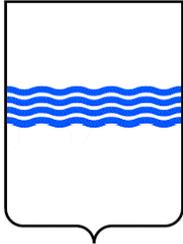


**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO E
DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN
POTENZA NOMINALE 70MW**

REGIONE BASILICATA 	PROVINCIA di MATERA 	COMUNE di MONTESCAGLIOSO 
		COMUNE di POMARICO 
Località "Contrada Inforcata"		

Scala:	Formato Stampa:	PROGETTO DEFINITIVO
-	A4	
RELAZIONE		
A7	<i>STUDIO SUGLI EFFETTI DI SHADOW-FLICKERING</i>	

Progettazione:



D E S I G N S T U D I O

Ingegneria | Architettura | Topografia

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

Legale Rappresentante:

Geom. Savino Leonzio




R.S.V. Design Studio S.r.l.
Piazza Carmine 5/a
84077 - Torre Orsaia (SA)
P. IVA : 05885970656
PEC : rsv.sd@pec.it

Committenza:



ITW EMME

ITW EMME S.r.l.
Via del Gallitello, 89
85100 Potenza (PZ)
P.IVA 2082780764

Responsabili Progetto:

Ing. Vassalli Quirino

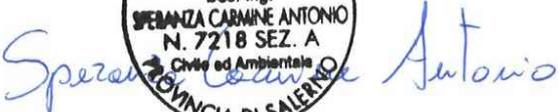


ORDINE DEGLI INGEGNERI
QUIRINO VASSALLI
INGEGNERE
Civile ed Ambientale
A 1439
PROVINCIA DELLA SPIAZIA

Ing. Speranza Carmine Antonio



ORDINE DEGLI INGEGNERI
Dott. Ing.
SPERANZA CARMINE ANTONIO
N. 7218 SEZ. A
Civile ed Ambientale
PROVINCIA DI SALERNO



Catalogazione Elaborato	ITW_MTS_A7_STUDIO SUGLI EFFETTI DI SHADOW-FLICKERING.pdf
	ITW_MTS_A7_STUDIO SUGLI EFFETTI DI SHADOW-FLICKERING.doc

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Settembre 2020	Prima emissione	FS	QV/AS	RSV

SOMMARIO

PREMESSA	2
 A INTRODUZIONE	2
 B NORMATIVA DI RIFERIMENTO	3
 C IL PROGETTO	4
I. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E PROGETTUALE	4
II. RICETTORI INTERESSATI	6
 D ANALISI DELLO SHADOW FLICKERING	6
I. METODOLOGIA DI ANALISI	9
II. DATI DI INPUT	12
a. DTM	12
b. SHADOW RECEPTORS	13
c. WTG	15
d. DATI VENTO	15
e. SITO METERELOGICO	16
III. REAL CASE	16
 E RISULTATI	17
I. ANALISI RISULTATI	17
CONCLUSIONI	21

PREMESSA

Questo documento riporta un'analisi dell'effetto di Shadow-Flickering del progetto eolico da realizzare in località "Contrada Inforcata" nei comuni di Montescaglioso e di Pomarico in provincia di Matera, della Regione Basilicata.

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 Montescaglioso e Pomarico (MT), è costituito da 12 aerogeneratori della potenza individuale nominale di circa 5.8 MW per una potenza totale complessiva di circa 70 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.

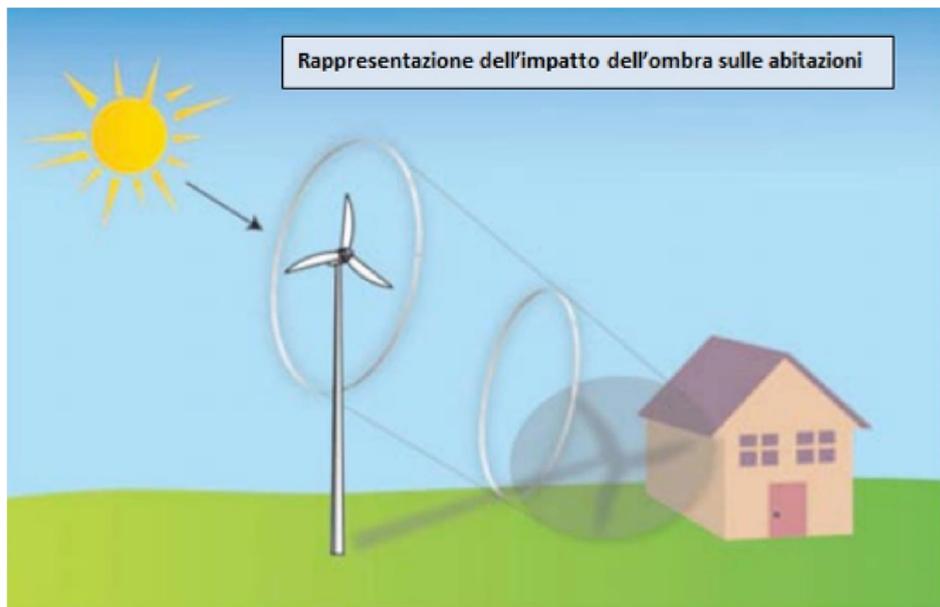
Tutti gli aspetti sopra elencati vengono trattati dentro WindPRO, un software di simulazione specifico del campo eolico che viene incontro in varie fasi della progettazione, incluso la quantificazione del fenomeno di Shadow Flickering mediante il modulo chiamato SHADOW.

|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 Basilicata, nel Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (PIEAR) stabilisce una "distanza minima di ogni aerogeneratore dalle abitazioni determinata in base".

La Regione Basilicata, nel Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (PIEAR) richiede una "distanza minima di ogni aerogeneratore dalle abitazioni determinata in base

□ . . . □ . . . _____ . . . □ . . . □

ad una verifica di compatibilità acustica (relativi a tutte le frequenze emesse) di Shadow-Flickering e di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti. In ogni caso questa distanza non deve essere inferiore a 2,5 volte l'altezza massima della pala (altezza della torre più lunghezza della pala) o 300 metri". Non è previsto invece nella normativa regionale alcun limite in termine di tempo di esposizione al fenomeno.

Tuttavia, 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

1. 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 Montescaglioso e Pomarico (MT), alle località "Contrada Inforcata"; essa presenta una variabilità topografica e altimetrica abbastanza omogenea attestandosi su circa 280 m slm.

La zona prevista per la realizzazione del parco eolico è situata a circa 7 km, in direzione S-O, dal centro abitato di Montescaglioso, e a circa 2,8 Km in direzione S-E dal centro abitato di Pomarico.

L'impianto di progetto si costituisce di 12 aerogeneratori modello Vestas V162 della potenza nominale approssimativa di 5.8 MW per una potenza totale complessiva di circa 70 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.

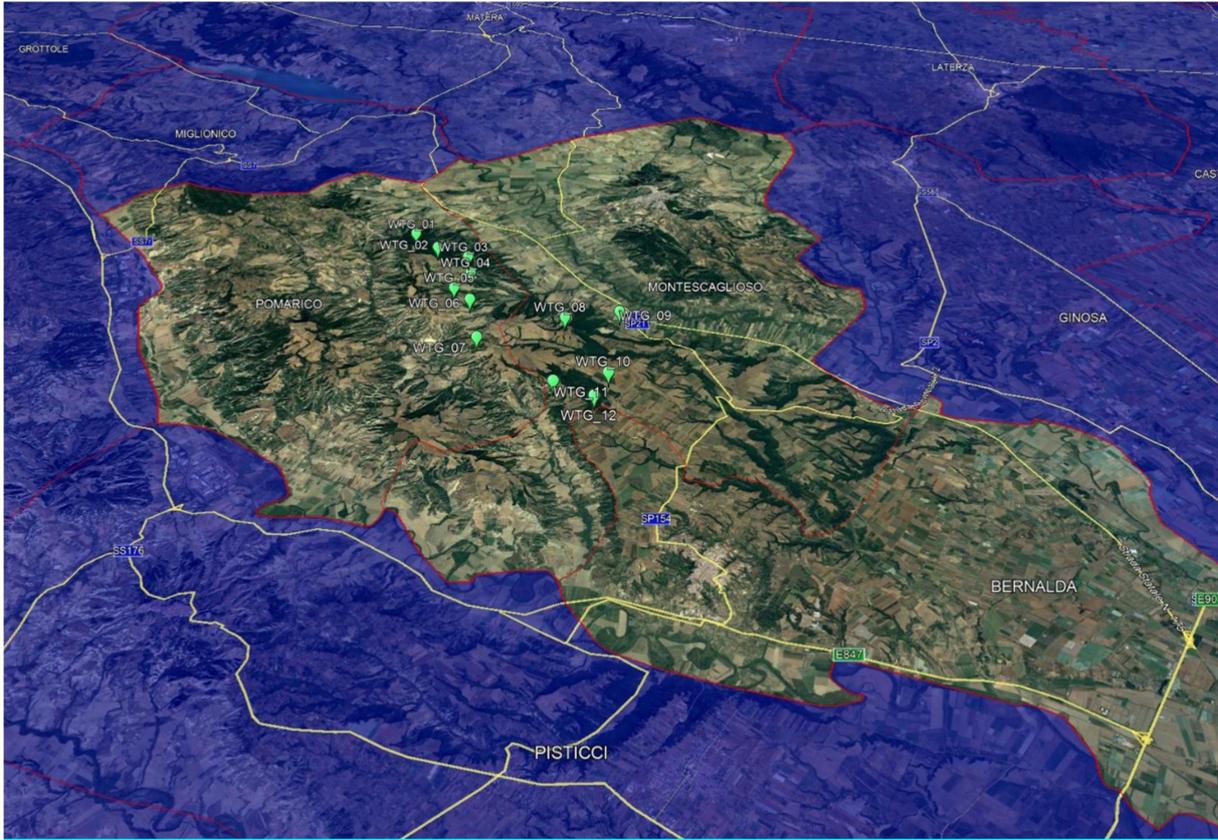


Figura 1: inquadramento territoriale dell'area da destinare alla realizzazione del parco eolico

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 Vestas V162 con diametro del rotore di 162m e a altezza al mozzo di 119m.

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	634.312	4.486.725	5'800	376,4	119	162
WTG02	635.092	4.486.064		381,4		
WTG03	636.050	4.485.682		305,2		
WTG04	636.267	4.484.885		201,5		
WTG05	635.958	4.484.081		292,5		

WTG06	636.494	4.483.583		227,4		
WTG07	636.991	4.481.890		227,7		
WTG08	639.175	4.483.050		274,9		
WTG09	640.595	4.483.494		119,5		
WTG10	640.582	4.480.798		202,7		
WTG11	639.228	4.480.290		130,5		
WTG12	640.331	4.479.816		241		

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 Montescaglioso e Pomarico (MT), 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 esposte nel sistema di riferimento UTM WGS84 Tabella 2.

|D| 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;
- Condizione 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 2 l'ombra arriva a proiettarsi anche sino ad una distanza di 1 km, anche se per la durata di pochi minuti all'anno.

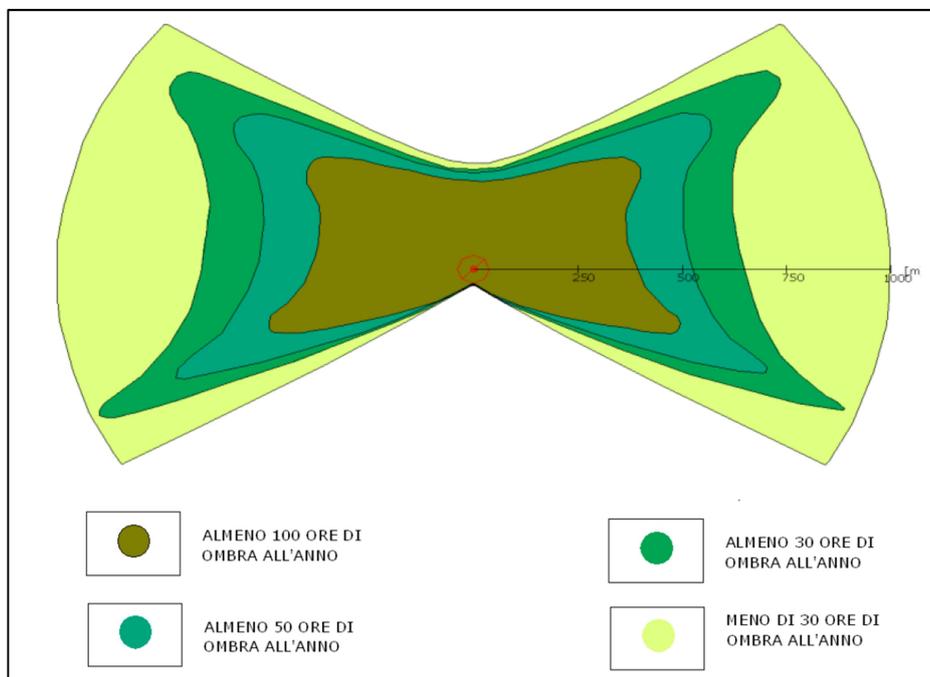


Figura 2: schema rappresentativo dell'evoluzione annuale tipo dell'ombra di un aerogeneratore

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 3):

- 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 tra 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.

□ . . . □ . . . _____ . . . □ . . . □

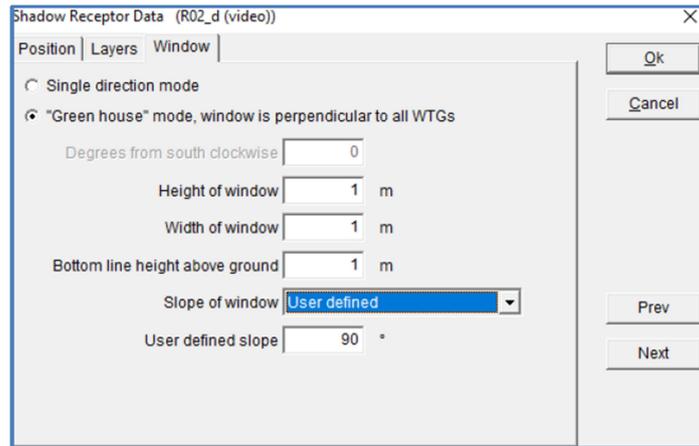


Figura 3: finestra di input delle caratteristiche del recettore

In Figura 4 è riportato lo schema di calcolo del modulo SHADOW.

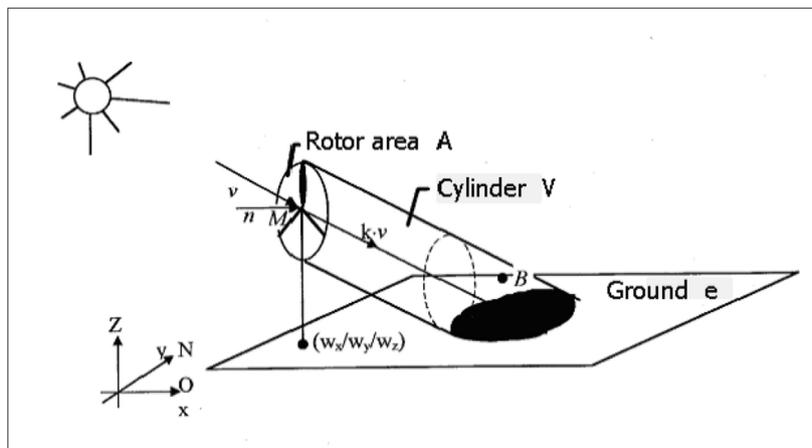


Figura 4: schema di calcolo del modulo SHADOW

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 5).

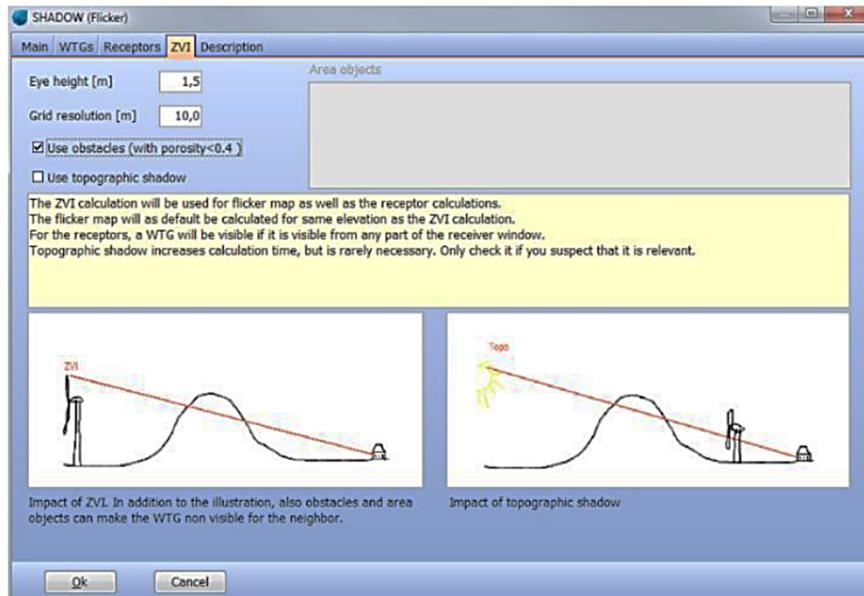


Figura 5: opzione ZVI disponibile per gli ostacoli naturali ed artificiali digitalizzati nel modello

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 3);
- **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 6).

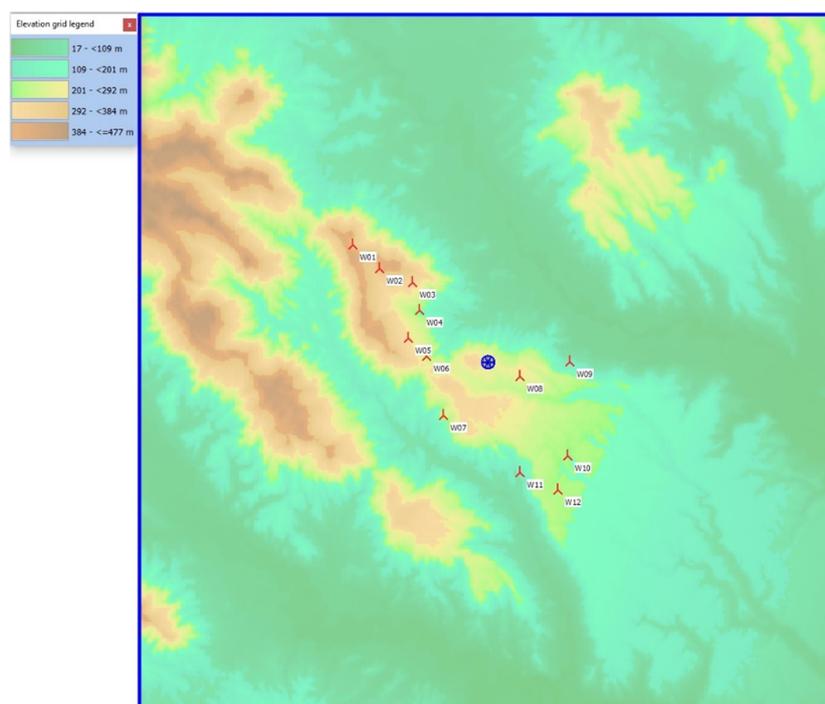


Figura 6: modello digitale del terreno (DTM) per l'area di realizzazione del parco

□ . . . □ . . . _____ . . . □ . . . □

b. SHADOW RECEPTORS

Le coordinate di tutti gli Shadow Receptors raffigurati in Figura 7 e Figura 8 sono riportate in Tabella 2 assieme alle caratteristiche dimensionali delle stesse (digitalizzate in base alle modalità esposte in Figura 3). Si chiarisce che sono tutti stati acquisiti in modalità “Green house” così da porsi a vantaggi di sicurezza, non considerando dunque la singola finestra soggetta al fenomeno di ombreggiamento ma eventualmente anche l’area antistante le abitazioni rurali dove comunque vi è la possibilità che vi siano esseri umani sensibili al fenomeno.

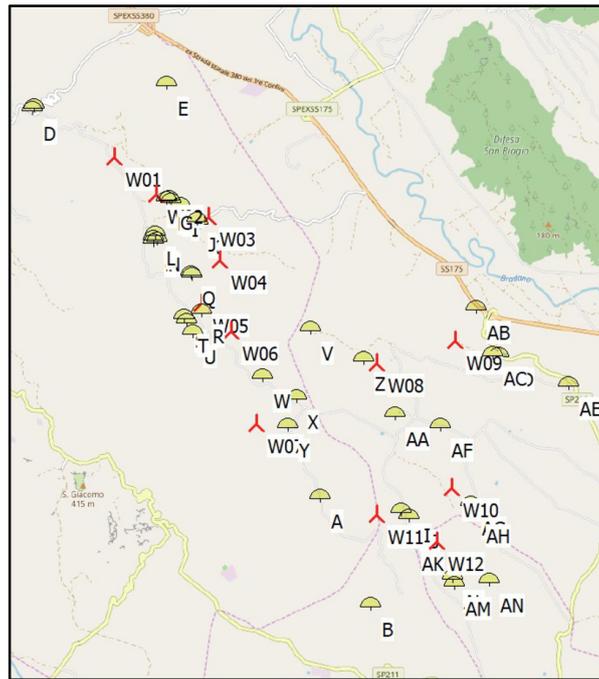


Figura 7: rappresentazione delle WTG e degli Shadow Receptor (WindPRO)

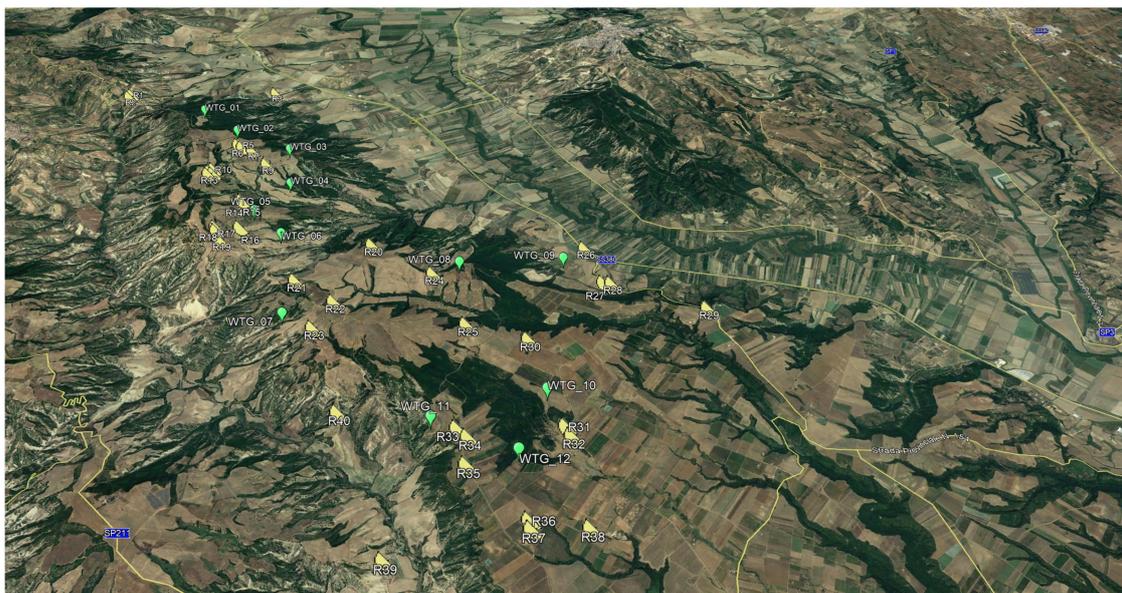


Figura 8: rappresentazione degli Shadow Receptor (WindPRO) esportata su Google Earth

□ . . . □ . . . _____ . . . □ . . . □

No. Name	Easting	Northing	Z [m]	Width [m]	Height [m]	Elevation a.g.l. [m]	Slope of window [°]	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l.
A	638.184	4.480.535	159.8	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
B	639.132	4.478.579	86.0	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
C	632.832	4.487.604	261.7	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
D	632.811	4.487.545	255.4	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
E	635.242	4.488.059	121.7	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
F	635.282	4.485.959	375.5	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
G	635.329	4.485.964	374.8	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
H	635.362	4.485.908	365.0	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
I	635.540	4.485.846	350.7	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
J	635.858	4.485.567	314.0	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
K	635.865	4.485.526	313.4	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
L	635.092	4.485.306	335.6	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
M	635.06	4.485.229	337.1	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
N	635.12	4.485.195	329.2	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
O	635.053	4.485.165	334.5	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
P	635.769	4.484.559	291.4	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
Q	635.756	4.484.578	289.6	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
R	635.954	4.483.887	307.9	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
S	635.637	4.483.805	359.2	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
T	635.677	4.483.710	363.7	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
U	635.799	4.483.512	354.3	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
V	637.958	4.483.618	293.2	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
W	637.097	4.482.727	331.3	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
X	637.716	4.482.353	311.3	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
Y	637.564	4.481.838	300.9	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
Z	638.924	4.483.074	265.3	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
AA	639.529	4.482.074	267.4	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
AB	640.975	4.484.054	47.6	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
AC	641.278	4.483.217	114.8	1	1	1	0	Fixed direction	2.0

□ . . . □ . . . □ . . . □ . . . □

AD	641.391	4.483.210	112.0	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
AE	642.694	4.482.695	188.7	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
AF	640.36	4.481.887	230.0	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
AG	640.939	4.480.457	212.8	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
AH	641.017	4.480.327	198.9	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
AI	639.669	4.480.322	233.0	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
AJ	639.813	4.480.204	225.6	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
AK	639.852	4.479.798	220.4	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
AL	640.633	4.479.100	210.2	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
AM	640.665	4.478.988	206.4	1	1	1	0	Fixed direction	2.0
AN	641.297	4.479.060	182.4	1	1	1	0	Fixed direction	2.0

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 9) dove l’altezza di riferimento della stazione è 119 m s.l.t. e i dati vento raccolti vanno dal 1 ottobre 2010 al 4 ottobre 2011.



Figura 9: 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 MARINA DI GINOSA con distanza di circa 22 km dall'area di progetto, le cui caratteristiche sono riportate in Figura 10.

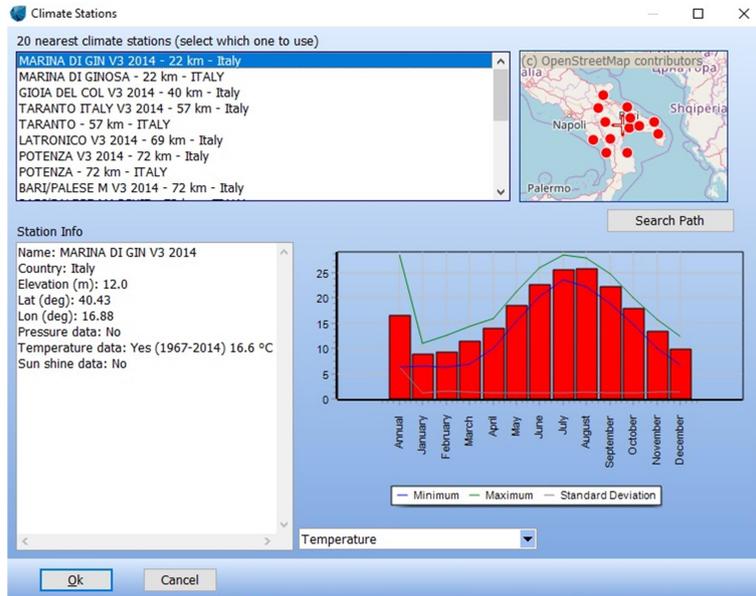


Figura 10: info sulla stazione meteo di Palinuro utilizzata come *Climate Station*

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 di considerano invece le condizioni reali esistenti èer 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 Marina di Ginosa (Figura 10) che seppur distante dall'area di realizzazione del parco di circa 22 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.

□ . . . □ . . . _____ . . . □ . . . □

|E| 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

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG				
No.	Name	Worst case	Expected	
		[h/year]	[h/year]	
1	W12	211:04	52:17	
2	W11	53:52	15:33	
3	W10	0:00	0:00	
4	W08	226:15	76:16	
5	W07	32:46	7:17	
6	W09	55:04	11:20	
7	W06	61:39	16:38	
8	W05	0:00	0:00	
9	W04	0:22	0:06	
10	W03	72:02	20:44	
11	W02	0:00	0:00	
12	W01	13:02	3:34	

Calculation Results

Shadow receptor					Shadow, worst case				Shadow, expected values				
No.	Shadow hours	Shadow days	Max shadow	Shadow hours	per year	per year	hours per day	per year	per year	per year	per year	per year	per year
	[h/year]	[days/year]	[h/day]	[h/year]	[h/year]	[days/year]	[h/day]	[h/year]	[h/year]	[h/year]	[h/year]	[h/year]	[h/year]
A	15:29	45	0:31	4:21									
B	0:00	0	0:00	0:00									
C	9:12	41	0:20	2:30									
D	8:30	37	0:21	2:20									
E	0:00	0	0:00	0:00									
F	21:31	60	0:33	6:02									
G	25:49	67	0:36	7:14									
H	31:49	69	0:43	8:58									
I	69:38	96	1:05	20:00									
J	0:00	0	0:00	0:00									
K	0:00	0	0:00	0:00									
L	0:00	0	0:00	0:00									
M	0:00	0	0:00	0:00									
N	0:22	13	0:02	0:06									
O	0:00	0	0:00	0:00									
P	0:00	0	0:00	0:00									
Q	0:00	0	0:00	0:00									
R	57:09	111	0:46	15:22									
S	2:22	28	0:07	0:39									
T	2:18	27	0:07	0:38									
U	0:00	0	0:00	0:00									
V	12:39	46	0:26	3:26									
W	0:00	0	0:00	0:00									
X	27:13	88	0:28	5:32									
Y	5:33	36	0:16	1:45									
Z	213:36	206	2:03	72:50									
AA	0:00	0	0:00	0:00									
AB	55:04	72	0:56	11:20									
AC	0:00	0	0:00	0:00									
AD	0:00	0	0:00	0:00									
AE	0:00	0	0:00	0:00									
AF	0:00	0	0:00	0:00									
AG	21:03	58	0:35	3:59									
AH	65:43	114	0:46	13:13									
AI	93:47	165	0:49	26:09									
AJ	93:39	104	1:01	25:04									
AK	34:58	72	0:46	10:56									
AL	0:00	0	0:00	0:00									
AM	0:00	0	0:00	0:00									
AN	0:00	0	0:00	0:00									

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 lo Shadow Receptor identificato con R-Z sia quello più interessato 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 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 72:50 h/anno (riferito al ricettore R-Z che si colloca nelle vicinanze della WTG08 come illustrato in Figura 11) è in realtà un valore di gran lunga sovrastimato.

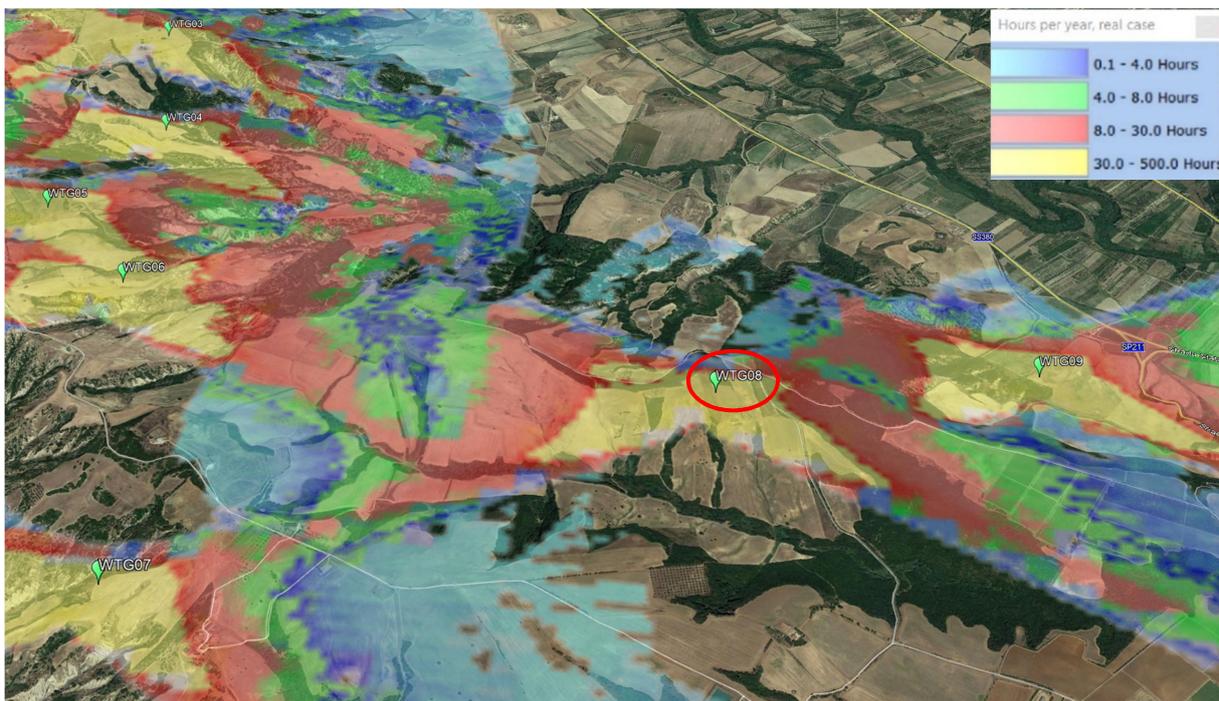


Figura 11: inquadramento sul ricettore R-Z soggetto al fenomeno di ombreggiamento da parte della WTG08

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-Z nella Figura 12 dal quale si evince che il fenomeno di ombreggiamento nel giorno 1° Luglio si è verificato per 51 minuti (dalle 8:36 alle 9:27) a carico della WTG08 riportata in parentesi.

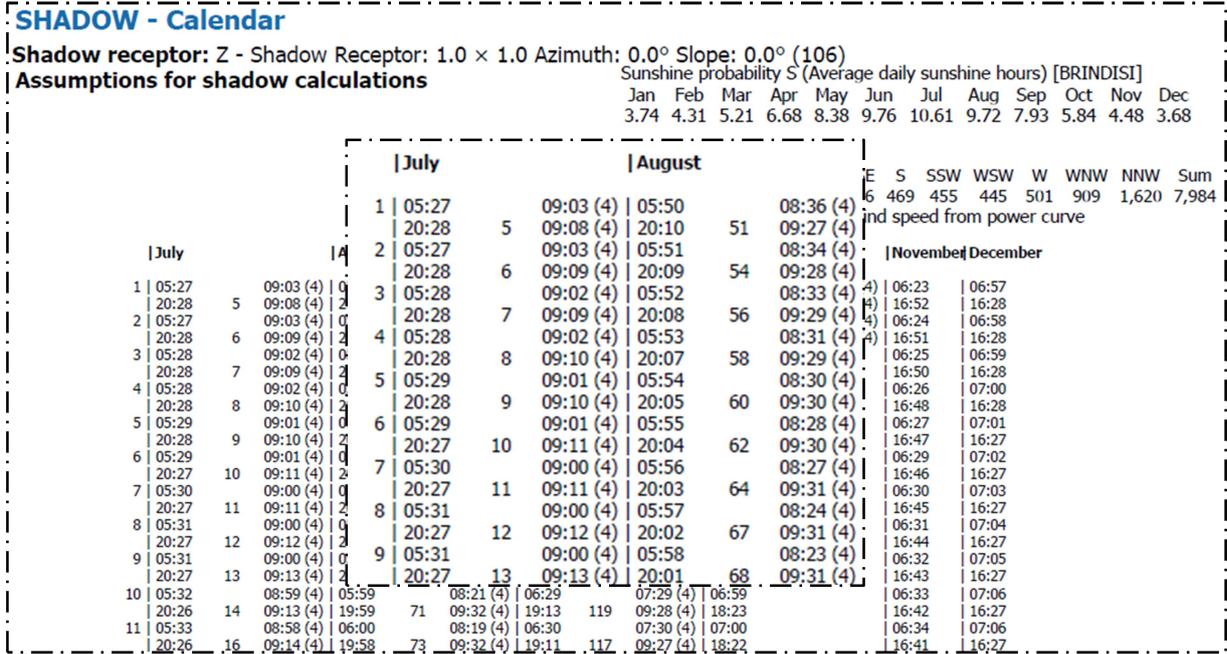


Figura 12: spaccato di CALENDAR relativo allo Shadow Receptor R-A.

In seguito è riportato un esempio (Figura 13) raffigurante i ricettori R-Y ed R-Z 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-Z è possibile osservare come per lo stesso il fenomeno sia più intenso nei mesi estivi, da aprile a settembre a carico della WTG08 (indicata nella colorazione in grigio), dalle 8:30 alle 9:30.

SHADOW - Calendar, graphical

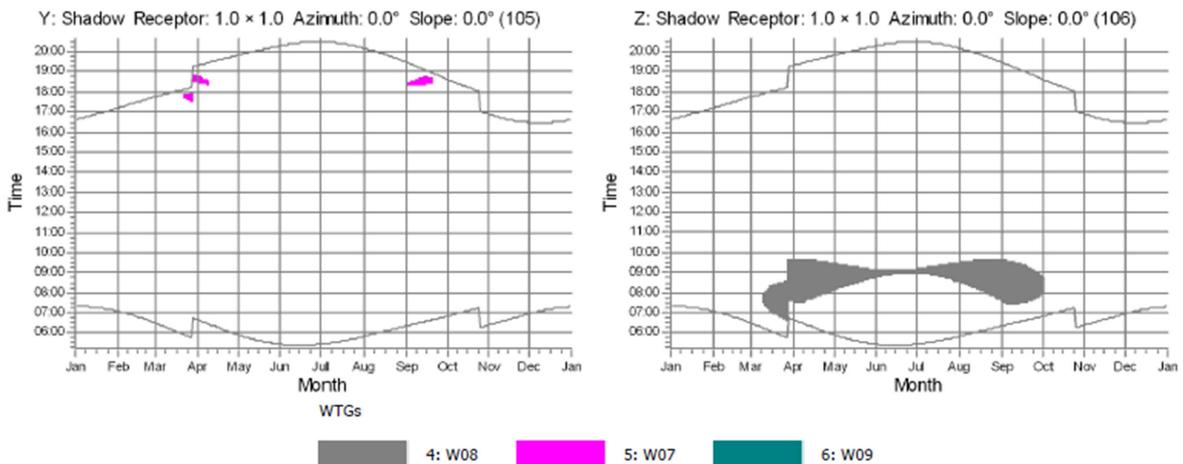


Figura 13: riquadro preso dal CALENDAR grafico e relativo ai ricettori R-Y e R-Z

□ . . . □ . . . _____ . . . □ . . . □

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 WTG08 è possibile notare, ad esempio, come la WTG in esame il giorno 1° Aprile sia stata responsabile del fenomeno di ombreggiamento dalle 7:38 alle 9:35.

SHADOW - Calendar per WTG											
WTG: 4 - W08											
Assumptions for shadow calculations											
Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [BRINDISI]											
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec											
3.74 4.31 5.21 6.68 8.38 9.76 10.61 9.72 7.93 5.84 4.48 3.68											
	January	February	March	April	NNW	Sum					
1	07:17 16:37	07:04 17:11	07:24-07:43/19	06:29 17:44	06:39 19:18	07:38-09:35/117	1,620	7,984			
2	07:17 16:38	07:04 17:12	07:23-07:44/21	06:28 17:45	06:38 19:19	07:36-09:35/119					
3	07:18 16:39	07:03 17:13	07:22-07:44/22	06:26 17:47	06:36 19:20	07:35-09:35/120	50-09:06/16				
4	07:18 16:40	07:02 17:15	07:21-07:44/23	06:25 17:48	06:34 19:21	07:34-09:35/121	51-09:06/15				
5	07:18 16:41	07:01 17:16	07:20-07:44/24	06:23 17:49	06:33 19:22	07:33-09:35/122	52-09:06/14				
6	07:18 16:42	06:59 17:17	07:19-07:44/25	06:22 17:50	06:31 19:23	07:33-09:36/123	53-09:05/12				
7	16:42 07:18	17:17 06:58	07:18-07:43/25	17:50 06:20	19:23 06:30	07:34-09:35/121	19:54 05:47	20:21 08:18-09:20/62	05:24 08:56-09:05/9		
8	16:43 07:17	17:18 06:57	07:18-07:43/25	17:51 06:18	19:24 06:28	07:35-09:35/120	19:55 05:46	20:22 08:20-09:19/59	05:24 08:56-09:04/8		
9	16:44 07:17	17:20 06:56	07:19-07:43/24	17:52 06:17	19:25 06:26	07:37-09:35/118	19:56 05:45	20:22 08:21-09:18/57	05:23 08:57-09:04/7		
10	16:45 07:17	17:21 06:55	07:19-07:41/22	17:53 06:15	19:26 06:25	07:38-09:35/117	19:57 05:44	20:23 08:23-09:18/55	05:23 08:58-09:04/6		
11	16:46 07:17	17:22 06:54	07:20-07:40/20	17:54 06:14	19:27 06:23	07:41-09:35/114	19:58 05:43	20:23 08:24-09:17/53	05:23 08:58-09:04/6		
12	16:47 07:17	17:23 06:53	07:22-07:38/16	17:55 06:12	19:28 06:22	07:42-09:35/113	19:59 05:41	20:24 08:25-09:16/51	05:23 08:59-09:04/5		
13	16:48	17:24	17:57	19:29	20:00	20:24					

Figura 14: riquadro preso dal CALENDAR per WTG in questo caso in riferimento alla WTG08

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.

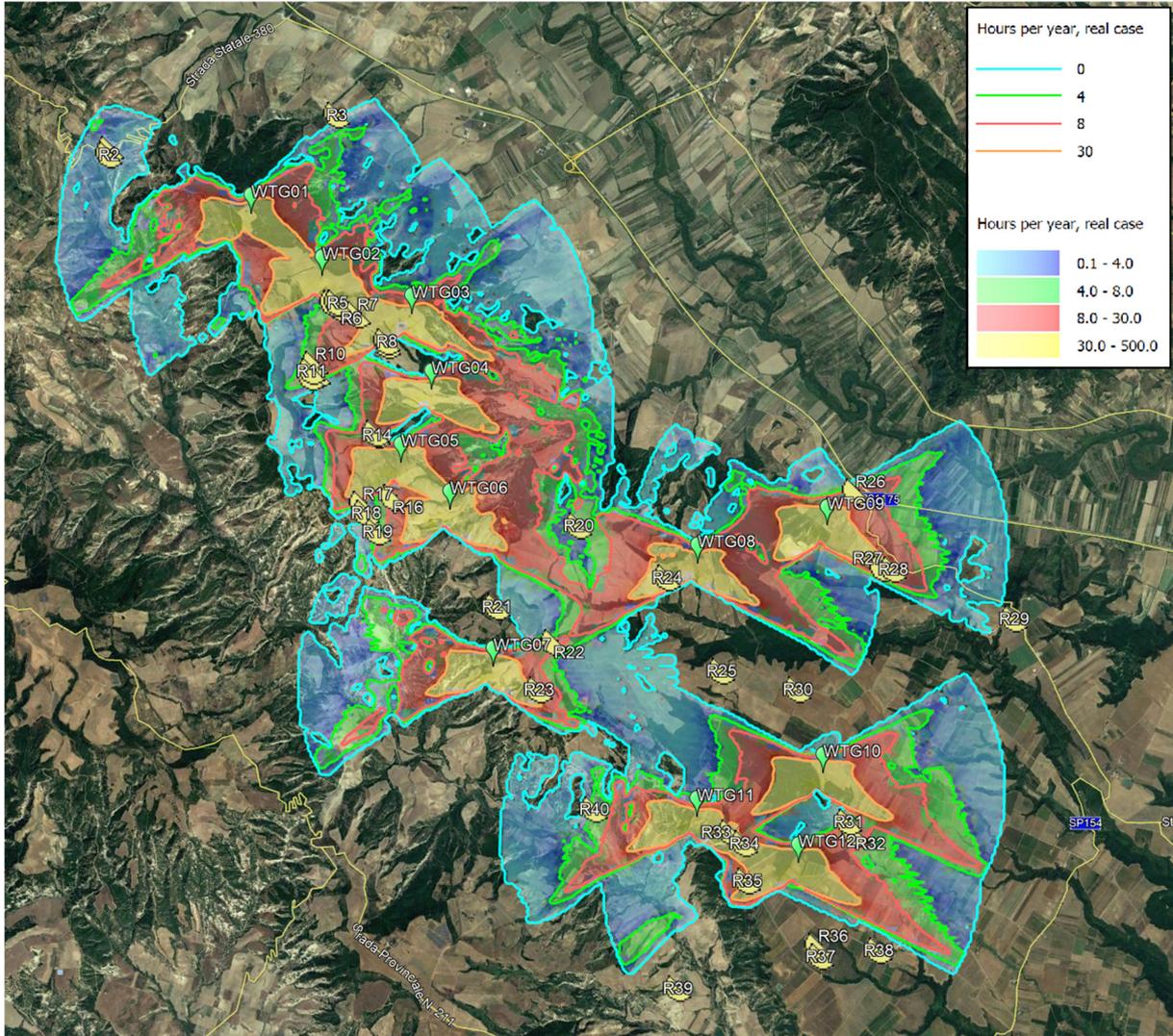


Figura 15: mappa del *real case*

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 è solo 1 ricettore che supera il parametro di qualità (R-Z) il che, 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.