



Regione Umbria

Regione Umbria
Provincia di Perugia
Comuni di Nocera Umbra, Valtopina e Foligno



Impianto Eolico denominato “Monte Busseto” ubicato nel comune di Nocera Umbra (PG) e Valtopina (PG) costituito da 10 (dieci) Aerogeneratori di potenza nominale massima 4.32 MW per un totale di 43,20 MW con relative opere connesse ed infrastrutture indispensabili nei comuni di Nocera Umbra, Valtopina e Foligno (PG)

Titolo:

RELAZIONE DI SHADOW FLICKERING

Numero documento:

Commessa						Fase	Tipo doc.	Prog. doc.				Rev.	
2	3	4	3	0	4	D	R	0	3	0	3	0	0

Proponente:

FRI-EL

FRI-EL S.p.A.
Piazza della Rotonda 2
00186 Roma (RM)
fri-elspa@legalmail.it
P. Iva 01652230218
Cod. Fisc. 07321020153

PROGETTO DEFINITIVO

Progettazione:



PROGETTO ENERGIA S.R.L.

Via Cardito, 202 | 83031 | Ariano Irpino (AV)
Tel. +39 0825 891313
www.progettoenergia.biz | info@progettoenergia.biz



SERVIZI DI INGEGNERIA INTEGRATI
INTEGRATED ENGINEERING SERVICES

Progettista:



Sul presente documento sussiste il DIRITTO di PROPRIETA'. Qualsiasi utilizzo non preventivamente autorizzato sarà perseguito ai sensi della normativa vigente

REVISIONI	N.	Data	Descrizione revisione	Redatto	Controllato	Approvato
	00	05.06.2023	EMISSIONE PER AUTORIZZAZIONE	C. ELIA / R. DI PIETRO	G. LO RUSSO	M. LO RUSSO

--	--	--	--	--	--

INDICE

1.	SCOPO	3
2.	CENNI SUL FENOMENO DELLO SHADOW FLICKERING	3
3.	CALCOLO DELLO SHADOW FLICKERING	5
3.1	CONFIGURAZIONE D'IMPIANTO	5
3.2	INDIVIDUAZIONE DEI RICETTORI	6
3.3	METODOLOGIA DI CALCOLO	8
3.4	RISULTATI.....	10
4.	CONCLUSIONI.....	17
5.	ALLEGATI.....	17

1. SCOPO

Scopo del presente documento è la valutazione dell'eventuale impatto generato dallo shadow-flickering (letteralmente ombreggiamento intermittente), finalizzata all'ottenimento dei permessi necessari per la costruzione e per l'esercizio dell'impianto di produzione di energia rinnovabile da fonte eolica denominato "Monte Busseto" ubicato nei comuni di Nocera Umbra (PG) e Valtopina (PG), costituito da 10 (dieci) aerogeneratori di potenza nominale massima 4,32 MW per un totale di 43,20 MW, con relative opere connesse ed infrastrutture indispensabili nei comuni di Nocera Umbra (PG), Valtopina (PG) e Foligno (PG), collegato in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE), sita nel comune di Nocera Umbra, da inserire in entra-esce alla linea RTN a 132 kV "Nocera Umbra – Gualdo Tadino".

Il tipo di aerogeneratore previsto per l'impianto in oggetto (aerogeneratore di progetto) è ad asse orizzontale con rotore tripala e una potenza massima di 4,32 MW, avente le caratteristiche principali di seguito riportate:

- rotore tripala a passo variabile, di diametro massimo pari a 155 m, posto sopravvento;
- alla torre di sostegno, costituito da 3 pale generalmente in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro e da mozzo rigido in acciaio;
- navicella in carpenteria metallica con carenatura in vetroresina e lamiera, in cui sono collocati il generatore elettrico, il moltiplicatore di giri, il convertitore elettronico di potenza, il trasformatore BT/MT e le apparecchiature idrauliche ed elettriche di comando e controllo;
- torre di sostegno tubolare troncoconica in acciaio;
- altezza complessiva massima fuori terra dell'aerogeneratore pari a 180,00 m;
- diametro massimo alla base del sostegno tubolare: 4,80 m;
- area spazzata massima: 18.869 m².

Ai fini degli approfondimenti progettuali e dei relativi studi specialistici, si sono individuati alcuni specifici modelli commerciali di aerogeneratore ad oggi esistenti sul mercato, idonei ad essere conformi all'aerogeneratore di progetto.

Nello specifico i modelli di aerogeneratore considerati risultano i seguenti:

1. Vestas V136– HH 112m – limitata a 4,32 MW,
2. Vestas V150– HH 105m – limitata a 4,32 MW,
3. Nordex N149 – HH105m – limitata a 4,32 MW,
4. Siemens Gamesa SG155 - HH 102,5m – limitata a 4,32 MW,
5. General Electric GE137 – HH 111,5m – 4,0 MW.

Le caratteristiche di dettaglio del modello commerciale più sfavorevole, utilizzate al fine di redigere il presente studio, sono quelle dell'aerogeneratore tipo Siemens Gamesa SG155 - HH 102,5m.

2. CENNI SUL FENOMENO DELLO SHADOW FLICKERING

Lo shadow-flickering (letteralmente ombreggiamento intermittente) è l'espressione comunemente impiegata per descrivere una variazione periodica dell'intensità luminosa osservata. Tale effetto (stroboscopico) è causato dalla proiezione, su una generica superficie, dell'ombra indotta da oggetti in movimento. Nel caso specifico di un impianto eolico tale fenomeno è generato dalla proiezione, al suolo o su un ricettore (abitazione), dell'ombra prodotta dalle pale in rotazione degli aerogeneratori allorché il sole si trova alle loro spalle (cfr. figura successiva).

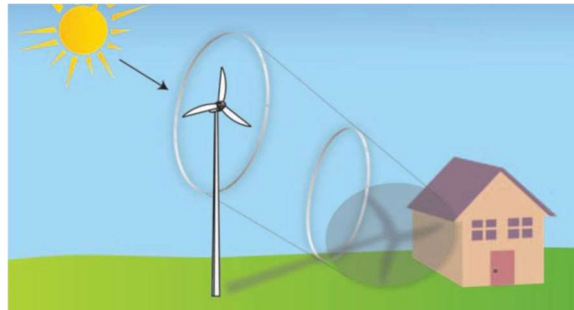


Figura 1 - Rappresentazione schematica del fenomeno dello shadow flicker

Il fenomeno, dal punto di vista di un potenziale ricettore, si traduce in una variazione alternata e ciclica di intensità luminosa che, a lungo andare, può provocare fastidio agli occupanti delle abitazioni le cui finestre risultano esposte al fenomeno stesso. Il fenomeno, ovviamente, risulta assente sia quando il sole è oscurato da nuvole o dalla nebbia, sia quando, in assenza di vento, le pale dell'aerogeneratore non sono in rotazione.

In particolare, le frequenze che possono provocare un senso di fastidio sono comprese tra i 2,5 ed i 20 Hz (Verkuijlen and Westra1984), e, l'effetto sugli individui è simile a quello che si sperimenterebbe in seguito alle variazioni di intensità luminosa di una lampada ad incandescenza a causa di continui sbalzi della tensione della rete di alimentazione elettrica.

I più recenti aerogeneratori tripala operano ad una velocità di rotazione inferiore ai 35 giri al minuto, corrispondente ad una frequenza di passaggio delle pale sulla verticale inferiore a 1,75 Hz, minore, quindi, della frequenza critica di 2,5 Hz. Inoltre, i generatori di grande potenza (dal MW in su) raramente superano la velocità di rotazione di 20 giri al minuto, corrispondente a frequenze di passaggio delle pale ampiamente minori di quelle ritenute fastidiose per la maggioranza degli individui.

Tale fenomeno, se sperimentato da un ricettore per periodi di tempo prolungati, può generare un disturbo, nelle seguenti condizioni:

- presenza di un livello sufficiente di intensità luminosa, ovvero in condizioni di cielo sereno sgombro da nubi ed in assenza di nebbia e con sole alto rispetto all'orizzonte;
- assenza di ostacoli sulla congiungente ricettore - aerogeneratore: la presenza di vegetazione e/o edifici interposti l'ombra generata da questi ultimi annullerebbe il fenomeno. Quindi, condizione favorevole affinché il fenomeno in esame si verifichi, è quella rappresentata dall'orientamento perpendicolare delle finestre di un'abitazione rispetto alla linea congiungente il ricettore all'aerogeneratore in assenza di ostacoli fisici (alberi, altri edifici ecc...);
- orientamento perpendicolare del rotore rispetto alla congiungente sole - ricettore: infatti, quando il piano del rotore è perpendicolare alla linea sole-ricettore, l'ombra proiettata dalle pale risulta muoversi all'interno di un "disco" che induce un effetto non trascurabile di shadow flickering; viceversa, nel caso in cui il piano del rotore risulti essere in linea con il sole ed il, l'ombra proiettata risulterebbe molto assottigliata e di bassa intensità per cui l'effetto di shadow flickering sarebbe del tutto trascurabile.

Inoltre, affinché lo shadow flickering, abbia un'intensità non trascurabile è necessario che:

- la posizione del sole sia tale da produrre una luminosità sufficiente; tale condizione corrisponde, per la latitudine di progetto, in un'altezza del sole sull'orizzonte dell'ordine di almeno 10÷15 gradi;
- le pale del rotore siano ovviamente in rotazione;
- l'aerogeneratore ed il potenziale ricettore non siano troppo distanti: infatti, le ombre proiettate in prossimità dell'aerogeneratore risultano di maggiore intensità rispetto a quelle proiettate ad una distanza crescente. Tale condizione deriva dal fatto che in presenza di un ricettore molto prossimo all'aerogeneratore, una porzione ampia di pala copre il disco solare così come osservato dal punto di vista del ricettore stesso, e, quindi, l'intensità del flicker risulta maggiormente percepibile. All'aumentare della distanza tra aerogeneratore e ricettore, le pale, durante il loro moto di rotazione, andranno a coprire una porzione sempre più piccola del disco solare, inducendo un effetto di flicker di minore intensità.

Alla luce di quanto sopra esposto, le relazioni spaziali tra un aerogeneratore ed un ricettore (abitazione), così come la direzione del vento risultano essere fattori chiave per la durata del fenomeno di shadow flicker. Per distanze dell'ordine dei 300-400 m, il fenomeno in esame potrebbe verificarsi all'alba oppure al tramonto, ovvero in quelle ore in cui le ombre risultano molto lunghe e la radiazione

diretta è di minore intensità per effetto della piccola elevazione solare. Al di là di una certa distanza l'ombra smette di essere un problema perché il rapporto tra lo spessore della pala ed il diametro apparente del sole diventa molto piccolo. Quindi, come è facile immaginare, la condizione più penalizzante corrisponde al caso in cui il piano del rotore risulta ortogonale alla congiungente ricettore – sole; infatti, in tali condizioni, l'ombra proiettata darà origine ad un cerchio di diametro pari a quello del rotore del generatore eolico.

Sebbene il fenomeno possa essere percepito anche all'esterno, esso risulta evidente e fastidioso in quegli ambienti con finestrate rivolte verso le ombre. In generale, l'area soggetta a shadow flicker non si estende oltre i 500 m dall'aerogeneratore e le zone a maggiore impatto ricadono entro i 300 - 400 m di distanza dalle macchine; il flickering, se presente, non supera in genere i 30/40 minuti di durata potenziale nell'arco di una giornata.

L'intensità del fenomeno è definita come la differenza di luminosità che si percepisce in presenza ed in assenza di flickering in una data posizione.

In definitiva, si può affermare che:

- avendo le pale una forma rastremata con lo spessore che cresce verso il mozzo; il fenomeno risulterà tanto più intenso quanto maggiore sarà la porzione di disco solare coperta dalla pala stessa e quanto minore la distanza dal ricettore;
- l'intensità del flickering sarà minima quando l'ombra prodotta è generata all'estremità delle pale;
- maggiori distanze tra generatore e ricettore determinano ombre meno nette; in tal caso l'effetto flickering risulterà meno intenso e distinto.

3. CALCOLO DELLO SHADOW FLICKERING

3.1 CONFIGURAZIONE D'IMPIANTO

Il Progetto prevede l'installazione di n. 10 aerogeneratori per una potenza massima di 43,20 MW. La disposizione prevista per le turbine è riportata nella tabella 1.

AEROGENERATORE	COORDINATE AEROGENERATORE UTM (WGS84) - FUSO 33		Altitudine [m]
	Long. E [m]	Lat. N [m]	
WTG VT01	321.065	4.769.197	1033,30
WTG VT02	320.785	4.769.791	1082,10
WTG NU03	320.863	4.770.532	1078,90
WTG VT04	320.514	4.771.128	1043,30
WTG VT05	320.200	4.772.166	942,00
WTG NU6	320.970	4.772.126	870,70
WTG NU7	320.424	4.773.063	872,20
WTG NU8	323.533	4.779.799	891,60
WTG NU9	323.769	4.780.641	1039,30
WTG NU10	323.229	4.781.022	1047,10

Tabella 1: Coordinate UTM - WGS84 – fuso 33 degli aerogeneratori

La tabella 2 riporta la scheda riassuntiva delle principali caratteristiche della turbina tipo Siemens Gamesa SG155 - HH 102,5m.

Potenza nominale	4.320 kW
Velocità di accensione:	3 m / s
Velocità di spegnimento:	25 m / s
ROTORE	
Diametro del rotore	155 m
Area spazzata	18.869 m ²
Numero pale	3
Speed, Dynamic Operation Range	13,9 rpm
TORRE	
Altezza del mozzo	102,5 m

Tabella 2: Estratto delle specifiche tecniche turbina Siemens Gamesa SG155 - HH 102,5m

3.2 INDIVIDUAZIONE DEI RICETTORI

Ai fini della previsione degli impatti indotti sulle abitazioni dall'impianto eolico in progetto sono stati individuati i ricettori presenti nei pressi degli aerogeneratori.

Sebbene il fenomeno possa essere percepito anche all'esterno, esso risulta evidente e fastidioso in quegli ambienti con finestrate che si trovano sul prolungamento della direttrice sole-turbina, per questo motivo, si è considerato nella simulazione la presenza di finestre di altezza 1 metro e larghezza 1 metro posizionate ad altezza dal suolo di 2 metri e disposte su tutte le facciate degli edifici. La tabella 3 riporta i riferimenti geografici dei fabbricati riscontrati e l'orientamento delle finestre ipotizzate.

RICETTORI							Numero finestre e orientamento
Ricettore	Comune	Foglio	Particella	Destinazione d'uso	UTM - WGS84		
					Long. E [m]	Lat. N [m]	
1	FOLIGNO (PG)	2	542	C02	322322,3	4769156,0	4 (69° , 159° , 249° , 339°)
2	FOLIGNO (PG)	2	281-299	C06 - A03	322315,7	4769180,7	4 (79° , 169° , 259° , 349°)
3	FOLIGNO (PG)	2	A	E07	322317,7	4769198,1	4 (21° , 111° , 201° , 291°)
4	VALTOPINA (PG)	32	502	A04	319442,7	4769365,8	4 (7° , 97° , 187° , 277°)
5	VALTOPINA (PG)	32	10	A02	319377,9	4769317,4	4 (7° , 97° , 187° , 277°)
6	VALTOPINA (PG)	15	507	A03	319176,1	4770786,1	4 (14° , 104° , 194° , 284°)
7	VALTOPINA (PG)	15	502	A02-C02	319141,4	4770852,5	4 (16° , 106° , 196° , 286°)
8	NOCERA UMBRA (PG)	138	1	A03-C02	322189,9	4771428,2	4 (4° , 94° , 184° , 274°)
9	NOCERA UMBRA (PG)	131	585	C02	322244,0	4771443,0	4 (2° , 92° , 182° , 272°)
10	NOCERA UMBRA (PG)	131	461-462-464-581-582	A06-A04-C06-F03	322255,5	4771468,1	4 (73° , 163° , 253° , 343°)

RICETTORI							Numero finestre e orientamento
Ricettore	Comune	Foglio	Particella	Destinazione d'uso	UTM - WGS84		
					Long. E [m]	Lat. N [m]	
11	NOCERA UMBRA (PG)	131	452	A06	322246,7	4771484,8	4 (78° , 168° , 258° , 348°)
12	VALTOPINA (PG)	9	513	A04	319127,7	4771719,7	4 (11° , 101° , 191° , 281°)
13	VALTOPINA (PG)	9		Non censita catastalmente	318987,5	4772216,6	4 (18° , 108° , 198° , 288°)
14	VALTOPINA (PG)	9	173	Censito catastalmente ma non classato	318973,3	4772277,9	4 (35° , 125° , 215° , 305°)
15	VALTOPINA (PG)	9	174	F04	319035,2	4772321,4	4 (78° , 168° , 258° , 348°)
16	NOCERA UMBRA (PG)	120	351	A03-C06	319002,8	4772343,9	4 (47° , 137° , 227° , 317°)
17	NOCERA UMBRA (PG)	124		Non censita catastalmente	321987,7	4772176,2	4 (39° , 129° , 219° , 309°)
18	NOCERA UMBRA (PG)	124	641	C06	322138,2	4772644,5	4 (66° , 156° , 246° , 336°)
19	NOCERA UMBRA (PG)	124	29	C02-A07	322089,2	4772783,7	4 (69° , 159° , 249° , 339°)
20	NOCERA UMBRA (PG)	124	11	D01-D02-D06-A04	321956,8	4772877,4	4 (16° , 106° , 196° , 286°)
21	NOCERA UMBRA (PG)	122	6	A02	319440,6	4773094,4	4 (59° , 149° , 239° , 329°)
22	NOCERA UMBRA (PG)	120	303-A	A02-A05-E07	319230,6	4773419,2	4 (79° , 169° , 259° , 349°)
23	NOCERA UMBRA (PG)	120	624	C06-C02	319217,2	4773449,7	4 (56° , 146° , 236° , 326°)
24	NOCERA UMBRA (PG)	110	263	C06-A03	319240,6	4773465,3	4 (5° , 95° , 185° , 275°)
25	NOCERA UMBRA (PG)	121	64-65-334-344	A02-C06	319653,9	4773547,9	4 (62° , 152° , 242° , 332°)
26	NOCERA UMBRA (PG)	121	338-340	C06-C02	319778,5	4773629,2	4 (57° , 147° , 237° , 327°)
27	NOCERA UMBRA (PG)	121	53-115-346	A03-A05-C06-A04-C02-A03	319747,4	4773657,7	4 (79° , 169° , 259° , 349°)
28	NOCERA UMBRA (PG)	121	346	A03	319766,7	4773704,2	4 (67° , 157° , 247° , 337°)
29	NOCERA UMBRA (PG)	121	140-341-345	C02	319733,1	4773728,7	4 (19° , 109° , 199° , 289°)
30	NOCERA UMBRA (PG)	72	214	C06-A02	323453,1	4778362,0	4 (47° , 137° , 227° , 317°)
31	NOCERA UMBRA (PG)	72	170	A03-C06	323659,8	4778382,4	4 (55° , 145° , 235° , 325°)
32	NOCERA UMBRA (PG)	44	59-61-404-421-422	A03-A02-C02	324915,7	4780004,9	4 (63° , 153° , 243° , 333°)
33	NOCERA UMBRA (PG)	44	405-409-411-423	A02-F01-C02	324900,1	4780021,1	4 (89° , 179° , 269° , 359°)

RICETTORI							Numero finestre e orientamento
Ricettore	Comune	Foglio	Particella	Destinazione d'uso	UTM - WGS84		
					Long. E [m]	Lat. N [m]	
34	NOCERA UMBRA (PG)	38	13	Censito catastalmente ma non classato	322234,5	4781710,0	4 (38° , 128° , 218° , 308°)

Tabella 3: Coordinate UTM - WGS84 – fuso 33 puntuali dei ricettori

Alcuni fabbricati individuati nell'area sono edifici abbandonati in pessime condizioni, per lo più diruti o semidiruti, altri sono depositi connessi ad attività agricole utilizzati come ricovero per mezzi e materiali. Questi fabbricati sebbene ivi riportati solo per completezza di analisi non verranno considerati nello studio che segue, in quanto la presenza di persone è solo saltuaria e per brevi periodi. Nelle elaborazioni che seguono verranno considerati solo i fabbricati potenzialmente abitabili, evidenziati in grigio in tabella 3.

3.3 METODOLOGIA DI CALCOLO

L'analisi dell'impatto da shadow flickering prodotto da un parco eolico è realizzata, generalmente, attraverso l'impiego di specifici applicativi che modellano il fenomeno in esame. I pacchetti software impiegati per la progettazione di impianti eolici contengono moduli specifici per il calcolo e l'analisi del fenomeno di flickering.

L'analisi si basa sull'impiego di un modello digitale del terreno dell'area oggetto di progettazione, sulle posizioni (E, N, quota) degli aerogeneratori e dei potenziali ricettori sensibili, nonché sui dati che correlano la posizione del sole nell'arco dell'anno con le condizioni operative delle turbine nello stesso arco di tempo.

Al fine di calcolare la posizione relativa del sole nell'arco di un anno rispetto al parco eolico ed ai ricettori è necessario definire la longitudine, la latitudine ed il fuso orario dell'area interessata dal progetto.

Nello specifico è stato impiegato il modulo shadow flickering del software WindFarm (ReSoft Limited©). Esso consente di analizzare la posizione del sole nell'arco di un anno allo scopo di identificare i tempi in cui ogni aerogeneratore può proiettare ombre sulle finestre delle abitazioni vicine.

In particolare, il modello permette di:

- calcolare il potenziale per le ombre intermittenti alle finestre delle abitazioni;
- mostrare un calendario grafico degli eventi di flickering;
- mostrare un elenco dettagliato di ciascun evento di ombreggiamento (ora di inizio, di fine, durata del fenomeno, aerogeneratore/i coinvolti ecc...);
- creare mappe di impatto potenziale che mostrano le ore d'ombra intermittente per l'intero parco eolico o per le singole macchine (curve di isodurata) nell'arco dell'anno.

Al di là di una certa distanza, come già osservato, l'ombra smette di essere un problema perché il rapporto tra lo spessore della pala e il diametro apparente del disco solare diventa piccolo. Poiché non vi è un valore generalmente accettato per questa distanza massima, WindFarm permette di specificare il limite in metri o multipli del diametro della turbina o dell'altezza complessiva del generatore eolico.

Nello specifico, nel caso in esame, per quanto concerne le simulazioni effettuate, si è assunta una distanza massima di influenza del fenomeno in esame pari a circa 8 volte l'altezza dell'aerogeneratore di progetto ed un angolo minimo di altezza del sole sull'orizzonte pari a 2°. Tali assunzioni di input al modello risultano molto conservative in relazione a quanto espresso sopra in termini teorici in riferimento al fenomeno di shadow flickering.

Il software utilizza una serie di dati di input caratterizzanti quali:

- l'altimetria della zona simulata;
- la disposizione geografica delle turbine e dimensione geometrica dei loro componenti (torre e pale);

- la disposizione geografica dei "ricettori sensibili" (abitazioni e relative finestre);
- la latitudine e longitudine dell'area interessata.

Sulla base di questi dati il software calcola il numero di ore annue di esposizione allo shadow flickering per ciascun nodo del grigliato che copre l'intera area, nonché il numero di ore di esposizione per gli ambienti abitativi attraverso le finestre.

Per l'esecuzione della simulazione sono stati fissati i seguenti parametri:

- coordinate baricentriche (UTM-WGS84-FUSO 33): 321990E, 4775109N
- coordinate UTM-WGS84-FUSO 33 delle turbine considerate (vedi tabella 1)
- coordinate UTM-WGS84-FUSO 33 dei ricettori considerati e disposizione delle finestre (vedi tabella 3)
- raggio d'influenza massimo: 1,5 km dal punto di installazione dell'aerogeneratore
- altezza del punto di vista dell'osservatore: 2 m
- parametri turbina tipo Siemens Gamesa SG155 - HH 102,5m:
 - diametro rotore: 155 m,
 - altezza torre: 180 m,
 - larghezza media della pala: 3 m.

Il calcolo viene effettuato dal software nella condizione più sfavorevole possibile (caso peggiore), in quanto si considera che:

- il sole splenda per tutta la giornata, dall'alba al tramonto (cioè si è sempre in assenza di copertura nuvolosa);
- il piano di rotazione delle pale sia sempre perpendicolare alla direttrice sole-aerogeneratore (l'aerogeneratore "insegue" il sole);
- gli aerogeneratori siano sempre operativi;
- non siano presenti alberi o altri ostacoli che, intercettando l'ombra degli aerogeneratori, riducano o annullino il fastidio del flickering.

In particolare, il modello numerico utilizzato, al pari degli altri presenti sul mercato, produce in output una mappa di impatto nel caso più penalizzante (WORST CASE), corrispondente alle ore in cui il sole permane al di sopra dell'orizzonte nell'arco dell'anno (ore di luce, circa 4411h/a), indipendentemente dalla presenza o meno di nubi, le quali inficerebbero il fenomeno stesso dello shadow flickering per l'impossibilità che si generino ombre.

Quindi, allo scopo di pervenire a valori più realistici di impatto, prossimi al caso reale (REAL CASE), si dovrebbe considerare il valore di eliofania locale, ovvero il numero di ore di cielo libero da nubi durante il giorno. Per l'area in esame tale valore corrisponde a circa 1934 h/a come riscontrato presso la Stazione meteorologica di Monte Terminillo, e verificato (Riferimento Pinna M. (1985). L'eliofania in Italia. Mem. Soc. Geogr. It., e Lavagnini A., Martorelli S., Coretti C. (1987). Radiazione solare in Italia. Mappe mensili della radiazione globale giornaliera. Roma, CNR, Ist. Fis. Atm.), quindi, i risultati del calcolo possono, ragionevolmente, essere abbattuti del 56,1%, pari al complemento a 1 del rapporto $1934/4411 = 43,9\%$.

In altri termini, rispetto al WORST CASE, la probabilità di occorrenza del fenomeno di shadow flickering si riduce realisticamente, per l'area in esame, al 43,9% del valore calcolato dal modello impiegato e che corrisponde proprio alla probabilità che il disco solare risulti libero da nubi.

Inoltre, dal momento che il fenomeno in esame è prodotto dalla contemporanea presenza di sole libero da nubi (potenzialità di generare ombre) e di velocità del vento superiori a quella di cut-in (rotore in moto), i valori calcolati dal modello (considerando la condizione più penalizzante di rotore permanentemente in moto) possono essere ulteriormente abbattuti di una percentuale corrispondente alle ore annue di effettivo funzionamento macchina rispetto al totale delle ore in un anno (8760 h).

Per l'impianto in esame le ore macchina si stimano all'incirca pari all'85% delle ore anno, ovvero 7446 ore, quindi la probabilità che il rotore di un aerogeneratore risulti in movimento è appunto dell'ordine dell'85% (pari al rapporto $7446/8760$).

In definitiva, i valori calcolati dal modello numerico (ore di ombreggiamento intermittente all'anno) possono, realisticamente, essere ridotti di un fattore pari al complemento a 1 del prodotto $85\% \times 43,9\% = 37,3\%$, ovvero del 62,7%, corrispondente alla probabilità

composta di avere contemporaneamente l'occorrenza di rotore in moto (vento) e sole libero da nubi (ombre), fenomeni, questi ultimi, stocasticamente indipendenti per cui la probabilità composta risulta pari al prodotto delle singole probabilità.

3.4 RISULTATI

Al fine di verificare la presenza e l'intensità del fenomeno dello shadow flickering indotto dal parco eolico in progetto sono state effettuate una serie di simulazioni con software dedicato che tiene conto:

- della latitudine locale, allo scopo di considerare il corretto diagramma solare;
- della geometria effettiva delle macchine previste, ed in particolare dell'altezza complessiva di macchina, intesa come somma tra l'altezza del mozzo ed il raggio del rotore;
- dell'orientamento del rotore rispetto al ricettore;
- della posizione del sole e quindi della proiezione dell'ombra rispetto ai ricettori;
- dell'orografia locale, tramite un modello digitale del terreno (DTM);
- della posizione dei possibili ricettori (abitazioni), nonché degli aerogeneratori (layout di progetto).

Come sopra accennato, le simulazioni effettuate sono state condotte in condizioni conservative, assumendo il cielo completamente sgombro da nubi, foschia, ecc. e nessun ostacolo interposto tra i ricettori individuati e gli aerogeneratori previsti in progetto.

Il programma effettua il calcolo delle ore del giorno in cui si potrebbe avere l'effetto del flickering sul ricettore considerato, facendo la somma dei minuti in cui il fenomeno risulta presente. Effettua poi la somma teorica dei minuti di ciascun mese (worst case) che poi può essere ridotta in considerazione delle giornate soleggiate, dell'operatività effettiva dell'impianto eolico, della direzione del vento ecc. Inoltre, avendo calcolato geometricamente l'evoluzione delle ombre durante la giornata, è possibile identificare l'area in cui avviene il fenomeno dello shadow flickering per ciascun aerogeneratore. Si ottengono così i dati sinteticamente riportati nelle seguenti figure.

La frequenza dello shadow flickering è correlata alla velocità di rotazione del rotore; le frequenze tipiche per le macchine considerate nel presente progetto sono dell'ordine di 0,7÷1,5 Hz (circa un passaggio al secondo). In termini di impatto sulla popolazione, tali frequenze sono innocue; basti pensare che le lampade stroboscopiche, largamente impiegate nelle discoteche, producono frequenze comprese tra 5 e 10 Hz.

Le distanze reciproche tra generatori eolici e ricettori, le condizioni orografiche del sito considerato, determinano la pressoché totale assenza del fenomeno in esame. È comunque utile sottolineare che, a vantaggio di sicurezza, le simulazioni effettuate sono state eseguite in condizioni non realistiche, ipotizzando che si verifichino contemporaneamente le condizioni più sfavorevoli per un determinato ricettore potenzialmente soggetto a shadow flickering, ovvero concomitanza dei seguenti fattori: assenza di nuvole o nebbia, rotore frontale ai ricettori, rotore in movimento continuo, assenza di ostacoli, luce diretta ecc.

Si riporta di seguito Mappa d'impatto potenziale shadow flickering per singolo aerogeneratore, nel caso più penalizzante (WORST CASE):

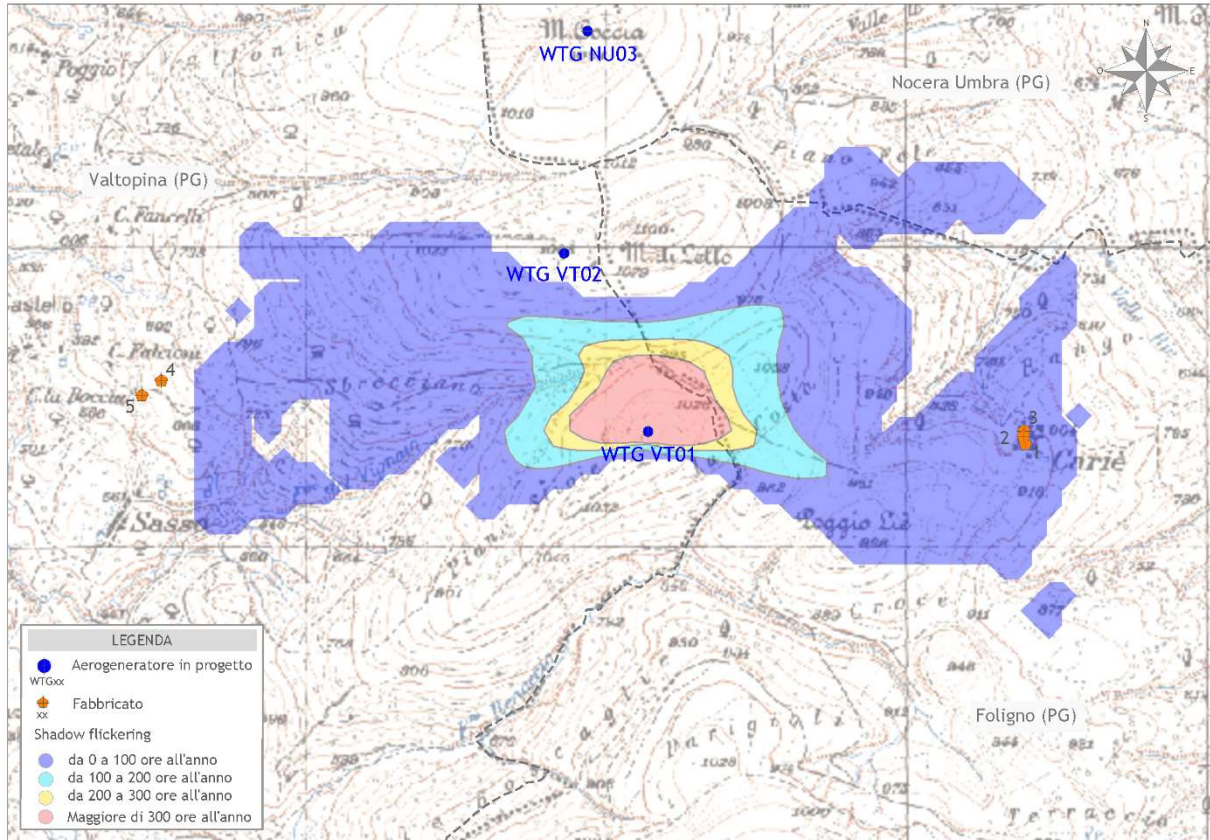


Figura 2 - Mappa di impatto potenziale per l'aerogeneratore WTG VT01

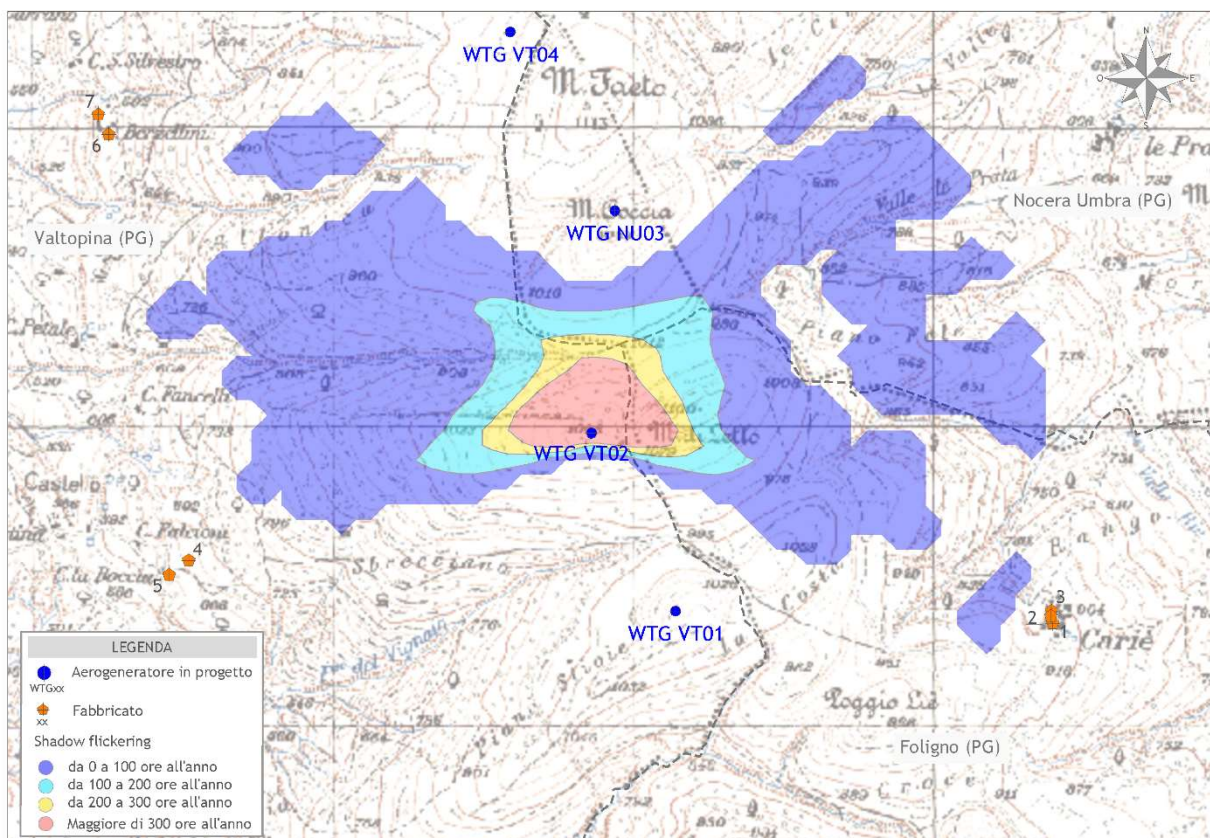


Figura 3 - Mappa di impatto potenziale per l'aerogeneratore WTG VT02

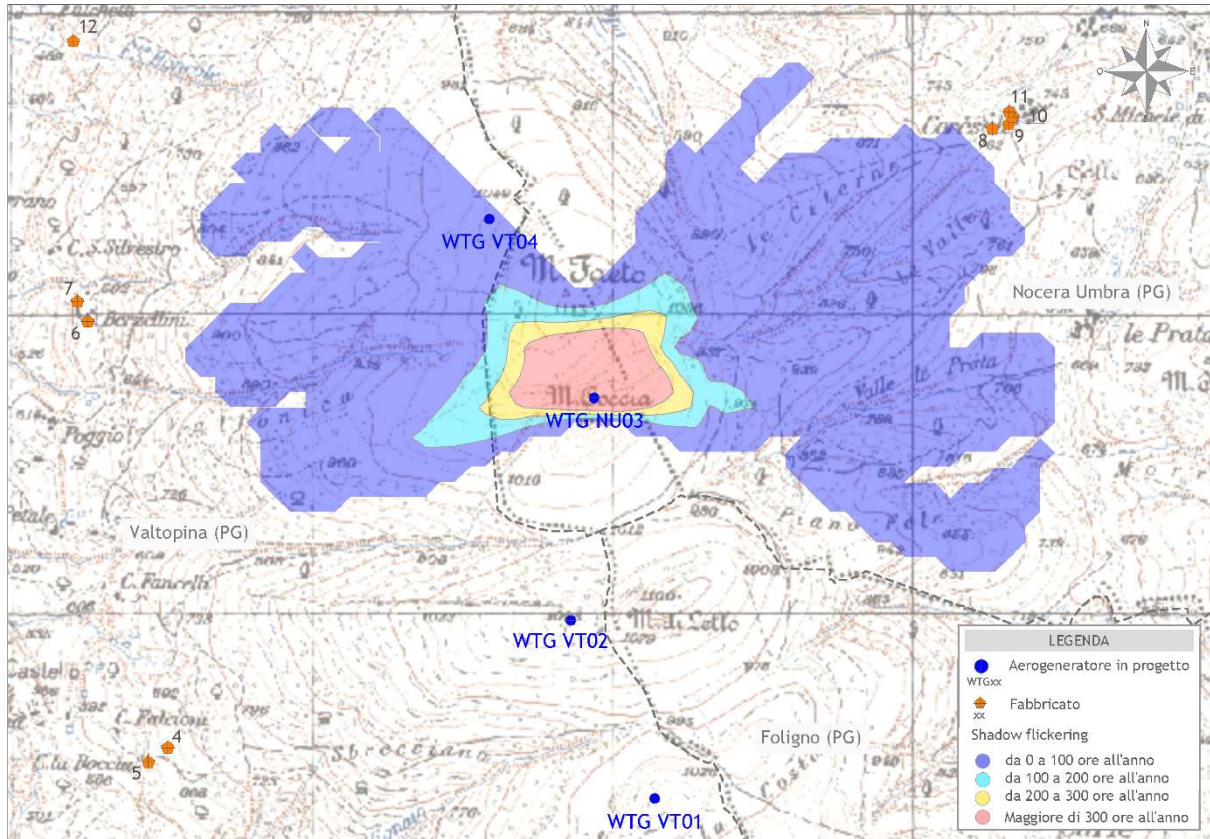


Figura 4 - Mappa di impatto potenziale per l'aerogeneratore WTG NU03

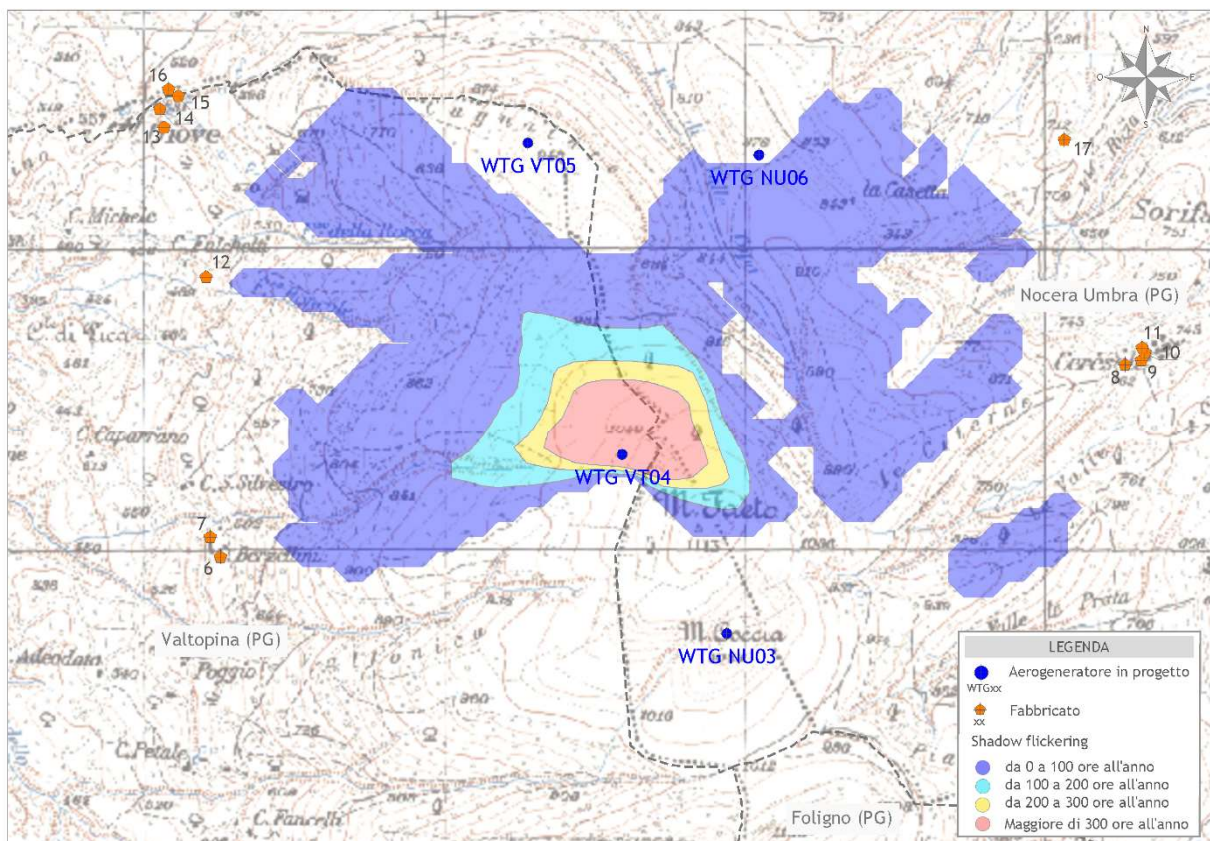


Figura 5 - Mappa di impatto potenziale per l'aerogeneratore WTG VT04

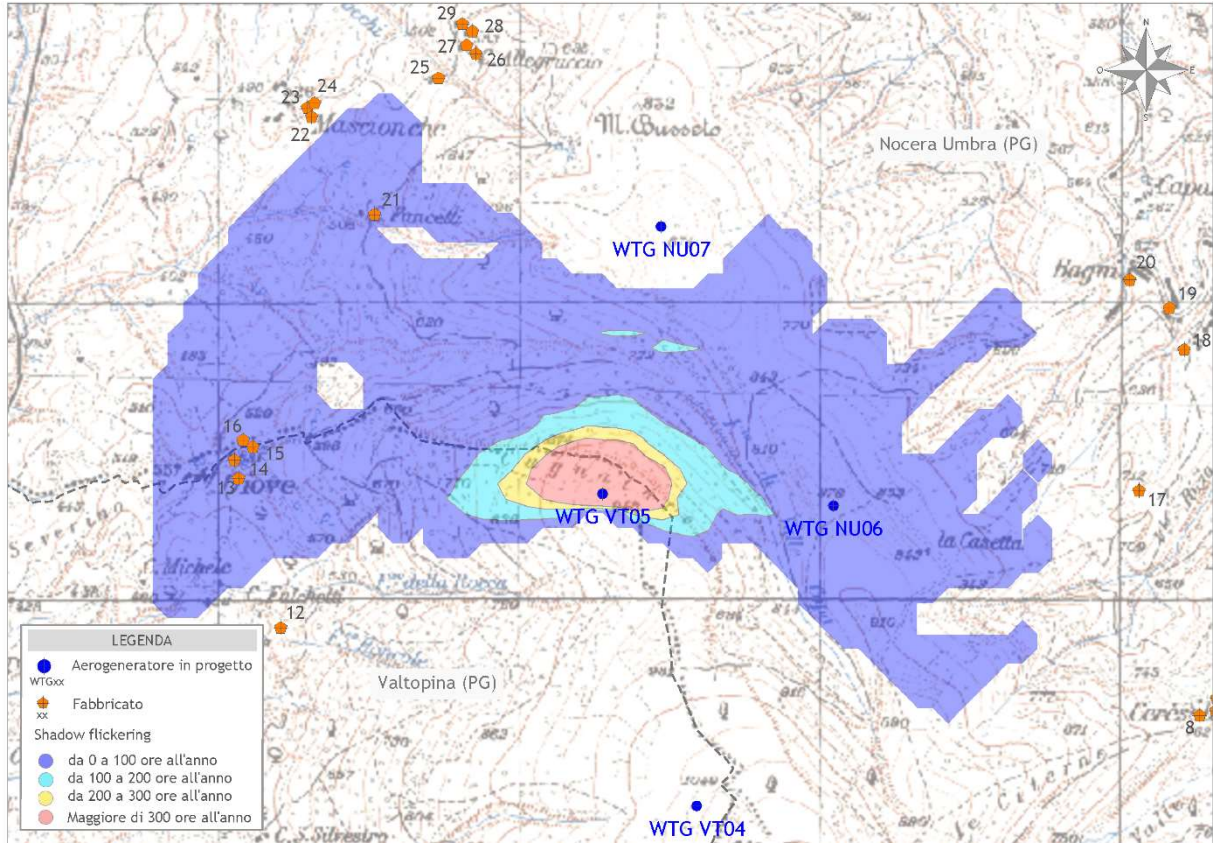


Figura 6 - Mappa di impatto potenziale per l'aerogeneratore WTG VT05

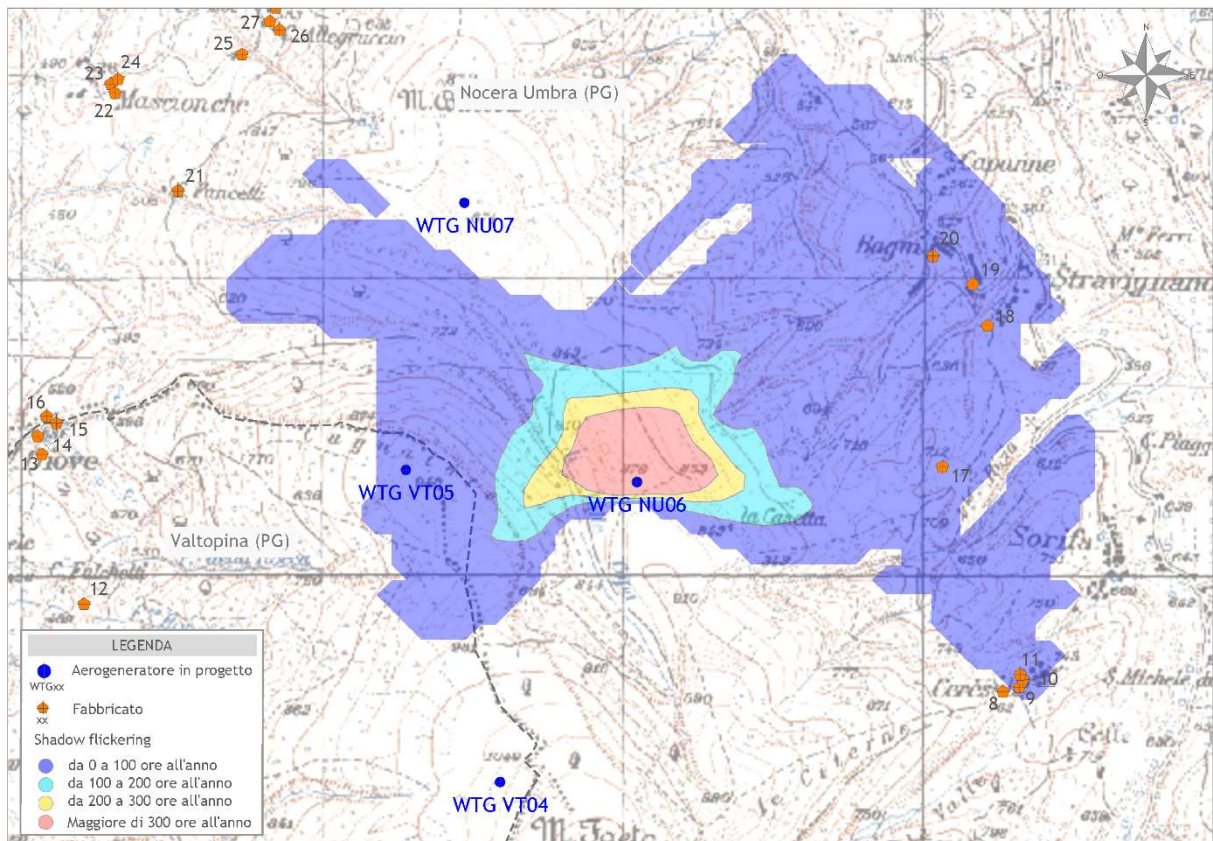


Figura 7 - Mappa di impatto potenziale per l'aerogeneratore WTG NU06

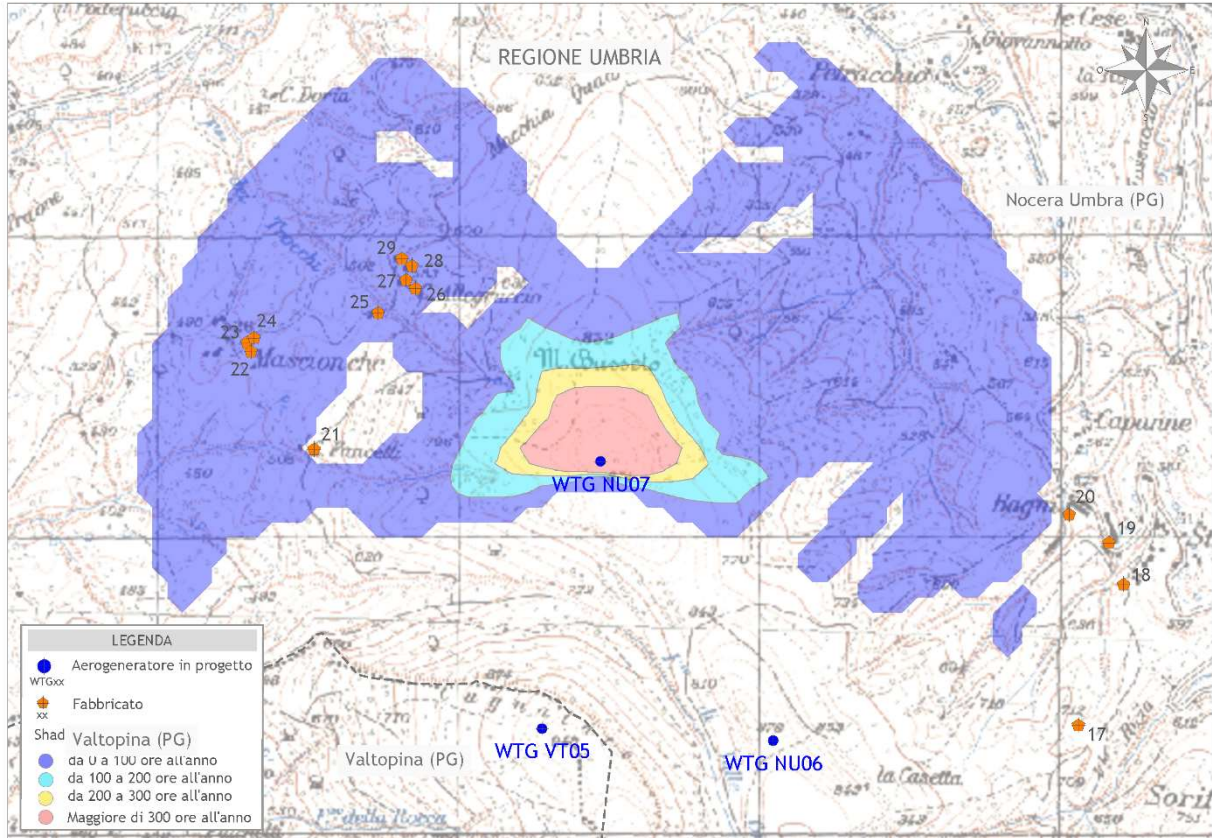


Figura 8 - Mappa di impatto potenziale per l'aerogeneratore WTG NU07

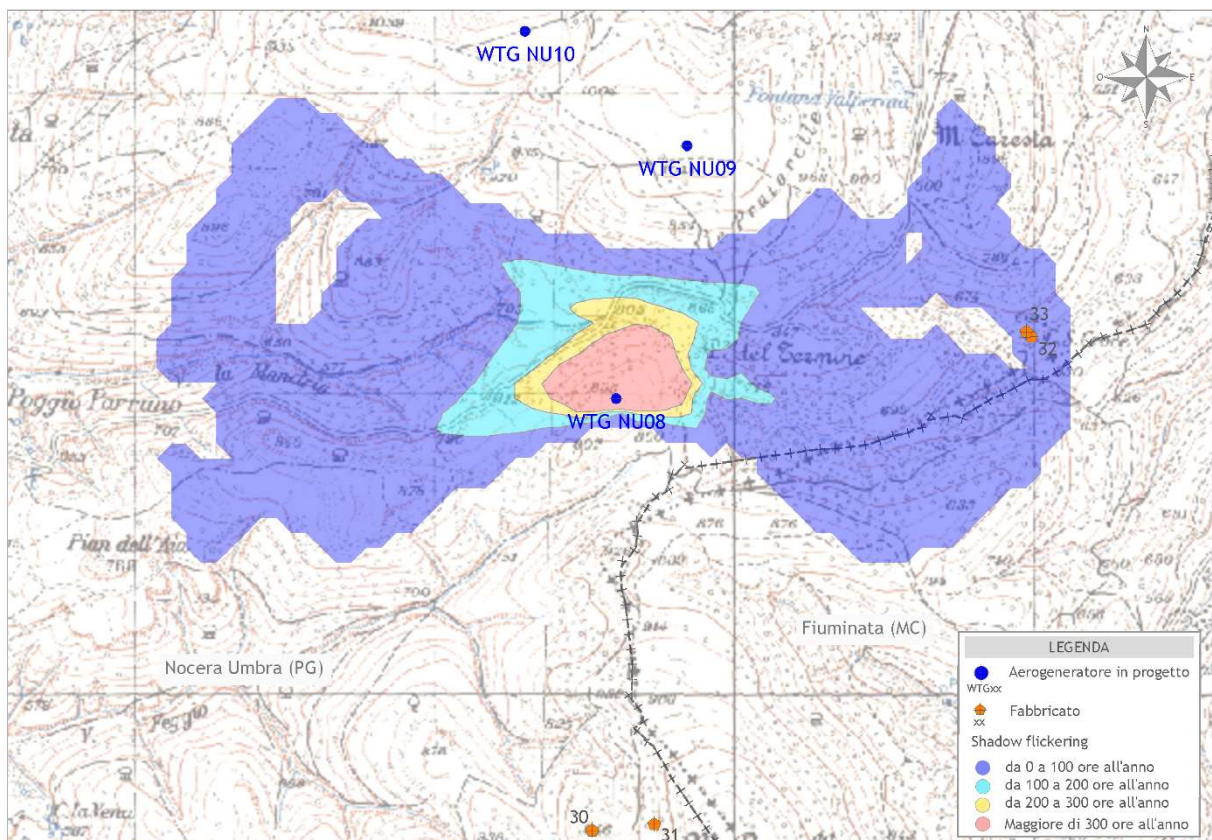


Figura 9 - Mappa di impatto potenziale per l'aerogeneratore WTG NU08

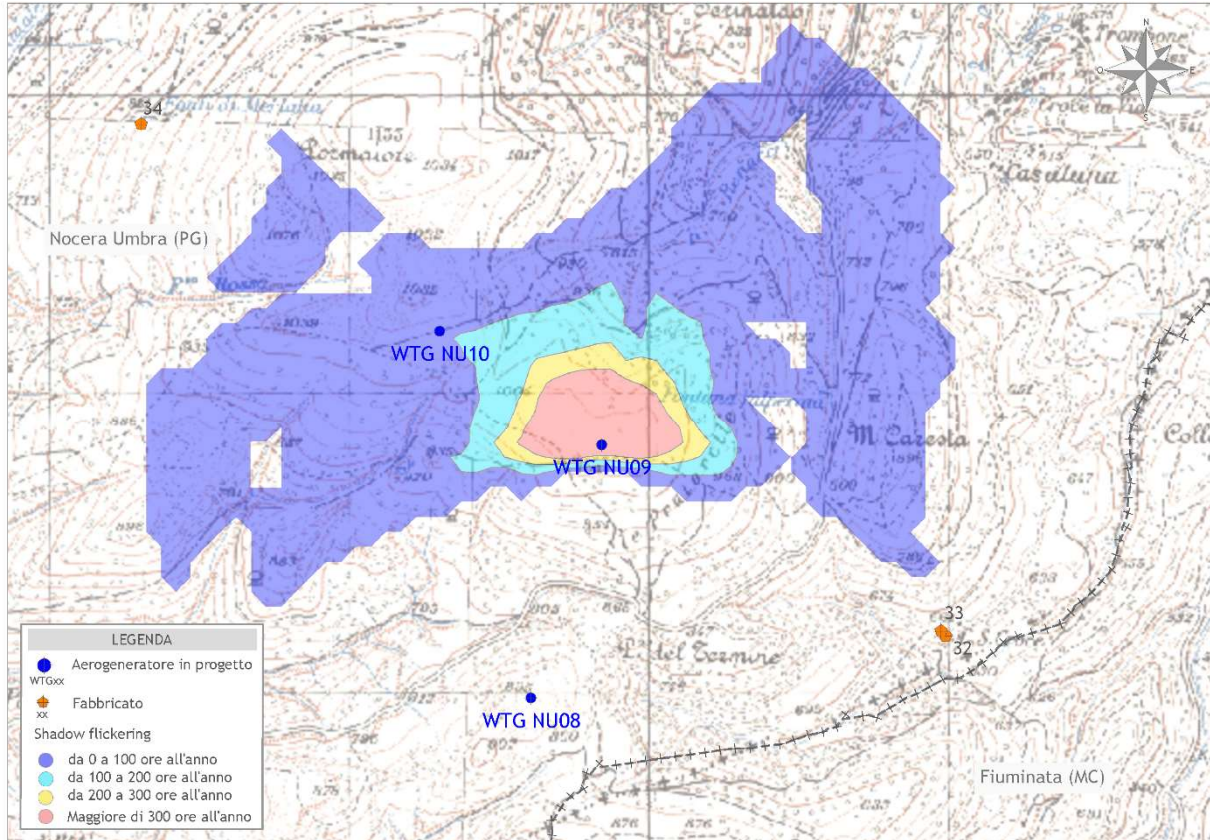


Figura 10 - Mappa di impatto potenziale per l'aerogeneratore WTG NU09

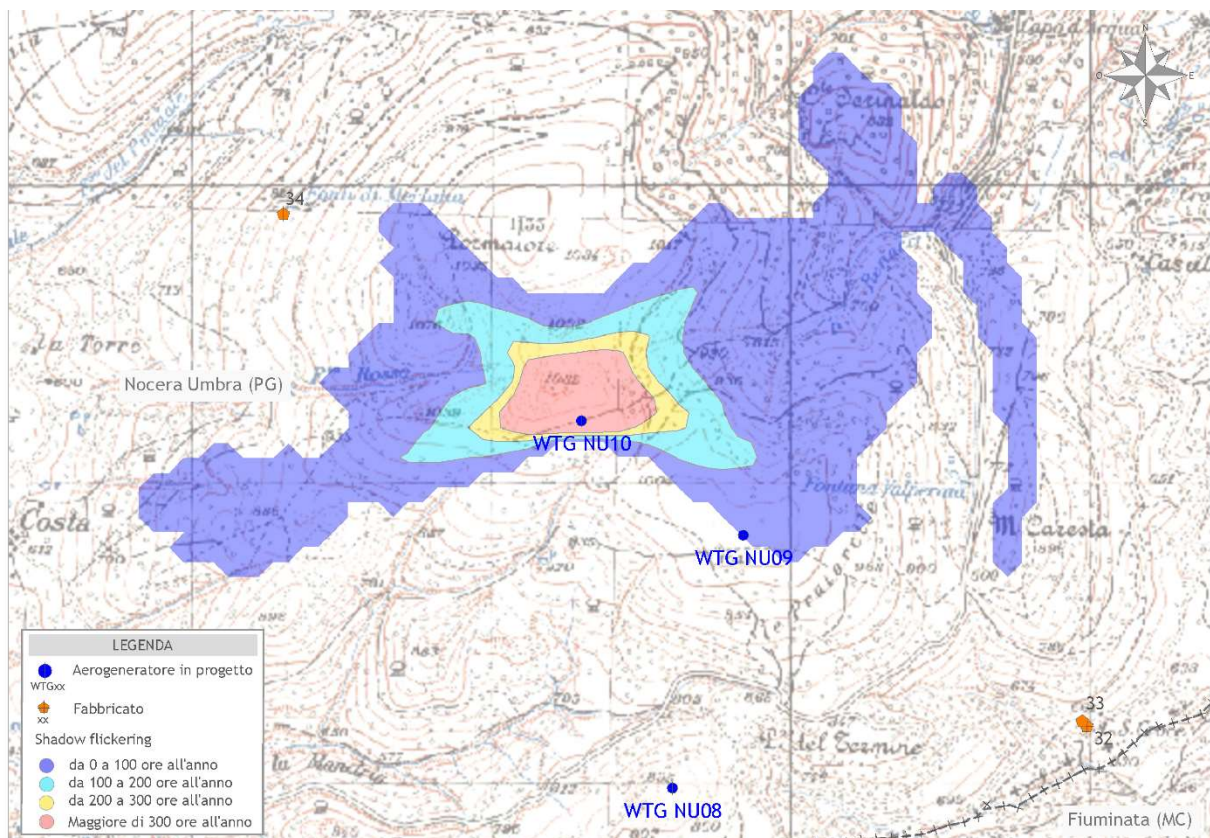


Figura 11 - Mappa di impatto potenziale per l'aerogeneratore WTG NU10

La tabella seguente riassume i risultati dell'analisi eseguita secondo la metodologia di calcolo innanzi descritta, e per quanto precisato al punto 3.2 la stessa si riferisce ai soli fabbricati potenzialmente abitabili, per come riscontrati dal sopralluogo in sito, di seguito riportato:

Fabbricato	WGS84 - UTM fuso 33		Caso peggiore		Caso reale
	Est	Nord	Giorni Anno	Ore Anno	Ore Anno
2	322316	4769181	42	17	6
4	319443	4769366	0	0	0
5	319378	4769317	0	0	0
6	319176	4770786	0	0	0
7	319141	4770852	0	0	0
8	322190	4771428	0	0	0
10	322255	4771468	30	8	3
11	322247	4771485	36	10	4
12	319128	4771720	0	0	0
16	319003	4772344	38	15	6
19	322089	4772784	0	0	0
20	321957	4772877	37	15	5
21	319441	4773094	12	3	1
22	319231	4773419	23	9	3
24	319241	4773465	23	9	3
25	319654	4773548	35	18	7
27	319747	4773658	30	14	5
28	319767	4773704	38	18	7
30	323453	4778362	0	0	0
31	323660	4778382	0	0	0
32	324916	4780005	20	7	2
33	324900	4780021	18	6	2

Tabella 4: Risultati di calcolo

In particolare, in tabella 4 vengono riportati il numero di giorni e di ore in cui è fisicamente possibile che il fenomeno si presenti (caso peggiore) e il valore reale atteso di ore all'anno in cui il fenomeno potrebbe presentarsi (caso reale). A tal proposito è importante sottolineare che anche il caso reale, calcolato tenendo conto dell'eliofania locale e delle ore di funzionamento dell'impianto, è comunque un valore cautelativo in quanto nella stima non si è tenuto conto degli effetti mitigativi dovuti al piano di rotazione delle pale non sempre ortogonale alla direttrice sole-finestra e all'eventuale presenza di ostacoli e/o vegetazione interposti tra il sole e la finestra.

Dalla tabella 4, si evince che presso 13 potenziali ricettori potrebbe verificarsi l'effetto di shadow flickering, tuttavia tale effetto si può considerare trascurabile per via della scarsa durata del fenomeno che si riduce, nel caso reale, a poche ore l'anno.

4. CONCLUSIONI

A seguito di quanto descritto nei paragrafi precedenti si può concludere che, pur considerando una stima cautelativa in quanto non si è tenuto conto degli effetti mitigativi dovuti al piano di rotazione delle pale non sempre ortogonale alla direttrice sole-finestra e all'eventuale presenza di ostacoli e/o vegetazione interposti tra il sole e la finestra, il fenomeno dello shadow flickering si potrebbe verificare esclusivamente su 13 potenziali ricettori (si veda tabella 4), incidendo in maniera trascurabile, in quanto il valore atteso è per tutti inferiore a 7 ore l'anno.

Va altresì sottolineato che:

- la velocità di rotazione delle turbine previste in progetto, del tipo Siemens Gamesa SG155 - HH 102,5m (modello commerciale più sfavorevole), è nettamente inferiore a 60 rpm, frequenza massima raccomandata al fine di ridurre al minimo i fastidi e soddisfare le condizioni di benessere;
- le turbine in progetto che causano il fenomeno dell'ombreggiamento sono molto distanti dai ricettori. In tali circostanze l'effetto dell'ombra è trascurabile poiché il rapporto tra lo spessore della pala e la distanza dal fabbricato è molto ridotto;
- una stima più approfondita del fenomeno, formulata tenendo conto della posizione del piano di rotazione delle pale in relazione alle direzioni dei venti attese, porterebbe ad un ulteriore abbattimento dei valori di shadow flickering sopra esposti.

5. ALLEGATI

- Mappa delle ore di ombreggiamento (WORST CASE)

