



Regione Sardegna
 Provincia di Sassari
 Comuni di Tergu, Nulvi, Sedini, Chiaramonti,
 Ploaghe e Codrongianos



Proposta di ammodernamento complessivo (“repowering”) del “Parco Eolico Nulvi Tergu” esistente da 29,75 MW, con smantellamento degli attuali 35 aerogeneratori e sostituzione in riduzione degli stessi con l’installazione di 15 aerogeneratori, per una potenza totale definitiva di 99 MW

Titolo:

RELAZIONE DI SHADOW FLICKERING

Numero documento:

Commissa	Fase	Tipo doc.	Prog. doc.	Rev.
2 2 4 3 0 8	D	R	0 3 3 2	0 0

Proponente:

FRI-EL

FRI-EL ANGLONA S.R.L.
 Piazza del Grano 3
 39100 Bolzano (BZ)

PROGETTO DEFINITIVO

Progettazione:



PROGETTO ENERGIA S.R.L.

Via Serra 6 83031 Ariano Irpino (AV)
 Tel. +39 0825 891313
 www.progettoenergia.biz - info@progettoenergia.biz

SERVIZI DI INGEGNERIA INTEGRATI
 INTEGRATED ENGINEERING SERVICES



Progettista:

Ing. Massimo Lo Russo



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	20.07.2022	EMISSIONE PER AUTORIZZAZIONE	C. ELIA	G. 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 RECETTORI	6
3.3	METODOLOGIA DI CALCOLO	9
3.4	RISULTATI.....	10
4.	CONCLUSIONI.....	21
5.	ALLEGATI.....	22

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 l’**ammodernamento complessivo (repowering) di un impianto eolico esistente, nei Comuni di Tergu (SS) e Nulvi (SS).**

L’impianto eolico esistente è costituito da 35 aerogeneratori (modello Vestas V52) con diametro di 52 m, altezza massima pari a 81 m e potenza di 850 kW, per una potenza totale di impianto pari a 29,75 MW, realizzato nei Comuni di Tergu e Nulvi, con opere di connessione ricadenti nel Comune di Tergu (SS), dove il cavidotto in media tensione interrato raggiunge la Stazione Elettrica di Utenza 150/20 kV, a sua volta connessa all’esistente Cabina Primaria 150/20 kV di Enel Distribuzione S.p.A. di Tergu. L’impianto eolico appena descritto è definito nel seguito “**Impianto eolico esistente**”.

L’ammodernamento complessivo dell’impianto eolico esistente, oggetto della presente valutazione, consta invece nell’installazione di 15 aerogeneratori con diametro di 170,00 m, altezza massima pari a 203,00 m e potenza unitaria massima di 6,6 MW, per una potenza totale pari a 99 MW, da realizzare nel medesimo sito. Le opere di connessione esistenti verranno demolite e realizzate di nuove. Il repowering descritto è definito nel seguito “**Progetto di Ammodernamento**”.

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 6,6 MW, avente le caratteristiche principali di seguito riportate:

- rotore tripala a passo variabile, di diametro massimo pari a 170 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 massima complessiva fuori terra dell’aerogeneratore pari a 203,00 m;
- diametro alla base del sostegno tubolare: 4,70 m;
- area spazzata: 22,697 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. Siemens Gamesa SG170 6.6 - HH 115m – 6,6 MW
2. Siemens Gamesa SG155 6.6 - HH 122,5m – 6,6 MW
3. Vestas V162 6.2 – HH 119m – 6,2 MW
4. General Electric GE164 6,1 – HH 121m – 6,1 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 SG170 6.6 - HH 115m – 6,6 MW

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).

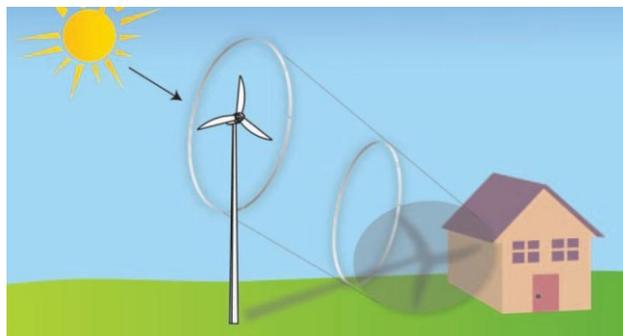


Figura 1 - Rappresentazione schematica del fenomeno dello shadow flicker

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 ricettore, 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 finestre 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. 15 aerogeneratori per una potenza massima di 99,00 MW. La disposizione prevista per le turbine è riportata nella tabella 1.

AEROGENERATORE	COORDINATE AEROGENERATORE UTM (WGS84) - FUSO 32		ELEVAZIONE
	Long. E [m]	Lat. N [m]	Z [m]
WTG NEW 01	476.380,0	4.519.595,0	427,5
WTG NEW 02	477.126,0	4.518.245,0	571,0
WTG NEW 03	477.287,0	4.519.001,0	507,0
WTG NEW 04	477.183,0	4.517.802,0	580,0
WTG NEW 05	477.634,0	4.517.795,0	580,5
WTG NEW 06	477.677,0	4.517.396,0	600,5
WTG NEW 07	478.800,0	4.519.148,0	525,5
WTG NEW 08	477.547,0	4.523.411,0	390,5
WTG NEW 09	477.305,0	4.523.002,0	410,0
WTG NEW 10	477.256,0	4.521.918,0	399,5
WTG NEW 11	476.926,0	4.521.559,0	403,0
WTG NEW 12	479.034,0	4.517.526,0	544,5
WTG NEW 13	478.039,0	4.522.080,0	408,0
WTG NEW 14	479.118,0	4.520.990,0	462,0
WTG NEW 15	479.056,0	4.518.341,0	522,5

Tabella 1: Coordinate UTM - WGS84 – fuso 32 degli aerogeneratori

La tabella 2 riporta la scheda riassuntiva delle principali caratteristiche della turbina tipo Siemens Gamesa SG170 6.6 - HH 115m – 6,6 MW

Potenza nominale	6.600 kW
Velocità di accensione:	3 m/s
Velocità di spegnimento:	25 m/s
ROTORE	
Diametro del rotore	170 m
Area spazzata	22,697 m ²
Numero pale	3
Speed, Dynamic Operation Range	8.83 rpm
TORRE	
Altezza del mozzo	115 m

Tabella 2: Estratto delle specifiche tecniche turbina Siemens Gamesa SG170 6.6 - HH 115m – 6,6 MW

3.2 INDIVIDUAZIONE DEI RECETTORI

Ai fini della previsione degli impatti indotti sulle abitazioni dall'impianto eolico in progetto sono stati individuati i recettori 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.

RECETTORI								Numero finestre e orientamento
Recettore	Comune	Foglio	Particella	Destinazione d'uso	UTM - WGS84		Sensibilità	
					Long. E [m]	Lat. N [m]		
1	NULVI (SS)	6	145	D10	476190,22	4519081,16	NO	4 (29° , 119° , 209° , 299°)
2	NULVI (SS)	6	130	A03	476472,27	4518598,95	SI	4 (50° , 140° , 230° , 320°)
3	NULVI (SS)	6	134	D10	476877,70	4519228,87	NO	4 (51° , 141° , 231° , 321°)
4	NULVI (SS)	7	118	D10	477476,35	4519378,89	NO	4 (9° , 99° , 189° , 279°)
5	NULVI (SS)	7	119	D10	477484,43	4519367,10	NO	4 (2° , 92° , 182° , 272°)
6	NULVI (SS)	7	112	C2	478272,39	4519141,22	NO	4 (2° , 92° , 182° , 272°)
7	NULVI (SS)	7	51	C2	478475,90	4518895,39	NO	4 (16° , 106° , 196° , 286°)
8	NULVI (SS)	14	166	C02	477076,87	4517081,88	NO	4 (41° , 131° , 221° , 311°)
9	NULVI (SS)	14	140	D10	477759,31	4516805,75	NO	4 (61° , 151° , 241° , 331°)
10	NULVI (SS)	14	138	D10	477810,81	4516800,14	NO	4 (48° , 138° , 228° , 318°)
11	NULVI (SS)	10	130	D10	477911,38	4518031,82	NO	4 (82° , 172° , 262° , 352°)
12	NULVI (SS)	10	129	D10	477899,15	4518103,58	NO	4 (25° , 115° , 205° , 295°)
13	NULVI (SS)	10	127	D10	477842,63	4518109,92	NO	4 (0° , 90° , 180° , 270°)
14	NULVI (SS)	10	126	D10	477823,92	4518136,42	NO	4 (53° , 143° , 233° , 323°)
15	NULVI (SS)	10	124	D10	477793,32	4518155,87	NO	4 (90° , 180° , 270° , 360°)
16	NULVI (SS)	10	120	D10	478161,89	4518474,37	NO	4 (16° , 106° , 196° , 286°)
17	NULVI (SS)	10	121	D10	478186,94	4518480,05	NO	4 (16° , 106° , 196° , 286°)
18	NULVI (SS)	10	122	D10	478212,22	4518475,32	NO	4 (16° , 106° , 196° , 286°)
19	NULVI (SS)	10	123	D10	478243,31	4518473,34	NO	4 (16° , 106° , 196° , 286°)
20	NULVI (SS)	11	195	D10	478307,14	4518245,73	NO	4 (0° , 90° , 180° , 270°)
21	NULVI (SS)	11	191	D10	478297,75	4518200,99	NO	4 (0° , 90° , 180° , 270°)
22	NULVI (SS)	11	222	D10	478303,05	4518167,55	NO	4 (0° , 90° , 180° , 270°)
23	NULVI (SS)	11	224	D10	478403,59	4518051,79	NO	4 (3° , 93° , 183° , 273°)

RECETTORI								Numero finestre e orientamento
Recettore	Comune	Foglio	Particella	Destinazione d'uso	UTM - WGS84		Sensibilità	
					Long. E [m]	Lat. N [m]		
24	NULVI (SS)	11	226	D10	478382,46	4518023,15	NO	4 (8° , 98° , 188° , 278°)
25	NULVI (SS)	11	249	D10	478355,12	4517738,61	NO	4 (15° , 105° , 195° , 285°)
26	NULVI (SS)	11	248	A03	478341,29	4517733,51	SI	4 (70° , 160° , 250° , 340°)
27	NULVI (SS)	11	247	D10	478347,57	4517710,13	NO	4 (90° , 180° , 270° , 360°)
28	NULVI (SS)	11	260	D10	478446,12	4517265,78	NO	4 (68° , 158° , 248° , 338°)
29	NULVI (SS)	11	316	D01	478424,53	4517196,87	NO	4 (0° , 90° , 180° , 270°)
30A	NULVI (SS)	11	189	D01	478452,78	4517065,63	NO	4 (77° , 167° , 257° , 347°)
30B	NULVI (SS)	11	189	D01	478451,46	4517017,00	NO	4 (85° , 175° , 265° , 355°)
31	NULVI (SS)	11	202	COSTR. NO AB.	478432,33	4517038,22	NO	4 (0° , 90° , 180° , 270°)
32	NULVI (SS)	11	309	C02	478417,00	4517009,87	NO	4 (0° , 90° , 180° , 270°)
33	NULVI (SS)	11	241	D10	478342,03	4516913,00	NO	4 (83° , 173° , 263° , 353°)
34	NULVI (SS)	11	245	D10	479103,88	4517584,85	NO	4 (77° , 167° , 257° , 347°)
35	NULVI (SS)	11	273	C06	478888,89	4517258,31	NO	4 (11° , 101° , 191° , 281°)
36	NULVI (SS)	11	270	C06	478935,14	4517234,84	NO	4 (20° , 110° , 200° , 290°)
37	NULVI (SS)	11	271	C06	478931,87	4517202,92	NO	4 (20° , 110° , 200° , 290°)
38	NULVI (SS)	11	272	C06	478894,38	4517188,92	NO	4 (20° , 110° , 200° , 290°)
39	NULVI (SS)	11	220	D10	479122,65	4516984,89	NO	4 (83° , 173° , 263° , 353°)
40	NULVI (SS)	11	231	D10	479547,43	4517278,64	NO	4 (22° , 112° , 202° , 292°)
41	NULVI (SS)	11	237	D10	479576,24	4517305,88	NO	4 (9° , 99° , 189° , 279°)
42	NULVI (SS)	11	274	D10	479562,13	4517348,91	NO	4 (77° , 167° , 257° , 347°)
43	NULVI (SS)	11	268	D10 - D01	479617,16	4517386,38	NO	4 (41° , 131° , 221° , 311°)
44	NULVI (SS)	11	269	D10 - D01	479606,70	4517403,23	NO	4 (41° , 131° , 221° , 311°)
45	NULVI (SS)	11	275	D10	479596,40	4517417,07	NO	4 (41° , 131° , 221° , 311°)
46	NULVI (SS)	11	258	C02 - C06	479607,49	4517798,86	NO	4 (4° , 94° , 184° , 274°)
47	NULVI (SS)	11	243	D10	479282,52	4518056,89	NO	4 (40° , 130° , 220° , 310°)
48	NULVI (SS)	11	267	D10	479368,79	4518169,39	NO	4 (69° , 159° , 249° , 339°)
49	NULVI (SS)	8	102	D10	478994,31	4518843,97	NO	4 (8° , 98° , 188° , 278°)
50	NULVI (SS)	8	122	D10	478799,49	4518815,45	NO	4 (80° , 170° , 260° , 350°)
51	NULVI (SS)	8	121	D10	478679,49	4518820,03	NO	4 (77° , 167° , 257° , 347°)
52	NULVI (SS)	8	107	D10	478758,57	4518890,37	NO	4 (13° , 103° , 193° , 283°)
53	NULVI (SS)	8	106	D10	478792,85	4518903,09	NO	4 (17° , 107° , 197° , 287°)
54	NULVI (SS)	8	104	D10	478799,46	4518926,03	NO	4 (9° , 99° , 189° , 279°)
55	NULVI (SS)	8	125	F02	478775,69	4518932,33	NO	4 (0° , 90° , 180° , 270°)
56	NULVI (SS)	8	80	D10	479496,27	4519327,33	SI	4 (0° , 90° , 180° , 270°)
57	NULVI (SS)	8	153	A04	479494,72	4519294,28	SI	4 (0° , 90° , 180° , 270°)
58	NULVI (SS)	8	129	D10	479559,58	4519216,40	NO	4 (0° , 90° , 180° , 270°)
59	NULVI (SS)	8	155	D010	479616,08	4519202,86	NO	4 (59° , 149° , 239° , 329°)
60	NULVI (SS)	5	102 - 103 - 95 - 145	DIRUTO - F2	479561,37	4520701,86	NO	4 (77° , 167° , 257° , 347°)
61	NULVI (SS)	5	134	C02	479406,96	4521236,60	NO	4 (48° , 138° , 228° , 318°)
62	NULVI (SS)	5	127	NON CLASSATO	478835,36	4520701,32	NO	4 (62° , 152° , 242° , 332°)
63	NULVI (SS)	5	117	FABB. RURALE	478831,76	4520726,35	NO	4 (62° , 152° , 242° , 332°)
64	NULVI (SS)	5	130	D10	478768,28	4520891,88	NO	4 (38° , 128° , 218° , 308°)
65	NULVI (SS)	5	129	D10	478751,29	4520938,22	NO	4 (38° , 128° , 218° , 308°)
66	NULVI (SS)	4	225	D10	478358,35	4520974,73	NO	4 (83° , 173° , 263° , 353°)
67	NULVI (SS)	4	191	FABB. RURALE	478423,96	4521207,10	NO	4 (84° , 174° , 264° , 354°)

RECETTORI								Numero finestre e orientamento
Recettore	Comune	Foglio	Particella	Destinazione d'uso	UTM - WGS84		Sensibilità	
					Long. E [m]	Lat. N [m]		
68	NULVI (SS)	4	277	D10	478458,53	4521435,16	NO	4 (52° , 142° , 232° , 322°)
69	NULVI (SS)	4	278	D10	478491,37	4521447,50	NO	4 (52° , 142° , 232° , 322°)
70	NULVI (SS)	4	224	D10	477978,58	4521334,76	NO	4 (3° , 93° , 183° , 273°)
71	NULVI (SS)	4	223	D10	477986,19	4521388,51	NO	4 (0° , 90° , 180° , 270°)
72	NULVI (SS)	4	227	D10	477957,69	4521373,77	NO	4 (0° , 90° , 180° , 270°)
73	NULVI (SS)	4	194	D10	477936,98	4521370,85	NO	4 (71° , 161° , 251° , 341°)
74	NULVI (SS)	4	256	D10	477953,38	4521390,76	NO	4 (0° , 90° , 180° , 270°)
75	NULVI (SS)	4	274	D10	477930,58	4521398,71	NO	4 (0° , 90° , 180° , 270°)
76	NULVI (SS)	4	182	AREA FABB. DM	477940,63	4521401,56	NO	4 (0° , 90° , 180° , 270°)
77	NULVI (SS)	4	269	D10	477915,92	4521422,70	NO	4 (0° , 90° , 180° , 270°)
78	NULVI (SS)	4	199 - 200 - 201 - 202 - 203 - 204 - 205 - 206	D10	477933,46	4521313,67	NO	4 (0° , 90° , 180° , 270°)
79	NULVI (SS)	4	249	D01	477967,55	4521611,00	NO	4 (0° , 90° , 180° , 270°)
80	NULVI (SS)	4	88	FABB DIRUTO	476845,92	4521124,73	NO	4 (0° , 90° , 180° , 270°)
81	TERGU (SS) - sez B	4	238	D01	477475,04	4521522,54	NO	4 (15° , 105° , 195° , 285°)
82	TERGU (SS) - sez B	4	225	D10	477327,35	4521554,59	NO	4 (5° , 95° , 185° , 275°)
83	TERGU (SS) - sez B	4	219	D10	476582,03	4521465,45	NO	4 (44° , 134° , 224° , 314°)
84	TERGU (SS) - sez B	4	192	C6	477250,06	4521779,20	NO	4 (21° , 111° , 201° , 291°)
85	TERGU (SS) - sez B	4	244	D10	477616,94	4522007,73	NO	4 (72° , 162° , 252° , 342°)
86	TERGU (SS) - sez B	4	241-242	D10	477650,01	4521983,69	NO	4 (25° , 115° , 205° , 295°)
87	TERGU (SS) - sez B	4	240	D10	477673,35	4522017,12	NO	4 (25° , 115° , 205° , 295°)
88	NULVI (SS)	3	161	D10	478609,82	4521909,73	NO	4 (74° , 164° , 254° , 344°)
89	NULVI (SS)	3	157	D10	478587,34	4521929,89	NO	4 (0° , 90° , 180° , 270°)
90	NULVI (SS)	3	150	C06	478611,36	4521980,62	NO	4 (75° , 165° , 255° , 345°)
91	NULVI (SS)	3	159	D10	478564,43	4522028,54	NO	4 (7° , 97° , 187° , 277°)
92	NULVI (SS)	3	162	D10	478605,48	4522075,63	NO	4 (35° , 125° , 215° , 305°)
93	NULVI (SS)	3	163	D10	478725,39	4522394,62	NO	4 (13° , 103° , 193° , 283°)
94	TERGU (SS) - sez B	2	279	C2	477378,98	4522439,33	NO	4 (0° , 90° , 180° , 270°)
95	TERGU (SS) - sez B	2	400	D10	477558,02	4523161,98	NO	4 (27° , 117° , 207° , 297°)
96	TERGU (SS)	1	20	DIRUTO	477745,52	4523785,69	NO	4 (0° , 90° , 180° , 270°)
97	TERGU (SS) - sez B	2	277	A3	477239,24	4524056,75	SI	4 (52° , 142° , 232° , 322°)
98	TERGU (SS)	2	48	NON CENSITA CATASTALMENTE	476901,46	4523522,17	NO	4 (51° , 141° , 231° , 321°)
99	NULVI (SS)	4	214	D10	478286,84	4521000,28	SI	4 (59° , 149° , 239° , 329°)
100	NULVI (SS)	4	215	D10	478295,00	4520976,28	SI	4 (10° , 100° , 190° , 280°)
101	NULVI (SS)	4	221	D10	478315,72	4520861,07	SI	4 (84° , 174° , 264° , 354°)

Tabella 3: Coordinate UTM - WGS84 – fuso 32 puntuali dei recettori

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 “recettori 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 32): 477762, 4520403N
- coordinate UTM-WGS84-FUSO 32 delle turbine considerate (vedi tabella 1)
- coordinate UTM-WGS84-FUSO 32 dei recettori 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 SG170 6.6 - HH 115m – 6,6 MW:
 - diametro rotore: 170 m,
 - altezza torre: 203 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 4440h/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 2605 h/a come riscontrato presso la Stazione meteorologica di Alghero Fertilia, 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 41.0%, pari al complemento a 1 del rapporto $2605/4440 = 59,0\%$.

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 59,0 % 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 $85\% \times 59,0\% = 50,1\%$, ovvero del 49,9 %, 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 recettori;
- 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 verificano 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):

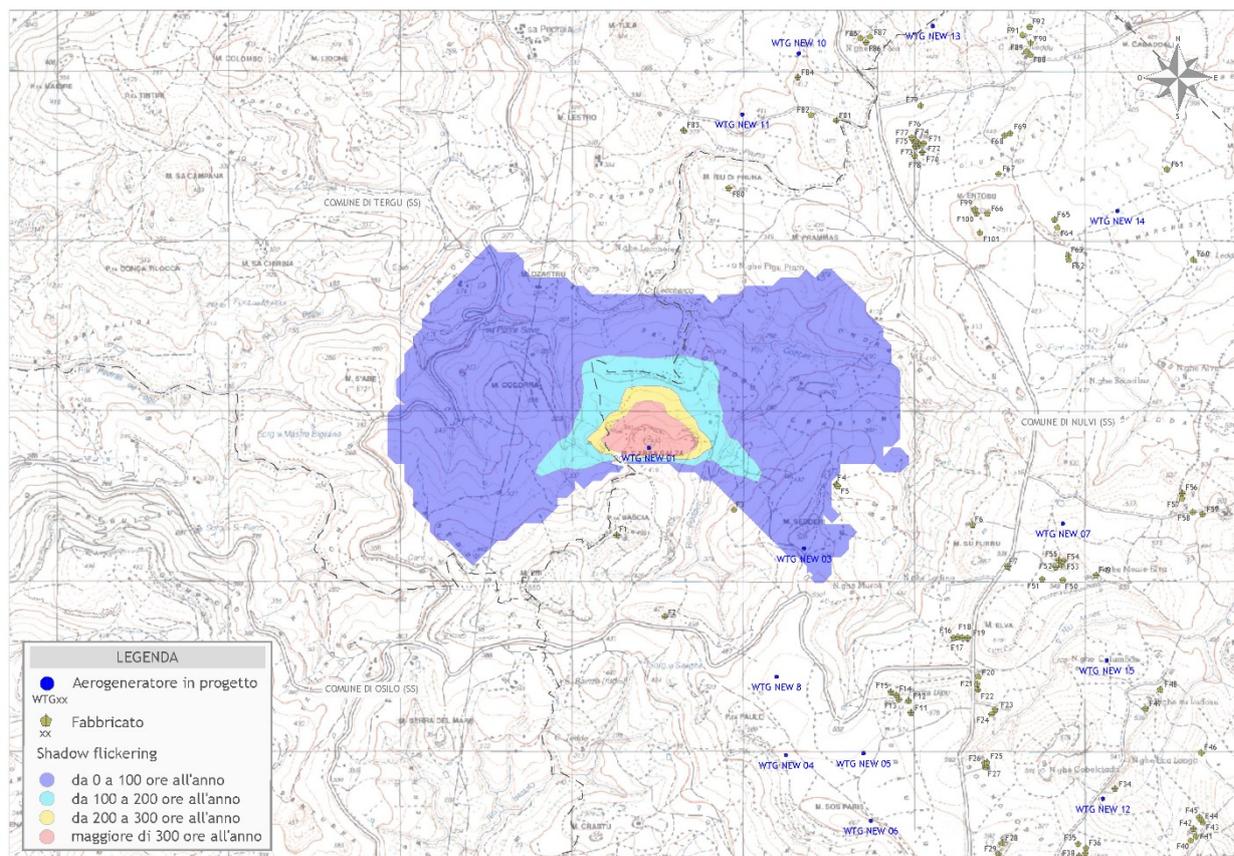


Figura 2 - Mappa di impatto potenziale per l'aerogeneratore WTG NEW 01

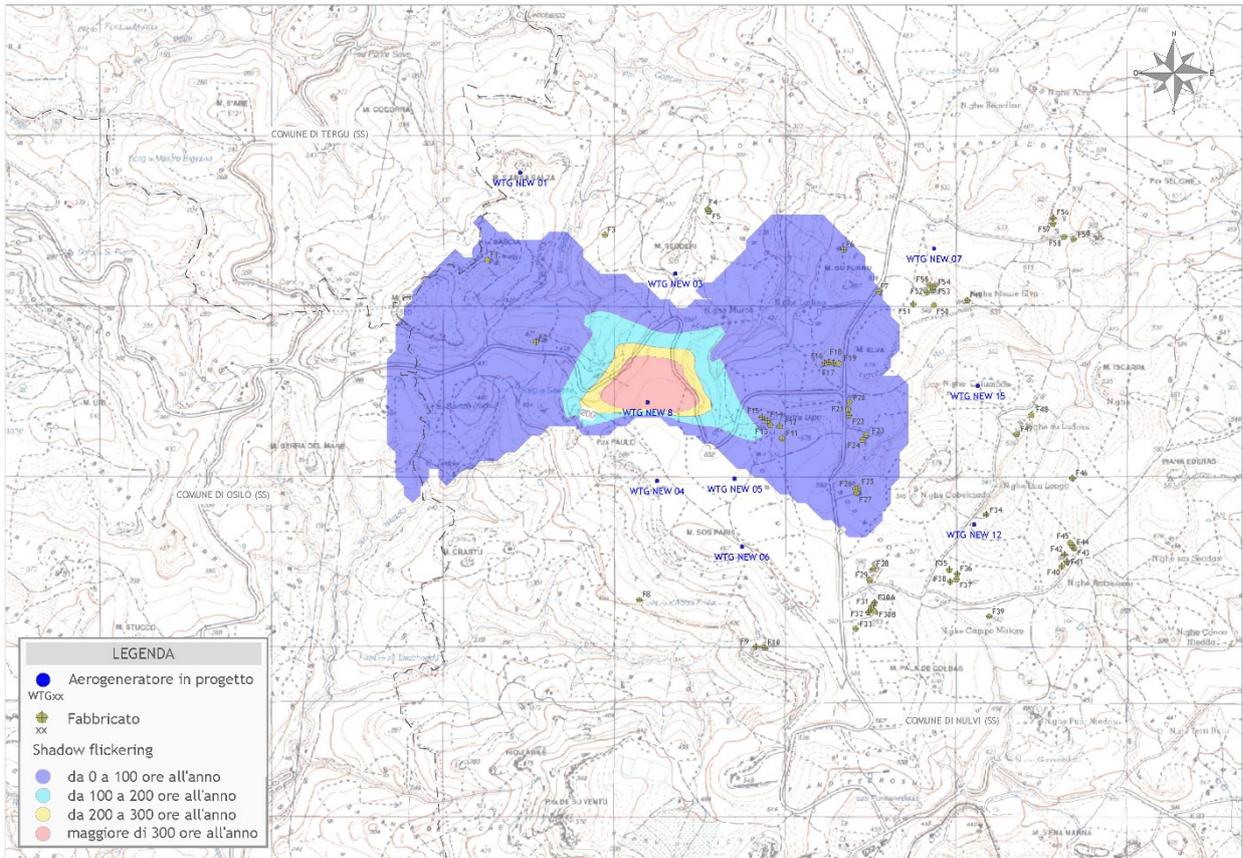


Figura 3 - Mappa di impatto potenziale per l'aerogeneratore WTG NEW 02

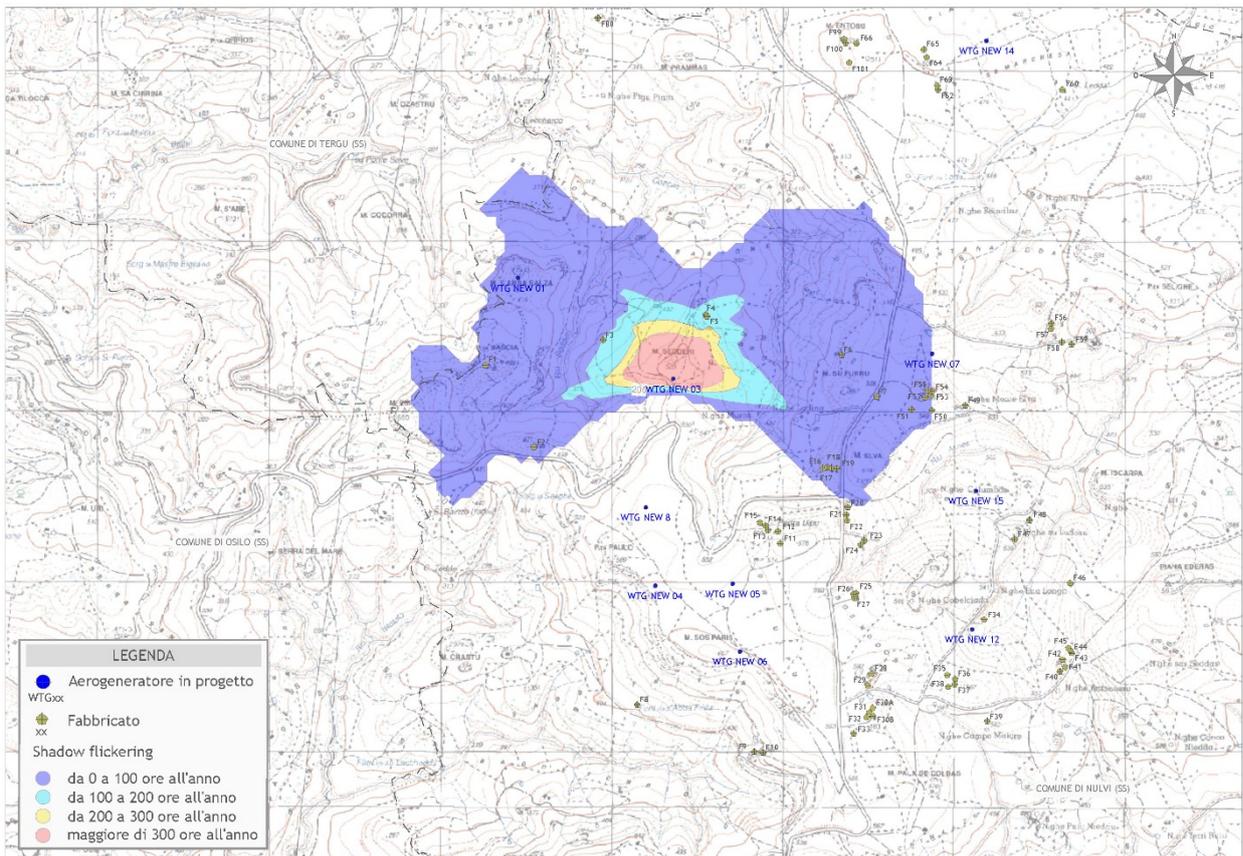


Figura 4 - Mappa di impatto potenziale per l'aerogeneratore WTG NEW 03

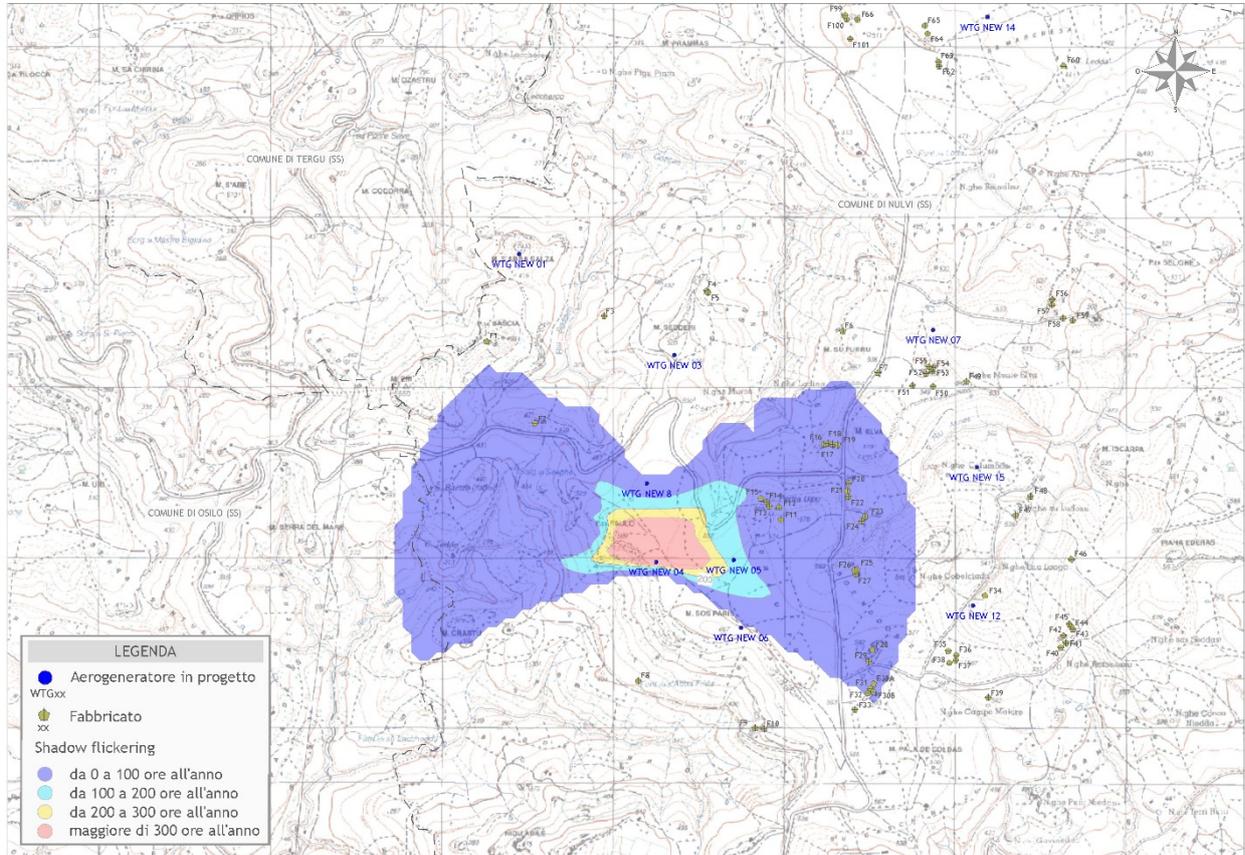


Figura 5 - Mappa di impatto potenziale per l'aerogeneratore WTG NEW 04

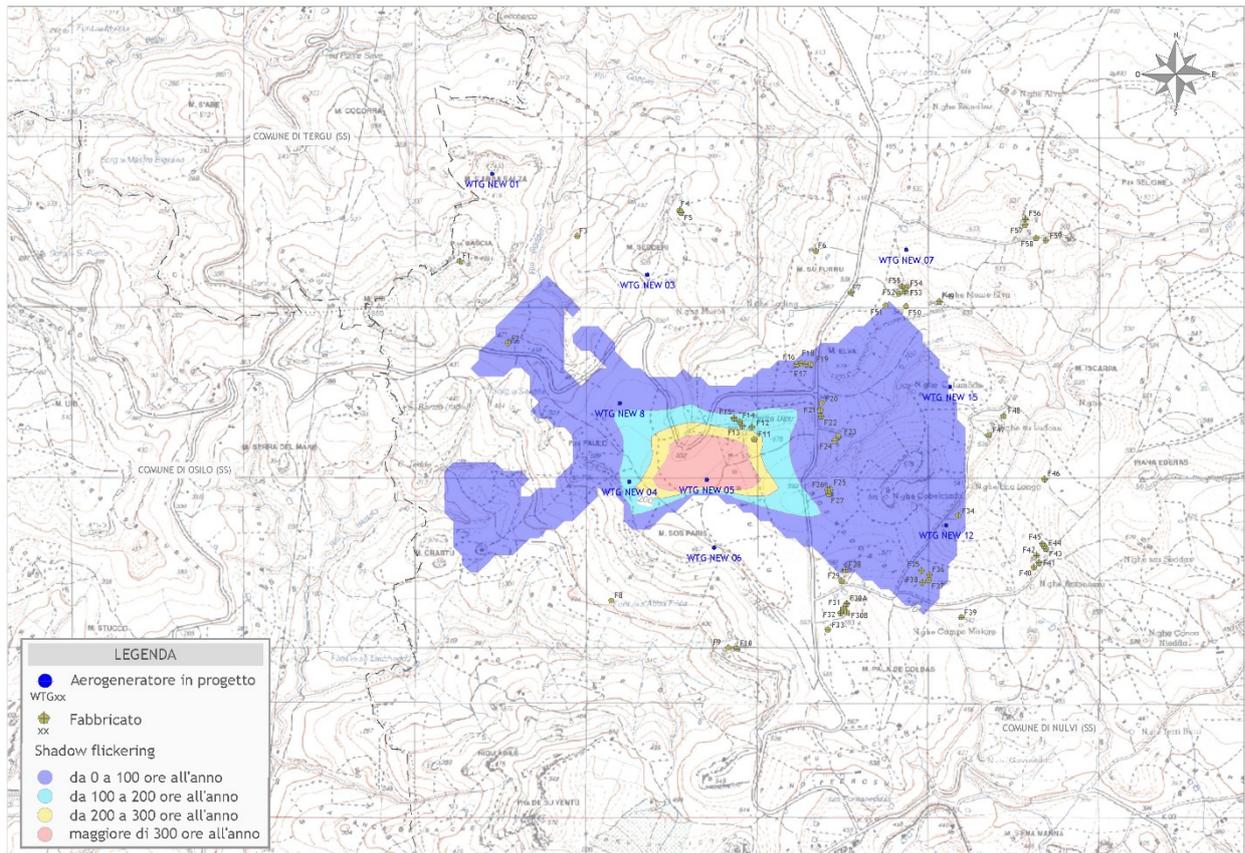


Figura 6 - Mappa di impatto potenziale per l'aerogeneratore WTG NEW 05

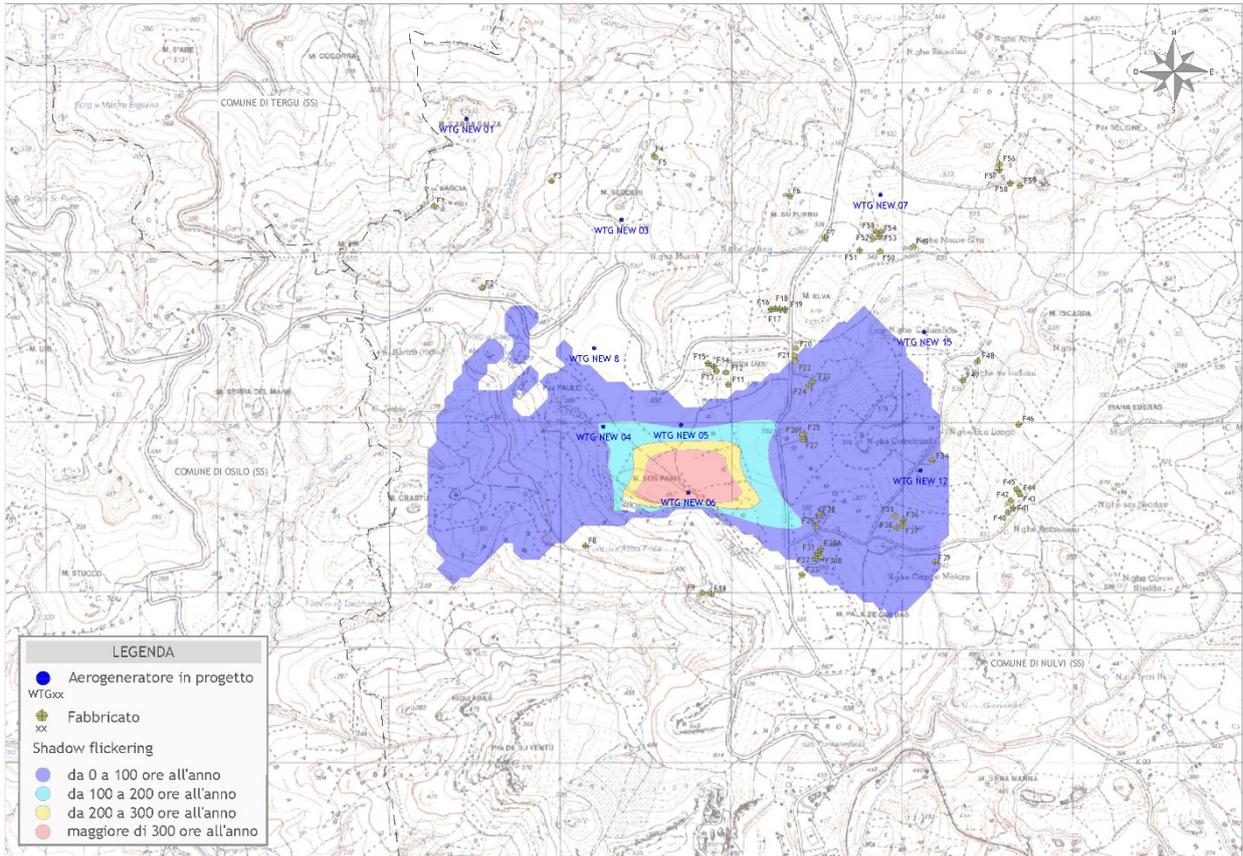


Figura 7 - Mappa di impatto potenziale per l'aerogeneratore WTG NEW 06

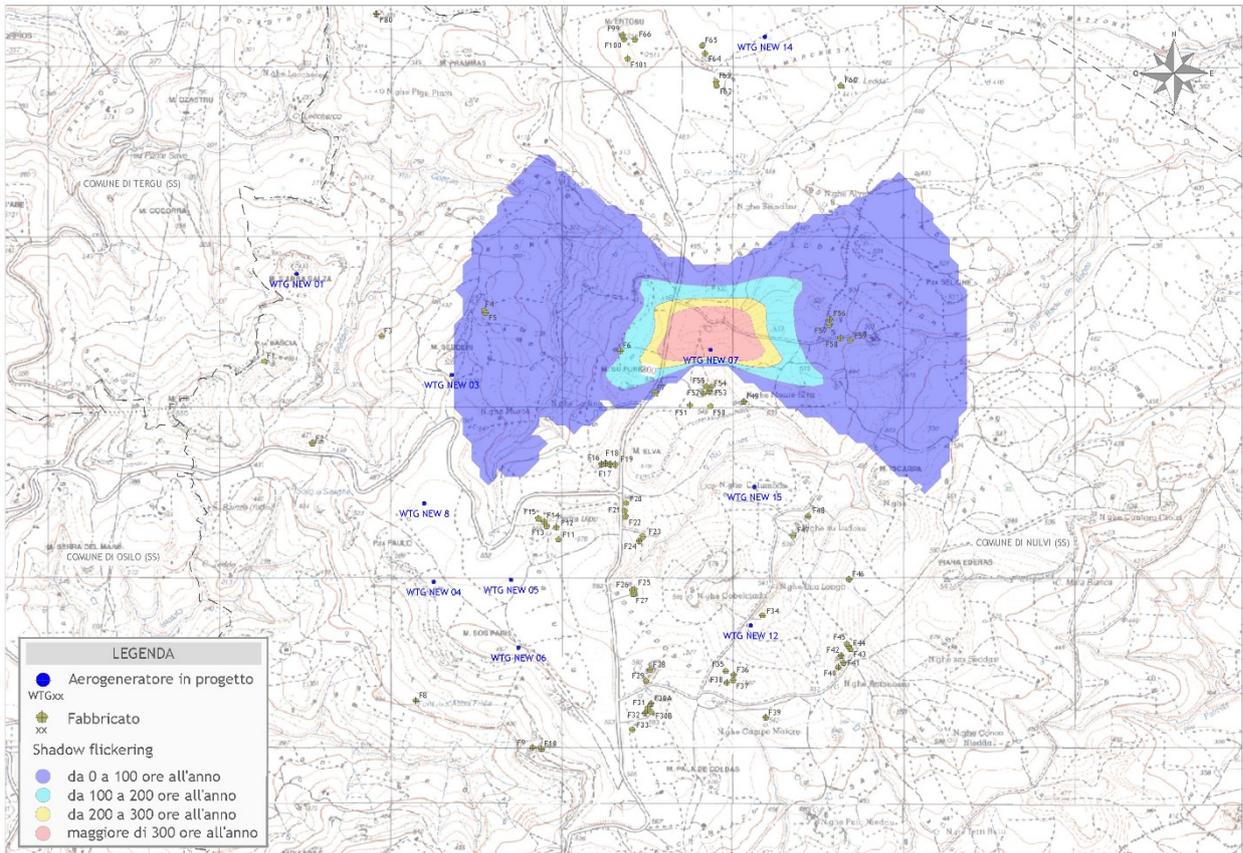


Figura 8 - Mappa di impatto potenziale per l'aerogeneratore WTG NEW 07

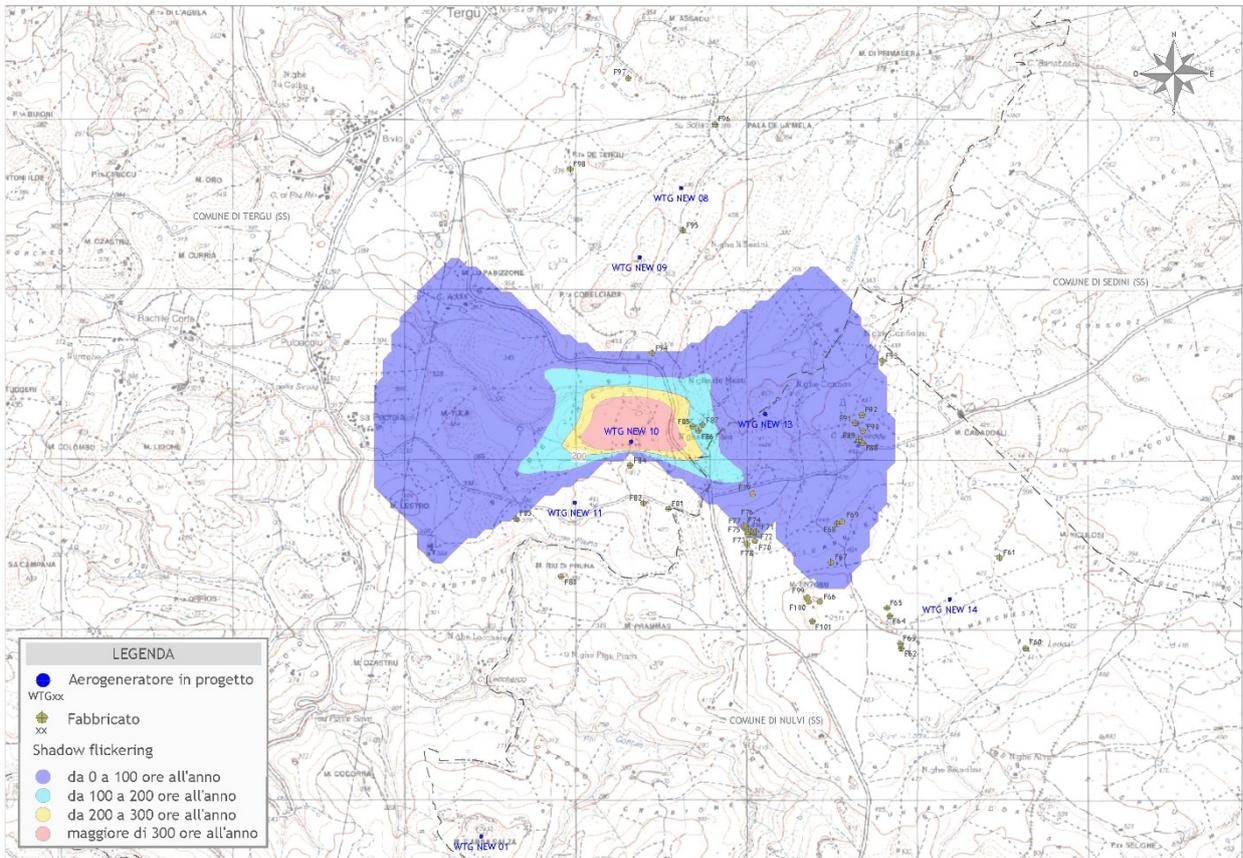


Figura 11 - Mappa di impatto potenziale per l'aerogeneratore WTG NEW 10

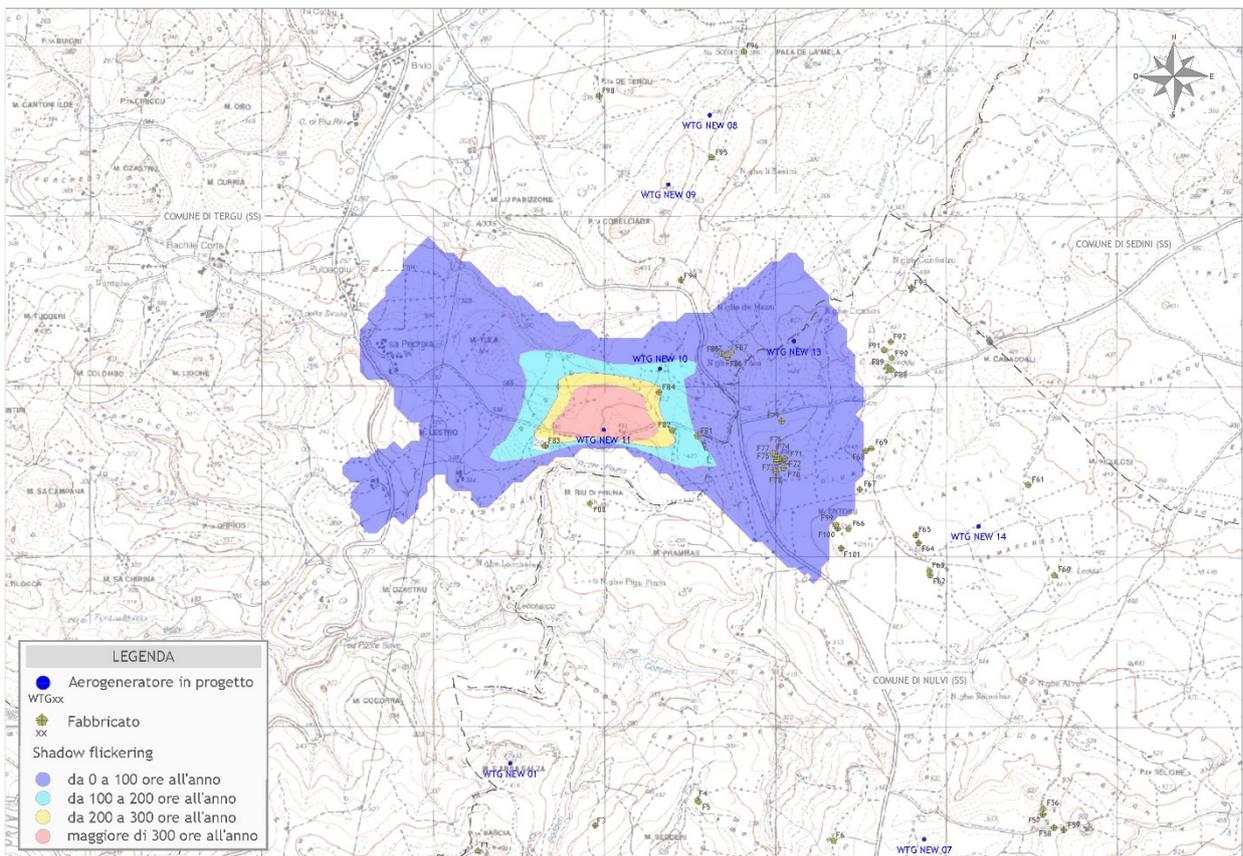


Figura 12 - Mappa di impatto potenziale per l'aerogeneratore WTG NEW 11

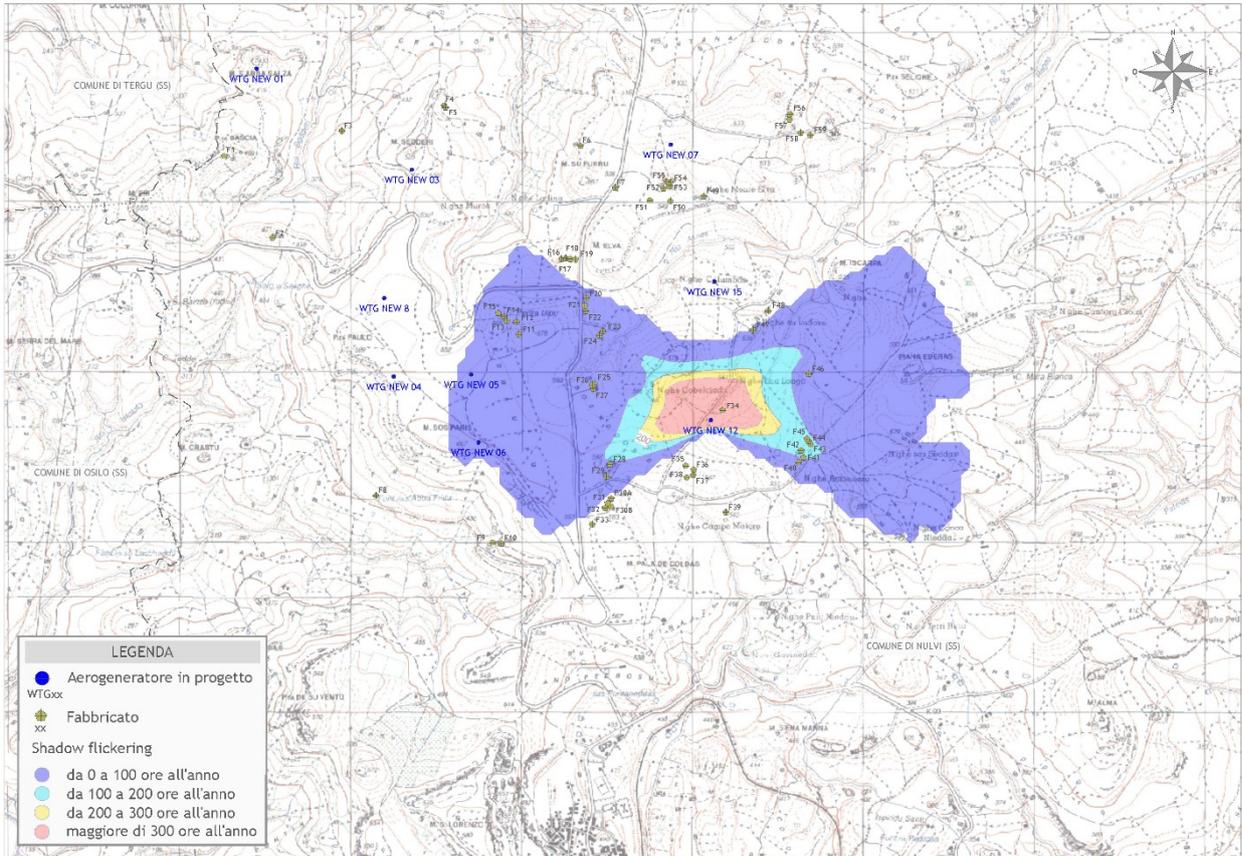


Figura 13 - Mappa di impatto potenziale per l'aerogeneratore WTG NEW 12

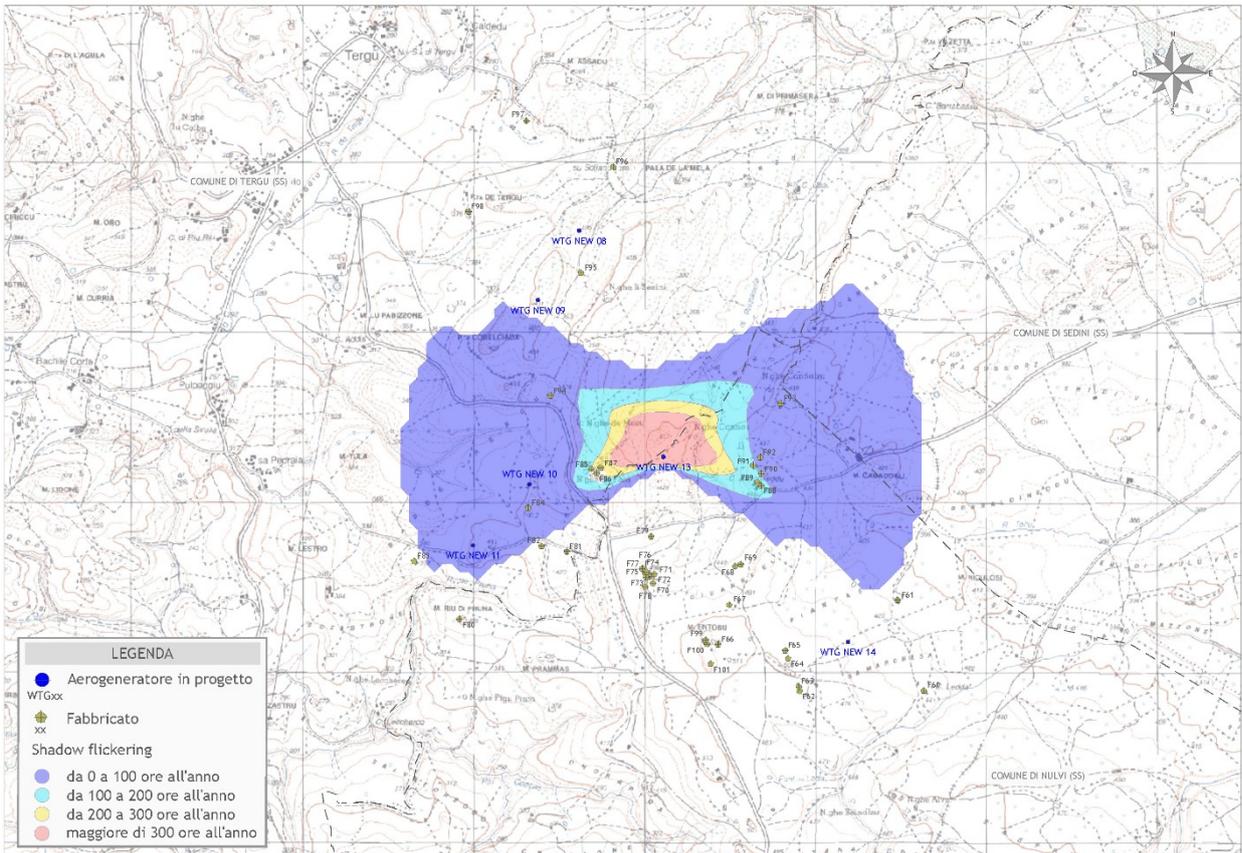


Figura 14 - Mappa di impatto potenziale per l'aerogeneratore WTG NEW 13

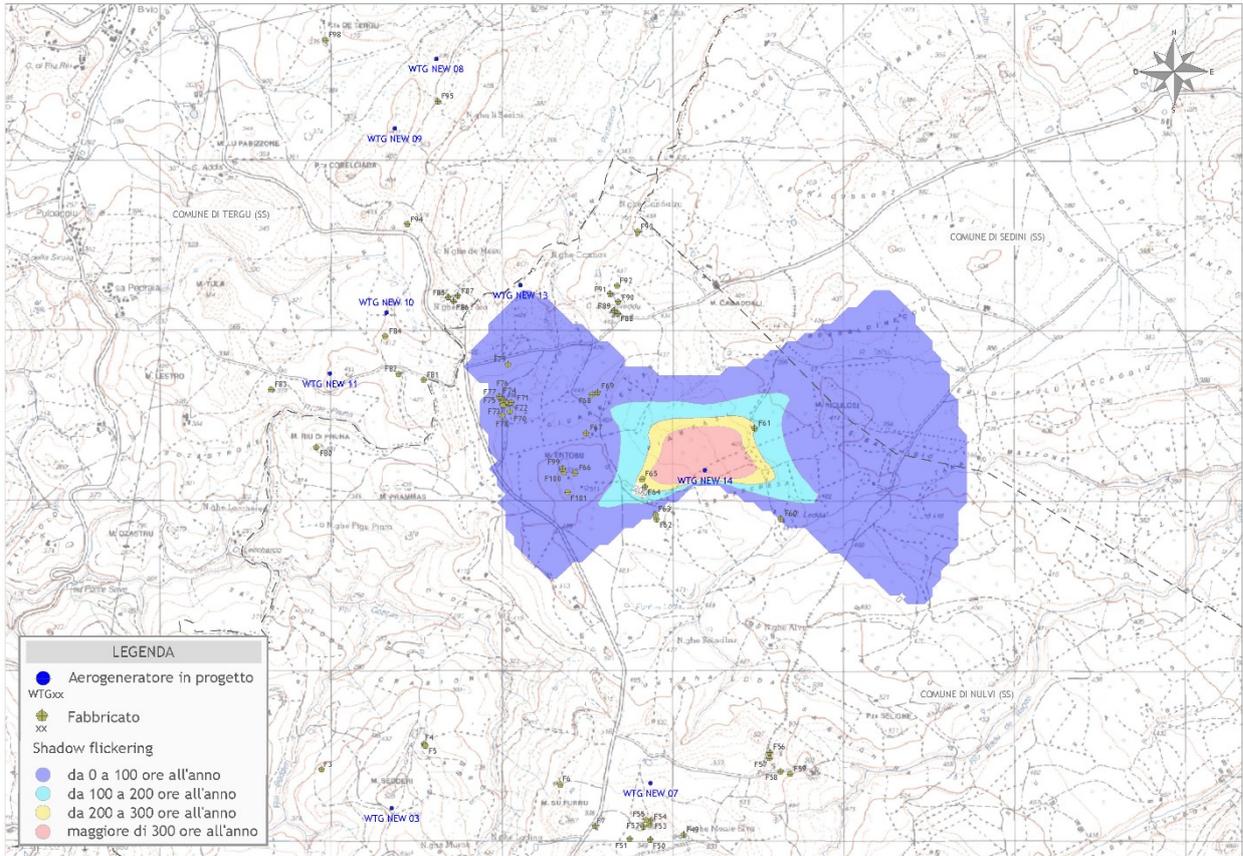


Figura 15 - Mappa di impatto potenziale per l'aerogeneratore WTG NEW 14

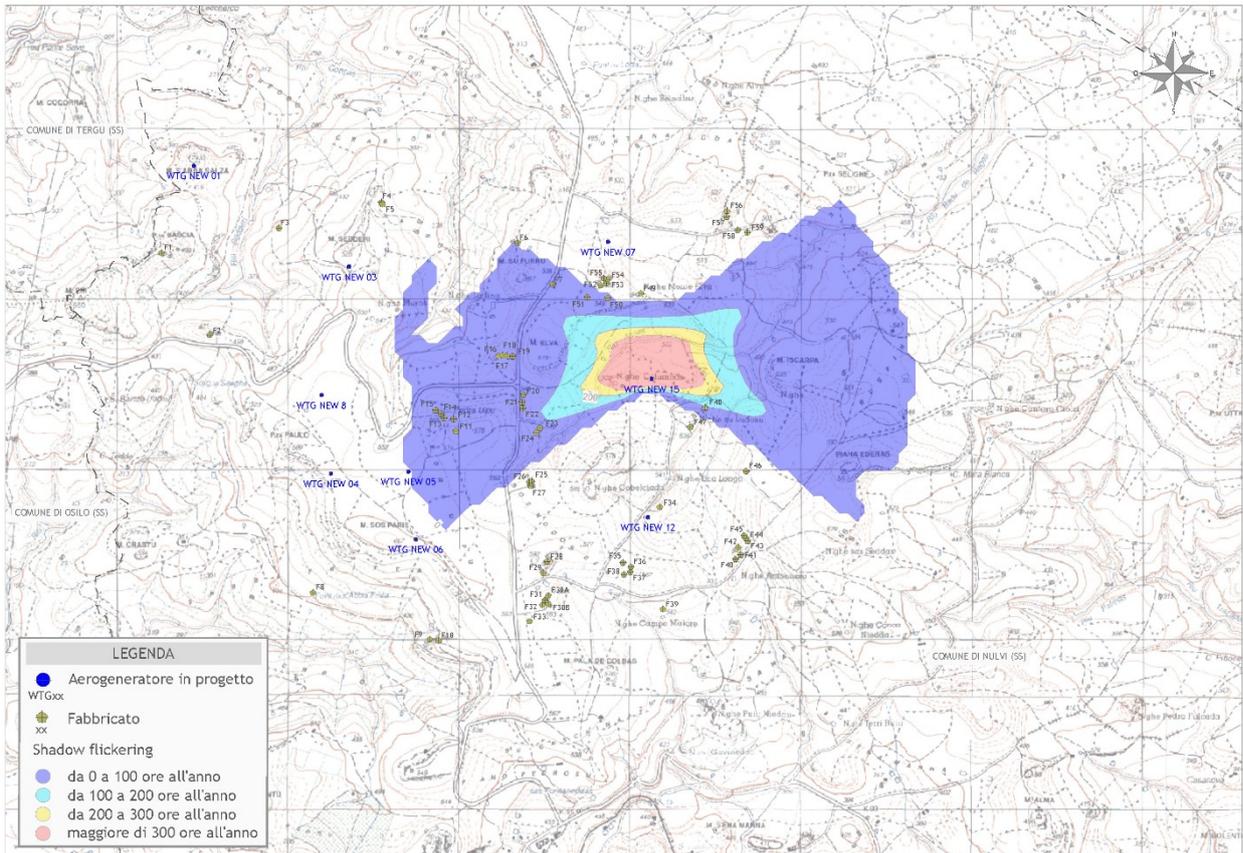


Figura 16 - Mappa di impatto potenziale per l'aerogeneratore WTG NEW 15

FRI-EL	RELAZIONE DI SHADOW FLICKERING	 PROGETTO ENERGIA
	Proposta di ammodernamento complessivo (“repowering”) del “Parco Eolico Nulvi Tergu” esistente da 29,75 MW, con smantellamento degli attuali 35 aerogeneratori e sostituzione in riduzione degli stessi con l’installazione di 15 aerogeneratori, per una potenza totale definitiva di 99 MW	
Codifica Elaborato: 224308_D_R_0332 Rev. 00		

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 32		Caso peggiore		Caso reale
	Est	Nord	Giorni Anno	Ore Anno	Ore Anno
2	476472	4518599	227	134	67
21	478298	4518201	249	174	87
26	478341	4517734	278	218	109
33	478342	4516913	0	0	0
56	479496	4519327	73	53	27
57	479495	4519294	73	54	27
73	477937	4521371	101	38	19
97	477239	4524057	16	3	2
99	478287	4521000	100	35	17
100	478295	4520976	101	35	18
101	478316	4520861	71	37	18

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 10 potenziali recettori 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. Per i fabbricati evidenziati, presso i quali l’effetto di shadow flickering potrebbe essere superiore a 40 ore l’anno, è stato elaborato un calendario dell’ombra che riporta in maniera grafica i periodi dell’anno in cui è possibile il verificarsi del fenomeno (condizioni del caso peggiore). Le curve di colore blu indicano l’ora dell’alba e del tramonto e le macchie colorate indicano il periodo in cui è possibile il verificarsi del fenomeno. Sull’asse delle ordinate sono riportati i giorni dell’anno e sull’asse delle ascisse l’ora del giorno.

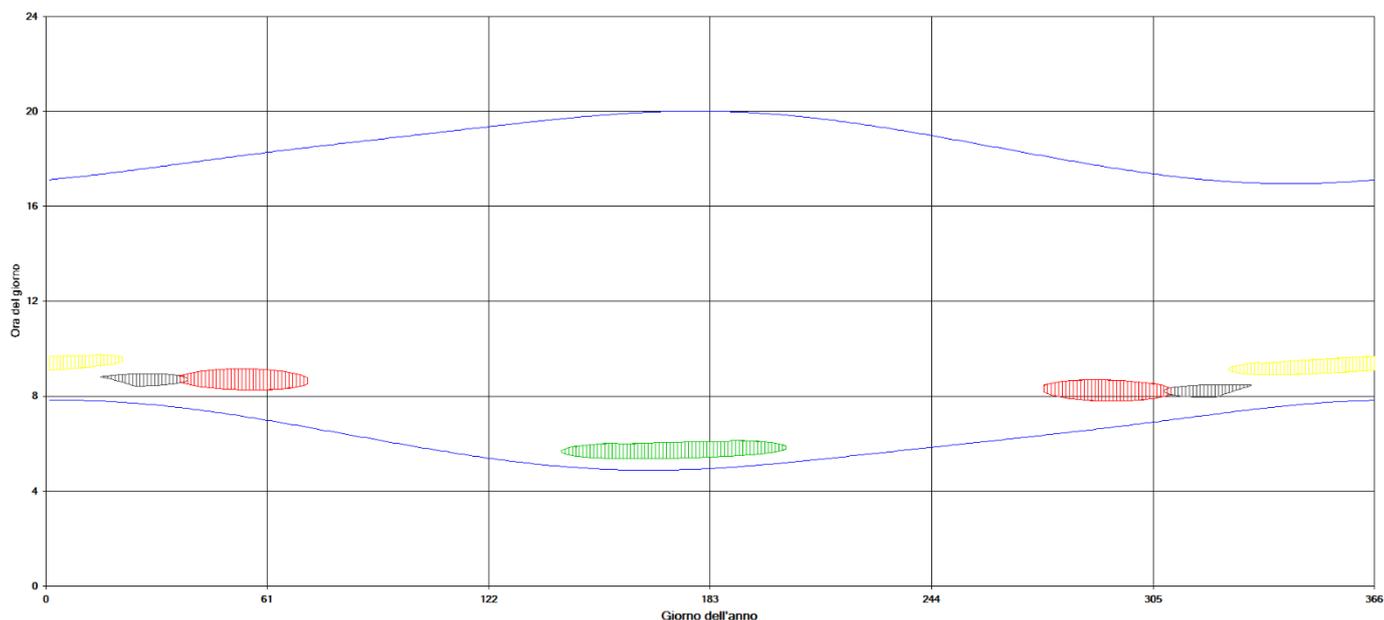


Figura 17 – Calendario dell'ombra nelle condizioni caso peggiore per il fabbricato 2

Dalla lettura del calendario in figura 8, si legge facilmente che, presso il fabbricato 2, il fenomeno dell'ombreggiamento si può verificare a causa degli aerogeneratori:

- WTG NEW 02 dal 6 febbraio a 12 marzo e dal 1° ottobre al 5 novembre tra le ore 7:50 e le 9:10 (macchia rossa);
- WTG NEW 03 dal 21 maggio al 22 luglio tra le ore 05:25 e le 06:10 (macchia verde).
- WTG NEW 04 dal 1° gennaio al 21 gennaio e dal 21 novembre al 31 dicembre tra le ore 8:55 e le 9:45 (macchia gialla);
- WTG NEW 05 dal 15 gennaio al 8 febbraio e dal 03 novembre al 27 novembre tra le ore 8:00 e le 8:55 (macchia grigia);

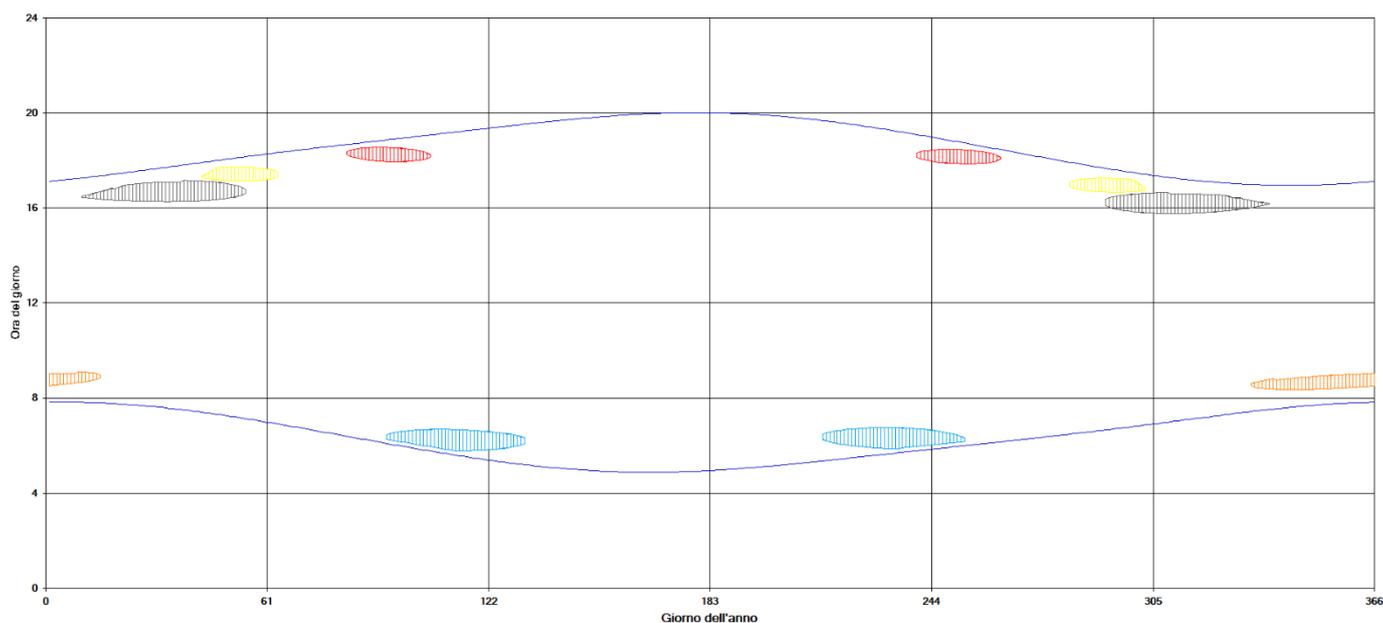


Figura 18 – Calendario dell'ombra nelle condizioni caso peggiore per il fabbricato 21

Dalla lettura del calendario in figura 9, si legge facilmente che, presso il fabbricato 21, il fenomeno dell'ombreggiamento si può verificare a causa degli aerogeneratori:

- WTG NEW 02 dal 23 marzo al 15 aprile e dal 27 agosto al 19 settembre tra le ore 17:50 e le 18:30 (macchia rossa);
- WTG NEW 04 dal 12 febbraio al 4 marzo e dal 8 ottobre e dal 29 ottobre tra le ore 16:40 e le 17:45 (macchia gialla);

- WTG NEW 05 dal 10 gennaio al 24 febbraio e dal 18 ottobre al 2 dicembre tra le ore 15:45 e le 17:10 (macchia grigia);
- WTG NEW 12 dal 1° gennaio al 15 gennaio e dal 27 novembre al 31 dicembre tra le ore 8:20 e le 9:05 (macchia arancione);
- WTG NEW 15 dal 03 aprile all'11 aprile e dal 1° agosto al 09 settembre tra le ore 5:45 e le 6:45 (azzurra)

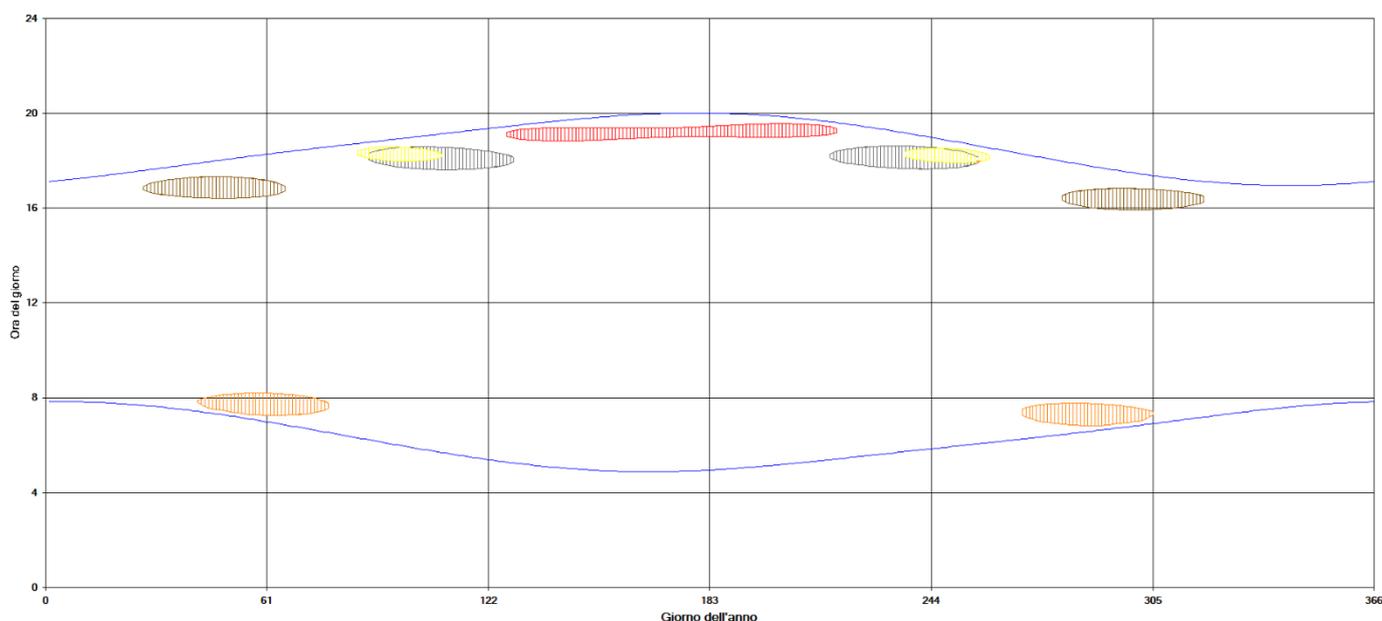


Figura 19 – Calendario dell'ombra nelle condizioni caso peggiore per il fabbricato 26

Dalla lettura del calendario in figura 10, si legge facilmente che, presso il fabbricato 26, il fenomeno dell'ombreggiamento si può verificare a causa degli aerogeneratori:

- WTG NEW 02 dal 06 maggio al 5 agosto tra le 18:50 e le 19:00 (macchia rossa);
- WTG NEW 04 dal 26 marzo al 18 aprile e dal 24 agosto al 16 settembre tra le ore 17:55 e le 18:35 (macchia gialla);
- WTG NEW 05 dal 29 marzo al 08 maggio e dal 03 agosto al 13 settembre tra le ore 17:35 e le 18:40 (macchia grigia);
- WTG NEW 06 dal 27 gennaio al 6 marzo e dal 06 ottobre al 14 novembre tra le ore 15:55 e le 17:00 (macchia marrone);
- WTG NEW 15 dal 11 febbraio al 18 marzo e dal 25 settembre al 31 ottobre tra le ore 6:50 e le 7:25 (azzurra)

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 10 abitazioni (si veda tabella 4), incidendo in maniera trascurabile, in quanto il valore atteso è per tutti i recettori inferiore a 109 ore l'anno, e per la maggior parte di essi uguale o inferiore a 30 ore l'anno.

Va altresì sottolineato che:

- la velocità di rotazione delle turbine previste in progetto, del tipo Siemens Gamesa, SG170 6.6 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 recettori. 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.

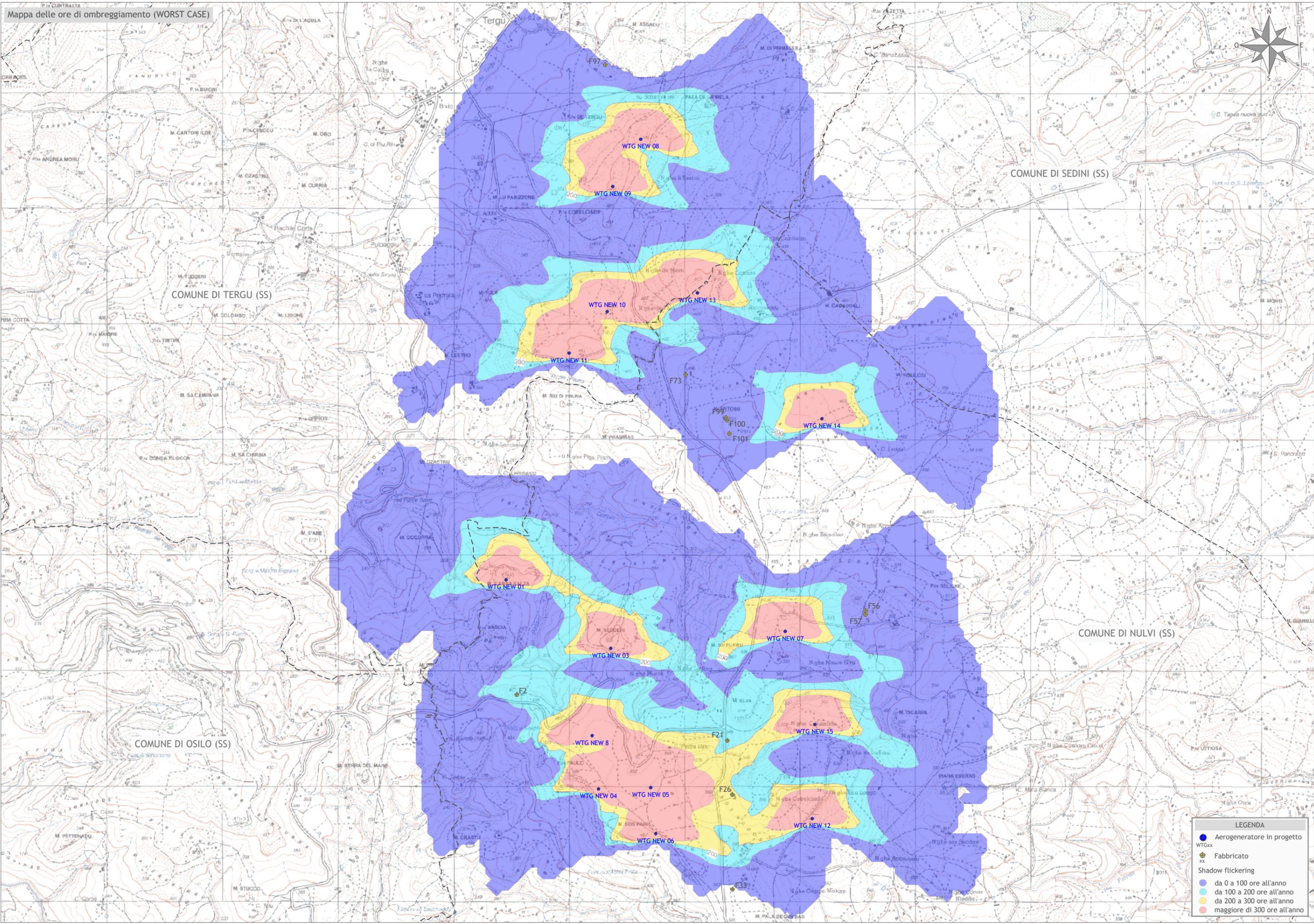
5. ALLEGATI

- Mappa delle ore di ombreggiamento (WORST CASE)

Progettista

(ing. Massimo LO RUSSO)





COMUNE DI TERGU (SS)

COMUNE DI SEDINI (SS)

COMUNE DI NULVI (SS)

COMUNE DI OSILO (SS)

LEGENDA

- Aerogeneratore in progetto
- WTGxx
- Fabbricato
- xx
- Shadow flickering
- da 0 a 100 ore all'anno
- da 100 a 200 ore all'anno
- da 200 a 300 ore all'anno
- maggiore di 300 ore all'anno