

“IR MELISSA STRONGOLI”

Integrale ricostruzione dei Parchi Eolici Melissa Strongoli e Melissa San Francesco (KR) - Intervento di Repowering con sostituzione degli aerogeneratori esistenti e relativa riduzione del numero delle macchine

Comuni di Melissa e Strongoli (KR)

COMMITTENTE



Edison Rinnovabili S.p.A.

Foro Buonaparte n.31 - Milano (MI)
P.IVA: 12921540154

PROGETTAZIONE



Progettisti: Ing. Mariano Galbo

Studio di Impatto Ambientale



Appendice H

Relazione sull'Ombreggiamento (Flickering)

REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
0	PRIMA EMISSIONE	Dicembre 2022	Iacopo Borsi Gemma Falcone Matteo Profeti Maurizio Florio	Marco Compagnino	Marco Compagnino

Codice commessa: P0032385-1-H9

Codifica documento: MEL-SIA-REL-0000_08

INDICE

	Pag.
LISTA DELLE TABELLE	2
LISTA DELLE FIGURE	2
ABBREVIAZIONI E ACRONIMI	3
1 INTRODUZIONE	4
2 IL FENOMENO DI EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DA AEROGENERATORI	5
2.1 NORMATIVA	5
3 METODOLOGIA	6
3.1 CODICE DI CALCOLO	6
3.2 CARATTERISTICHE DELLE TURBINE	6
3.3 SCELTA DEI RECETTORI SENSIBILI	8
3.4 CALCOLO DELLO <i>SHADOW FLICKERING</i> : ASSUNZIONI E PARAMETRI UTILIZZATI	9
4 RISULTATI	11
4.1 EFFETTI COMPLESSIVI DEL FENOMENO DI EVOLUZIONE DELL'OMBRA	11
4.2 CONSIDERAZIONI SU SINGOLI RECETTORI	13
5 CONCLUSIONI	14
REFERENZE	15

Allegato A: CALENDARI DI OMBREGGIAMENTO

LISTA DELLE TABELLE

Tabella 3-1:	Coordinate e quota s.l.m. degli aerogeneratori analizzati nello studio	7
Tabella 3-2:	Coordinate, quota s.l.m. e tipologia dei recettori sensibili selezionati per lo studio	9
Tabella 3-3:	Eliofania utilizzata nel modello, ricavata dalla stazione metereologica di Crotone (i valori indicano le ore/giorno in cui il sole splende non coperto da nubi, come media degli anni 1969-1989)	10
Tabella 4-1:	Risultati complessivi relativi a ciascun recettore; ore espresse in [hh:mm]	11
Tabella 4-3:	Sintesi dei risultati specifici per RC5	13

LISTA DELLE FIGURE

Figura 3.1:	Posizione degli aerogeneratori e dei recettori sensibili	7
Figura 4.1:	Mappa di ombreggiamento (valore atteso)	12
Figura 4.2:	Calendario di ombreggiamento per il recettore RC5. I diversi colori rappresentano i diversi aerogeneratori che contribuiscono al fenomeno, come riportato in legenda	13

ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

DTM	Digital Terrain Model
RPM	Rounds Per Minute (giri al minute)
WMS	Web Map Service
WTG	Wind Turbine Generator

1 INTRODUZIONE

La presente relazione ha lo scopo di valutare l'eventuale impatto generato dall'evoluzione dell'ombra indotta dagli aerogeneratori, il cosiddetto *shadow flickering*.

Lo studio si riferisce al progetto di *repowering* (ripotenziamento con integrale ricostruzione) di due parchi eolici esistenti:

- ✓ Parco eolico Melissa-Strongoli, realizzato tra gli anni 2006 e 2009, nei Comuni di Melissa e Strongoli, situato in provincia di Crotona in Calabria. In particolare, il parco eolico attuale è costituito da un impianto denominato Strongoli-Melissa 1, da 13 aerogeneratori di taglia 2 MW ciascuno per 26 MW complessivi, e uno denominato Strongoli-Melissa 2, da 12 aerogeneratori di taglia 2 MW ciascuno per 24 MW complessivi. Il Parco eolico Melissa Strongoli presenta in totale 25 aerogeneratori per una potenza del parco di 50 MW;
- ✓ Parco eolico San Francesco, realizzato tra gli anni 2006 e 2010, nel Comune di Melissa. Il parco eolico attuale è costituito da 13 aerogeneratori da 2 MW ciascuno per 26 MW del parco.

Il repowering proposto consiste nell'utilizzo del sito di crinale già oggetto di installazione di impianti eolici, con la sostituzione di torri e aerogeneratori di tecnologia più avanzata, per un incremento di potenza unitaria e complessiva del sito in grado di determinare una consistente riduzione del numero di aerogeneratori e delle relative piazzole, cabine di macchina e stradine di accesso alle piazzole.

Il progetto prevede lavori di "ripotenziamento" dei due parchi eolici mediante:

- ✓ lo smantellamento di 25 aerogeneratori del Parco eolico Melissa Strongoli e di 13 aerogeneratori del Parco eolico San Francesco, per un totale di 76 MW, localizzati nei comuni di Melissa e Strongoli;
- ✓ l'installazione di 12 nuovi aerogeneratori della potenza di 6.6 MW cadauno nel Parco eolico Melissa Strongoli, per una potenza del parco pari a 79.2 MW, e l'installazione di 8 nuovi aerogeneratori della potenza di 6.6 MW cadauno nel Parco eolico San Francesco, per una potenza del parco pari a 52.8 MW. Complessivamente, la potenza dei due parchi sarà pari a 132 MW.
- ✓ Complessivamente, saranno dunque rimossi 38 aerogeneratori e sostituiti con 20 nuovi aerogeneratori, con un incremento di potenza nel sito di progetto pari a 56 MW.

Il presente studio ha l'obiettivo di valutare l'impatto di ombreggiamento dei nuovi 20 aerogeneratori, andando a simulare l'effetto di *shadow flickering*: questa è la denominazione impiegata in ambito specialistico per descrivere l'effetto stroboscopico delle ombre proiettate dalle pale rotanti degli aerogeneratori eolici quando sussistono le condizioni meteorologiche opportune; infatti, la possibilità e la durata di tali effetti dipendono da una serie di condizioni ambientali, tra le quali:

- ✓ l'ora del giorno;
- ✓ la posizione del sole;
- ✓ il giorno dell'anno;
- ✓ le condizioni atmosferiche ambientali;
- ✓ la posizione della turbina eolica rispetto ad un recettore sensibile.

Le valutazioni di cui si tratta sono state effettuate con l'ausilio del software di simulazione specifico *windPRO* [1].

La relazione è articolata come segue:

- ✓ nel cap. 2 si riporta una breve descrizione del fenomeno di shadow flickering, per guidare il lettore nella comprensione della metodologia adottata e dei risultati ottenuti;
- ✓ nel cap. 3 vengono descritti le posizioni e le caratteristiche delle turbine e dei recettori sensibili inclusi nello studio, insieme alla sintesi della metodologia utilizzata;
- ✓ nel cap. 4, sono descritti e discussi i risultati.

2 IL FENOMENO DI EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DA AEROGENERATORI

Lo *shadow flickering* è la denominazione utilizzata nell'ambito tecnico specialistico per descrivere l'effetto stroboscopico delle ombre proiettate dalle pale rotanti degli aerogeneratori eolici ogniqualvolta il sole si trovi alle loro spalle.

Il fenomeno si traduce in un effetto di lampeggiamento (per variazione alternata di intensità luminosa) che, a lungo andare, può provocare fastidio agli occupanti dei fabbricati che si trovano nei pressi della turbina. Il fenomeno si verifica, in un singolo fabbricato, qualora le finestre di esso siano esposte verso la direzione della turbina. Ovviamente, tale fenomeno non si presenta quando il sole è oscurato da nuvole o nebbia, oppure quando, in assenza di vento, le pale del generatore non sono in movimento.

In particolare, le frequenze che possono provocare un senso di fastidio sono comprese tra i 2.5 ed i 20 Hz e l'effetto sugli individui è paragonabile a quello che si verificherebbe in seguito a variazioni periodiche e frequenti d'intensità luminosa di una lampada ad incandescenza [2].

In generale, l'area soggetta a shadow flickering non si estende oltre i 500÷1.000 m dall'aerogeneratore e le zone maggiormente impattate ricadono generalmente entro i 300 m di distanza dalle turbine, con durata del fenomeno dell'ordine delle 300 ore all'anno [3].

È importante notare che 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. Nel caso delle turbine utilizzante nel presente progetto, inoltre, la frequenza tipica di velocità di rotazione è di circa 10 giri al minuto, corrispondente a frequenze ampiamente minori di quelle ritenute fastidiose.

2.1 NORMATIVA

Dal punto di vista normativo, in Italia non esistono dei precisi limiti di tolleranza sulle ore/anno di impatto del fenomeno. Pertanto, come di consueto in questo tipo di studi, nel presente lavoro ci si riferisce alle linee guida della Germania (WEA-Schattenwurf-Hinweise), che in via cautelativa dettano come limite quello delle 30 h/anno: ogni singolo recettore sensibile che superi tale limite dovrebbe essere analizzato per ulteriori approfondimenti. Generalmente, i fattori che permettono la diminuzione o direttamente l'annullamento del fenomeno potrebbero essere la presenza di alberi interposti tra turbina e recettore e/o posizionamento delle abitazioni e dei propri infissi rispetto alla fonte, abitazioni poste a quote inferiori a quelle apprezzabili dal DTM (Digital Terrain Model) inserito nel codice di calcolo.

Si ribadisce tuttavia che questo tipo di limite (preso in considerazione anche in questo studio) è comunque pur sempre un limite "fittizio" e preso come riferimento di letteratura, poiché esso si riferisce ad una normativa non vigente in Italia, ove non esiste alcun riferimento legislativo che detti delle soglie alle quali attenersi.

Premesso ciò, questo studio vuole dare delle indicazioni utili a dimostrare la bontà progettuale dell'impianto, tale da evitare il manifestarsi di questo spiacevole fenomeno, anche se, come detto, il reale impatto sul benessere delle persone risulta di per sé trascurabile.

3 METODOLOGIA

3.1 CODICE DI CALCOLO

Lo studio è stato condotto avvalendosi del software *windPRO* [1], e in particolare del modulo *Shadow*, specifico per la simulazione dell'evoluzione dell'ombra.

Per l'esecuzione il software necessita principalmente delle seguenti informazioni:

- ✓ 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" (fabbricati e relative finestre);
- ✓ l'orientamento del rotore rispetto al recettore;
- ✓ eliofania locale (numero di ore di cielo libero da nubi durante il giorno).

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.

Le specifiche assunzioni utilizzate nello studio sono riportate nei seguenti paragrafi.

3.2 CARATTERISTICHE DELLE TURBINE

Come anticipato nell'Introduzione, l'analisi è focalizzata sul nuovo gruppo di 20 turbine.

La posizione prevista per gli aerogeneratori è riportata su mappa in Figura 3.1, mentre in Tabella 3-1 si riportano le coordinate geografiche corrispondenti.

I modelli di turbina individuati nel progetto, a titolo esemplificativo, sono gli aerogeneratori SG155 da 6.6 MW, prodotti da Siemens Gamesa. Si precisa che il modello di macchina è indicativo, poiché al momento della eventuale realizzazione saranno effettuate ulteriori analisi di mercato per guidare la scelta dell'aerogeneratore specifico. Tuttavia, le caratteristiche dei modelli di macchina utilizzati nella presente relazione saranno mantenuti, in particolare rispetto all'altezza e diametro del rotore, all'altezza complessiva e alla velocità di rotazione delle pale, elementi, questi, che sono le informazioni più importanti ai fini del calcolo dell'ombreggiamento.

Sulla base di queste considerazioni, è stato selezionato all'interno del database del software l'aerogeneratore corrispondente, e in particolare il modello Siemens Gamesa SG 6.0-155 aventi le seguenti caratteristiche:

- ✓ Potenza: 6.6 MW
- ✓ Diametro del rotore: 155 m
- ✓ Altezza della torre: 122.5 m
- ✓ Larghezza massima della pala: 4.5 m
- ✓ Velocità di rotazione (a regime): 9.3 RPM

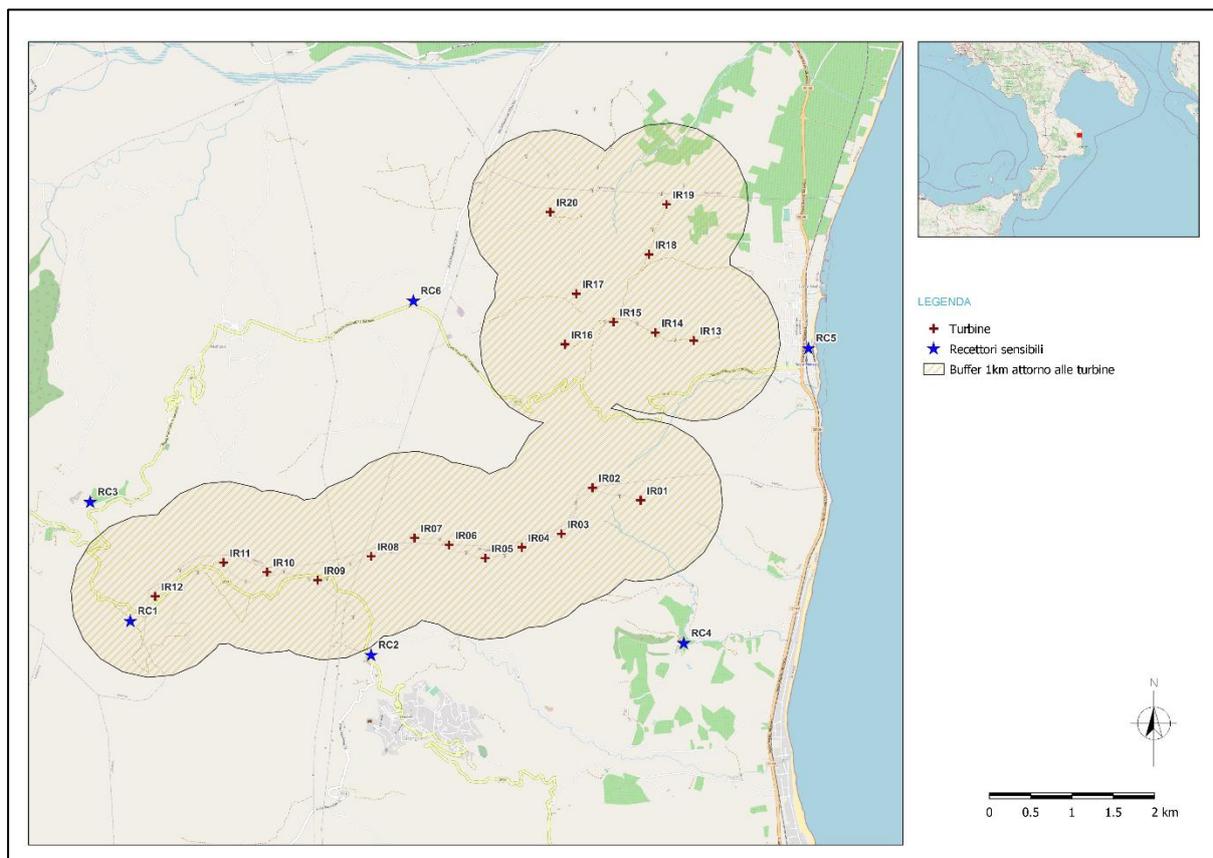


Figura 3.1: Posizione degli aerogeneratori e dei recettori sensibili

Tabella 3-1: Coordinate e quota s.l.m. degli aerogeneratori analizzati nello studio

Nome	X	Y	Z (s.l.m.)
IR01	679790	4350971	276.5
IR02	679208	4351123	300.7
IR03	678830	4350562	327.3
IR04	678353	4350398	312.8
IR05	677912	4350267	316.4
IR06	677416	4350485	338.8
IR07	677057	4350512	343.1
IR08	676532	4350289	280.3
IR09	675884	4349999	302.4

Nome	X	Y	Z (s.l.m.)
IR10	675272	4350096	344.9
IR11	674747	4350212	336.9
IR12	673920	4349802	343.7
IR13	680432	4352916	180.9
IR14	679967	4353012	219.7
IR15	679463	4353141	262
IR16	678875	4352870	250.4
IR17	679012	4353485	265.7
IR18	679891	4353965	239.5
IR19	680103	4354570	257.8
IR20	678696	4354481	224.2

Note: (1) Coordinate geografiche riferite al sistema di riferimento WGS84 UTM 33N, codice EPSG:32633.

(2) Quota s.l.m. ricavata dal DTM incluso nel modello [4].

3.3 SCELTA DEI RECETTORI SENSIBILI

Sul territorio oggetto dello studio sono stati selezionati dei recettori sensibili utilizzando i seguenti criteri:

- ✓ Area di interesse riferita ad un intorno complessivo (involuppo) di 1 km da tutti gli aerogeneratori.
- ✓ Utilizzo della risorsa OpenStreetMap [5] per selezionare gli edifici presenti nella zona di interesse. Questo strato informativo è stato poi verificato ed integrato con le informazioni presenti nella cartografia catastale presente nel geoportale dell'Agenzia delle Entrate [6]. Molti degli edifici individuati sono stati esclusi in quanto, dalla consultazione delle ortofoto, risultava evidente che fossero dei ruderi, o comunque edifici non abitati. La selezione è stata inoltre confrontata con quella effettuata per lo studio di impatto acustico (VIAC).
- ✓ A valle di questa selezione, è rimasto un solo recettore interno all'intorno di 1 km di cui sopra. Pertanto, per aumentare il grado di rappresentatività dello studio, sono stati inseriti ulteriori 5 recettori leggermente esterni all'intorno di 1km. Tali recettori sono stati scelti per rappresentare le zone minimamente abitate nell'area di interesse.
- ✓ Si osserva, tuttavia, che dalla consultazione delle carte di uso del suolo (Corine Land Cover [7]), tutta l'area di interesse è priva di zone catalogate come tessuto urbano, cioè non sussistono sull'area delle zone che abbiano una densità abitativa significativa.

Premesso ciò, per ogni poligono rappresentante un edificio è stato assegnato il punto rappresentante il centroide ed esso è stato definito come recettore per il modello.

Ne risultano 6 recettori sensibili, la cui posizione in mappa è riportata in Figura 3.1, mentre le caratteristiche sono descritte in Tabella 3-2.

La sensibilità di un recettore rispetto al fenomeno di ombreggiamento dipende, oltre che alla sua posizione, anche dall'esposizione delle sue parti vetrate (finestre o altro) rispetto alla direttrice sole-turbina: infatti, nel caso in cui un edificio non abbia alcuna finestratura sul lato esposto al fenomeno di ombreggiamento, il fastidio per gli occupanti dello stesso sarà nullo. Tuttavia, in una fase di simulazione iniziale di prima valutazione è fuori luogo pensare di

inserire questo livello di dettaglio per ciascun recettore: pertanto, in questo studio tutti i recettori sono stati impostati nel modello in modalità *greenhouse*, ossia ipotizzando che tutte le loro pareti siano vetrate e quindi potenzialmente esposte al fenomeno di ombreggiamento.

Inoltre, è stata trascurata la presenza di alberi o altri ostacoli che, intercettando le ombre prodotte dagli aerogeneratori, potrebbero ridurre il fenomeno.

Tabella 3-2: Coordinate, quota s.l.m. e tipologia dei recettori sensibili selezionati per lo studio

ID	Nome	X	Y	Z (s.l.m.)	Tipologia	WGT più vicino	Distanza da WGT più vicino (m)
1	RC1	673619	4349497	293.5	Edificio non residenziale	IR12	429
2	RC2	676531	4349082	227.4	Edificio residenziale	IR09	1122
3	RC3	673135	4350946	312.9	Edificio non residenziale	IR12	1388
4	RC4	680311	4349227	47.1	Edificio residenziale	IR01	1821
5	RC5	681819	4352819	4.6	Edificio adibito a servizi (Lega Navale Italiana)	IR13	1390
6	RC6	677042	4353396	51	Edificio residenziale	IR16	1907

Note: (1) Coordinate geografiche riferite al sistema di riferimento WGS84 UTM 33N, codice EPSG:32633.

(2) Quota s.l.m. ricavata dal DTM incluso nel modello [4].

3.4 CALCOLO DELLO *SHADOW FLICKERING*: ASSUNZIONI E PARAMETRI UTILIZZATI

Perseguendo l'obiettivo di ottenere una simulazione più cautelativa, a vantaggio di sicurezza, le simulazioni sono state effettuate ipotizzando le seguenti condizioni "sfavorevoli":

- 1) nessun ostacolo (oltre a quello orografico) è stato interposto fra turbine e recettori;
- 2) per ogni turbina si è ipotizzato il rotore in movimento alla massima frequenza e in moto continuo, cioè nessuna schedulazione di funzionamento è stata imposta.

Inoltre, sono stati imposti i seguenti parametri di simulazione:

- a) massima distanza di influenza dell'ombra: scelta in base alle caratteristiche della turbina, come la distanza tale che il rapporto tra lo spessore della pala e il diametro del sole diventi inferiore al 20%;
- b) altezza del sole minima sotto la quale l'influenza risulta nulla: 3°;
- c) altezza da suolo a cui si calcola il percepimento del fenomeno: 2 m;
- d) passo temporale di calcolo: 1 minuto;
- e) passo spaziale della griglia di calcolo: 1 m.

Come di consueto in questo tipo di studi, la simulazione è stata eseguita in due diverse modalità:

- ✓ Il cosiddetto *worst case* (caso peggiore), assumendo cioè:
 - che il sole splenda per tutta la giornata, dall'alba al tramonto, senza alcun tipo di copertura nuvolosa;
 - il piano di rotazione delle pale sia sempre perpendicolare alla direzione sole-aerogeneratore, cioè come se l'aerogeneratore "inseguisse" il sole.
- ✓ Il cosiddetto *real case* (valore atteso), che rilassa alcune delle semplificazioni di cui sopra, e in particolare utilizza una eliofania particolare per l'area in esame. Nel presente studio è stata utilizzata quella tipica della stazione meteorologica più vicina, fra quelle presenti nel database del software, ovvero "Crotone" (Tabella 3-3).

La modalità in *real case* darà il valore atteso di evoluzione dell'ombra a cui ci riferiremo per analizzare i risultati.

Tabella 3-3: Eliofoania utilizzata nel modello, ricavata dalla stazione metereologica di Crotona (i valori indicano le ore/giorno in cui il sole splende non coperto da nubi, come media degli anni 1969-1989)

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
4.16	4.620	5.580	6.710	8.1	9.27	10	9.47	7.89	5.95	5.05	4.11

4 RISULTATI

Nei paragrafi seguenti vengono riportati i risultati ottenuti dalle simulazioni.

4.1 EFFETTI COMPLESSIVI DEL FENOMENO DI EVOLUZIONE DELL'OMBRA

In Tabella 4-1 sono riportati, per ogni recettore, i risultati relativi alle ore di ombreggiamento percepite calcolate dal modello nelle due modalità, caso peggiore e valore atteso. Il risultato complessivo può essere visualizzato anche tramite la mappa di Figura 4.1.

Da questi risultati cumulativi possono essere dedotte le seguenti valutazioni:

- 1) i recettori RC1, RC2 e RC4 non sono interessati dall'effetto di ombreggiamento.
- 2) Riferendosi al valore atteso, fra gli altri recettori (RC3, RC5 e RC6), nessuno di essi è comunque interessato da un ammontare complessivo annuo di ore maggiore delle 30 (valore preso a riferimento, come ricordato nel Par. 2.1): essi registrano valori molto bassi, da cui se ne evince che il fenomeno abbia un effetto estremamente limitato: il massimo di questi valori, registrato in RC5, è di poco superiore alle 9 ore/anno.

Tabella 4-1: Risultati complessivi relativi a ciascun recettore; ore espresse in [hh:mm]

Nome	Caso peggiore		Valore atteso	
	Ore/anno	Giorni/anno	Massimo di ore/giorno	Ore/anno
RC1	00:00	0	00:00	00:00
RC2	00:00	0	00:00	00:00
RC3	08:15	34	00:20	03:50
RC4	00:00	0	00:00	00:00
RC5	15:36	38	00:33	09:22
RC6	11:36	48	00:19	06:11

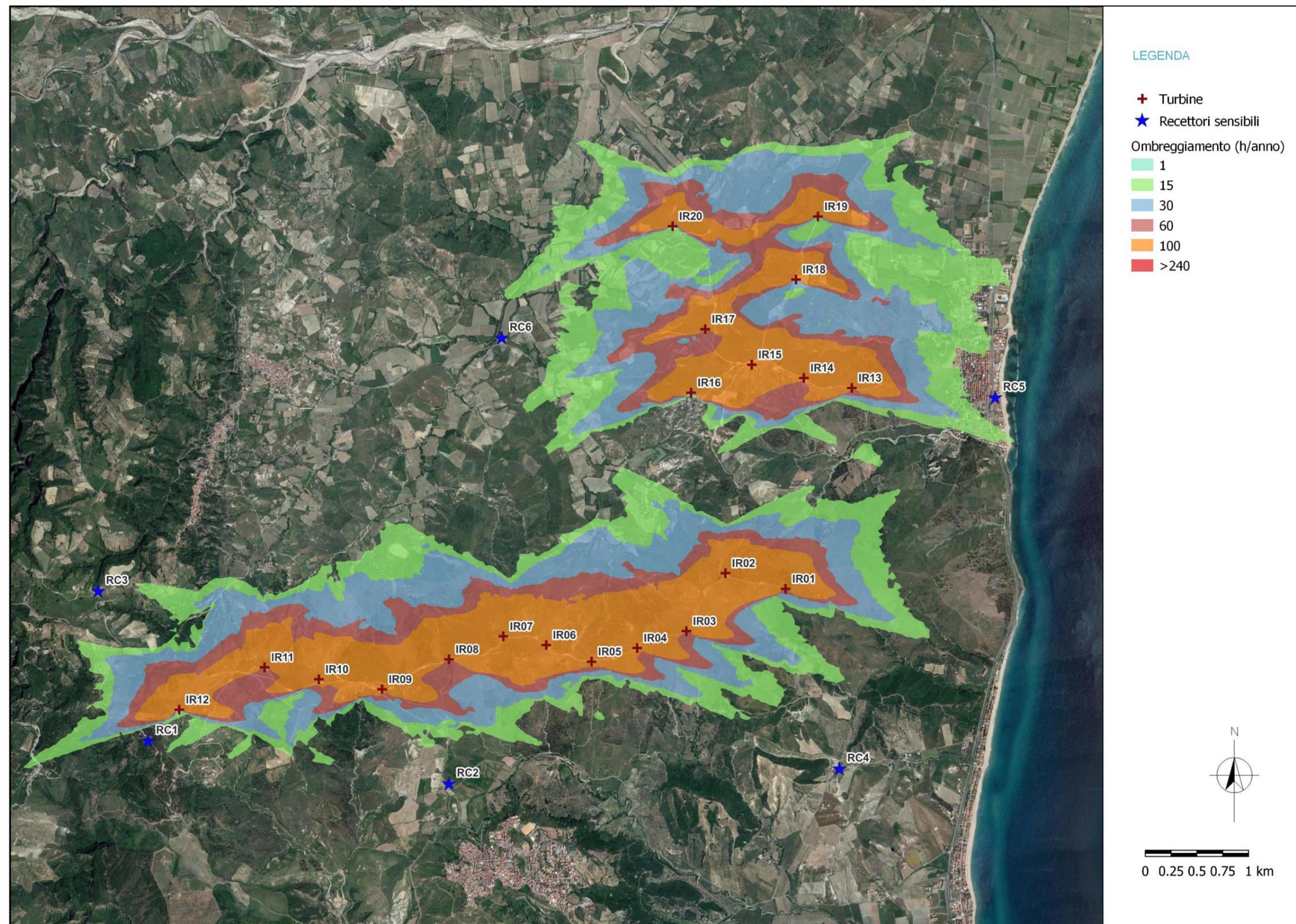


Figura 4.1: Mappa di ombreggiamento (valore atteso)

4.2 CONSIDERAZIONI SU SINGOLI RECETTORI

Rispetto ai recettori che risultano impattati, è utile analizzare il cosiddetto “calendario di ombreggiamento”, ovvero un calendario che riporta, giorno per giorno, per tutto l’anno la durata giornaliera del fenomeno, incluso la sua ora di inizio e di fine. Questo tipo di analisi permette, infatti, di capire il reale impatto dell’ombreggiamento al di là della stima cumulativa annua, dando anche la possibilità di incrociare questa informazione con la destinazione d’uso dell’edificio. Tutto ciò, quindi, dà la possibilità di affinare la valutazione di impatto e di stabilire se il fenomeno sia veramente da considerarsi invasivo. Un esempio di rappresentazione grafica del calendario è riportato in Figura 4.2, relativamente al recettore più impattato (RC5). La serie completa dei calendari per gli altri recettori impattati (RC4 e RC6) è riportata, invece in Appendice A.

Tuttavia, come già riportato nel paragrafo precedente, l’impatto complessivo è assolutamente modesto, e quindi questo tipo di considerazioni sono probabilmente superflue. A completezza dello studio, comunque, i risultati specifici per RC5 sono sintetizzati in Tabella 4-2

Tabella 4-2: Sintesi dei risultati specifici per RC5

Nome	Descrizione	Ore/anno	Max ore/giorno	WGT più vicino		Periodi continuativi		
				WGT	Distanza (m)	Numero periodi	Durata max	WGT influente
RC5	Edificio servizi (Lega Navale Italiana)	09:22	00:33	IR13	1390	2	c.a. 1.5 mesi	IR13

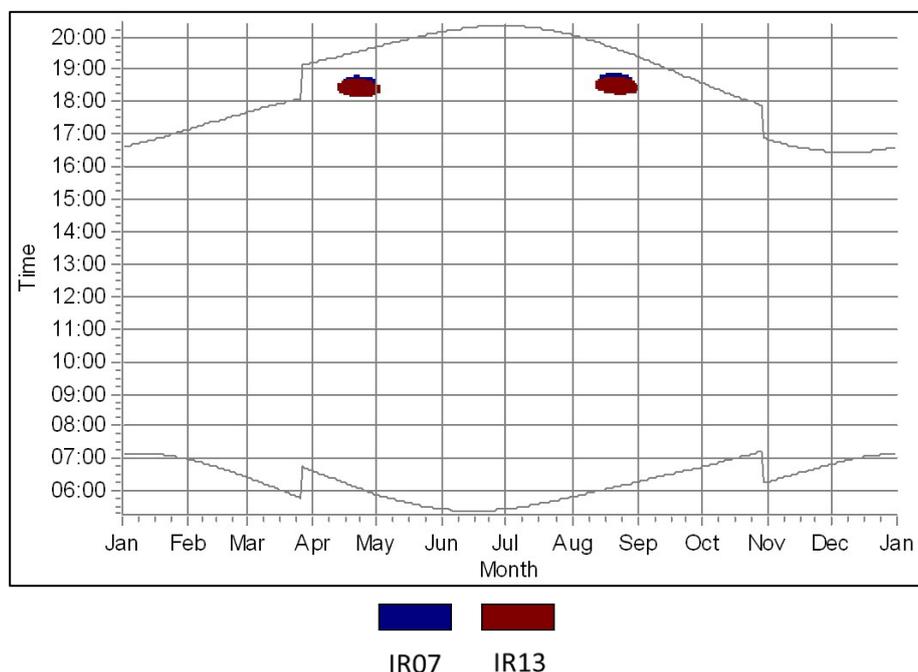


Figura 4.2: Calendario di ombreggiamento per il recettore RC5. I diversi colori rappresentano i diversi aerogeneratori che contribuiscono al fenomeno, come riportato in legenda

5 CONCLUSIONI

Lo studio ha permesso di valutare l'eventuale impatto dell'effetto di sfarfallio dell'ombra (*shadow flickering*) che potrebbe essere causato dai 20 nuovi aerogeneratori previsti in progetto.

Di seguito si riassumono i risultati più importanti dello studio.

- ✓ Sono stati individuati nell'area 6 recettori sensibili, quali edifici residenziali o ad altro uso (agricolo o di servizio) che potrebbero essere interessati dal fenomeno. Tuttavia, di questi solo 1 ricade nell'effettivo raggio di influenza di 1 km dagli aerogeneratori. Gli altri 4 sono stati definiti per fornire più completezza allo studio e per avere un quadro di impatto più ampio.
- ✓ Di questi, nessuno risulta interessato da un valore atteso uguale o superiore alle 30 ore/anno di ombreggiamento.
- ✓ Gli altri 3 recettori impattati registrano valori molto bassi, da cui se ne evince che il fenomeno abbia un effetto minimale: il massimo di questi valori, registrato in RC5, è di poco superiore alle 9 ore/anno. Inoltre, essi sono tutti posti a una distanza ben maggiore di quella critica (300 m) dall'aerogeneratore più vicino (tutti sono situati ad oltre 1 km di distanza).
- ✓ L'analisi della rete stradale presente sull'area di interesse porta a concludere che non sussista alcun impatto significativo.

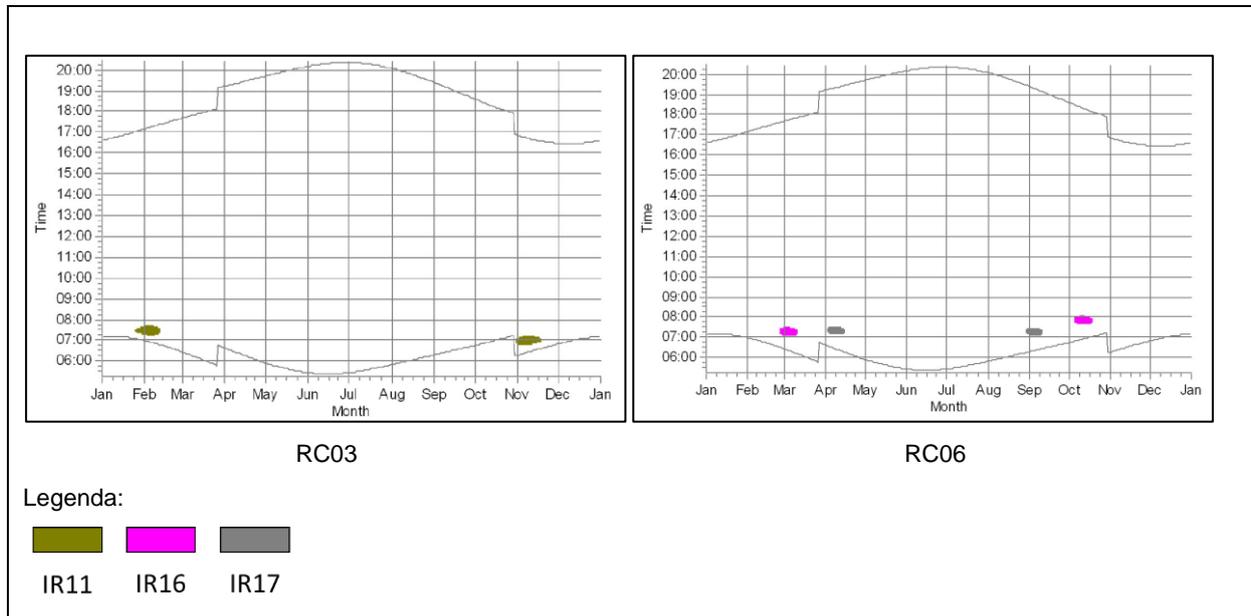
Inoltre, si ricorda che in realtà la frequenza di rotazione delle pale eoliche che la letteratura indica come "disturbante" è maggiore o uguale a 2.5 Hz. Tuttavia, gli aerogeneratori del caso studiato hanno una velocità di rotazione tale che la frequenza sia di 0.19 Hz, quindi nettamente al di sotto di quella critica.

In sintesi, i risultati e le considerazioni da essi dedotte inducono a considerare non impattante il problema dell'ombreggiamento causato dagli aerogeneratori in progetto.

REFERENZE

- [1] windPRO, version 3.5, <https://www.emd-international.com/windpro/> (ultimo accesso: giugno 2022).
- [2] Voicescu S.A., Michauda D.S. and Feder K., Estimating annoyance to calculated wind turbine shadow flicker is improved when variables associated with wind turbine noise exposure are considered, Journal of the Acoustical Society of America 139, 1480 (2016); <https://doi.org/10.1121/1.4942403>
- [3] Haac R., Darlow R., Kaliski K., Rand J., Hoen B., In the shadow of wind energy: Predicting community exposure and annoyance to wind turbine shadow flicker in the United States, Energy Research & Social Science, 87 (2022), 02471, <https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102471>
- [4] Tarquini S., Nannipieri L., (2017) The 10 m-resolution TINITALY DEM as a trans-disciplinary basis for the analysis of the Italian territory: Current trends and new perspectives. Geomorphology, 281, 108-115.
- [5] OSM – Open Street Map, <https://www.openstreetmap.org> (ultimo accesso: ottobre 2022).
- [6] Agenzia delle Entrate, Geoportale cartografico, <https://geoportale.cartografia.agenziaentrate.gov.it/> (ultimo accesso: ottobre 2022).
- [7] Copernicus, CORINE Land Cover (CLC) inventory, <https://land.copernicus.eu/pan-european/corine-land-cover> (ultimo accesso: ottobre 2022).

Allegato A: Calendari di ombreggiamento





RINA Consulting S.p.A. | Società soggetta a direzione e coordinamento amministrativo e finanziario del socio unico RINA S.p.A.
Via Cecchi, 6 - 16129 GENOVA | P. +39 010 31961 | rinaconsulting@rina.org | www.rina.org
C.F./P. IVA/R.I. Genova N. 03476550102 | Cap. Soc. € 20.000.000,00 i.v.