto ristretto, interessano una porzione di terreno ampia. Sulla base dell'esperienza dei paesi del Nord Europa, ove il fenomeno è molto più sentito per l'effetto della minore altezza del sole sull'orizzonte (es. Danimarca, Germania...), la valutazione del fenomeno viene effettuata per singolo recettore, determinando il numero di ore in cui esso è affetto da questo fenomeno.



/B/ **NORMATIVA DI RIFERIMENTO**

L'effetto Shadow-Flickering è più pronunciato nelle latitudini settentrionali durante i mesi invernali. Pertanto alcuni paesi hanno adottato dei limiti di legge relativi all'esposizione all'effetto in trattazione.

In Italia invece non esiste normativa nazionale specifica che regolamenti il fenomeno, e quindi alcune regioni, nella definizione dei propri regolamenti di settore, si sono regolate autonomamente.

La Regione Sardegna all'interno del PEARS in "Indicazioni per la realizzazione di impianti eolici in Sardegna" prevede che si faccia un'analisi dell'evoluzione dell'ombra giornaliera legata al pericolo di formazione di ghiaccio sulle strade e che questa venga estesa agli eventuali ricettori sensibili in prossimità del sito, quest'ultima analisi è legata al fenomeno delle oscillazioni dell'ombra prodotta dal rotore.

☒ ☒ _____ ☒ ☒

Allo scopo di fornire una valutazione del progetto anche in termini qualitativi, nella definizione del layout di progetto si è valutato anche questo aspetto e si è cercato di tenere l'esposizione di ogni ricettore allo shadow flickering al di sotto delle 30 ore annue, parametro considerato a livello internazionale come qualità.

|C| IL PROGETTO

I. Inquadramento territoriale e progettuale

L'area interessata dalla realizzazione del progetto è prevalentemente destinata ad uso agricolo e si stanZIA al di fuori dei centri abitati di Sassari e Porto Torres (SS), alle località "S'Elicheddu" e "Margoneddu"; essa presenta una variabilità topografica e altimetrica abbastanza omogenea attestandosi su circa 35 m slm.

Le distanze dai centri abitati limitrofi di Porto Torres, Sassari, Stintino e nei confronti della macchina più vicina, risultano rispettivamente 6 km E, 18 km SE e 11 km N

L'impianto di progetto si costituisce di 12 aerogeneratori modello Siemens Gamesa SG170 della potenza nominale approssimativa di 6.0 MW per una potenza totale complessiva di circa 72 MW.

Il progetto prevede l'uso di aerogeneratori della più moderna tecnologia e di elevata potenza nominale unitaria, in modo da massimizzare la potenza dell'impianto e l'energia producibile, diminuendo così il numero di turbine e quindi l'impatto ambientale a parità di potenza installata.



Figura 1: inquadramento territoriale dell'area da destinare alla realizzazione del parco eolico

Nello studio del fenomeno di Shadow Flickering la fonte dell'ombreggiamento è data dagli aerogeneratori stessi: il modello ritenuto adatto per l'impianto in esame è il modello Siemens Gamesa SG170 con diametro del rotore di 170m e a altezza al mozzo di 115m.

Sebbene l'area oggetto di studio non è interessata dalla presenza di turbine afferenti ad altri impianti eolici già presenti o autorizzati non è possibile calcolare l'effetto cumulativo delle stesse con l'impianto in progetto sugli eventuali recettori esistenti.

Il calcolo di Shadow Flickering viene dunque svolto per le sole turbine dell'impianto in progetto e le cui coordinate sono contenute in Tabella 1.

	UTM WGS 84 Lon. Est [m]	UTM WGS84 Lat. Nord [m]	P [kW]	H slm [m]	H mozzo slt [m]	D rotore [m]
WTG01	437.665,49	4.520.416,04	6'000	20	115	170
WTG02	437.538,76	4.521.107,58		32		
WTG03	438.232,03	4.520.803,12		19		
WTG04	438.733,25	4.521.234,32		26		
WTG05	439.063,56	4.520.247,89		36		
WTG06	438.942,81	4.519.582,79		43		
WTG07	440.221,35	4.518.087,24		41		

□ . . . □ . . . □ . . . □ . . . □

WTG08	441.298,86	4.518.451,67		47		
WTG09	441.460,86	4.519.299,98		53		
WTG10	441.904,08	4.518.801,43		32		
WTG11	442.342,61	4.519.114,24		24		
WTG12	443.488,38	4.517.789,81		43		

Tabella 1: Coordinate aerogeneratori dell'impianto di progetto e caratteristiche salienti

II. Ricettori interessati

Poiché l'area è destinata alla realizzazione del progetto maggiormente ad uso agricolo e stanziata al di fuori dei centri abitati dei comuni di Sassari e Porto Torres (SS), la maggior parte dei fabbricati individuati nell'area sono di tipo produttivo, essendo capanni e depositi connessi ad attività agricole, ed adibite a ricovero per mezzi e materiali.

I fabbricati considerati nello studio sono prevalentemente ruderi non abitati in cui la presenza di persone è stata rilevata solo per brevi periodi e sono stati considerati i soli fabbricati abitativi, ubicati in un raggio di 2 km dagli aerogeneratori (oltre questa distanza, l'effetto si considera trascurabile).

È di seguito riportata la vista aerea dell'area (**Figura 8**) insieme all'individuazione di tutti i recettori inseriti nel calcolo di shadow flickering; in seguito verrà riportato l'elenco dei recettori con le rispettive coordinate geografiche espresse nel sistema di riferimento UTM WGS84 Tabella 1.

/D/ ANALISI DELL'OMBRA SU STRADA

In Italia il problema dell'ombra provocata dagli aerogeneratori su strada e la conseguente formazione di ghiaccio è strettamente legata ai territori montani o appenninici di alcune regioni, per cui si tratta di un fenomeno marginale trascurato dalla normativa nazionale.

Tuttavia, per una progettazione attenta ad evitare che si verifichino possibili permanenze di ghiaccio sulle strade in prossimità dell'area interessata dal progetto, si tiene in considerazione il fatto che l'ombra su strada che potrebbe generare ghiaccio è quella della torre compresa di navicella, questo perché è quella che persiste per più tempo, mentre quella delle pale durante la rotazione può essere considerata marginale (il fenomeno non produce nessun danno in quanto verrà percepito per brevi istanti oltreché in movimento).

Pertanto l'ombra che si prende in considerazione per questo studio è la massima ombra proiettata della torre di una turbina esclusa di pale. Dal momento che ogni turbina è posta ad una distanza minima di 220 m da strade provinciali e statali (per limiti imposti dalla normativa regionale) è ragionevole escludere il rischio del fenomeno di formazione di ghiaccio su strada. Per un'ulteriore tesi a corredo di tale analisi, si analizza lo storico del

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

clima del territorio comunale di Sassari con il fine di mettere in evidenza che le temperature medie giornaliere e medie mensili sono molto distanti dalle temperature per le quali vi è pericolo di formazione di ghiaccio. In conclusione si può asserire che sussistono le condizioni affinché il fenomeno si verifichi.

Medie e totali mensili

T Media	T min	T max	Precip.	Umidità	Vento Media	Giorni Pioggia	Giorni Neve o Grandine	Giorni Temporali	Giorni Nebbia
9.2 °C	4.7 °C	13.7 °C	n/d	77.2 %	10.9 km/h	8	0	0	8

I valori di colore rosso hanno una bassa attendibilità.

☒ . . . ☒ . . . _____ . . . ☒ . . . ☒

Dati registrati dalla stazione meteo di Alghero Fertile. [Scarica dati in csv](#)

Giorno	T Media	T min	T max	Precip.	Umidità	Vento Max	Raffica	Fenomeni	Info
1	13 °C	13 °C	14 °C	-	85 %	15 km/h	-	Nessuno	
2	13 °C	12 °C	15 °C	-	82 %	13 km/h	-	Nessuno	
3	13 °C	12 °C	14 °C	-	83 %	18 km/h	-	Nessuno	
4	14 °C	13 °C	15 °C	-	82 %	35 km/h	-	Nessuno	
5	13 °C	10 °C	15 °C	n/d	71 %	35 km/h	-		
6	9 °C	7 °C	10 °C	n/d	63 %	31 km/h	-		
7	9 °C	4 °C	14 °C	n/d	75 %	17 km/h	-		
8	12 °C	10 °C	13 °C	n/d	67 %	26 km/h	-		
9	13 °C	12 °C	14 °C	-	66 %	35 km/h	-	Nessuno	
10	10 °C	5 °C	13 °C	n/d	64 %	24 km/h	-		
11	6 °C	0 °C	14 °C	-	71 %	17 km/h	-	Nessuno	
12	7 °C	1 °C	12 °C	-	63 %	37 km/h	-	Nessuno	
13	8 °C	3 °C	13 °C	-	63 %	24 km/h	-	Nessuno	
14	6 °C	0 °C	14 °C	-	79 %	13 km/h	-	Nessuno	
15	5 °C	-1 °C	14 °C	-	87 %	11 km/h	-		
16	8 °C	2 °C	14 °C	-	85 %	15 km/h	-	Nessuno	
17	8 °C	2 °C	13 °C	-	81 %	21 km/h	-	Nessuno	
18	6 °C	1 °C	14 °C	-	89 %	9 km/h	-		
19	9 °C	2 °C	14 °C	n/d	80 %	21 km/h	-		
20	11 °C	10 °C	12 °C	n/d	67 %	21 km/h	-		
21	10 °C	3 °C	13 °C	-	71 %	24 km/h	-		
22	7 °C	2 °C	14 °C	-	82 %	13 km/h	-	Nessuno	
23	5 °C	0 °C	14 °C	-	87 %	11 km/h	-		
24	6 °C	1 °C	14 °C	-	87 %	21 km/h	-		
25	7 °C	1 °C	14 °C	-	81 %	21 km/h	-	Nessuno	
26	7 °C	-1 °C	13 °C	-	85 %	15 km/h	-		
27	10 °C	4 °C	14 °C	-	84 %	21 km/h	-	Nessuno	
28	8 °C	3 °C	14 °C	-	83 %	26 km/h	-	Nessuno	
29	8 °C	1 °C	16 °C	-	81 %	13 km/h	-		
30	12 °C	3 °C	14 °C	n/d	80 %	24 km/h	-		
31	12 °C	12 °C	14 °C	-	70 %	37 km/h	-	Nessuno	

✂ ✂ _____ ✂ ✂

Figura 2: medie giornaliere riferite al mese di gennaio dell'area da destinare alla realizzazione del parco eolico. Fonte: https://www.ilmeteo.it/portale/archivio-meteo/Porto+Torres/2022/Gennaio?refresh_ce

Meteo	Webcam	Video	Foto	Archivio	Aria	Viabilità	Percorsi	Mappa
Mese	T min	T max	Precip.	Umidità	Vento	Eliofania		
Gennaio	6 °C	14 °C	65 mm	80 %	SSW 16 km/h	4 ore		
Gennaio	8 °C	13 °C	69 mm	n/d	n/d	n/d		
Febbraio	9 °C	13 °C	45 mm	n/d	n/d	n/d		
Febbraio	6 °C	14 °C	68 mm	79 %	WNW 16 km/h	5 ore		
Marzo	10 °C	14 °C	45 mm	n/d	n/d	n/d		
Marzo	7 °C	15 °C	51 mm	77 %	WNW 16 km/h	6 ore		
Aprile	10 °C	15 °C	71 mm	n/d	n/d	n/d		
Aprile	9 °C	18 °C	45 mm	76 %	WNW 16 km/h	7 ore		
Maggio	14 °C	20 °C	24 mm	n/d	n/d	n/d		
Maggio	12 °C	22 °C	25 mm	74 %	WNW 16 km/h	9 ore		
Giugno	17 °C	23 °C	14 mm	n/d	n/d	n/d		
Giugno	15 °C	25 °C	13 mm	70 %	WNW 16 km/h	10 ore		
Luglio	20 °C	26 °C	4 mm	n/d	n/d	n/d		
Luglio	18 °C	29 °C	5 mm	66 %	WNW 16 km/h	11 ore		
Agosto	21 °C	27 °C	16 mm	n/d	n/d	n/d		
Agosto	18 °C	29 °C	12 mm	69 %	WNW 16 km/h	10 ore		
Settembre	16 °C	26 °C	39 mm	72 %	WNW 16 km/h	8 ore		
Settembre	19 °C	24 °C	26 mm	n/d	n/d	n/d		
Ottobre	13 °C	22 °C	76 mm	76 %	WNW 16 km/h	7 ore		
Ottobre	15 °C	20 °C	59 mm	n/d	n/d	n/d		
Novembre	10 °C	18 °C	104 mm	79 %	WNW 16 km/h	5 ore		
Novembre	12 °C	16 °C	65 mm	n/d	n/d	n/d		
Dicembre	7 °C	15 °C	89 mm	80 %	SSW 16 km/h	4 ore		
Dicembre	9 °C	14 °C	58 mm	n/d	n/d	n/d		

Archivio meteo • Consulta anche l'archivio dei dati storici rilevati giorno per giorno

Medie mensili riferite agli ultimi 30 anni, basate sui dati della stazione di Capo Caccia
Link veloci: [Italia](#) > [Sardegna](#) > [Cassari \(SS\)](#) > [Cassari](#)

Figura 3: medie giornaliere riferite al mese di gennaio dell'area da destinare alla realizzazione del parco eolico. Fonte: https://www.ilmeteo.it/portale/medie-climatiche/Porto+Torres?refresh_ce

/E/ ANALISI DELLO SHADOW FLICKERING

Lo Shadow flickering o effetto di "taglio" intermittente della luce solare è dovuto al sole che incontrando la rotazione delle pale produce la proiezione dell'ombra della turbina stessa sull'area strettamente afferente il parco eolico.

Questo fenomeno è più evidente nelle latitudini a nord durante i mesi invernali (Es. Danimarca), a causa dell'angolo del sole, ma l'ombreggiamento intermittente si può verificare in qualunque breve momento tra l'alba ed il tramonto e cambiando la posizione del sole per tutto il giorno e per tutto l'anno cambierà anche l'area interessata dall'ombra.

Ovviamente devono persistere condizioni tali da creare il fenomeno quali appunti:

- Turbina in funzione;
- Cielo aperto e sgombro da copertura nuvolosa;
- Posizione del rotore della turbina lungo la linea di vista e senza ostacoli dal recettore al sole.

Le condizioni sopra elencate rappresentano anche il caso peggiore (worst case) che non identificano soltanto il fenomeno di ombreggiamento ma ne permettono anche una sovrastima poiché nella realtà (real case) il fenomeno si verifica con minor "frequenza" a causa di una serie di fattori che interviene sulla percettibilità del medesimo andando a ridurre quella che è l'entità dell'impatto calcolato. Più precisamente i fattori in questione sono:

- Posizione del ricettore relativamente alla turbina;
- Caratteristiche del vento (la direzione determina l'orientamento del rotore; l'intensità determina l'attivazione);
- Dimensioni dell'aerogeneratore;
- Periodo dell'anno;
- Momento della giornata;
- Condizioni meteorologiche (ad es. presenza di copertura nuvolosa o foschia vanno a mitigare il fenomeno).

Il fenomeno è infatti meno intenso quando:

- aumenta la distanza turbina-recettore, se essa è maggiore di 10 volte il diametro del rotore si ha una diminuzione dell'intensità del tremolio dell'ombra che sarà meno percepibile dall'occhio umano;
- il piano del rotore è ad un angolo diverso da quello perpendicolare alla linea di vista dal recettore al sole anche perché, le lame passanti oscurano una parte minore del sole.

☒ ☒ _____ ☒ ☒

Da non trascurare le condizioni di illuminazione ambientale le quali vanno ad influenzare la visibilità dello sfarfallio: il flickering è più evidente in una stanza oscura con una finestra rivolta verso la turbina rispetto all'esterno dove i livelli di luce ambientale sono più alti.

Il fastidio e il disturbo che il fenomeno di flickering può provocare all'uomo è fortemente legato alla frequenza o alla velocità del tremolio dell'ombra a loro volta correlate alla velocità del rotore e al numero di lame sulla turbina: alcune linee guida di paesi esteri raccomandano una velocità di flicker non maggiore di 3 "tagli" al secondo; per la classica turbina tripala questo effetto corrisponde ad una completa rotazione del rotore in un secondo, equivalente a 60 giri al minuto (60 RPM). Il valore di 60 RPM è tipico di aerogeneratori di piccola taglia con piccoli rotori (circa 20 m) che avranno di conseguenza più elevata velocità di rotazione. Le turbine attualmente in commercio di grande taglia hanno una velocità di rotazione ben inferiore a tali valori, con una velocità del rotore che si attesta intorno ai 20 RPM. Ciò si traduce in bande che passano frequenze inferiori a 1 Hz o 1 ciclo al secondo: a tali basse frequenze, lo sfarfallio potrebbe essere causa di fastidio, ma non costituisce una minaccia per la salute.

Il fenomeno di Flickering può esser modellato e previsto semplicemente con un dettaglio del minuto essendo in possesso di alcune informazioni, ossia:

- localizzazioni geografiche (turbine e recettori);
- elevazioni del suolo (turbine e recettori);
- geometria delle turbine (diametro del rotore e altezza al mozzo).

Da quanto risulta da tutto ciò sarà possibile disporre le turbine di modo che il numero di ore all'anno per ogni recettore sensibile non superi una certa soglia massima.

Da quanto si evince da una stima eseguita su base annuale le ore di ombra sono minori all'aumentare della distanza del pilone secondo una particolare geometria dettata dalla posizione geografica; come è osservabile dalla Figura 4 l'ombra arriva a proiettarsi anche sino ad una distanza di 1 km, anche se per la durata di pochi minuti all'anno.

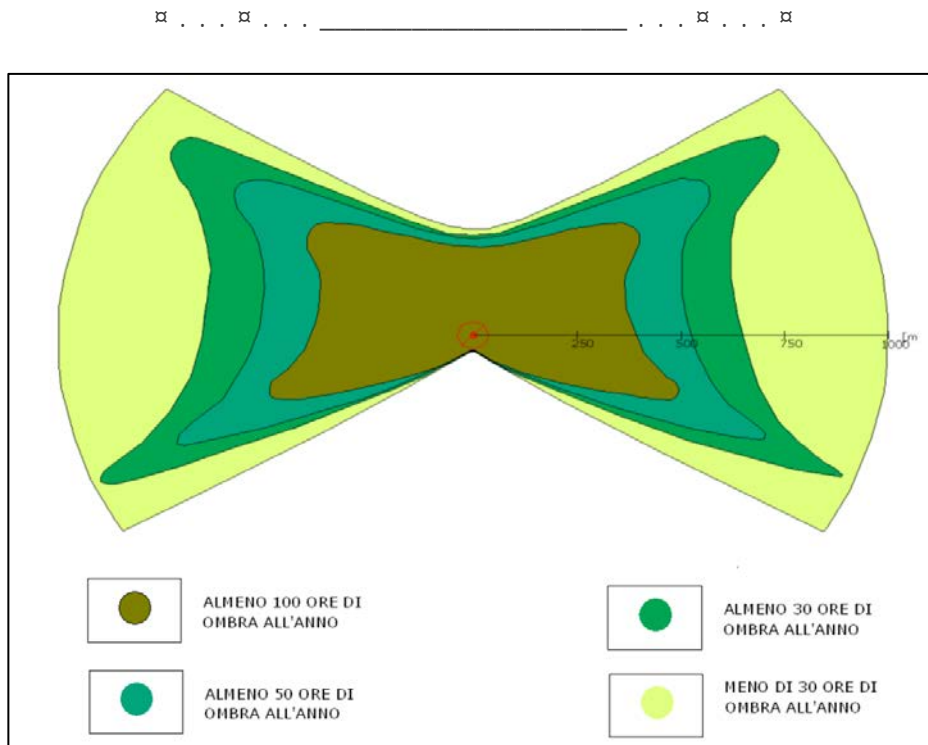


Figura 4: schema rappresentativo dell'evoluzione annuale tipo dell'ombra di un aerogeneratore

In Italia non esiste una normativa specifica ma vi sono delle regolamentazioni locali che stabiliscono una soglia specifica, al di sotto della quale bisogna tenersi, oltre la quale il fenomeno potrebbe divenire "relevant", "significant" o addirittura "unreasonable".

1. Metodologia di analisi

Allo scopo di ottenere i risultati si è fatto uso di un software specifico per la progettazione eolica WindPRO che, composto da una serie di moduli, è in grado di simulare una moltitudine di aspetti legati all'operatività del parco. Il modulo che viene in soccorso per la stima del fenomeno di ombreggiamento è SHADOW.

Quelli che seguono sono i dati utilizzati come input, ovvero:

- ▲ Il modello DTM del terreno;
- ▲ Per gli aerogeneratori:
 - posizione geografica;
 - modello;
 - caratteristiche dimensionali;
- ▲ definizione di aree sensibili o recettori con relative:
 - posizione geografica;
 - caratteristiche dimensionali dell'area disturbata (finestra, patio, area esterna);



- ▲ caratteristiche anemologiche dell'area (funzionali al calcolo di *real case* basato sulla effettiva distribuzione statistica dei dati del vento in relazione alle ore di funzionamento ed al posizionamento della navicella per la proiezione del rotore);
- ▲ definizione di dati meteorologici storici di una stazione di riferimento per il calcolo probabilistico delle ore di soleggiamento.

Per la definizione del recettore o "finestra" nel modello bisogna definirne attentamente (Figura 5):

- La posizione sopra il livello del suolo e la sua dimensione (altezza e larghezza);
- L'inclinazione rispetto all'orizzontale (si può scegliere tra finestra verticale, orizzontale e tetto [45°]).
- L'orientamento direzionale rispetto al sud (in gradi, positivi, a ovest).

In alternativa è possibile optare per la modalità "Green house" dando al recettore le caratteristiche di una "serra" il quale riceve ombra da qualsivoglia direzione in quanto totalmente esposto al fenomeno dell'ombra intermittente.

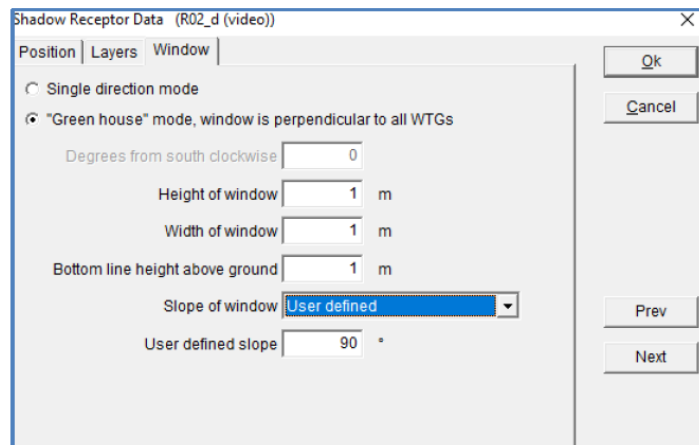


Figura 5: finestra di input delle caratteristiche del recettore

In Figura 6 è riportato lo schema di calcolo del modulo SHADOW.

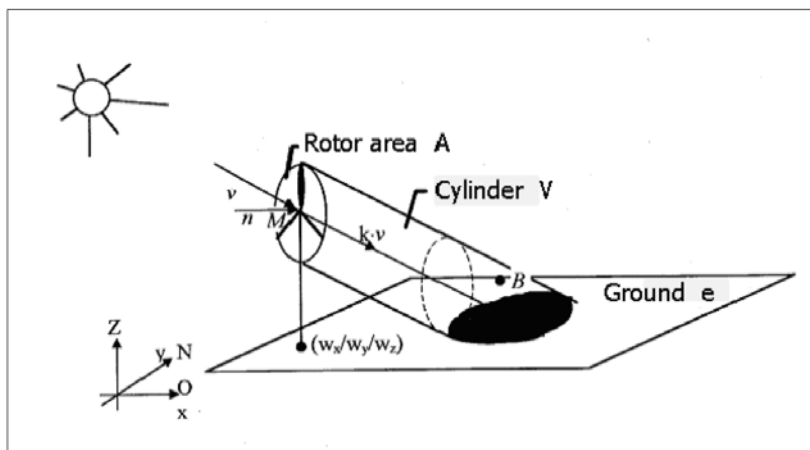


Figura 6: schema di calcolo del modulo SHADOW

Inoltre bisogna considerare che il software tiene anche conto della presenza di eventuali elementi digitalizzati come “ostacoli” e che vanno dunque a ridurre l’intensità del fenomeno (Figura 7).

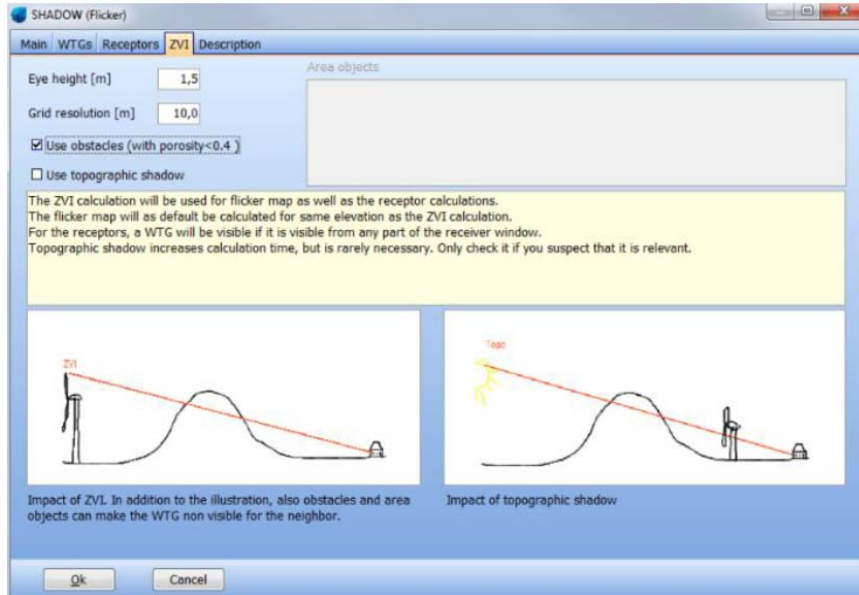


Figura 7: opzione ZVI disponibile per gli ostacoli naturali ed artificiali digitalizzati nel modello

Naturalmente alla base del calcolo vengono assunte come condizioni quelle rappresentative del *worst case* descritto in precedenza e che omette:

- Aerogeneratore sempre in funzione;
- Sole splendente dall’alba al tramonto (altezza minima sull’orizzonte pari almeno a 3° affinché produca il fenomeno di ombreggiamento);
- Aerogeneratore che “insegue” il sole ossia piano di rotazione delle pale sempre perpendicolare alla direttrice sole-aerogeneratore.

Al fine di una massimizzazione del fenomeno già sovrastimato (*worst case*) si procede con:

- Ciascun recettore digitalizzato in “Green house” mode per cui nel calcolo ciascuna parete dello stesso risulterà esposto al fenomeno;
- Trascurare la presenza eventuale di ostacoli e/o alberi che intercettano le ombre diminuendo o annullando l’intensità del fenomeno.

I risultati derivanti dal *worst case* si confrontano poi con quelli del *real case* il quale permette di ricavare un numero di ore di ombreggiamento più realistico tenendo conto di:

- Reale presenza del sole;
- Ore di funzionamento della turbina nell’arco di un anno in funzione della direzione del vento che influisce sull’orientamento delle pale rispetto al sole e di conseguenza sull’ombra proiettata sui recettori.

II. Dati di Input

Il modello per la simulazione dell'impianto con il modulo SHADOW è stato impostato inserendo nel software:

- Il modello digitale del terreno (DTM) per tener conto dell'orografia funzionale nella mascheratura fisica dell'impatto dell'ombra;
- Posizione geografica dei recettori con relativo *dettaglio dimensionale* delle aree più esposte (come illustrato in Figura 5);
- Posizioni geografiche dei generatori di turbine eoliche e loro *caratteristiche dimensionali*;
- Dati vento di una *stazione di misura locale* per il calcolo dell'energia funzionale alla stima delle ore operative e delle probabilità associate alle diverse direzioni del vento;
- Dati provenienti da una *stazione meteo nazionale* per il calcolo della probabilità mensile della presenza del sole;
- Assenza di ostacoli naturali e/o artificiali.

Vediamoli di seguito nel dettaglio.

a. DTM

Il modello digitale del terreno è stato direttamente estrapolato dai dati disponibili online assicurandosi che combaciasse con le curve di livello tracciate e visibili su carta IGM 1:25'000 (Figura 8).

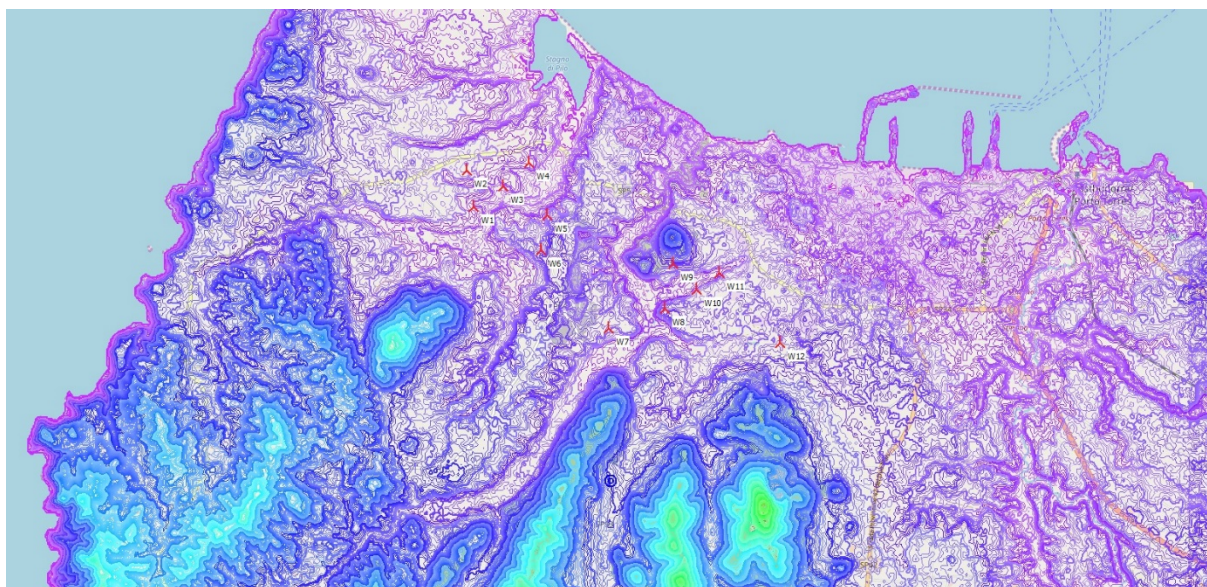


Figura 8: modello digitale del terreno (DTM) per l'area di realizzazione del parco

☒ ☒ _____ ☒ ☒

J	439,163	4,521,660	18.6	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
K	439,001	4,521,610	19.9	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
L	438,593	4,521,612	28.4	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
M	439,244	4,521,599	12.5	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
N	439,202	4,521,526	11.1	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
O	439,165	4,521,506	14.7	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
P	439,142	4,521,488	14.8	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
Q	437,303	4,521,410	34.8	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
R	439,160	4,521,490	14.8	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
S	439,128	4,521,465	14.5	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
T	439,409	4,521,238	7.3	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
U	438,203	4,521,222	25.9	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
V	439,121	4,521,221	6.2	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
W	439,066	4,521,209	7.2	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
X	439,028	4,520,927	9.1	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
Y	437,080	4,520,819	35	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
Z	439,891	4,520,618	46.6	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
AA	436,751	4,520,507	37	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
AB	438,961	4,520,475	12.2	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
AC	438,493	4,520,273	23.8	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
AD	437,712	4,520,275	24.4	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
AE	436,861	4,520,259	35.9	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
AF	437,331	4,520,212	29	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
AG	437,071	4,520,913	30.4	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
AH	437,876	4,520,744	28.9	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
AI	439,246	4,520,663	12.6	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
AJ	436,774	4,520,496	37	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
AK	439,980	4,520,345	45	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
AL	436,882	4,520,263	35.4	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
AM	436,709	4,520,258	35.8	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
AN	439,924	4,520,094	45.8	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
AO	438,421	4,520,078	31	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
AP	437,393	4,519,986	22.7	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
AQ	437,429	4,519,986	22.8	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
AR	442,433	4,519,961	37.3	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
AS	441,781	4,519,905	47.4	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
AT	441,814	4,519,872	47.8	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
AU	441,763	4,519,864	51.1	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
AV	441,429	4,519,833	106.3	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
AW	441,436	4,519,789	106.4	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
AX	439,183	4,519,702	58.5	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
AY	442,168	4,519,625	43.2	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
AZ	442,176	4,519,610	42.9	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
BA	441,801	4,519,605	57.5	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
BB	438,213	4,519,605	26	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4

□ . . . □ . . . □ . . . □ . . . □

BC	442,148	4,519,598	44	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
BD	438,191	4,519,582	25.2	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
BE	437,321	4,519,595	21	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
BF	437,376	4,519,585	20.7	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
BG	437,883	4,519,582	18	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
BH	437,220	4,519,580	24.6	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
BI	437,939	4,519,545	17.5	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
BJ	437,688	4,519,503	20.1	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
BK	437,885	4,519,481	20	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
BL	438,322	4,519,411	20.6	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
BM	439,382	4,519,406	49	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
BN	439,338	4,519,393	51.5	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
BO	438,339	4,519,377	21.5	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
BP	440,023	4,520,162	42.6	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
BQ	437,376	4,520,003	23.2	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
BR	437,440	4,519,960	22	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
BS	441,751	4,519,873	51.5	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
BT	442,363	4,519,693	40	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
BU	439,170	4,519,662	59	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
BV	437,333	4,519,608	20.4	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
BW	437,362	4,519,597	20.9	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
BX	437,429	4,519,573	19.6	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
BY	437,604	4,519,554	17.2	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
BZ	437,943	4,519,512	18.5	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
CA	438,015	4,519,357	23.1	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
CB	443,168	4,519,312	39.1	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
CC	438,487	4,518,983	24.6	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
CD	439,813	4,518,902	50.8	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
CE	439,790	4,518,889	51.3	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
CF	438,566	4,518,847	30.5	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
CG	439,018	4,518,803	50.3	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
CH	438,944	4,518,763	50.9	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
CI	438,745	4,518,773	34.1	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
CJ	438,934	4,518,750	51	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
CK	439,450	4,518,768	48.6	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
CL	439,404	4,518,730	51.3	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
CM	438,960	4,518,712	51.8	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
CN	438,879	4,518,709	52.9	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
CO	441,219	4,518,698	22.8	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
CP	438,577	4,518,678	32.6	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
CQ	438,579	4,518,663	32.3	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
CR	439,856	4,518,501	43.8	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
CS	440,680	4,518,425	34.7	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
CT	440,712	4,518,420	32.7	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
CU	440,698	4,518,400	36.2	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4

□ . . . □ . . . □ . . . □ . . . □

CV	440,667	4,518,393	38.8	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
CW	438,463	4,519,007	23.6	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
CX	438,573	4,518,864	30.2	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
CY	438,960	4,518,797	50.2	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
CZ	439,410	4,518,763	49.4	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
DA	438,993	4,518,722	52.7	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
DB	438,571	4,518,702	32.2	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
DC	438,691	4,518,680	39.2	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
DD	439,491	4,518,305	44.7	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
DE	442,774	4,518,126	40.8	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
DF	441,530	4,518,098	47.5	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
DG	441,566	4,518,083	49	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
DH	440,763	4,518,078	41.9	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
DI	441,620	4,518,082	47.9	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
DJ	440,734	4,518,075	44.4	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
DK	441,584	4,518,068	48.7	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
DL	440,767	4,518,035	39.6	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
DM	442,707	4,518,017	41.6	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
DN	442,448	4,517,999	42.5	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
DO	442,097	4,517,919	40.3	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
DP	442,076	4,517,903	39.9	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
DQ	441,066	4,517,892	30.6	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
DR	441,085	4,517,889	31.7	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
DS	442,053	4,517,810	34	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
DT	442,617	4,517,762	35.1	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
DU	442,622	4,517,737	35.9	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
DV	442,828	4,517,734	40.7	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
DW	442,799	4,517,706	39.6	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
DX	442,820	4,517,654	39.9	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
DY	442,804	4,517,662	39.7	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
DZ	442,791	4,517,656	39.5	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
EA	442,667	4,517,649	37.7	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
EB	442,677	4,517,618	37.8	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
EC	441,663	4,518,076	47	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
ED	441,546	4,518,082	48.9	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
EE	441,637	4,518,050	47	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
EF	440,734	4,518,026	41.6	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
EG	441,157	4,517,514	47.5	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
EH	442,796	4,517,478	41.9	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
EI	443,056	4,517,350	51.8	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
EJ	443,622	4,517,328	51.1	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
EK	443,640	4,517,321	50.6	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
EL	442,740	4,517,310	50.8	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
EM	443,590	4,517,298	53.5	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
EN	443,059	4,517,246	55.5	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4

✠ . . . ✠ . . . _____ . . . ✠ . . . ✠

EO	440,121	4,517,616	25.7	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
EP	442,824	4,517,479	41.2	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
EQ	443,030	4,517,227	56.6	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
ER	443,037	4,517,189	57.9	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
ES	442,817	4,517,075	67.4	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
ET	443,045	4,517,068	68.3	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
EU	438,950	4,522,175	21.3	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
EV	439,017	4,521,952	16.3	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
EW	437,088	4,521,922	32.8	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4
EX	438,901	4,521,806	22.5	1.2	1.4	1	90	Green house mode	2.4

Tabella 2: coordinate geografiche nel sistema UTM WGS84 e caratteristiche dimensionali dei singoli ricettori (SR - Shadow Receptor)

c. WTG

Le coordinate geografiche degli aerogeneratori nel sistema UTM WGS84 sono contenute dalla Tabella 1.

d. DATI VENTO

I dati vento adottati per il calcolo dello Shadow Flickering sono direttamente reperibili su WindPRO e sono afferenti ai dati vento raccolti dal satellite *ERA-5* (Distribuzione di Weibull riportata in Figura 11) dove l'altezza di riferimento della stazione è 20 m s.l.t. e i dati vento raccolti vanno dal 1 gennaio 1991 al 29 agosto 2019.

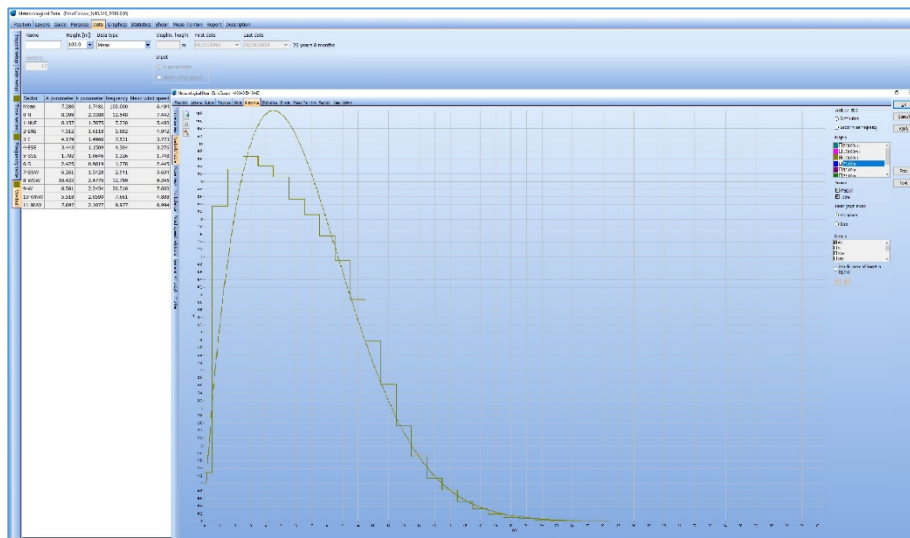


Figura 11: caratteristiche anemologiche della stazione ERA-5 (Weibull distribution)

e. SITO METEOROLOGICO

Il sito utilizzato per la conoscenza climatica dell'area è anch'esso direttamente scelto dal software WindPRO ed è in questo caso afferente al sito di Alghero con distanza di circa 19 km dall'area di progetto, le cui caratteristiche sono riportate in Figura 12.

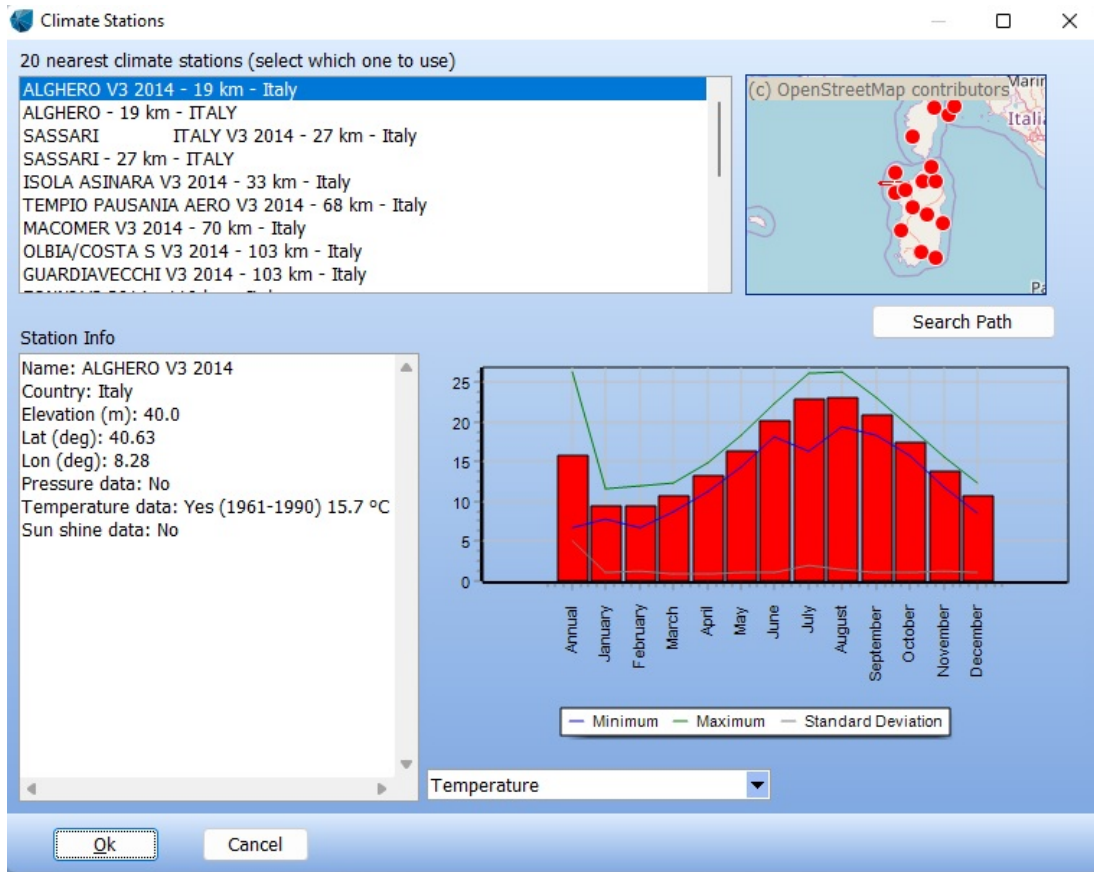


Figura 2: info sulla stazione meteo di Alghero utilizzata come *Climate Station*

III. Real Case

Il software WindPRO permette l'analisi di due casi distinti: il worst case e il real case.

Il worst case rappresenta il considerare la coesistenza di tutti quei fattori (WTG sempre in funzione, assenza di copertura nuvolosa e aerogeneratore che "insegue" il sole) i quali tendono a sovrastimare le ore di ombreggiamento sui recettori esistenti nell'area come già esposto in dettaglio nel paragrafo "I METODOLOGICA DI ANALISI".

Per effettuare il calcolo del real case si considerano invece le condizioni reali esistenti per cui, accanto ai dati vento che permettono di analizzare il fenomeno di Shadow Flickering, è essenziale tener conto anche delle condizioni meteorologiche che permettono di dare un peso al fenomeno analizzando avendo una stima delle ore solari reali. Nel caso specifico si è tenuto conto delle condizioni meteo raccolte dal sito di ALGHERO (Figura 12) che seppur distante dall'area di realizzazione del parco di circa 19 km, è quello che meglio si appresta in quanto in possesso di un ampio database oltre che avente caratteristiche morfologiche e climatiche totalmente simili all'area di riferimento.

/F/ RISULTATI

Di seguito vengono riportati i risultati ottenuti, nel dettaglio sono poste a confronto le ore di ombreggiamento ottenute nel worst case con quelle del real case (Tabella 3).

SHADOW - Main Result

Calculation Results

No.	Shadow, worst case			Shadow, expected values
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [h/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
A	202:56:00	164	01:46	55:48:00
B	202:58:00	166	01:43	55:47:00
C	26:30:00	57	00:41	09:29
D	00:00	0	00:00	00:00
E	23:23	69	00:34	06:22
F	32:43:00	78	00:43	08:44
G	32:16:00	77	00:42	08:37
H	40:39:00	84	00:49	10:49
I	61:14:00	96	01:03	16:15
J	100:13:00	126	01:10	26:31:00
K	120:53:00	127	01:28	32:13:00
L	94:17:00	120	01:24	23:37
M	119:07:00	144	01:04	33:23:00
N	134:56:00	153	01:11	39:22:00
O	151:37:00	155	01:17	44:23:00
P	163:15:00	161	01:25	48:10:00
Q	230:27:00	156	02:17	58:01:00
R	154:42:00	161	01:22	45:44:00
S	173:00:00	171	01:33	51:49:00
T	82:42:00	158	00:57	28:22:00
U	153:23:00	149	01:40	54:36:00
V	265:34:00	288	01:36	97:45:00
W	319:07:00	294	01:50	118:25:00
X	61:37:00	135	00:48	20:39
Y	109:06:00	197	00:57	29:56:00
Z	55:51:00	158	00:44	18:46
AA	34:53:00	90	00:41	12:02
AB	431:34:00	290	02:25	122:14:00
AC	121:31:00	114	01:41	43:32:00
AD	30:04:00	91	00:29	08:53
AE	60:53:00	115	00:48	23:28
AF	42:46:00	102	00:53	16:28
AG	194:20:00	255	01:20	65:57:00

□ . . . □ . . . □ . . . □ . . . □

AH	422:10:00	293	01:59	145:37:00
AI	117:22:00	166	01:20	33:56:00
AJ	37:08:00	95	00:43	12:52
AK	77:32:00	150	00:52	22:29
AL	65:31:00	119	00:50	25:18:00
AM	38:09:00	95	00:40	14:29
AN	77:00:00	167	00:59	25:17:00
AO	243:09:00	216	01:40	82:55:00
AP	16:55	66	00:24	05:36
AQ	18:01	65	00:25	05:57
AR	40:45:00	86	00:36	10:54
AS	00:00	0	00:00	00:00
AT	00:00	0	00:00	00:00
AU	00:00	0	00:00	00:00
AV	10:49	38	00:19	02:32
AW	15:30	52	00:20	03:41
AX	355:16:00	271	02:17	115:51:00
AY	49:06:00	75	00:51	15:02
AZ	47:22:00	73	00:51	14:40
BA	215:48:00	127	02:15	56:50:00
BB	48:33:00	70	00:53	17:09
BC	51:08:00	76	00:53	15:51
BD	46:50:00	70	00:52	16:46
BE	18:20	75	00:24	06:50
BF	21:01	81	00:24	07:54
BG	30:23:00	83	00:37	11:08
BH	14:51	68	00:22	05:31
BI	26:42:00	52	00:39	09:36
BJ	26:31:00	88	00:31	10:08
BK	25:04:00	52	00:38	09:12
BL	108:56:00	119	01:03	42:55:00
BM	131:32:00	106	01:32	50:19:00
BN	104:55:00	88	01:29	40:29:00
BO	97:30:00	103	01:05	39:19:00
BP	65:06:00	158	00:49	20:30
BQ	16:25	65	00:24	05:24
BR	18:39	68	00:25	06:13
BS	00:00	0	00:00	00:00
BT	30:23:00	60	00:41	09:18
BU	405:39:00	285	02:28	139:22:00
BV	18:39	74	00:24	06:56
BW	19:57	78	00:25	07:27
BX	24:53:00	92	00:26	09:30
BY	37:01:00	107	00:29	14:28
BZ	27:26:00	54	00:39	10:01

□ □ □ □

CA	40:53:00	75	00:42	15:39
CB	50:47:00	121	00:46	16:14
CC	07:09	35	00:19	01:53
CD	16:19	68	00:23	05:26
CE	15:33	67	00:22	05:10
CF	06:36	32	00:19	01:50
CG	17:09	60	00:27	04:24
CH	13:10	48	00:26	03:28
CI	00:19	11	00:02	00:05
CJ	12:37	46	00:26	03:22
CK	35:31:00	83	00:39	08:40
CL	46:57:00	98	00:41	11:36
CM	13:06	45	00:26	03:33
CN	10:45	41	00:24	02:59
CO	454:38:00	298	02:57	129:41:00
CP	06:16	31	00:19	01:50
CQ	06:13	31	00:18	01:49
CR	119:11:00	187	01:16	31:58:00
CS	229:40:00	268	01:11	74:01:00
CT	231:52:00	279	01:14	77:00:00
CU	236:18:00	283	01:14	78:37:00
CV	238:59:00	275	01:14	77:52:00
CW	07:01	34	00:19	01:51
CX	06:28	32	00:19	01:47
CY	14:20	52	00:26	03:43
CZ	40:26:00	88	00:40	09:55
DA	14:13	50	00:27	03:48
DB	06:12	30	00:19	01:49
DC	06:54	32	00:20	02:01
DD	49:07:00	94	00:51	15:06
DE	58:04:00	113	00:51	17:23
DF	15:49	60	00:28	05:21
DG	15:06	61	00:27	05:07
DH	91:45:00	101	01:11	33:13:00
DI	14:30	60	00:26	04:53
DJ	103:53:00	109	01:15	37:46:00
DK	14:54	61	00:26	05:03
DL	99:50:00	111	01:11	36:48:00
DM	52:07:00	110	00:48	16:34
DN	55:11:00	147	00:37	19:39
DO	15:45	62	00:27	05:21
DP	15:40	61	00:27	05:21
DQ	46:25:00	78	00:46	16:55
DR	43:44:00	77	00:45	15:55
DS	16:31	62	00:27	05:46

□ . . . □ . . . □ . . . □ . . . □

DT	53:52:00	122	00:45	19:56
DU	50:48:00	117	00:45	18:53
DV	87:42:00	164	00:59	32:58:00
DW	83:10:00	154	00:57	31:31:00
DX	95:11:00	142	00:59	36:45:00
DY	86:56:00	146	00:57	33:24:00
DZ	83:13:00	144	00:56	31:59:00
EA	50:34:00	109	00:48	19:11
EB	51:57:00	104	00:48	19:51
EC	14:12	59	00:25	04:46
ED	15:23	61	00:27	05:13
EE	14:32	61	00:25	04:56
EF	121:35:00	129	01:16	45:09:00
EG	04:57	31	00:13	01:54
EH	61:44:00	81	00:55	25:31:00
EI	00:00	0	00:00	00:00
EJ	00:00	0	00:00	00:00
EK	00:00	0	00:00	00:00
EL	00:00	0	00:00	00:00
EM	00:00	0	00:00	00:00
EN	00:00	0	00:00	00:00
EO	00:00	0	00:00	00:00
EP	57:37:00	76	00:56	23:53
EQ	00:00	0	00:00	00:00
ER	00:00	0	00:00	00:00
ES	00:00	0	00:00	00:00
ET	00:00	0	00:00	00:00
EU	13:34	44	00:23	03:30
EV	12:06	48	00:23	03:21
EW	06:03	30	00:18	01:44
EX	12:50	46	00:26	03:38

Tabella 3: risultati dal calcolo eseguito con WindPRO, con riportate le ore di ombreggiamento con il worst case e il real case.

I. Analisi risultati

Secondo quanto illustrato in Tabella 3 è possibile vedere come alcuni degli Shadow Receptor, come ad esempio quelli identificati con R-W, R-AB, R-AH, R-AX, R-BU e R-CO siano quelli più interessati dal fenomeno di ombreggiamento per cui il valore di ombreggiamento supera le 30 h nel real case.

Anche se è vero che per i recettori appena elencati il valore qualitativo individuato di 30 h/anno viene superato, bisogna tener conto il fatto che i casolari/abitazioni rurali tenuti in conto nel calcolo sono essenzialmente adibiti al deposito eventuale di macchinari e/o

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

attrezzi agricoli motivo per cui non sono interessati dalla presenza costante di persone, elementi sensibili al fenomeno.

E' inoltre da tener conto il fatto che il real case seppur realistico esegue una sovrastima del fenomeno di ombreggiamento, sebbene con entità minore rispetto al worst case, in quanto non tiene conto della copertura nuvolosa e della vegetazione ad alto fusto ma solo eventualmente degli ostacoli digitalizzati motivo per cui anche il valore di shadow flickering maggiore e pari a 145:37 h/anno (riferito al ricettore R-AH che si colloca nelle vicinanze della WTG03) è in realtà un valore di gran lunga sovrastimato.

Da quanto riportato nei dati di CALENDAR si può osservare l'evoluzione del fenomeno di ombreggiamento nel corso dei 12 mesi, ora per ora e giorno per giorno; si unisce uno spaccato riferito al ricettore R-AH nella Figura 13 dal quale si evince che il fenomeno di ombreggiamento nel giorno 1° Luglio si è verificato per 116 minuti (dalle 6:22 alle 8:41) a carico della WTG03 riportata in parentesi.

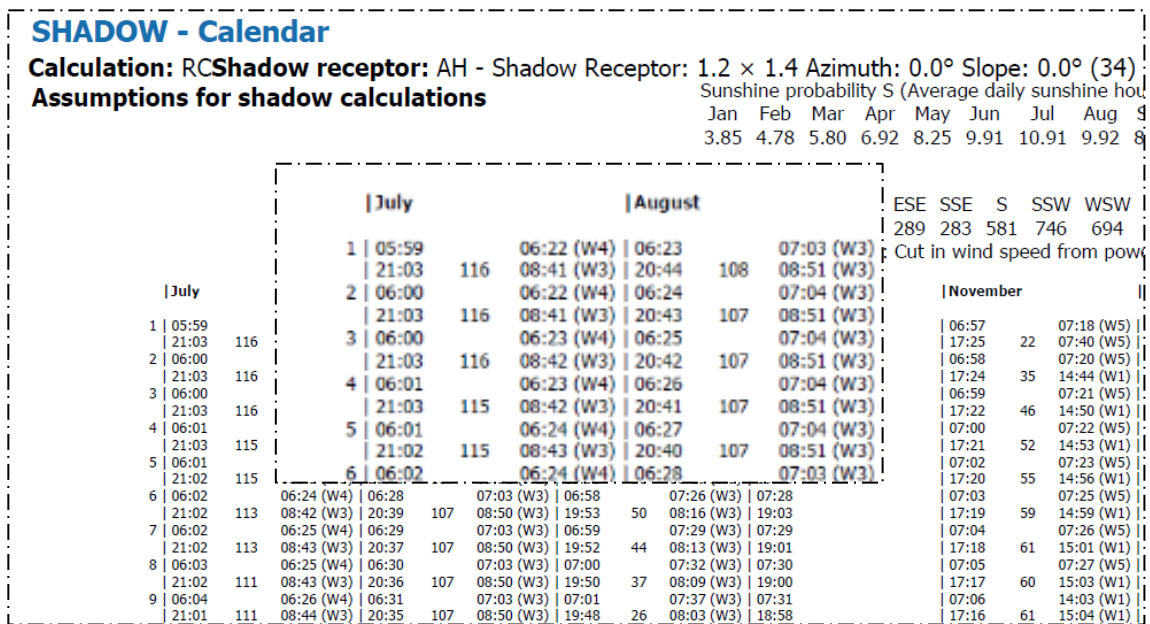


Figura 3: spaccato di CALENDAR relativo allo Shadow Receptor R5.

In seguito è riportato un esempio (Figura 14) raffigurante i ricettori R-AG ed R-AH nel CALENDAR grafico, il quale consente di individuare più facilmente e a colpo d'occhio quanto già riportato nel CALENDAR appena menzionato ossia quale delle WTG (dal colore) sia maggiormente responsabile del fenomeno: sono infatti visibili sul grafico quando (mese) e per quanto tempo (fascia oraria) si manifesta il fenomeno.

Prendendo come esempio il ricettore R-AH è possibile osservare come per lo stesso il fenomeno sia più intenso nei mesi estivi, da maggio a settembre a carico della WTG06 (indicata nella colorazione in verde acqua), dalle 7:00 alle 9:00.

SHADOW - Calendar, graphical
Calculation: SHADOW for SMF

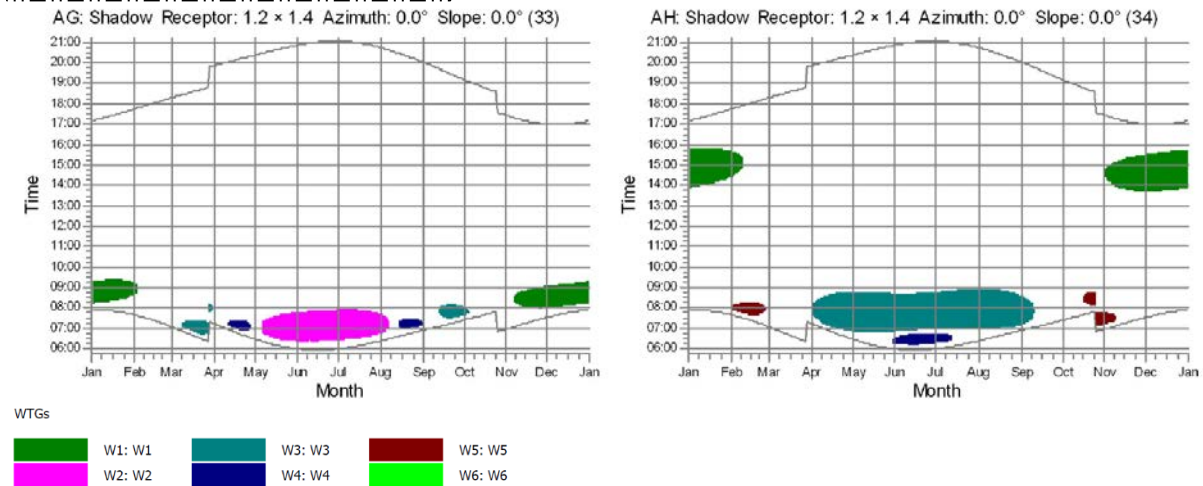


Figura 14: riquadro preso dal CALENDAR grafico e relativo ai ricettori R11 ed R12

E' anche possibile osservare il CALENDAR espresso in funzione non del ricettore ma della turbina, per cui, per ciascuna WTG sarà possibile vedere sempre in relazione al giorno e al mese l'estensione del fenomeno e su quale ricettore si esplica.

Nel riquadro afferente alla WTG03 è possibile notare, ad esempio, come la WTG in esame il giorno 1° Luglio sia stata responsabile del fenomeno di ombreggiamento dalle 7:04 alle 8:41.

SHADOW - Calendar per WTG

Calculation: RCWTG: W3 - W3
Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours)

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
3.85	4.78	5.80	6.92	8.25	9.91	10.91	9.92	8.15			

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W
639	688	780	496	289	283	581	746	694	909

Idle start wind speed: Cut in wind speed from power c

July	July	August	November
1 05:59 07:04-08:41/97	1 05:59 07:04-08:41/97	06:23 20:00-20:21/21 07:03-08:51/108	06:57 16:13-17:01/48
2 21:03 19:41-20:33/52	2 21:03 19:41-20:33/52	20:44 06:45-07:02/17	17:25 16:14-17:00/46
3 06:00 07:04-08:41/97	3 06:00 07:04-08:41/97	06:24 20:03-20:20/17 07:04-08:51/107	03:18-07/44 17:24
4 21:03 19:40-20:33/53	4 21:03 19:40-20:33/53	20:43 06:46-07:03/17	04:57-52/7 06:59 16:14-16:59/45
5 06:00 07:04-08:42/98	5 06:00 07:04-08:42/98	06:25 20:06-20:19/13 07:04-08:51/107	03:18-45/42 17:22
6 21:03 19:41-20:34/53	6 21:03 19:41-20:34/53	20:42 06:47-07:03/16	06:07-49/3 07:00 16:14-16:57/43
7 06:01 07:04-08:42/98	7 06:01 07:04-08:42/98	06:26 20:05-20:18/13 07:04-08:51/107	03:18-44/41 17:21
8 21:03 19:41-20:33/52	8 21:03 19:41-20:33/52	20:41 06:48-07:03/15	04:18-42/38 07:02 16:14-16:56/42
9 06:01 07:04-08:43/99	9 06:01 07:04-08:43/99	06:27 20:05-20:16/11 07:04-08:51/107	05:18-40/35 17:20
10 21:02 19:42-20:34/52	10 21:02 19:42-20:34/52	20:40 06:49-07:03/14	07:03 16:15-16:56/41
11 06:02 06:41-06:44/3	11 06:02 06:41-06:44/3		17:19 07:54-07:59/5
12 21:02 07:04-08:42/98	12 21:02 07:04-08:42/98		07:04 16:15-16:54/39
13 06:02 06:39-06:47/8	13 06:02 06:39-06:47/8	06:59 19:13-19:30/7	17:18 07:49-08:03/14
14 21:02 07:04-08:43/99	14 21:02 07:04-08:43/99	19:52 07:29-08:13/44	07:05 16:16-16:53/37
15 06:03 06:38-06:49/11	15 06:30 20:04-20:13/9 07:03-08:50/107	07:00 19:15-19:28/13	17:17 07:47-08:06/19
16 19:42-20:34/52	16 20:36 06:51-07:00/9	19:50 07:27-08:09/42	07:31 18:09-18:35/26
17 06:04 06:37-06:50/13	17 06:31 20:04-20:12/8 07:03-08:50/107	07:01 19:19-19:26/7	17:16 16:16-16:51/35
18 19:42-20:34/52	18 21:01 07:04-08:44/100	19:48 07:26-08:03/37	18:58 17:16 07:46-08:08/22
19 06:04 06:36-06:51/15	19 06:32 20:04-20:10/6 07:04-08:50/106	07:02 07:25-07:55/30	07:32 18:12-18:31/19
20 19:43-20:34/51			07:08 16:18-16:51/33

Figura 15: riquadro preso dal CALENDAR per WTG in questo caso in riferimento alla WTG07

La medesima cosa è possibile osservarla graficamente con il CALENDAR grafico per WTG in cui è possibile per fascia oraria e per mese, in base al colore, vedere quale ricettore è interessato dal fenomeno di ombreggiamento a carico della turbina in esame.

Viene infine illustrata sull'ultima pagina di SHADOW una mappa (Figura 16) in cui è osservabile la condizione di real case per cui è possibile, a colpo d'occhio, mediante una

✠ . . . ✠ . . . _____ . . . ✠ . . . ✠

legenda di colori risalire alle ore/anno cui è sottoposto ciascun ricettore e al contempo individuare l'area più critica in cui si verifica il fenomeno ossia l'area in giallo in cui le ore di Shadow Flickering ammontano ad un valore superiore di 30 h/anno.

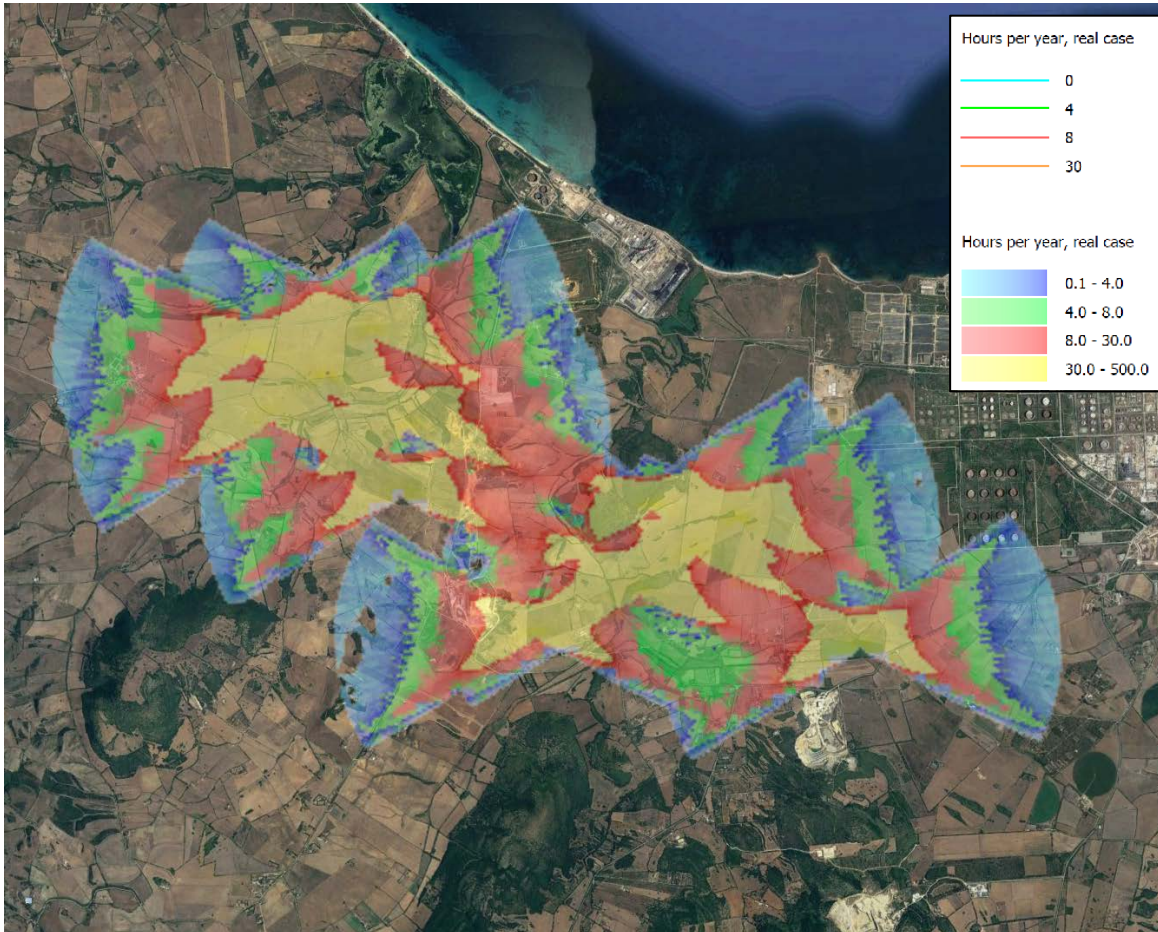


Figura 4: mappa del *real case*

CONCLUSIONI

Considerata l'assenza di prescrizioni a livello nazionale, il layout dell'impianto è stato impostato in modo tale da rispettare i requisiti di sicurezza della normativa regionale anche in riferimento allo Shadow Flickering. La normativa in oggetto non prevede limiti circa l'esposizione al fenomeno tuttavia, il proponente ha elaborato il presente studio al fine di quantificare l'esposizione in termini di ore all'anno e poterla mettere a confronto con quella considerata in letteratura come accettabile.

Lo studio è stato eseguito in maniera cautelativa, scartando tutti quei fattori variabili (illustrati in precedenza) che di fatto portano ad una riduzione del fenomeno.

I parametri sono stati considerati facendo riferimento all'esperienza internazionale e, più dettagliatamente, a quella Tedesca che stabilisce un parametro di qualità pari a 30 ore annue.

☒ ☒ _____ ☒ ☒

Nel caso in questione, vi sono 6 ricettori che superano il parametro di qualità, tra cui quello più gravoso è a carico del ricettore R-AH, rimarcando l'entità sovrastimata del fenomeno (dato che non si sono considerati quegli elementi quali alberi, siepi e arbusti vari che possono andare ad ammortizzare l'entità del fenomeno), fa in modo che esso possa identificarsi come fenomeno dall'entità modesta e poco intensa.

Naturalmente può darsi che anche le strade comunali e provinciali esistenti possano essere interessate dal fenomeno di ombreggiamento ma in tal caso il fenomeno non produce nessun danno in quanto verrà percepito per brevi istanti oltreché in movimento, al passaggio delle auto.

Si sarebbe anche tenuto conto nel calcolo di altre turbine nel caso in cui fossero state presenti in quanto avrebbero rappresentato un'entità cumulativa per la valutazione dell'entità del fenomeno.

Considerando dunque le ipotesi cautelative appena esposte, porta a concludere che non solo la distanza tra gli aerogeneratori ed i ricettori rispetta le previsioni del PIEAR, ma l'impatto complessivo del fenomeno risulta in termini assoluti minimizzato ed in linea con la best practice di settore.