

COMMITTENTE



GRV WIND SARDEGNA 6 S.R.L.
Via Durini, 9 Tel. +39.02.50043159
20122 Milano PEC: grwindsardegna6@legalmail.it



PROGETTISTI

Progettisti:
ing. Mariano Marseglia
ing. Giuseppe Federico Zingarelli

M&M ENGINEERING S.r.l.
Sede Operativa:
Via I Maggio, n.4 Tel./fax +39.0885.791912
Orta Nova (FG) Mail: ing.marianomarseglia@gmail.com

Collaborazioni:
Ing. Giovanna Scuderi
Ing. Dionisio Staffieri



REGIONE AUTONOMA
DELLA SARDEGNA



PROVINCIA
SUD SARDEGNA



COMUNE SELEGAS



COMUNE GESICO



COMUNE MANDAS

PROGETTO

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO DENOMINATO "PLANU SERRANTIS" COMPOSTO DA 9 AEROGENERATORI DA 6,6 MW, PER UNA POTENZA COMPLESSIVA DI 59,4 MW SITO NEI COMUNI DI SELEGAS, GESICO E MANDAS (SU), CON OPERE DI CONNESSIONE NEI COMUNI DI GUASILA, VILLANOVAFRANCA, VILLAMAR, FURTEI, SANLURI (SU)

ELABORATO

Titolo:
STUDIO EVOLUZIONE OMBRA (SHADOW FLICKERING)

Tav./Doc.:
SIA-15

Codice elaborato:
EOL-SIA-15

Scala/Formato:
A4

0	Novembre/2022	Prima emissione	M&M	M&M	GRVALUE
REV.	DATA	DESCRIZIONE	ELABORAZIONE	VERIFICA	APPROVAZIONE

INDICE

1. PREMESSA.....	3
1.1 DESCRIZIONE DELL' INTERVENTO	3
2. ANALISI DELL'ESPOSIZIONE SOLARE ANNUALE	3
3. VALUTAZIONE PREVENTIVA DELLE OMBRE GENERATE	7
4. CONCLUSIONE.....	12

1. PREMESSA

La presente relazione tecnica specialistica descrive l'evoluzione giornaliera delle ombre generate dalle pale eoliche facenti parte del progetto per la realizzazione di un parco eolico proposto dalla società **GRV Wind Sardegna 6 s.r.l.** con sede legale a Milano, Via Durini, n. 9.

La proposta progettuale è finalizzata alla realizzazione di un impianto eolico per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile eolica, costituito da 9 aerogeneratori, ciascuno di potenza nominale pari a 6,6 MW per una potenza complessiva di 59,4 MW, da realizzarsi nella Provincia del Sud Sardegna, nei territori comunali di Selegas, Gesico e Mandas in cui insistono gli aerogeneratori e parte dell'elettrodotto interrato, mentre nei territori comunali di Guasila, Villanovafranca, Villamar, Furtei, Sanluri ricade la restante parte dell'elettrodotto e la Cabina Utente.

1.1 DESCRIZIONE DELL' INTERVENTO

L'impianto di produzione sarà costituito da 9 aerogeneratori, ognuno della potenza di 6,6 MW ciascuno per una potenza complessiva nominale di 59,4 MW. Gli aerogeneratori saranno ubicati in località *Planu Serrantis* nell'area a nord dell'abitato di Selegas e la sua frazione Seuni e a sud di quello di Gesico e Mandas, ad una distanza dai centri abitati rispettivamente di circa 2,6 km, 1,5 km, 1,4 km e 2,2 km.



Figura 1.1- Inquadramento geografico su base IGM 250.000

I terreni sui quali si installerà il parco eolico, interessa una superficie di circa 500 ettari, anche se la quantità di suolo effettivamente occupato è significativamente inferiore di circa 20 ettari ed è limitato alle aree di piazzole dove verranno installati gli aerogeneratori, le opere di rete (cavidotti e cabina) e la viabilità di servizio all'impianto, come constatabile sugli elaborati planimetrici allegati al progetto.

L'area di progetto, intesa sia come quella occupato dai 9 aerogeneratori di progetto, con annesse piazzole e relativi cavidotti di interconnessione, interessa i territori comunali di Selegas, Gesico e Mandas, nel dettaglio:

- gli aerogeneratori WTG 1, 2 e 4 con le opere di progetto ricadono nel territorio di Selegas e sono censiti al NCT ai fogli di mappa nn. 3, 4, 5 e 6;
- gli aerogeneratori WTG 3 e 9 con le opere di progetto ricadono nel territorio di Gesico e sono censiti ai fogli di mappa nn. 1, 2, 8, 9, 11, 12, 13, 17, 20, 22, 23, 24, 25, 26;
- mentre i restanti aerogeneratori WTG 5, 6, 7 e 8 con le opere di progetto ricadono nel territorio di Mandas e sono censiti al NCT ai fogli di mappa nn. 36, 42, 43 e 46.

La restante parte del cavidotto fino al punto di consegna e la Stazione Terna interessa i territori comunali di Guasila, Villanovafranca, Villamar, Furtei, Sanluri, nel dettaglio si ha:

- il tratto di cavidotto che ricade nel territorio di Guasila è censito al NCT ai fogli di mappa nn. 1 e 2;
- il tratto di cavidotto che ricade nel territorio di Villanovafranca è censito al NCT ai fogli di mappa nn. 24 e 28;
- il tratto di cavidotto che ricade nel territorio di Villamar è censito al NCT ai fogli di mappa nn. 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 30, 31, 32 e 36;
- il tratto di cavidotto, la cabina utente e parte della Stazione Terna che ricadono nel territorio di Furtei sono censiti al NCT ai fogli di mappa nn. 1, 2, 3, 5, 6 e 7;
- il tratto di cavidotto e parte della Stazione Terna che ricadono nel territorio di Sanluri sono censiti al NCT ai fogli di mappa nn. 12 e 22.

Di seguito si riporta la tabella riepilogativa, in cui sono indicate per ciascun aerogeneratore le relative coordinate (UTM fuso 32) e le particelle catastali, con riferimento al catasto dei terreni dei Comuni di Selegas, Gesico e Mandas.

Tabella dati geografici e catastali degli Aerogeneratori:

WTG	COORDINATE GEOGRAFICHE WGS84		COORDINATE PLANIMETRICHE UTM32 WGS 84		DATI CATASTALI		
	LATITUDINE	LONGITUDINE	NORD (Y)	EST (X)	Comune	Fg n.	Part. n.
01	39°35'38,40	9°6'17.55"	4382702	509005	SELEGAS	4	64
02	39°36'0.01"	9°6'15.16"	4383368	508947	SELEGAS	4	2
03	39°36'29.86"	9°5'22.07"	4384287	507680	GESICO	22	25-215
04	39°35'56.57"	9°5'35.61"	4383261	508004	SELEGAS	3	9
05	39°36'58.25"	9°8'52.60"	4385169	512699	MANDAS	46	50

06	39°37'17.19"	9°9'26.45"	4385754	513505	MANDAS	46	15
07	39°37'48.01"	9°7'29.69"	4386700	510720	MANDAS	36	54
08	39°37'33.00"	9°7'58.23"	4386238	511401	MANDAS	42	7-9
09	39°36'55.07"	9°8'5.67"	4385069	511580	GESICO	17	11

2. ANALISI DELL'ESPOSIZIONE SOLARE ANNUALE

La posizione occupata nel cielo dal sole è compiutamente individuata mediante la misura di due coordinate angolari, azimut ed elevazione (altezza). L'azimut viene misurato, in senso orario, sul piano orizzontale, a partire dal nord geografico fino al punto sull'orizzonte direttamente sotto all'oggetto; l'elevazione, invece, viene misurata sul piano verticale, partendo da tale punto sino ad arrivare in corrispondenza dell'oggetto. A causa del moto della Terra intorno al sole, tali coordinate variano senza soluzione di continuità e la traiettoria descritta nel cielo dal sole è assimilabile ad un arco; ogni giorno si caratterizza per un proprio arco, il quale si discosta, se pur di poco, da quello del giorno immediatamente precedente e successivo. Ad ogni modo, si può affermare che un certo arco si ripete quasi esattamente ogni anno. Dicesi giorno l'intervallo di tempo nel quale giunge al suolo luce solare diretta per cui, la sua durata è pari al tempo che intercorre tra alba e tramonto.

La durata del giorno non coincide con la durata della luce naturale dato che sia prima dell'alba che dopo il tramonto sono rilevabili due periodi, chiamati entrambi crepuscolo (rispettivamente crepuscolo mattutino e crepuscolo serale o serotino), durante i quali giunge a terra una luce diffusa naturale fornita dai livelli più esterni dell'atmosfera i quali, trovandosi a quote più elevate, ricevono infatti luce solare diretta per un tempo più lungo riflettendola in parte verso la terra. Per quanto detto, la durata dell'illuminazione solare è pari alla somma della durata del giorno e della durata del crepuscolo mattutino e serale. Se non si verificasse il fenomeno descritto, il passaggio dal giorno alla notte e viceversa avverrebbe in maniera repentina.

3. VALUTAZIONE PREVENTIVA DELLE OMBRE GENERATE

Le turbine eoliche, come altre strutture spiccatamente sviluppate in altezza, proiettano un'ombra sulle aree adiacenti in presenza della luce solare diretta. In particolare si hanno fenomeni quasi statici legati alla presenza della torre fissa ed effetti dinamici legati alla rotazione del rotore con le sue tre pale.

Il primo fenomeno potrebbe avere come conseguenza l'incremento della probabilità di formazione di ghiaccio sulle strade asfaltate soggette a rilevante traffico (se presenti) in particolare nelle prime ed ultime ore del giorno.

Il secondo fenomeno è legato alla presenza di un osservatore posto in modo da vedere interposto il rotore tra sé e il sole. Si precisa che i fenomeni di ombreggiamento descritti attualmente non sono regolati da una specifica normativa.

Ai fini della presente trattazione è stato preso in considerazione un modello tipologico di aerogeneratore avente un'altezza massima (altezza al mozzo + lunghezza della pala) pari a 200 m dato che l'apparecchio effettivamente installato non avrà un'altezza massima superiore a tale valore. È stato stimato l'effetto "flicker" prodotto dall'impianto eolico; trattasi di un fenomeno per cui si genera una intermittenza dell'ombra (una sorta di effetto stroboscopico) a seguito del movimento del rotore dell'aerogeneratore quando in esercizio (in particolare quando il piano del rotore risulta perpendicolare alla congiungente tra l'osservatore e il sole), e che potrebbe risultare spiacevole per un osservatore. Per eseguire tale analisi è stato impiegato il software WindPRO 3.5.587.

Nel calcolo sono state assunte le seguenti ipotesi ampiamente conservative (caso peggiore - *worst case*):

- Sole splendente tutto il giorno e per tutto l'anno;
- Impianto costantemente in funzione (presenza costante di vento);
- Piano del rotore sempre ortogonale alla congiungente tra l'osservatore e il sole;
- Altezza minima del sole sull'orizzonte pari a 3°;
- Effetto dell'ombra proiettata fino a una distanza di 1600 m dalle torri;
- Totale assenza di ostacoli o schermi vegetazionali presenti negli spazi circostanti i possibili recettori.

Il report di calcolo restituisce un grafico finale (cfr. tavola EOL-SIA-16_1) che riporta in pianta il numero massimo di ore/anno in cui ad altezza dell'occhio umano si verifica l'effetto flicker descritto. Tale numero è rappresentato graficamente sul territorio con aree di diverse sfumature di colore in base al numero di ore/anno di possibile effetto flicker.

Di seguito viene allegato alla presente relazione il calcolo dell'ombra per i fabbricati "civile abitazione", maggiormente coinvolti dall'effetto flicker presenti nel raggio di 1 km.

CENSIMENTO DEI FABBRICATI

Gli aerogeneratori di progetto sono stati posti ad una distanza superiore ai 500 m dai fabbricati rurali e civile abitazioni isolate, annesse a corpi aziendali (categoria A), a prescindere dalla presenza di personale, nel rispetto del D.G.R n.59/90.

Sempre nel rispetto del D.G.R n.59/90, nel l'area interessata dal "flicker", vi sono strade provinciali o statali che solo in brevi tratti registrata un valore superiore alle 100 ore di ombra/anno, per cui il rischio gelate è trascurabile.

Il censimento dei fabbricati nel raggio di 1 km ha evidenziato la presenza di 5 ricettori accatastati con civile abitazioni, denominati "Rn", , come di seguito identificati:

VERIFICA DEI FABBRICATI NELL'AREA DI STUDIO							
id	FOGLIO	PART.	SUB.	Località	CATEGORIA	CONSISTENZA	RICETTORE
COMUNE DI SIURGUS DONIGALA							
14	8	168	2	VIA CAV. R. CADDEO n.15 Piano S1-T-1-2	A03	7,5 vani	R5
COMUNE DI MANDAS							
31	43	171		LOCALITA` SERRA PETZA n. SNC Piano T	A03	8 vani	R2
32	43	172		LOCALITA` SERRA PETZA n. SNC Piano T-1	A03	7,5 vani	R3
COMUNE DI GESICO							
41	17	103	3	LOCALITA CUCCURU FENUGU n. SNC Piano T	A03	3 vani	R4
50	15	101		LOCALITA' GANELLA n.SNC Piano S1 - T	A04	3 vani	R1

L'EFFETTO "FLICKER" NELLA SITUAZIONE "WORST CASE"

Il modello numerico utilizzato, al pari di altri presenti sul mercato, produce in output una mappa dell' impatto dell'ombra sul terreno, nel caso più penalizzante denominato "worst case", corrispondente alle ore in cui il sole permane al di sopra dell'orizzonte nell'arco dell'anno (**circa 4380h/a di luce**), indipendentemente dalla presenza o meno di nubi, le quali inficerebbero il fenomeno stesso di shadow flickering per impossibilità che si generino le ombre, oltre agli input specificati precedentemente, che rendono il caso in oggetto nettamente peggiorativo portano ad un risultato come in tabulato di calcolo, allegato alla fine della presente relazione.

Per semplificare la lettura dei tabulati si riporta di seguito una tabella riassuntiva dei tabulati di calcolo dell'effetto l'effetto "flicker" nella situazione "worst case":

Calculation Results

Shadow receptor

Shadow, worst case

No.	Name	Shadow hours per year [h/year]
A	R1	17:23
B	R3	72:04
C	R4	0:00
D	R5	0:00
E	R2	71:03

Dai tabulati è possibile verificare che, nonostante sono assunte le condizioni peggiorative assolute, cioè:

- cioè sole sempre presente, soleggiamento massimo in tutti i giorni dell'anno;
- pale eoliche sempre in rotazione;
- orientamento delle finestre sempre in direzione delle turbine ("modalità serra")
- altezza occhio umano 1,5 m

L'effetto ombra è contenuto per le civili abitazioni nell'area di progetto, infatti

- la massima durata dell'ombra all'anno è di circa 70:00 ore/anno, relativamente ai ricettori R2 e R3;
- tutti gli altri ricettori hanno un ombreggiamento di molto inferiore o nullo.

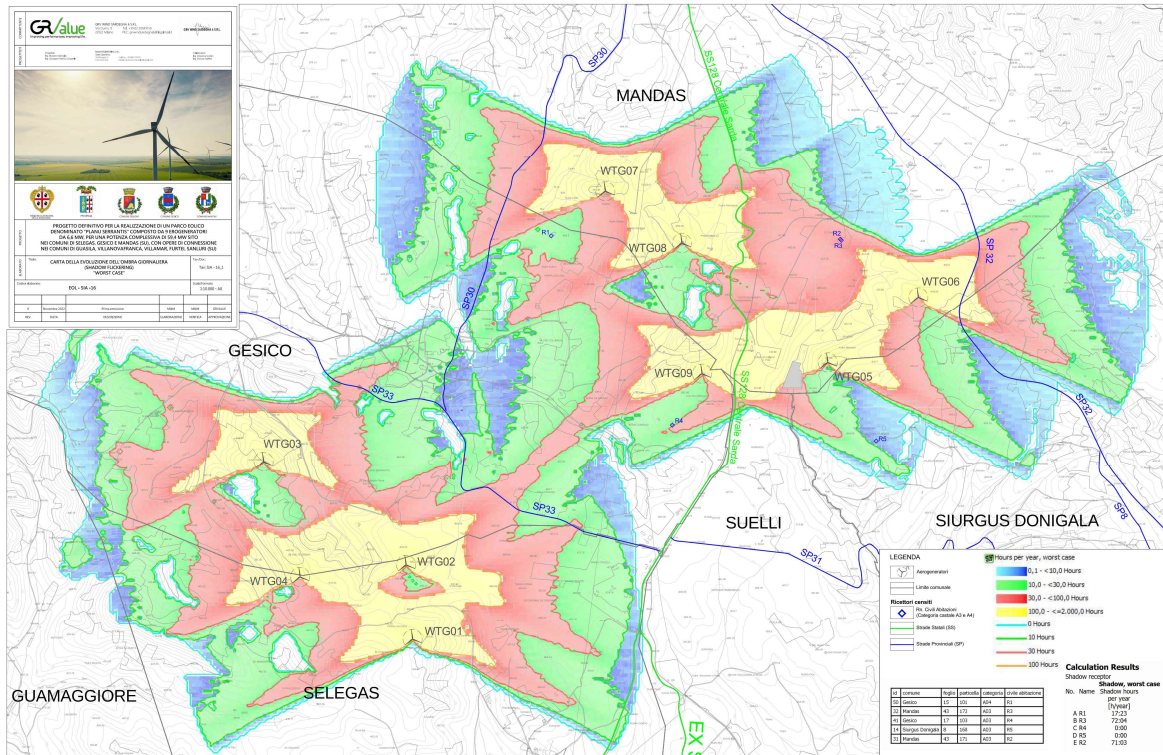


Figura. 1 - Stralcio della tavola: EOL-SIA_16_1 - "flicker" - "worst case"

LEGENDA

- Aerogeneratori
- Limite comunale
- Ricettori censiti**
- Rn. Civili Abitazioni (Categoria castale A3 e A4)
- Strade Statali (SS)
- Strade Provinciali (SP)



Calculation Results

Shadow receptor

No.	Name	Shadow hours per year [h/year]
A	R1	17:23
B	R3	72:04
C	R4	0:00
D	R5	0:00
E	R2	71:03

L'EFFETTO "FLICKER" NELLA SITUAZIONE "REAL CASE"

Allo scopo di pervenire a valori più realistici di impatto, prossimi al caso reale denominato "real case", si è impiegato il valore di eliofania locale. Tale valore definisce il numero di ore di cielo libero da nubi durante la fase diurna di una giornata.

Bisogna tenere presente che tale riduzione si è ottenuta solo ed esclusivamente considerando le condizioni meteorologiche assimilabili a quelle reali della zona in esame. In ogni caso, il calcolo nel real-case, è comunque da considerarsi molto cautelativo in quanto nel calcolo vengono comunque utilizzate le condizioni al contorno del worst - case indicate in precedenza.

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dei tabulati di calcolo dell'effetto "flicker" nella situazione "real case":

Calculation Results

Shadow receptor

No.	Name	Shadow, expected values Shadow hours per year [h/year]
A	R1	9:57
B	R3	34:06
C	R4	0:00
D	R5	0:00
E	R2	33:40

Dai tabulati è possibile verificare che:

L'effetto ombra è modesto per le civili abitazioni nell'area di progetto, infatti

- **la massima durata dell'ombra all'anno è di circa 34:00 ore/anno, relativamente ai ricettori R2 e R3;**
- **tutti gli altri ricettori hanno un ombreggiamento di molto inferiore o nullo.**

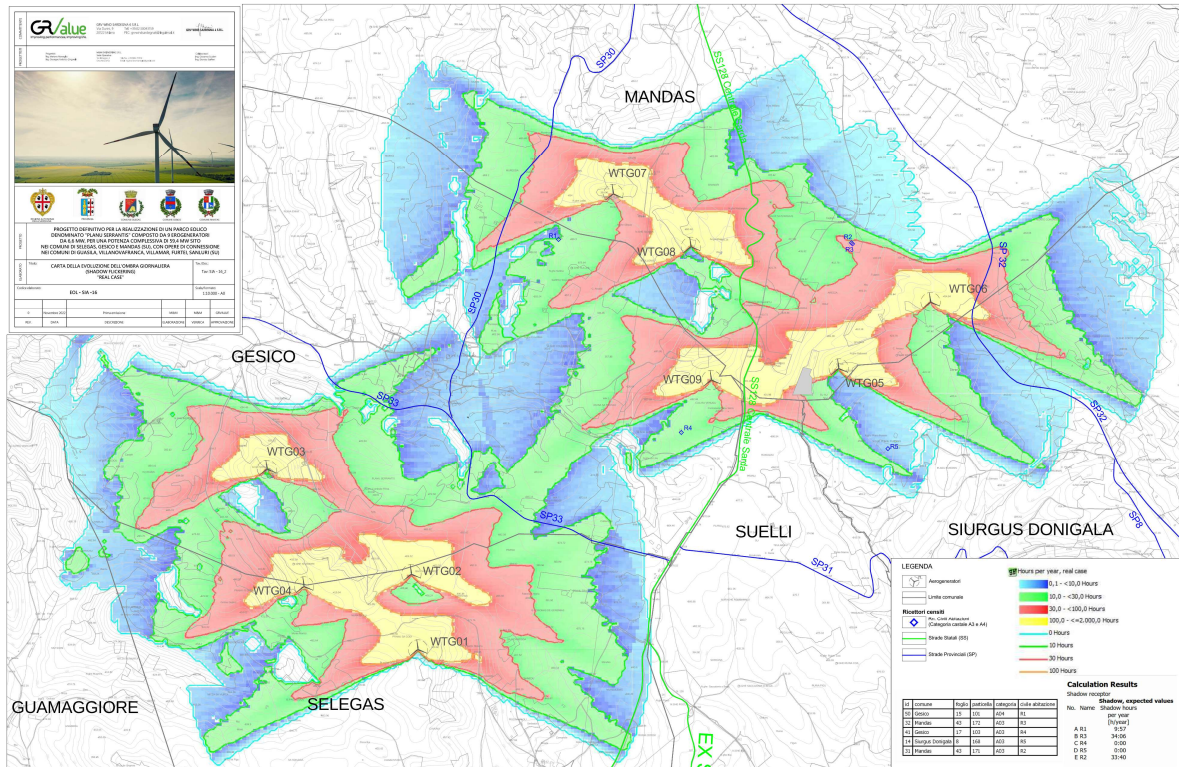


Figura. 2 - Stralcio della tavola: EOL-SIA_16_2 - "flicker" - "real case"

LEGENDA

- Aerogeneratori
- Limite comunale
- Ricettori censiti**
 - Rn. Civili Abitazioni (Categoria castale A3 e A4)
 - Strade Statali (SS)
 - Strade Provinciali (SP)

- Hours per year, real case**
- 0,1 - < 10,0 Hours
 - 10,0 - < 30,0 Hours
 - 30,0 - < 100,0 Hours
 - 100,0 - <= 2.000,0 Hours
 - 0 Hours
 - 10 Hours
 - 30 Hours
 - 100 Hours

Calculation Results

Shadow receptor

No.	Name	Shadow, expected values per year [h/year]
A R1		9:57
B R3		34:06
C R4		0:00
D R5		0:00
E R2		33:40

4. CONCLUSIONE

Per quanto concerne l'effetto "flicker", quindi, valutando i risultati ottenuti in relazione al contesto antropico locale, si può ragionevolmente affermare che il fenomeno non ha particolari riflessi negativi sul territorio, dove i primi fabbricati adibiti a civile abitazioni sono in numero limitato e a distanze sempre superiori a 500 metri, distanze oltre le quali il fenomeno di ombreggiamento è praticamente modesto, infatti la media di ombreggiamento sui ricettori è di circa 70 ore/anno, cioè meno di 1 ora al giorno anche nel caso peggiore teorico "worst case".

Sempre nel rispetto del D.G.R n.59/90, nel l'area interessata dal "flicker", vi sono strade provinciali o statali che solo in brevi tratti registrata un valore superiore alle 100 ore di ombra/anno, per cui il rischio gelate è trascurabile.

Pur nelle ipotesi conservative assunte, la probabilità che un osservatore sia soggetto al fenomeno non è significativa, se si riportano i risultati numerici ai casi reali con le dovute attenuazioni di origine morfologica e meteorologica del territorio. Infatti considerando solo i giorni di eliofania locale nell'area, i valori sono ridotti di oltre il 20%.

In ogni caso ulteriori indagini potranno essere condotte su ogni singolo ricettore al fine di verificare che non si presentino schermature naturali, quali alberi o costruzioni varie che riducono l'impatto stesso, e che la diposizione delle finestre non sia in corrispondenza del rotore della pala; in tal caso l'impatto potrebbe addirittura annullarsi rispetto all'analisi del real-case.

5. ALLEGATI – TABULATI DI CALCOLO

SHADOW - Main Result

Calculation: WORST CASE

Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence
Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade
Please look in WTG table

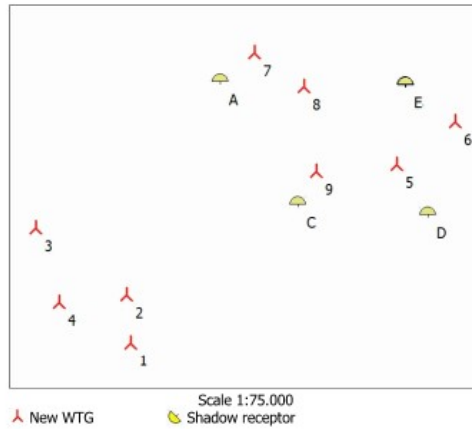
Minimum sun height over horizon for influence 3 °
Day step for calculation 1 days
Time step for calculation 1 minutes
The calculated times are "worst case" given by the following assumptions:
The sun is shining all the day, from sunrise to sunset
The rotor plane is always perpendicular to the line from the WTG to the sun
The WTG is always operating

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:
Height contours used: Height Contours: CUVE.wpo (4)
Obstacles used in calculation
Receptor grid resolution: 1,0 m

All coordinates are in
UTM (north)-WGS84 Zone: 32

WTGs

Easting	Northing	Z	Row data/Description	WTG type			Shadow data				
				Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Calculation distance [m]	RPM
1	509.005	4.382.702	435,2 WTG1	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	115,0	2.041	8,8
2	508.947	4.383.368	400,0 WTG2	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	115,0	2.041	8,8
3	507.680	4.384.287	393,8 WTG3	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	115,0	2.041	8,8
4	508.004	4.383.261	430,0 WTG4	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	115,0	2.041	8,8
5	512.699	4.385.169	427,5 WTG5	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	115,0	2.041	8,8
6	513.505	4.385.754	450,0 WTG6	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	115,0	2.041	8,8
7	510.720	4.386.700	390,0 WTG7	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	115,0	2.041	8,8
8	511.401	4.386.238	379,8 WTG8	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	115,0	2.041	8,8
9	511.580	4.385.069	388,2 WTG9	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	115,0	2.041	8,8



Shadow receptor-Input

No.	Name	Easting	Northing	Z	Width	Height	Elevation a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l.
		[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]		[m]
A	R1	510.239	4.386.303	351,8	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
B	R3	512.822	4.386.264	424,3	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
C	R4	511.317	4.384.614	382,2	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
D	R5	513.130	4.384.473	406,4	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
E	R2	512.810	4.386.272	424,1	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0

Calculation Results

Shadow receptor

Shadow, worst case

No.	Name	Shadow hours per year [h/year]
A	R1	17:23
B	R3	72:04
C	R4	0:00
D	R5	0:00
E	R2	71:03

windPRO 3.5.587 by EMD International A/S, Tel. +45 69 16 48 50, www.emd-international.com, windpro@emd.dk

08/12/2022 10:55 / 1



Calculated:
08/12/2022 10:54/3.5.587

SHADOW - Main Result

Calculation: WORST CASE

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]
1	WTG1	0:00
2	WTG2	0:00
3	WTG3	0:00
4	WTG4	0:00
5	WTG5	0:00
6	WTG6	68:33
7	WTG7	0:00
8	WTG8	21:37
9	WTG9	0:00

Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.

SHADOW - Main Result

Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence
Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade
Please look in WTG table

Minimum sun height over horizon for influence 3 °
Day step for calculation 1 days
Time step for calculation 1 minutes

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [CAGLIARI / ELMA S]
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
4,40 5,05 5,88 7,00 8,45 9,88 10,82 10,03 8,08 6,09 5,07 4,27

No operational time reduction. It is assumed the WTGs are always running with worst case wind direction.

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window.

The ZVI calculation is based on the following assumptions:
Height contours used: Height Contours: CUVE.wpo (4)
Obstacles used in calculation

Receptor grid resolution: 1,0 m



All coordinates are in
UTM (north)-WGS84 Zone: 32

WTGs

Easting	Northing	Z	Row data/Description	WTG type		Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
				Valid	Manufact.					Calculation distance [m]	RPM
1	509.005	4.382.702	435,2 WTG1	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	115,0	2.041	8,8
2	508.947	4.383.368	400,0 WTG2	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	115,0	2.041	8,8
3	507.680	4.384.287	393,8 WTG3	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	115,0	2.041	8,8
4	508.004	4.383.261	430,0 WTG4	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	115,0	2.041	8,8
5	512.699	4.385.169	427,5 WTG5	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	115,0	2.041	8,8
6	513.505	4.385.754	450,0 WTG6	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	115,0	2.041	8,8
7	510.720	4.386.700	390,0 WTG7	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	115,0	2.041	8,8
8	511.401	4.386.238	379,8 WTG8	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	115,0	2.041	8,8
9	511.580	4.385.069	388,2 WTG9	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	115,0	2.041	8,8

Shadow receptor-Input

No.	Name	Easting	Northing	Z	Width	Height	Elevation a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l.
		[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]		[m]
A	R1	510.239	4.386.303	351,8	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
B	R3	512.822	4.386.264	424,3	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
C	R4	511.317	4.384.614	382,2	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
D	R5	513.130	4.384.473	406,4	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
E	R2	512.810	4.386.272	424,1	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0

Calculation Results

Shadow receptor

No.	Name	Shadow, expected values per year [h/year]
A	R1	9:57
B	R3	34:06
C	R4	0:00
D	R5	0:00
E	R2	33:40

SHADOW - Main Result

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Expected [h/year]
1	WTG1	0:00
2	WTG2	0:00
3	WTG3	0:00
4	WTG4	0:00
5	WTG5	0:00
6	WTG6	32:04
7	WTG7	0:00
8	WTG8	12:22
9	WTG9	0:00

Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.