

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO

Comuni di

TERRANOVA DA SIBARI (CS), SPEZZANO ALBANESE (CS)
E
CORIGLIANO-ROSSANO (CS)

Località “Masseria Tarsia” - “Case Tarsia” - “Apollinara”

A. PROGETTO DEFINITIVO DELL’IMPIANTO, DELLE OPERE CONNESSE E DELLE INFRASTRUTTURE INDISPENSABILI

OGGETTO


Codice: ITW_TRS	Autorizzazione Unica ai sensi del D.Lgs 387/2003 e D.Lgs 152/2006
N° Elaborato: A8	Relazione effetti di Shadow Flickering

Tipo documento	Data
Progetto definitivo	Giugno 2022

Progettazione



Proponente



ITW Terranova Srl
Via del Gallitello n.89 85100
Potenza (PZ)
P.IVA 02082800760 –
pec: itwterranova@pec.it

Rappresentante legale

Emmanuel Macqueron

Progettisti

Ing. Vassalli Quirino



Ing. Speranza Carmine Antonio



REVISIONI

Rev.	Data	Descrizione	Elaborato	Controllato	Approvato
00	Giugno 2022	Emissione	AS	QV/AS/DR	QI

ITW_TRS_A8_Studio effetti di Shadow Flickering.doc	ITW_TRS_A8_Studio effetti di Shadow Flickering.pdf
--	--

Il presente elaborato è di proprietà di ITW Terranova S.r.l. Non è consentito riprodurlo o comunque utilizzarlo senza autorizzazione di ITW Terranova S.r.l.

INDICE

PREMESSA	2
1. INTRODUZIONE.....	2
2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO.....	3
3. IL PROGETTO.....	4
3.1. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E PROGETTUALE	4
3.2. RICETTORI INTERESSATI.....	6
4. ANALISI DELLO SHADOW FLICKERING.....	6
4.1 METODOLOGIA DI ANALISI	8
4.2 DATI DI INPUT	11
<i>DTM</i>	12
<i>SHADOW RECEPTORS</i>	12
<i>WTG</i>	15
<i>DATI VENTO</i>	16
<i>SITO METEREOLOGICO</i>	16
4.3. REAL CASE.....	17
5. RISULTATI.....	18
5.1. ANALISI RISULTATI	20
6. CONCLUSIONI	26

PREMESSA

Il presente documento contiene un'analisi dell'effetto di Shadow-Flickering del progetto eolico da realizzare in agro dei territori comunali di Terranova da Sibari, Corigliano-Rossano e Spezzano Albanese in provincia di Cosenza, nella regione Calabria alle località "Masseria Tarsia", "Apollinara" e "Case Tarsia".

Lo "shadow flicker", tradotto letteralmente come ombreggiamento intermittente, è dato dalla proiezione dell'ombra delle pale rotanti degli aerogeneratori sottoposte alla luce diretta del sole. Ciò che si viene a creare è un effetto stroboscopico che vede un "taglio" intermittente della luce solare; tale intermittenza viene a intensificarsi nelle ore vicine all'alba o al tramonto ossia quando la posizione del sole è tale da generare delle ombre più consistenti.

Poiché a lungo andare tale alternanza di luce-ombra potrebbe arrecare fastidio agli occupanti delle abitazioni rurali poste nelle vicinanze dell'impianto e le cui finestre risultano esposte al fenomeno stesso, è essenziale fare una stima delle ore/anno di esposizione per ciascun "ricettore sensibile".

L'impianto oggetto di studio, da realizzare nei comuni di Terranova da Sibari, Corigliano-Rossano e Spazzano Albanese (CS) alle località "Masseria Tarsi", "Apollinara" e "Casa Tarsia", è costituito da 12 aerogeneratori della potenza individuale nominale di 5.8 MW per una potenza totale complessiva di 70 MW.

Nel presente documento, a seguito di una breve descrizione del fenomeno di Shadow Flickering, viene riportato 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.

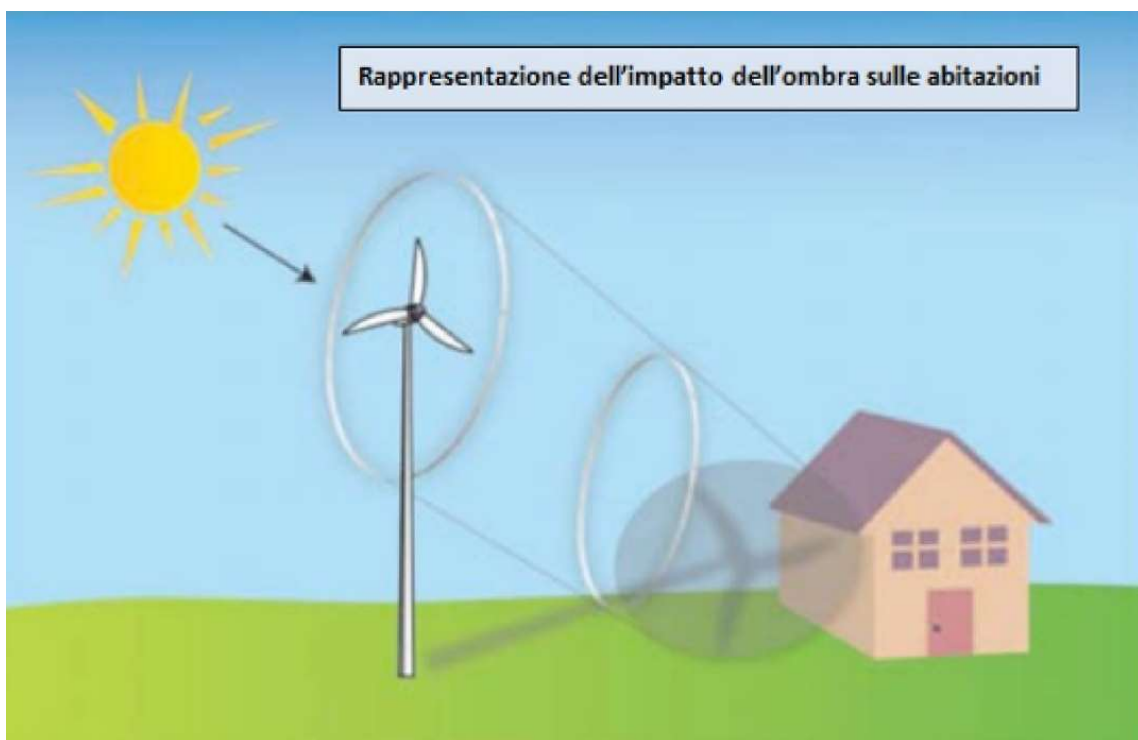
Tutti gli aspetti appena elencati sono trattati all'interno di WindPRO, un software di simulazione specifico del campo eolico che viene incontrato in varie fasi della progettazione, incluso la quantificazione del fenomeno di Shadow Flickering tramite il modulo chiamato SHADOW.

1. INTRODUZIONE

Un aerogeneratore è costituito da un rotore, composto da tre pale, che ruota attorno al proprio asse. A causa di questa rotazione, l'ombra generata dal rotore intermittente, genera 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.

Poiché 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.



2. 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 questione. 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 Calabria in materia di impianti eolici fa riferimento al *D.G.R. n. 55 del 30/01/2006*, recante le *Linee Guida con gli "Indirizzi per l'inserimento degli impianti eolici sul territorio regionale"* secondo le quali vengono disciplinate le modalità di rilascio dei titoli autorizzativi per l'installazione e l'esercizio di impianti da fonti rinnovabili, per gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, nonché delle opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla loro costruzione ed esercizio. Sebbene all'interno delle citate Linee Guida manchi un preciso riferimento normativo sull'effetto shadow-flickering il rispetto delle distanze e l'attenta valutazione progettuale garantiranno comunque la tutela degli eventuali residenti dai possibili effetti negativi del fenomeno analizzato nella presente relazione e comunque mai superiore al parametro internazionale di qualità ovvero 30 ore annue.

3. IL PROGETTO

3.1. Inquadramento territoriale e progettuale

L'area interessata dalla realizzazione del progetto è totalmente destinata ad uso agricolo e si stanZIA al di fuori dei centri abitati limitrofi, in particolare, fuori dai centri abitati di Terranova da Sibari, Corigliano-Rossano e Spezzano Albanese (CS) ove appunto ricadono tutti gli aerogeneratori, essa presenta una variabilità topografica e altimetrica abbastanza omogenea attestandosi ad una quota media di circa 70 m slm.

La zona prevista per la realizzazione del parco eolico è situata rispettivamente a circa 3 km e 4 km, in direzione nord-est, dai centri abitati dei comuni di Terranova da Sibari e di Spezzano Albanese (CS).

L'impianto di progetto si costituisce di 12 aerogeneratori modello Siemens-Gamesa SG170 della potenza nominale di 5.8 MW per una potenza totale complessiva di 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.

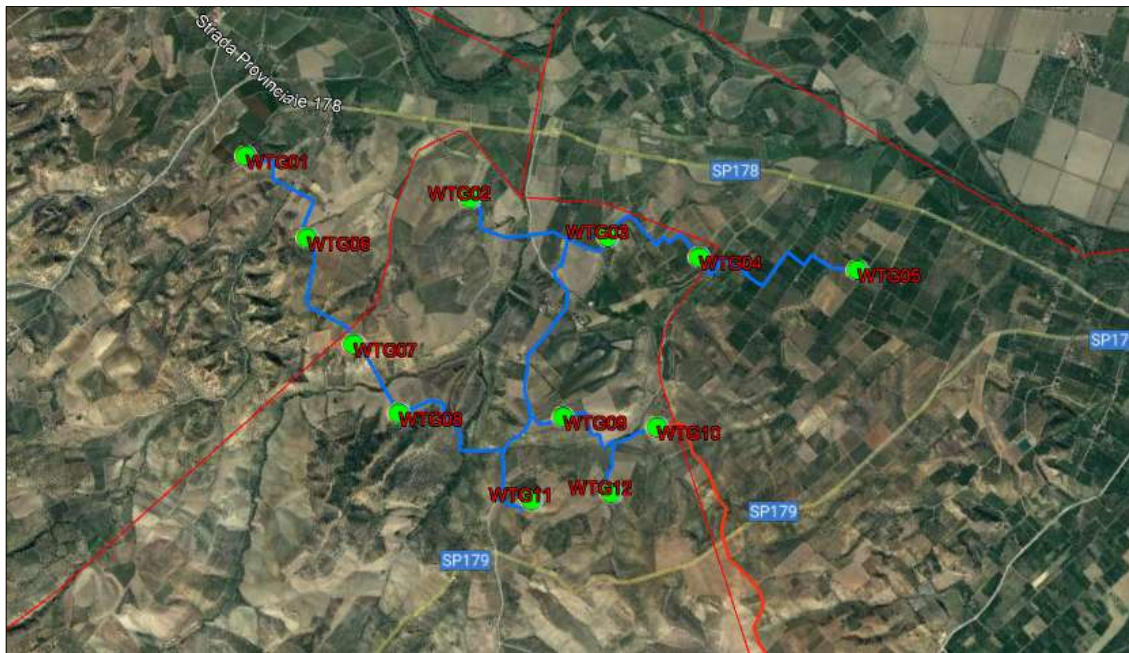


Figura 1: inquadratura territoriale dell'area da destinare alla realizzazione del parco eolico

Nello studio del fenomeno di Shadow Flickering la sorgente dell'ombreggiamento è data dagli aerogeneratori stessi: il modello di aerogeneratore scelto per l'impianto in esame è il modello Siemens-Gamesa SG170 con diametro del rotore di 170 m e altezza al mozzo di 135 m.

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

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

	UTM WGS 84 Lon. Est [m]	UTM WGS84 Lat. Nord [m]	Modello WTG	P [kW]	H slm [m]	H mozzo slt [m]
WTG01	614961	4395479	Siemens- Gamesa SG170	5'800	63.3	135
WTG02	616466	4395571			38.8	
WTG03	617409	4395546			44.5	
WTG04	618023	4395566			56.0	
WTG05	619050	4395741			38.6	
WTG06	615497	4395055			78.8	
WTG07	615977	4394456			118.8	
WTG08	616383	4394093			92.6	
WTG09	617428	4394333			86.1	
WTG10	618037	4394420			63.1	

WTG11	617366	4393761			112.1	
WTG12	617857	4393932			74.4	

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

3.2. Ricettori interessati

Essendo l'area destinata alla realizzazione del progetto ad uso agricolo e stanziata al di fuori dei centri abitati dei comuni di Terranova da Sibari e Spezzano Albanese (CS), la maggior parte dei fabbricati individuati nell'area sono di tipo produttivo, trattandosi di capanni e depositi connessi ad attività agricole, ed utilizzati come ricovero per mezzi e materiali.

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

Si riporta in seguito la vista aerea dell'area (Figura 8) con l'individuazione di tutti i recettori considerati 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).

4. 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 genera la proiezione dell'ombra della turbina stessa sull'area strettamente afferente il parco eolico.

Tale fenomeno è più marcato 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 appunto:

- 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 appena elencate rappresentano anche il caso peggiore (*worst case*) che non solo identificano il fenomeno di ombreggiamento ma ne consentono anche una sovrastima

poiché nella realtà (*real case*) il fenomeno si verifica con minor “frequenza” a causa di una serie di fattori che agisce sulla percettibilità dello stesso andando a ridurre quella che è l’entità dell’impatto calcolato. Nel dettaglio tali fattori 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 arrecare all’uomo è strettamente 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 superiore a 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 conseguentemente più elevata velocità di rotazione. Le attuali turbine 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 motivo di fastidio, ma non costituisce una minaccia per la salute.*

Il fenomeno di Flickering può essere tranquillamente modellato e previsto con un dettaglio del minuto essendo in possesso di alcune informazioni quali:

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

Dai risultati ottenuti sarà possibile disporre le turbine di modo che il numero di ore all'anno per ciascun recettore sensibile non superi una certa soglia massima.

Da una stima effettuata su base annuale è stato possibile dedurre come le ore di ombra siano minori all'aumentare della distanza del pilone secondo una particolare geometria dettata dalla posizione geografica; come è visibile 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.

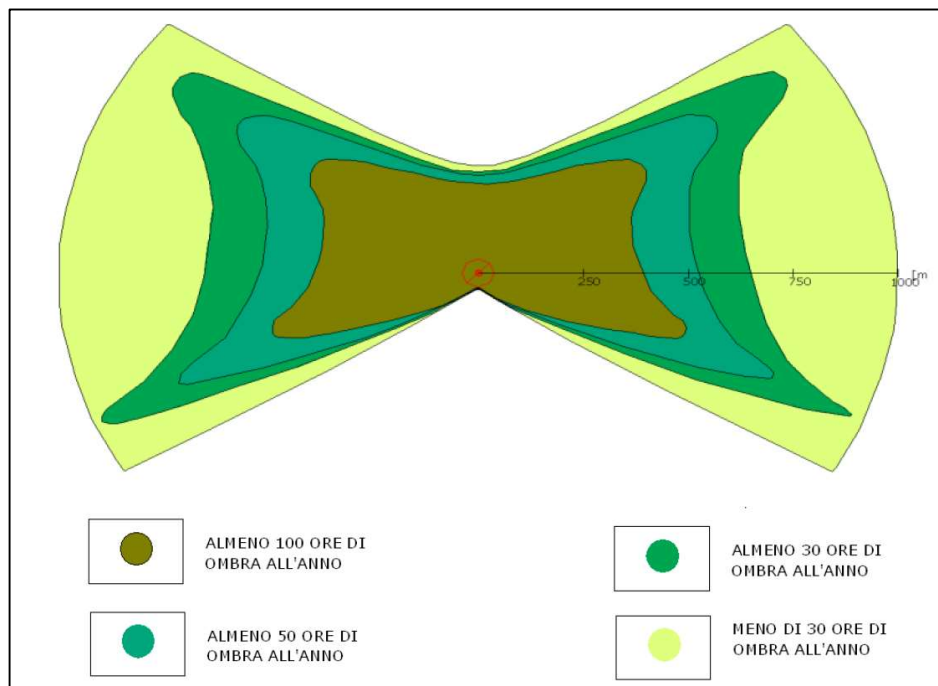


Figura 2: schema rappresentativo dell'evoluzione annuale tipo dell'ombra di un aerogeneratore

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”.

4.1 Metodologia di analisi

Per l'ottenimento dei risultati si è utilizzato un software specifico per la progettazione eolica WindPRO che, costituito da una serie di moduli, riesce a 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.

I dati utilizzati come input sono:

- ▲ 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 selezionare la modalità “Green house” dando al recettore le caratteristiche di una “serra” che riceve ombra da qualunque direzione in quanto completamente esposto al fenomeno dell'ombra intermittente.

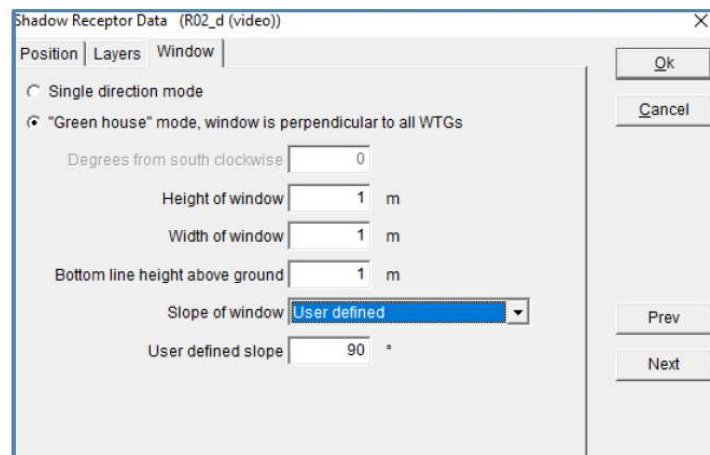


Figura 3: finestra di input delle caratteristiche del recettore

Lo schema di calcolo del modulo SHADOW è illustrato in Figura 4.

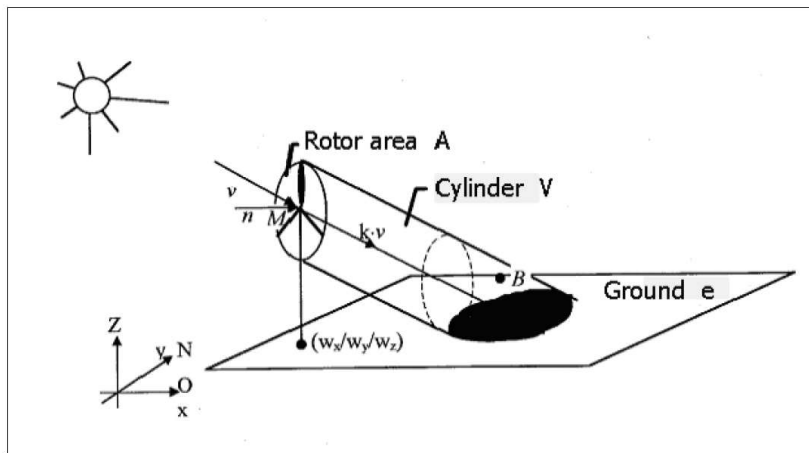


Figura 4: schema di calcolo del modulo SHADOW

C'è da considerare inoltre che il software tiene anche conto della presenza di eventuali elementi digitalizzati come “ostacoli” e che vanno dunque a diminuire l'intensità del fenomeno (Figura 5).

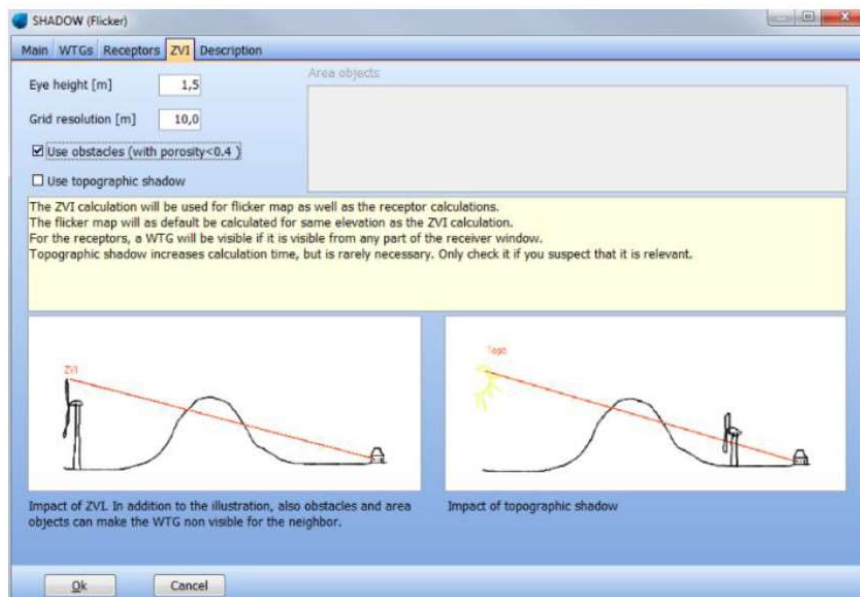


Figura 5: opzione ZVI disponibile per gli ostacoli naturali ed artificiali digitalizzati nel modello

Ovviamente alla base del calcolo vengono assunte come condizioni quelle rappresentative del *worst case* precedentemente descritto e che sottintende:

- 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.

Per 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.

Si confrontano poi i risultati derivanti dal worst case con quelli del *real case* che consente 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.

4.2 Dati di Input

Il modello per la simulazione dell'impianto con il modulo SHADOW è stato dunque 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.

DTM

Il modello digitale del terreno è stato direttamente ricavato dai dati disponibili online verificando che combaciasse con le curve di livello tracciate e visibili su carta IGM 1:25'000 (Figura 6).

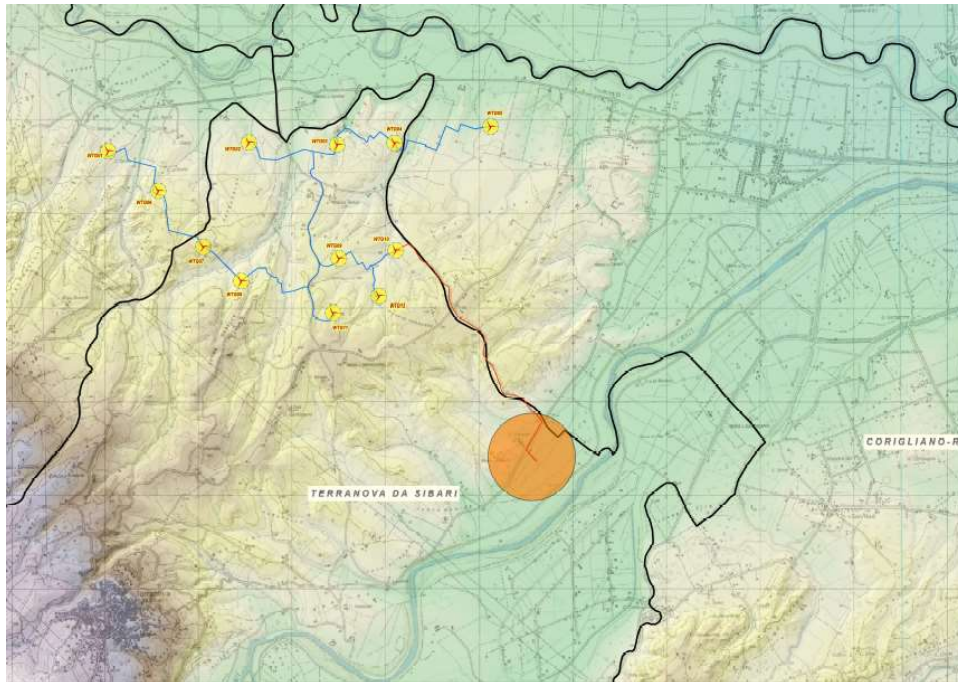


Figura 6: modello digitale del terreno (DTM) per l'area di realizzazione del parco

SHADOW RECEPTORS

Le coordinate di tutti gli Shadow Receptors rappresentati in Figura 7 e Figura 8 sono riportate in

Tabella 2 assieme alle caratteristiche dimensionali delle stesse (digitalizzate secondo le modalità illustrate in Figura 3). Si precisa che sono tutti stati acquisiti in modalità "Green house" di modo da porsi a vantaggio 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.

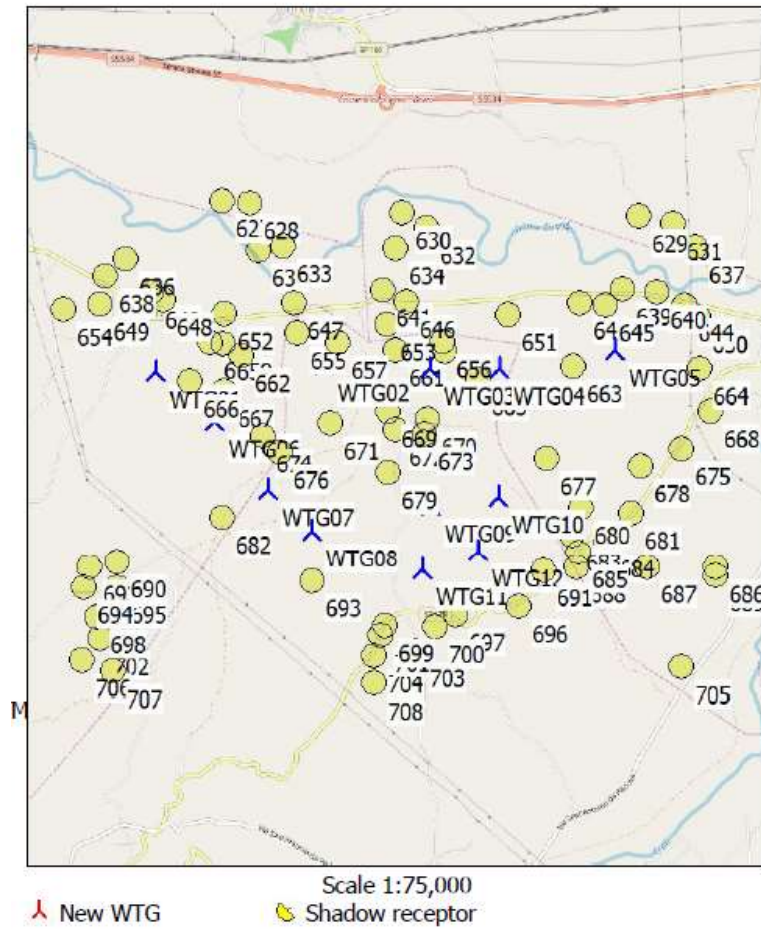


Figura 7: rappresentazione delle WTG e degli Shadow Receptor (WindPRO)



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

No	Easting	Northing	Z	Width	Height	Elevation	Slope of window	Direction mode	Eye height
			(m)	(m)	(m)	(m)	(°)		(m)
627	615,539	4,397,010	28,0	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
628	615,778	4,396,986	26,1	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
629	619,246	4,396,930	20,7	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
630	617,139	4,396,924	25,0	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
631	619,553	4,396,869	20,9	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
632	617,359	4,396,789	23,5	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
633	616,076	4,396,617	26,5	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
634	617,086	4,396,613	25,9	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
635	615,861	4,396,574	26,2	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
636	614,683	4,396,483	27,2	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
637	619,758	4,396,659	18,4	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
638	614,499	4,396,324	30,0	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
639	619,116	4,396,277	22,1	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
640	619,421	4,396,258	23,5	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
641	616,973	4,396,238	24,8	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
642	614,918	4,396,193	30,7	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
643	618,736	4,396,150	28,3	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
644	619,667	4,396,143	20,7	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
645	618,967	4,396,134	29,3	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
646	617,191	4,396,135	24,9	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
647	616,18	4,396,117	27,0	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
648	615,023	4,396,120	30,1	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
649	614,459	4,396,073	31,5	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
650	619,796	4,396,042	24,7	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
651	618,098	4,396,036	32,5	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
652	615,564	4,396,008	30,0	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
653	617,016	4,395,938	27,9	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
654	614,131	4,396,024	60,6	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
655	616,215	4,395,846	29,6	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
656	617,51	4,395,792	32,5	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
657	616,584	4,395,767	31,8	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
658	615,445	4,395,746	34,9	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
659	615,563	4,395,735	45,4	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
660	617,537	4,395,705	35,8	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
661	617,092	4,395,701	34,8	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
662	615,727	4,395,640	60,0	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
663	618,683	4,395,587	48,2	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
664	619,811	4,395,585	31,9	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
665	617,836	4,395,454	64,0	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
666	615,266	4,395,408	38,6	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
667	615,577	4,395,322	69,8	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
668	619,915	4,395,211	52,3	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
669	617,039	4,395,158	49,2	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0

670	617,401	4,395,107	68,3	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
671	616,529	4,395,047	76,6	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
672	617,104	4,394,998	73,6	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
673	617,372	4,394,966	71,5	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
674	615,926	4,394,928	76,0	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
675	619,661	4,394,871	64,7	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
676	616,075	4,394,788	83,6	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
677	618,455	4,394,770	74,7	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
678	619,293	4,394,721	69,1	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
679	617,048	4,394,622	80,0	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
680	618,768	4,394,337	80,8	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
681	619,218	4,394,290	83,2	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
682	615,571	4,394,203	109,4	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
683	618,693	4,394,086	113,4	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
684	618,994	4,394,028	107,9	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
685	618,752	4,393,936	125,6	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
686	619,976	4,393,822	33,1	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
687	619,368	4,393,809	96,0	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
688	618,739	4,393,804	132,1	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
689	619,982	4,393,745	36,1	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
690	614,639	4,393,788	130,0	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
691	618,438	4,393,767	128,7	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
692	614,391	4,393,737	140,2	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
693	616,385	4,393,644	152,9	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
694	614,348	4,393,556	139,2	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
695	614,652	4,393,553	99,0	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
696	618,232	4,393,438	139,8	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
697	617,668	4,393,356	136,7	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
698	614,473	4,393,287	131,6	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
699	617,046	4,393,253	141,8	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
700	617,484	4,393,255	140,0	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
701	617,002	4,393,166	138,2	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
702	614,508	4,393,108	147,7	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
703	617,32	4,393,041	144,5	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
704	616,954	4,392,987	139,6	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
705	619,694	4,392,933	30,2	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
706	614,341	4,392,903	167,0	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
707	614,617	4,392,823	154,5	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0
708	616,95	4,392,749	124,7	1,2	1,0	1,0	90,0	Green house mode	2,0

Tabella 2: coordinate geografiche nel sistema UTM WGS84 e caratteristiche dimensionali dei singoli ricettori

WTG

Le coordinate geografiche degli aerogeneratori nel sistema di riferimento UTM WGS84 sono riportate in Tabella 1.

DATI VENTO

I dati vento utilizzati per il calcolo dello Shadow Flickering sono direttamente reperibili su WindPRO e sono afferenti ai dati vento raccolti dal satellite **MERRA-2** (Distribuzione di Weibull riportata in Figura 9) dove l'altezza di riferimento della stazione è 135 m s.l.t. e i dati vento raccolti vanno dal 1° gennaio 1999 al 31 dicembre 2019.

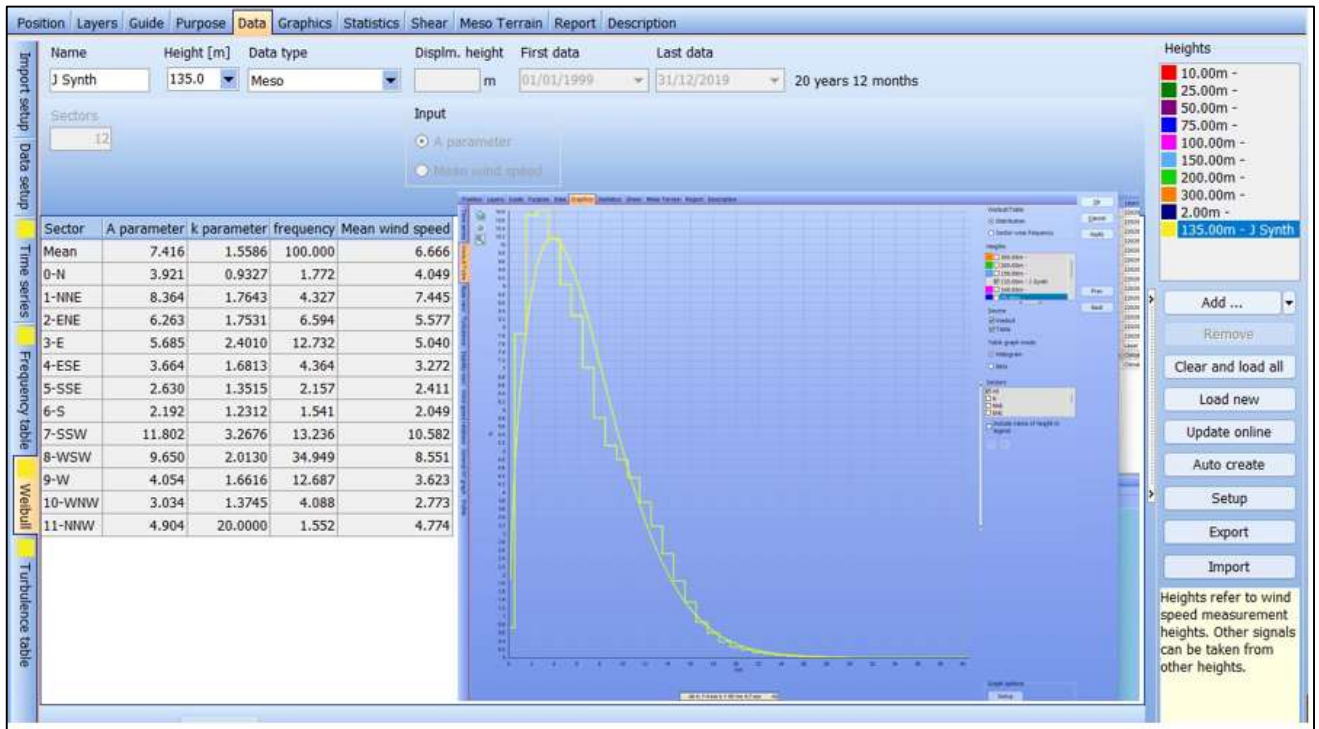


Figura 9: caratteristiche anemologiche della stazione MERRA-2 (Weibull distribution)

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 CALOPEZZATI con distanza di circa 37 km dall'area di progetto, le cui caratteristiche sono riportate in Figura 10.

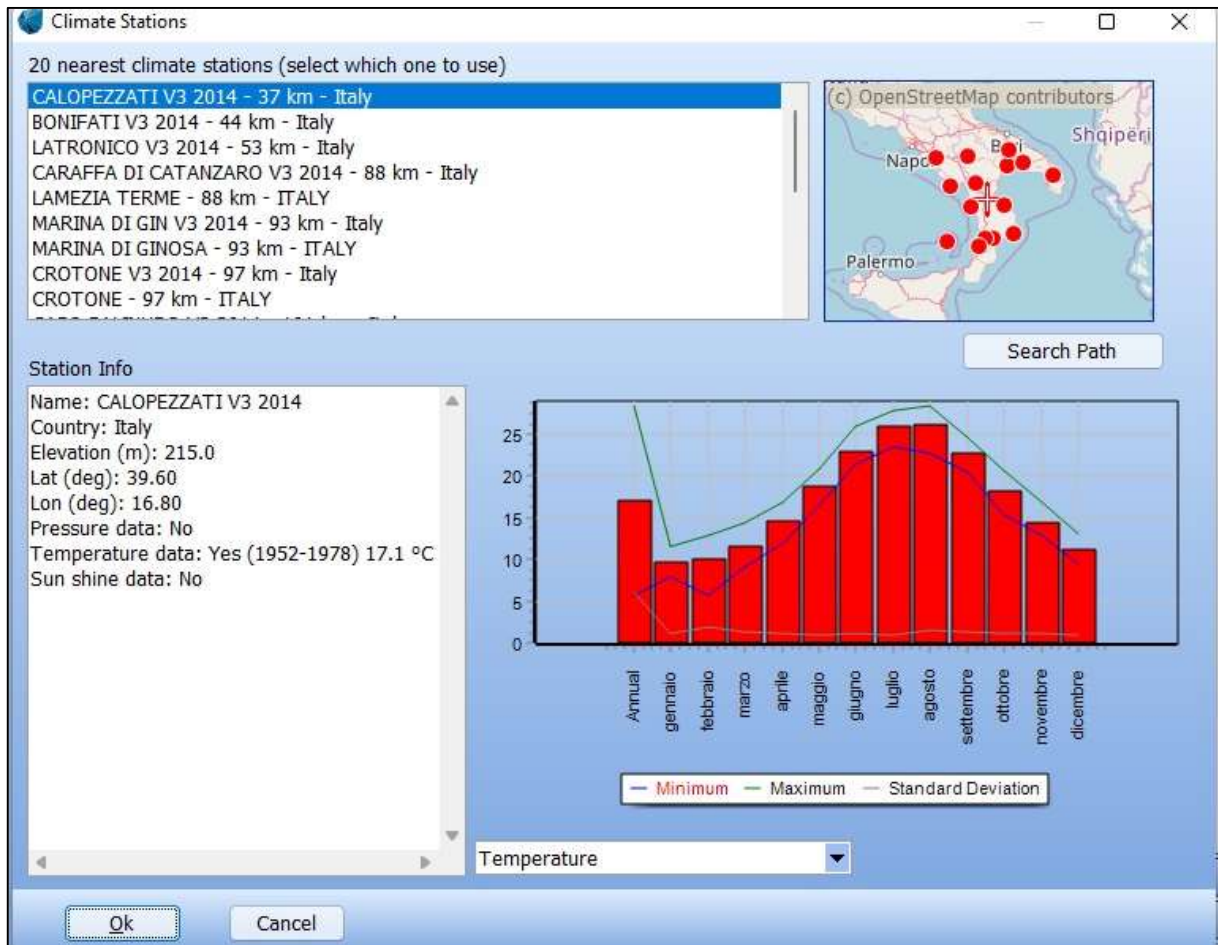


Figura 10: info sulla stazione meteo di Calopezzati utilizzata come *Climate Station*

4.3. REAL CASE

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

Il *worst case* consiste nel considerare la coesistenza di tutti quei fattori (WTG sempre in funzione, assenza di copertura nuvolosa e aerogeneratore che “insegue” il sole) che tendono a sovrastimare le ore di ombreggiamento sui recettori esistenti nell'area come già esposto in dettaglio nel paragrafo “4.1 METODOLOGIA DI ANALISI”.

Per il calcolo del *real case* si tiene invece conto delle 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 analizzato avendo una stima delle ore solari reali. Nel caso specifico si è tenuto conto delle condizioni meteo raccolte dal sito di Calopezzati (Figura 10) che dista dall'area di realizzazione del parco circa 37 km ed è quello che meglio si appresta poiché in possesso di un ampio database oltre che avente caratteristiche morfologiche e climatiche del tutto simili all'area di riferimento.

5. RISULTATI

Vengono qui di seguito riportati i risultati ottenuti, in particolare sono poste a confronto le ore di ombreggiamento ottenute nel worst case con quelle attese (Tabella 3).

Shadow receptor				
No.	Shadow, worst case		Shadow, expected values	
	Shadow hours per year	Shadow days per year	Max shadow hours per day	Shadow hours per year
	[h/year]	[days/year]	[h/day]	[h/year]
627	0:00	0	0:00	0:00
628	0:00	0	0:00	0:00
629	0:00	0	0:00	0:00
630	0:00	0	0:00	0:00
631	1:00	11	0:07	0:19
632	14:28	68	0:20	2:42
633	5:38	26	0:16	0:55
634	0:00	0	0:00	0:00
635	19:05	62	0:23	3:25
636	7:54	38	0:20	1:37
637	0:00	0	0:00	0:00
638	0:00	0	0:00	0:00
639	34:58	92	0:31	11:55
640	59:29	101	0:57	19:16
641	51:04	92	0:42	11:36
642	9:48	36	0:24	2:09
643	170:08	123	2:01	40:33
644	74:40	105	1:00	25:49
645	110:25	133	1:23	27:49
646	130:58	125	1:40	35:23
647	42:47	69	1:00	11:33
648	11:38	38	0:26	2:35
649	32:55	54	0:45	5:08
650	48:48	66	1:08	16:52

651	120:43	160	1:10	36:53
652	111:17	148	1:14	32:43
653	230:30	149	2:16	54:29
654	55:37	96	0:42	10:10
655	270:26	171	2:03	50:16
656	409:45	183	3:00	121:41
657	484:47	192	3:19	159:54
658	102:14	110	1:15	35:14
659	92:46	92	1:33	30:23
660	588:20	233	4:09	201:47
661	280:42	139	3:15	74:57
662	85:07	81	1:39	28:09
663	193:19	181	1:37	80:43
664	70:03	126	0:52	22:32
665	276:34	166	2:53	99:00
666	354:37	274	1:54	88:22
667	425:17	293	2:16	133:16
668	11:44	57	0:18	3:54
669	83:16	188	0:39	33:04
670	51:58	165	0:31	17:19
671	160:40	274	1:29	49:53
672	75:10	187	0:41	19:18
673	100:56	194	1:19	25:17
674	216:03	199	1:47	62:27
675	32:32	144	0:21	10:24
676	287:04	227	2:12	82:39
677	155:11	140	1:27	52:31
678	26:44	83	0:32	9:04
679	288:18	242	2:05	67:29
680	91:56	158	0:54	31:28
681	32:29	98	0:32	10:55
682	45:39	96	0:48	13:23

683	82:26	184	0:44	26:07
684	57:35	174	0:33	17:50
685	45:31	122	0:39	15:10
686	0:00	0	0:00	0:00
687	40:21	157	0:24	12:18
688	55:36	166	0:38	17:41
689	0:00	0	0:00	0:00
690	28:31	96	0:27	12:46
691	137:53	184	1:04	42:26
692	16:55	85	0:20	7:33
693	26:52	88	0:38	10:23
694	8:13	49	0:14	3:48
695	8:00	36	0:20	3:26
696	60:16	102	0:44	17:46
697	1:36	26	0:05	0:25
698	0:00	0	0:00	0:00
699	0:00	0	0:00	0:00
700	0:00	0	0:00	0:00
701	0:00	0	0:00	0:00
702	0:00	0	0:00	0:00
703	0:00	0	0:00	0:00
704	0:00	0	0:00	0:00
705	0:00	0	0:00	0:00
706	0:00	0	0:00	0:00
707	0:00	0	0:00	0:00
708	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.

5.1. Analisi risultati

Come illustrato in Tabella 3 è possibile vedere come vi siano diversi Shadow Receptor interessati dal fenomeno di ombreggiamento per cui il valore di ombreggiamento supera le 30 h nel *real case*; i ricettori maggiormente interessati dal fenomeno in esame sono

rispettivamente i ricettori identificati con i numeri '656', '657', '660', '665' e '667' per i quali il valore di ombreggiamento è uguale o supera il valore numerico di 100 h/anno.

Seppur vero che per gli SR appena elencati il valore qualitativo viene superato è pur da tener in 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.

C'è da tener in conto anche il fatto che il *real case* seppur realistico esegue una sovrastima del fenomeno di ombreggiamento, anche se 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 201:47 h/anno (riferito al ricettore '660' che si colloca nelle vicinanze della WTG03 come illustrato in Figura 11) è in realtà un valore di gran lunga sovrastimato.

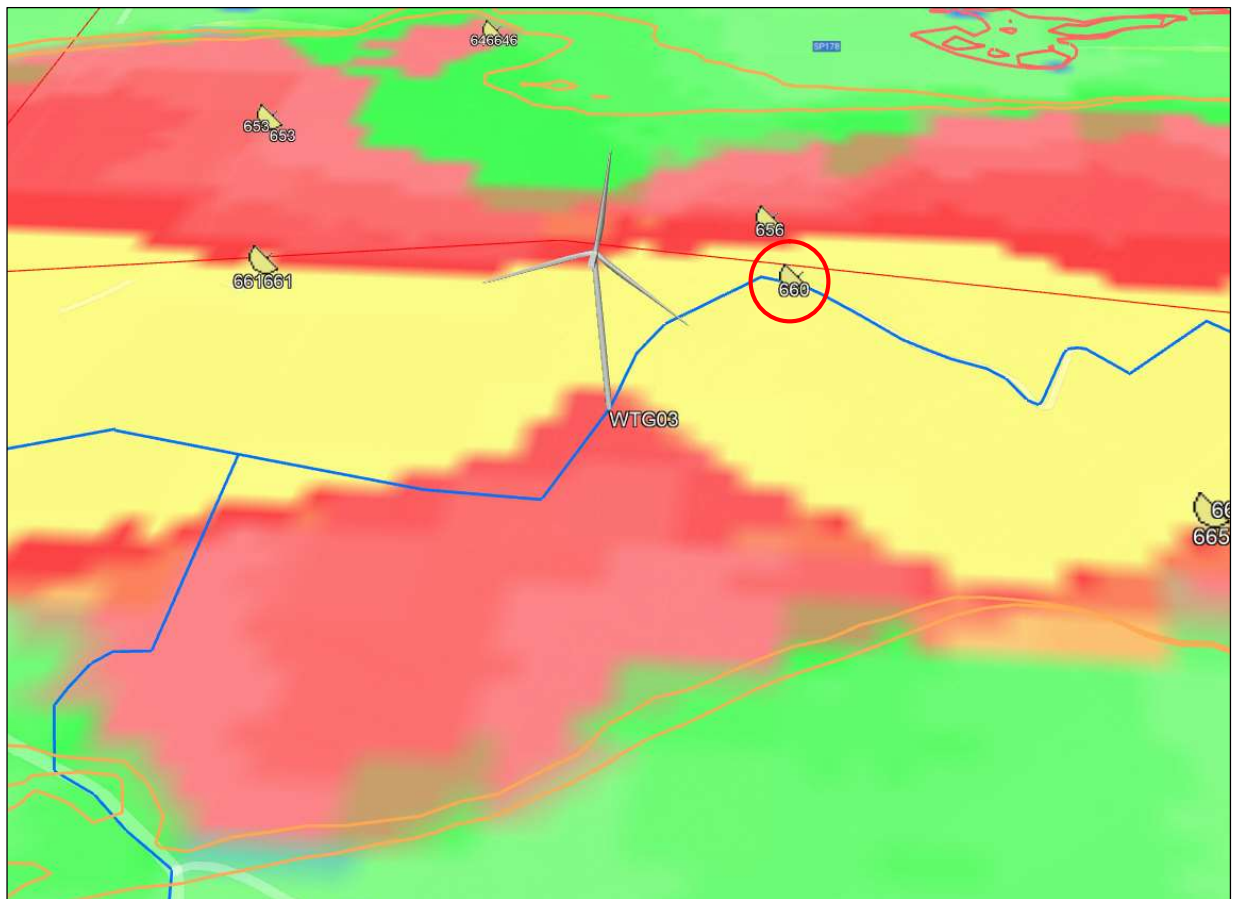


Figura 11: inquadramento sul ricettore 660 soggetto al fenomeno di ombreggiamento da parte della WTG03

Dalla lettura dei dati di CALENDAR (allegato alla relazione) si può vedere l'evoluzione del fenomeno di ombreggiamento nel corso dei 12 mesi, ora per ora e giorno per giorno; si riporta uno spaccato riguardo al ricevitore '660' nella Figura 12 da cui si evince che il fenomeno di ombreggiamento nel giorno 15 gennaio si è verificato per 110 minuti (dalle 13:14 alle 15:04) a carico della WTG03 indicata in parentesi.

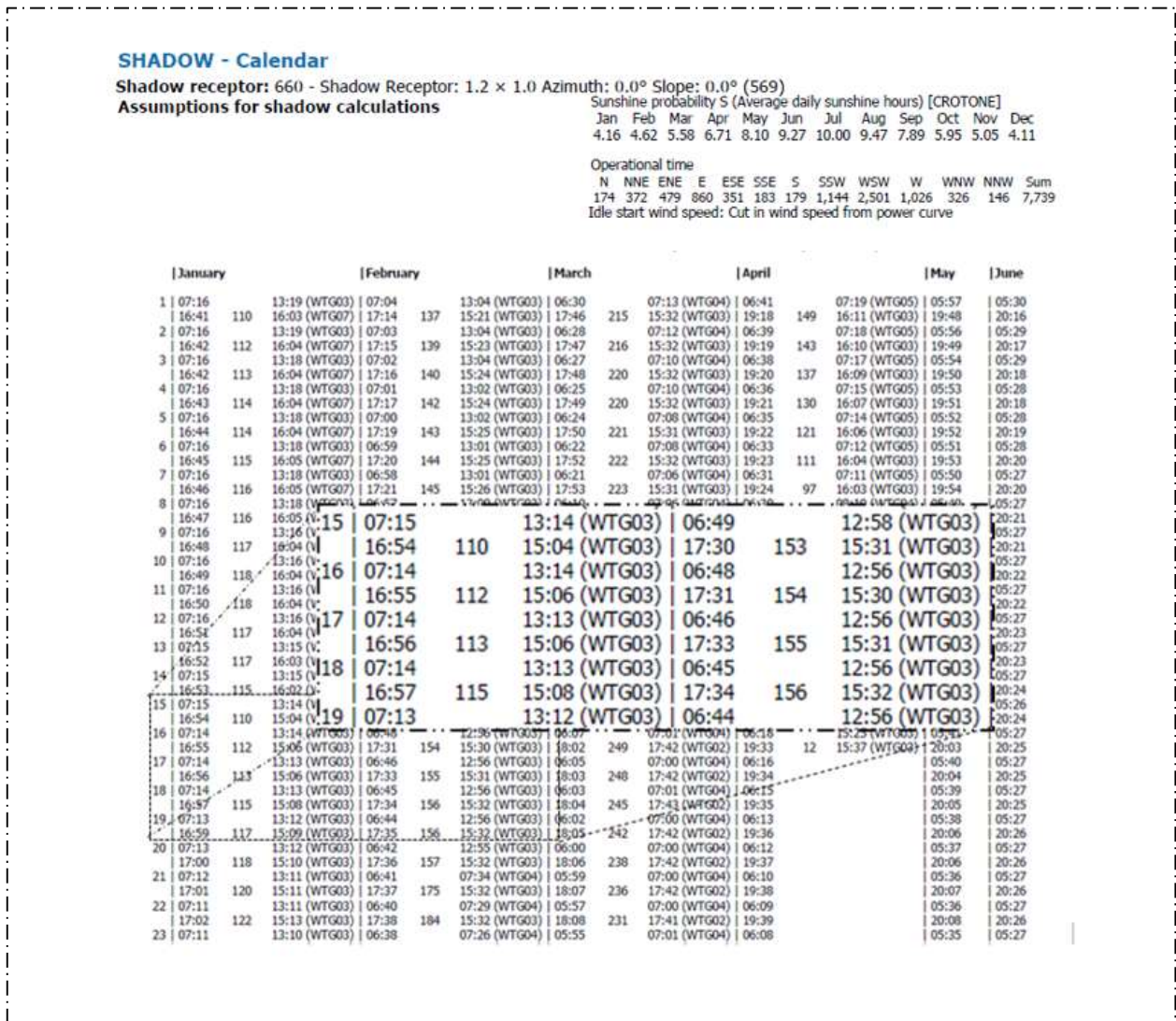


Figura 12: spaccato di CALENDAR relativo allo Shadow Receptor 660.

Si riporta di seguito un esempio (Figura 13) rappresentante i ricettori '659' ed '660' 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 in esempio il ricettore '660' è possibile vedere come il fenomeno sia più intenso nei mesi da gennaio ad aprile e da settembre a dicembre a carico della WTG03 (indicata nella colorazione in blu), dalle 13:00 alle 16:00 e nei mesi di marzo- aprile e settembre-ottobre a carico delle WTG02 e WTG04 (indicate rispettivamente nelle colorazione in giallo e grigio), rispettivamente dalle 07:00 alle 09:00 e dalle 17:00 alle 18:00.

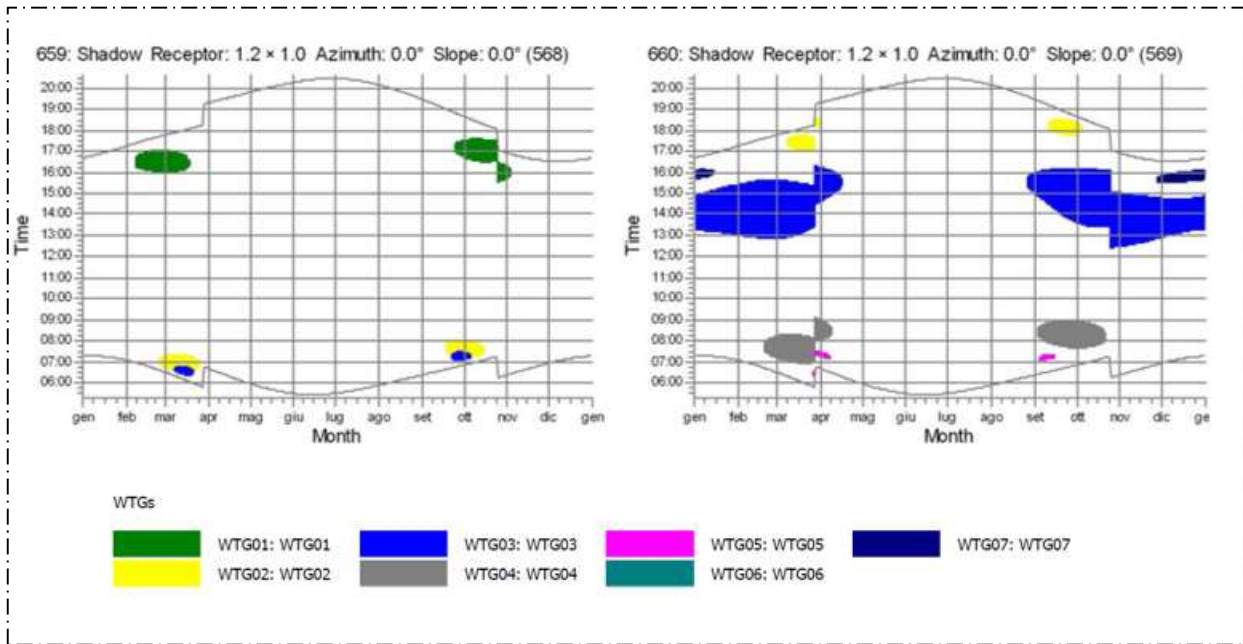


Figura 13: riquadro preso dal CALENDAR grafico e relativo ai ricettori '659' ed '660'

È possibile altresì visualizzare il *CALENDAR* espresso in funzione non del ricettore ma della turbina, per cui, per ciascuna WTG sarà possibile vedere sempre in funzione del giorno e del mese vedere l'estensione del fenomeno e su quale ricettore si esplica.

Per esempio, nel riquadro afferente alla WTG02 è possibile vedere come la WTG in esame il giorno 1° luglio sia stata responsabile del fenomeno di ombreggiamento dalle 19:32 alle 20:02.

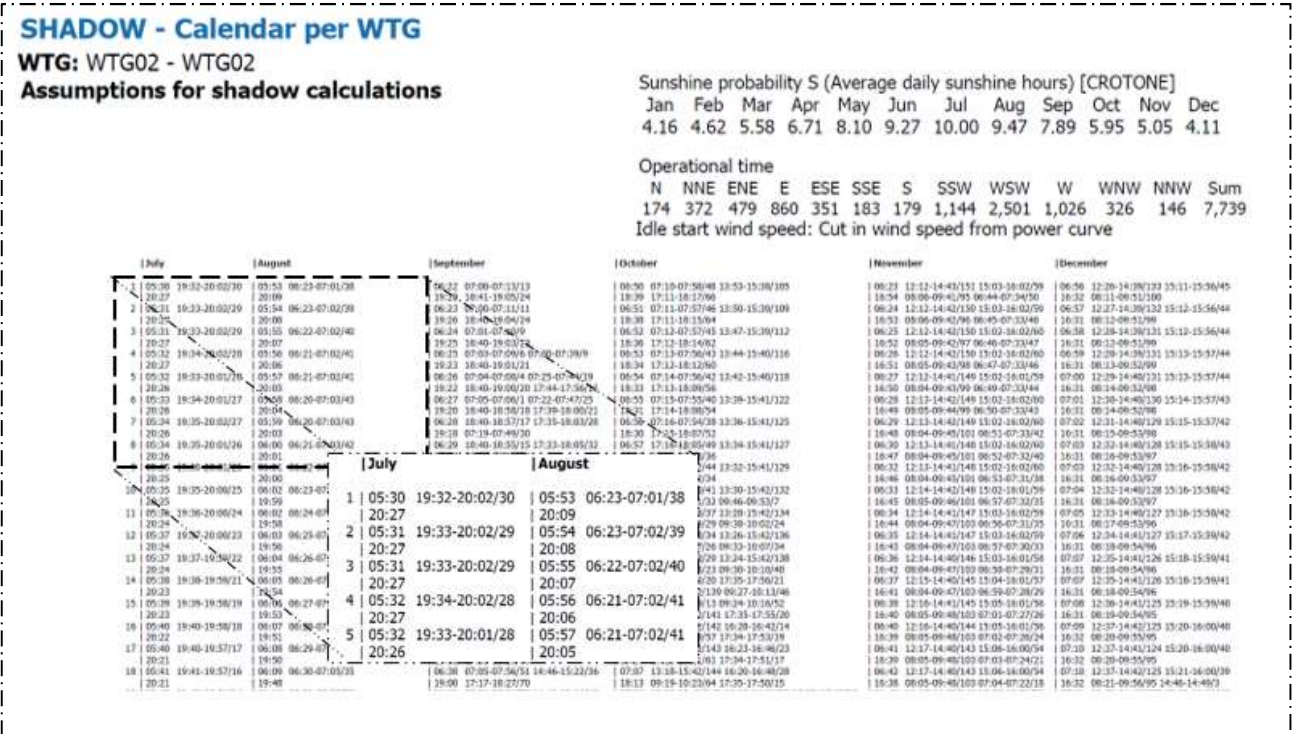


Figura 14: riquadro preso dal CALENDAR per WTG in questo caso in riferimento alla WTG02

Stessa cosa è possibile vederla 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.

Nella Figura 15 è possibile vedere come per la WTG08 il fenomeno interessa i ricettori:

- '679' nei mesi da Gennaio a Febbraio e poi nei mesi da Novembre a Dicembre dalle 15:00 alle 16:00;
- '682' nei mesi da Marzo ad Aprile e poi nei mesi da Settembre a Ottobre nella fascia oraria dalle 6:00 alle 07:00 e dalle 7:00 alle 8:00;
- '692' nel mese di Aprile e poi nel mese di Settembre nella fascia oraria dalle 06:00 alle 07:00;
- '695' nei mesi da Maggio a Giugno e poi nel mese di Agosto nella fascia oraria dalle 06:00 alle 07:00;
- '696' nel mese di Maggio e poi nei mesi da Luglio ad Agosto nella fascia oraria dalle 19:00 alle 20:00;
- '697' nei mesi da Giugno a Luglio nella fascia oraria dalle 19:00 alle 20:00.

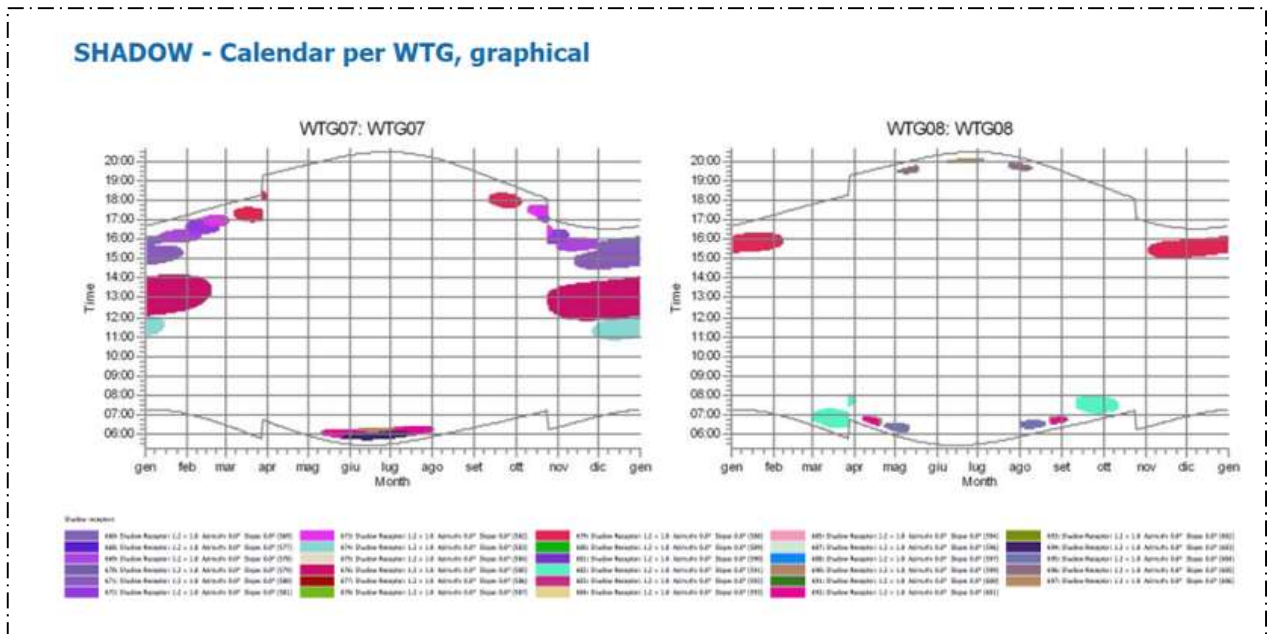


Figura 15: riquadro ripreso dal CALENDAR grafico per WTG e in questo caso riferito alle WTG07 e WTG08

Viene infine riportata sull'ultima pagina di SHADOW una mappa (Figura 16) in cui è visibile la condizione di worst case per cui è possibile, a colpo d'occhio, tramite 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 maggiore di 100 h/anno.

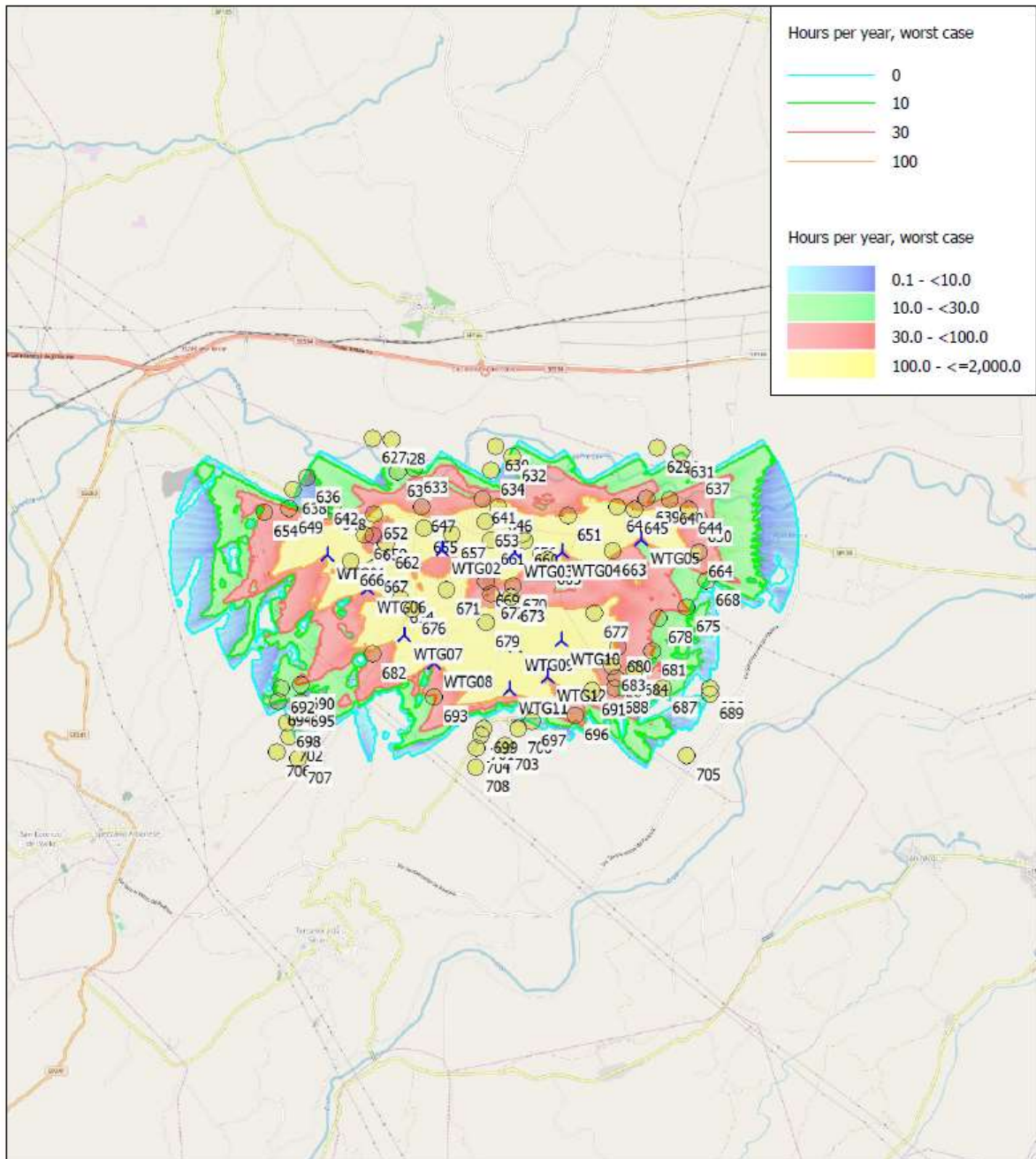


Figura 16: mappa del worst case

6. CONCLUSIONI

In assenza di prescrizioni di livello nazionale, il layout dell'impianto eolico è stato definito in modo tale da rispettare i requisiti di sicurezza della normativa regionale anche in riferimento allo Shadow Flickering. Tale normativa non prevede limiti all'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 confrontare con quella considerata in letteratura come accettabile.

Lo studio è stato condotto in maniera cautelativa, escludendo 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, ed in particolare a quella Tedesca che fissa un parametro di qualità pari a **30 ore annue**.

Nel caso in questione, vi sono ben 23 ricettori che superano il parametro di qualità il che, rimarcando l'entità sovrastimata del fenomeno (in quanto non si è tenuto conto di tutti quegli elementi quali alberi, siepi e arbusti vari che possono andare ad ammortizzare l'entità del fenomeno), fa sì che esso possa essere identificato come fenomeno dall'entità modesta e poco intensa.

Chiaramente è possibile che anche le strade comunali e provinciali presenti possano essere colpite dal fenomeno di ombreggiamento ma in tal caso il fenomeno non arreca danno alcuno visto che verrà percepito per brevi istanti oltreché in movimento, al passaggio delle auto. Si sarebbe altresì tenuto conto nel calcolo di altre turbine qualora fossero state presenti poiché avrebbero rappresentato un'entità cumulativa per la valutazione dell'entità del fenomeno.

Considerando dunque le ipotesi cautelative sopra evidenziate, porta a concludere che non solo la distanza tra gli aerogeneratori ed i ricettori, ma anche l'impatto complessivo del fenomeno risulta in termini assoluti ridotto ed in linea con la best practice di settore.