



**REGIONE
PUGLIA**

Comune di Foggia
Provincia di Foggia

PROGETTO DEFINITIVO

PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO COLLEGATO ALLA RTN CON POTENZA NOMINALE DC 45.679,20 kWp E UNA POTENZA NOMINALE AC 44.000,00 kW DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI FOGGIA (FG) – CONTRADA POPPI

<i>Elaborato:</i>	VERIFICA POTENZIALI OSTACOLI E PERICOLI PER LA NAVIGAZIONE AEREA E ABBAGLIAMENTO VISIVO		
<i>Relazione:</i>	<i>Redatto:</i>	<i>Approvato:</i>	<i>Rilasciato:</i>
REL_22		AP ENGINEERING	AP ENGINEERING
		Foglio 210x297 (A4)	<i>Seconda Emissione</i>
<i>Progetto:</i>	<i>Data:</i>	<i>Committente:</i>	
IMPIANTO FOGGIA	21/09/2022	PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L. Strada Comunale delle Fonticelle sn, Capannone 3 Montesilvano (PE)	
<i>Cantiere:</i>		<i>Progettista:</i>	
FOGGIA CONTRADA POPPI			



INDICE

1. PREMESSA	3
2. CARATTERISTICHE FISICHE DEL PROGETTO.....	5
2.1. Società proponente	5
2.2. Localizzazione impianto.....	5
2.3. Tipo di impianto.....	9
2.4. Posizione espressa in coordinate WGS 84.....	10
2.5. Altezza e quota	11
3. VERIFICA PRELIMINARE	13
4. ASSEVERAZIONE DI INCLUSIONE ITER VALUTATIVO	14
5. VALUTAZIONE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI NEI DINTORNI AEROPORTUALI.....	15
5.1. Analisi del fenomeno dell'abbagliamento.....	15
5.2. Metodologie di valutazione dell'impatto visivo	17
5.2.1. Riflettività dei moduli fotovoltaici	17
5.2.3. Analisi geometriche	19
5.3. Simulazione tramite software	19
5.4. Strutture aeroportuali alimentate dal sole	23
5.5. Conclusioni	23
ALLEGATI.....	24

1. PREMESSA

Vista la richiesta di integrazioni pervenuta dalla *Commissione Tecnica PNRR-PNIEC* del *Ministero della Transizione Ecologica* (m amte.CTVA.REGISTRO UFFICIALE.U.0005706.09-08-2022), in cui venivano richiesti specifici approfondimenti e/o integrazioni, si è ritenuto opportuno una nuova emissione del suddetto studio, con lo scopo di rispondere in maniera soddisfacente a quanto richiesto. Nello specifico, la seconda parte della presente relazione, è stata adeguata in riferimento alla compatibilità dell'impianto da energia solare con i veicoli dell'aviazione civile, in particolar modo per le problematiche safety derivanti dal fenomeno dell'abbagliamento (rif. ENAC-LG-2022/002-APT-VALUTAZIONE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI NEI DINTORNI AEROPORTUALI Ed.n.1 del 26 aprile 2022).

La Società Photovoltaic Farm S.r.l. ("PF" o "la Società") intende realizzare nel Comune di Foggia (FG), in località Poppi, un impianto per la produzione di energia elettrica con tecnologia fotovoltaica, combinato con l'attività di coltivazione agricola e zootecnica. L'impianto avrà una potenza DC complessiva installata di 45.679,20 kWp e l'energia prodotta sarà immessa nella Rete di Trasmissione Nazionale (RTN). La Società, in data 8 maggio 2019, ha ottenuto da Terna S.p.A. una soluzione tecnica minima generale per la connessione (STMG), la STMG prevede che l'impianto agro-fotovoltaico debba essere collegato in antenna con la sezione a 150 kV di un nuovo stallo della Stazione Elettrica RTN 380/150 kV di Foggia.

A seguito del ricevimento della STMG è stato possibile definire puntualmente le opere progettuali da realizzare, che si possono così sintetizzare:

1. *Impianto agro-fotovoltaico con mobile (tracker monoassiale)*, della potenza complessiva installata di 45.679,20 kWp, ubicato in località Poppi, nel Comune di Foggia (FG);
2. *Dorsali di collegamento interrate*, in media tensione (30 kV), per il vettoriamento dell'energia elettrica prodotta dall'impianto alla futura stazione elettrica di trasformazione 30/150 kV. Il percorso dei cavi interrati, che seguirà la viabilità esistente, si svilupperà per una lunghezza di circa 5,2 km;
3. *Futura stazione elettrica di trasformazione 30/150 kV*, di proprietà della Società, da realizzarsi nel Comune di Foggia (FG);
4. *Elettrodotto interrato a 150kV* di collegamento tra la futura stazione elettrica di trasformazione 30/150 kV e la Stazione Elettrica RTN "Foggia" avente una lunghezza di circa 200 m.

Le opere di cui ai precedenti punti 1) e 2) costituiscono il Progetto Definitivo del Campo agro-fotovoltaico. Le opere di cui ai precedenti punti 3) e 4) costituiscono il Progetto Definitivo dell'Impianto di Utenza per la connessione.

Il Campo agro-fotovoltaico si svilupperà su una superficie complessiva di circa 124 Ha; i terreni attualmente sono utilizzati come seminativi. La Società, nell'ottica di riqualificare le aree da un punto di vista agronomico e di produttività dei suoli, ha scelto di adottare la soluzione impiantistica con tracker monoassiale.

Con la soluzione impiantistica proposta, si tenga presente che:

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 3 | 24

- su 124 Ha di superficie totale, quella effettivamente occupata dai moduli è pari a 21,86 Ha (meno del 20%);
- la superficie occupata da altre opere di progetto (strade interne all'impianto, *cabine di conversione e trasformazione*, magazzino per ricovero attrezzi agricoli) è di circa 7,09 Ha;
- impianto di olive da olio;
- impianto di fasce di vegetazione, costituite da essenze autoctone o storicamente presenti nel territorio (olive da mensa);
- la superficie compresa tra i filari dell'impianto FV e la parte lasciata a seminativo sarà coltivata con piante del tipo erbacee per favorire anche pascolo apistico, infatti la società prevede il posizionamento di diverse arnie nella parte sud del campo agro-fotovoltaico.

È utile sottolineare che, al fine di favorire la rigenerazione del suolo produttivo, nonché stimolare e supportare la nascita di nuove imprese, verranno impiantati circa 10.000 alberi tra oliveto, mandorleto e noci, occupando una superficie di circa 15,3 Ha.

La Società ha stipulato un contratto preliminare di compravendita con i proprietari dei terreni in cui è prevista la realizzazione campo agro-fotovoltaico.

Le dorsali in cavo interrato a 30 kV di collegamento tra l'impianto agro-fotovoltaico e la stazione elettrica di utenza 30/150 kV, saranno posate interamente lungo le strade provinciali/statali esistenti.

2. CARATTERISTICHE FISICHE DEL PROGETTO

2.1. Società proponente

Denominazione: PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Indirizzo sede legale ed operativa: Montesilvano (PE) Strada Comunale delle Fonticelle sn, Capannone 3 – CAP 65015

Codice Fiscale e Partita IVA: 02237440686

Numero REA: PE - 404475

Capitale Sociale: € 10.000,00

Socio Unico: GM HOLDING S.R.L. E MILLHOUSE S.R.L.

PEC: photovoltaicfarm@legalmail.it

2.2. Localizzazione impianto

L'area in cui è prevista la realizzazione del campo agro-fotovoltaico è ubicata interamente nel Comune di Foggia (Provincia di Foggia), in Contrada Poppi.

La superficie interessata è pianeggiante avente una quota media di circa 52 mt s.l.m.

L'accessibilità può avvenire attraverso la Strada di Bonifica n.20, che attraversa e divide in due parti la superficie interessata dal campo agro-fotovoltaico. Pertanto l'accesso al sito avverrà mediante 5 passi carrai posizionati lungo la precedente strada.

Il progetto ricade all'interno delle seguenti Cartografie e Fogli di Mappa:

- Tavola I.G.M. in scala 1:25.000, foglio 408 III
- Carta Tecnica Regionale CTR, scala 1:5.000, foglio n°408073 – 408074
- Estremi catastali

FOGLIO 24			
Foglio	Mappale	Qualità	Superficie Ha
24	170	Seminativo	01.49.46
		Vigneto	00.01.54
24	172	Semin Irrig	05.19.00
24	174	Semin Irrig	04.12.00
24	42	Semin Irrig	03.51.00
24	161	Semin Irrig	09.64.00
24	162	Semin Irrig	10.68.40
24	45	Semin Irrig	00.30.52
24	71	Semin Irrig	00.00.32
		Seminativo	00.00.03
24	47	Semin Irrig	00.93.80
24	72	Semin Irrig	04.75.45
24	17	Seminativo	03.29.04
24	209	Seminativo	01.36.00
24	166	Seminativo	00.96.96
24	207	Seminativo	00.10.22
24	80	Semin Irrig	01.81.18
24	273	Seminativo	00.50.91
24	274	Seminativo	00.90.53
24	272	Seminativo	01.09.65

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 5 | 24

24	275	Semin Irrig	01.08.80
24	292	Semin Irrig	02.00.56
24	160	Seminativo Uliveto	01.21.72 00.00.03
24	237	Semin Irrig	00.86.15
24	291	Ente Urbano	00.00.38
24	238	Semin Irrig	01.33.66
24	233	Seminativo Semin Irrig	00.02.24 00.08.41
24	235	Seminativo	04.79.57
24	60	Seminativo	00.00.71
24	165	Semin Irrig	07.91.04
24	304	Seminativo	01.38.68
24	316	Seminativo	00.07.52
24	312	Seminativo	05.77.97
24	314	Seminativo	00.13.61

FOGLIO 38

Foglio	Mappale	Qualità	Superficie Ha
38	572	Seminativo	00.90.35
38	571	Seminativo	01.67.08
38	489	Semin Irrig	01.91.20
38	446	Semin Irrig Seminativo	00.11.51 00.04.02
38	490	Semin Irrig	01.89.39
38	449	Semin Irrig	02.48.32
38	450	Semin Irrig	03.66.34
38	439	Semin Irrig	00.02.36
38	440	Semin Irrig	03.01.86
38	20	Semin Irrig	09.59.49
38	186	Semin Irrig	00.13.32
38	187	Seminativo Semin Irrig	00.22.46 00.61.48
38	184	Semin Irrig	00.04.48
38	350	Seminativo Semin Irrig	00.38.58 07.28.10
38	351	Semin Irrig	00.21.28
38	352	Semin Irrig	00.87.86
38	185	Semin Irrig	00.03.42
38	44	Semin Irrig	01.49.80

FOGLIO 39

Foglio	Mappale	Qualità	Superficie Ha
39	13	Seminativo	00.20.49
39	40	Seminativo	00.01.45

FOGLIO 40

Foglio	Mappale	Qualità	Superficie Ha
40	11	Seminativo	03.29.51
40	56	Seminativo	03.48.55
40	32	Semin Irrig	02.60.20

Pertanto, la superficie totale del terreno in cui è prevista la realizzazione del campo agro-fotovoltaico è pari, nello specifico, a: 124 Ha, 53 are, 76 centiare.

Committente:

Progettista:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.



Pag. 6 | 24

A sud dell'impianto in progetto, troviamo l'ARP (Airport Reference Point) di Foggia "Gino Lisa" ad una distanza inferiore a 15 km (circa 11 km in linea d'aria).

Facendo riferimento alla guida "Verifica Preliminare" ENAC (aggiornata al 16 febbraio 2015), dove sono indicate le caratteristiche degli impianti/strutture che devono essere sottoposti all'iter valutativo, l'impianto ricade all'interno del "Settore 4". Testualmente si legge:

Settore 4: superficie orizzontale posta ad una altezza di 30 m sulla quota della soglia pista più bassa (THR) dell'aeroporto di riferimento, di forma circolare con raggio di 15 km centrato sull'ARP (Aerodrome Reference Point – dato rilevabile dall'AIP-Italia) che si estende all'esterno dei Settori 2 e 3.

Devono essere sottoposti all'iter valutativo i nuovi impianti/manufatti e le strutture che penetrano la superficie sopra descritta.

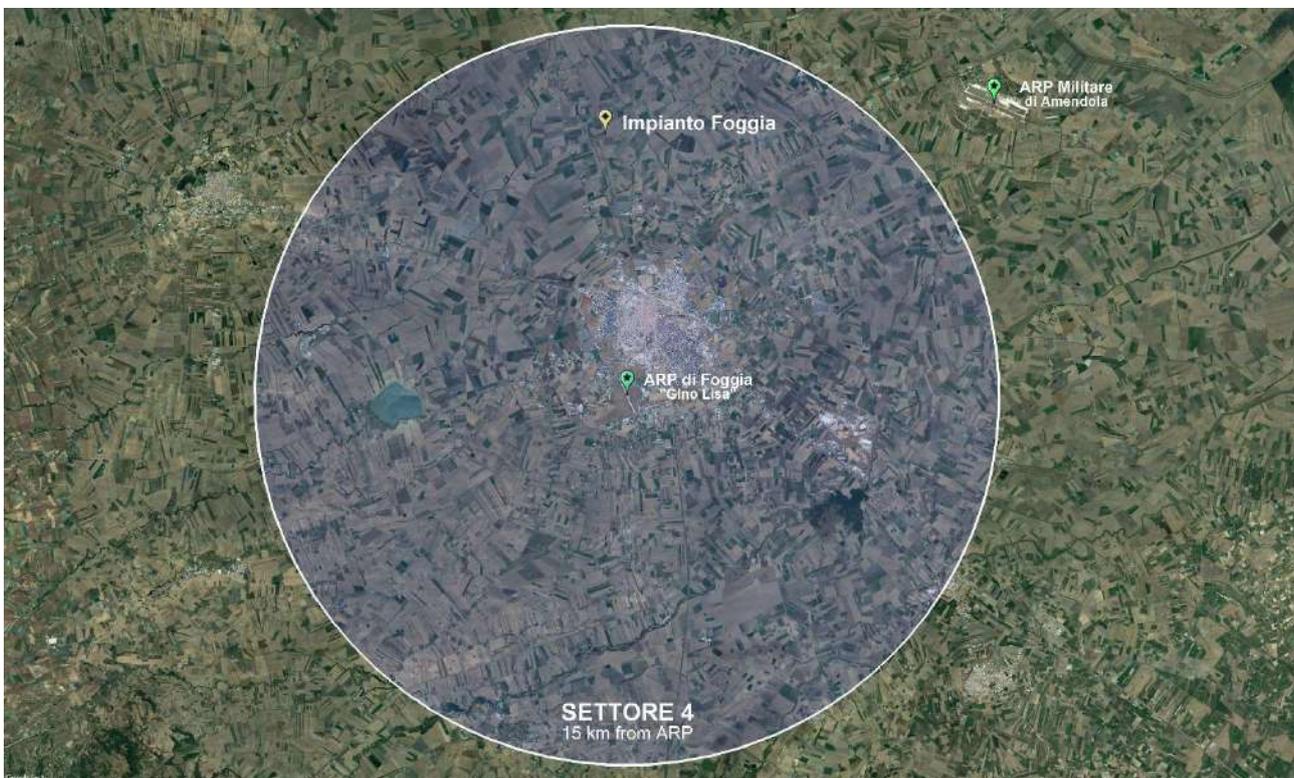


Figura 1 – Ubicazione dell'ARP di Foggia "Gino Lisi" e dell'impianto fotovoltaico. Evidenziato il settore 4 (settore in cui ricade l'impianto in progetto).

Ad est dell'impianto in progetto, invece, troviamo l'ARP (Airport Reference Point) Militare di Amendola ad una distanza inferiore a 45 km (circa 16 km in linea d'aria).

Facendo riferimento alla guida "Verifica Preliminare" ENAC (aggiornata al 16 febbraio 2015), dove sono indicate le caratteristiche degli impianti/strutture che devono essere sottoposti all'iter valutativo, l'impianto ricade all'interno del "Settore 5". Testualmente si legge:

Settore 5: area circolare con centro nell' ARP (Airport Reference Point – dato rilevabile dall'AIP-Italia) che si estende all'esterno del Settore 4 fino ad una distanza di 45 km.

Nell'ambito di detto settore devono essere sottoposti all'iter valutativo i nuovi impianti/manufatti e le strutture con altezza dal suolo (AGL) uguale o superiore a:

(e) 45 m; oppure:

(F) 60 m se situati entro centri **abitati**, quando nelle vicinanze (raggio di 200 m) sono già presenti ostacoli inamovibili di altezza uguale o superiore a 60m.



Figura 2 – Ubicazione dell'ARP Militare di Amendola e dell'impianto fotovoltaico. Evidenziato il settore 4 e il settore 5 (in quest'ultimo settore ricade l'impianto in progetto rispetto a succitato aeroporto).

2.3. Tipo di impianto

L'impianto in progetto è del tipo ad inseguimento monoassiale (inseguitori di rotolamento) installato su strutture di supporto in materiale metallico opportunamente spaziate tra loro per ridurre gli effetti degli ombreggiamenti, costituito da 13 unità di generazione aventi ciascuna una potenza media nominale di circa 3.500 kWp.

Pertanto, la potenza complessiva installata è di 45.679,20 kWp.

Il Campo, nel dettaglio è diviso nel seguente modo:

DATI SOTTOCAMPI

SOTTOCAMPO	N. INVERTER	N. STRINGHE	POT. STRINGA	POT. SOTTO CAMPO
SOTTOCAMPO 1	1	240	16,80 kW	4.032,00 kW
SOTTOCAMPO 2	1	240	16,80 kW	4.032,00 kW
SOTTOCAMPO 3	1	240	16,80 kW	4.032,00 kW
SOTTOCAMPO 4	1	240	16,80 kW	4.032,00 kW
SOTTOCAMPO 5	1	240	16,80 kW	4.032,00 kW
SOTTOCAMPO 6	1	167	16,80 kW	2.805,60 kW
SOTTOCAMPO 7	1	167	16,80 kW	2.805,60 kW
SOTTOCAMPO 8	1	178	16,80 kW	2.990,40 kW
SOTTOCAMPO 9	1	167	16,80 kW	2.805,60 kW
SOTTOCAMPO 10	1	200	16,80 kW	3.360,00 kW
SOTTOCAMPO 11	1	240	16,80 kW	4.032,00 kW
SOTTOCAMPO 12	1	200	16,80 kW	3.360,00 kW
SOTTOCAMPO 13	1	200	16,80 kW	3.360,00 kW
	TOTALE INVERTER	TOTALE STRINGHE		TOTALE POTENZA CAMPO
	13	2.719		45.679,20 KW

Ogni stringa è composta da 28 moduli, per un totale di 76.132 moduli. I moduli previsti di tipo monocristallino, hanno una potenza nominale di 600 Wp, con un'efficienza di conversione del 21,20%. Le strutture di sostegno dei moduli saranno disposte in file parallele con asse in direzione Nord-Sud, ad una distanza di interasse pari a 5,00 m. Le strutture saranno equipaggiate con un sistema tracker che permetterà di ruotare la struttura porta moduli durante la giornata, posizionando i pannelli nella perfetta angolazione rispetto ai raggi solari.



Figura 3 – Layout impianto agro-fotovoltaico

2.4. Posizione espressa in coordinate WGS 84

Il baricentro dell'area dell'impianto è individuato dalle seguenti coordinate:

	Latitudine	Longitudine	h (s.l.m.)
Parco Agro-Fotovoltaico	41° 31' 42.68" N	15° 31' 27.84" E	52 mt

Tabella 1 – Coordinate assolute

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 10 | 24

2.5. Altezza e quota

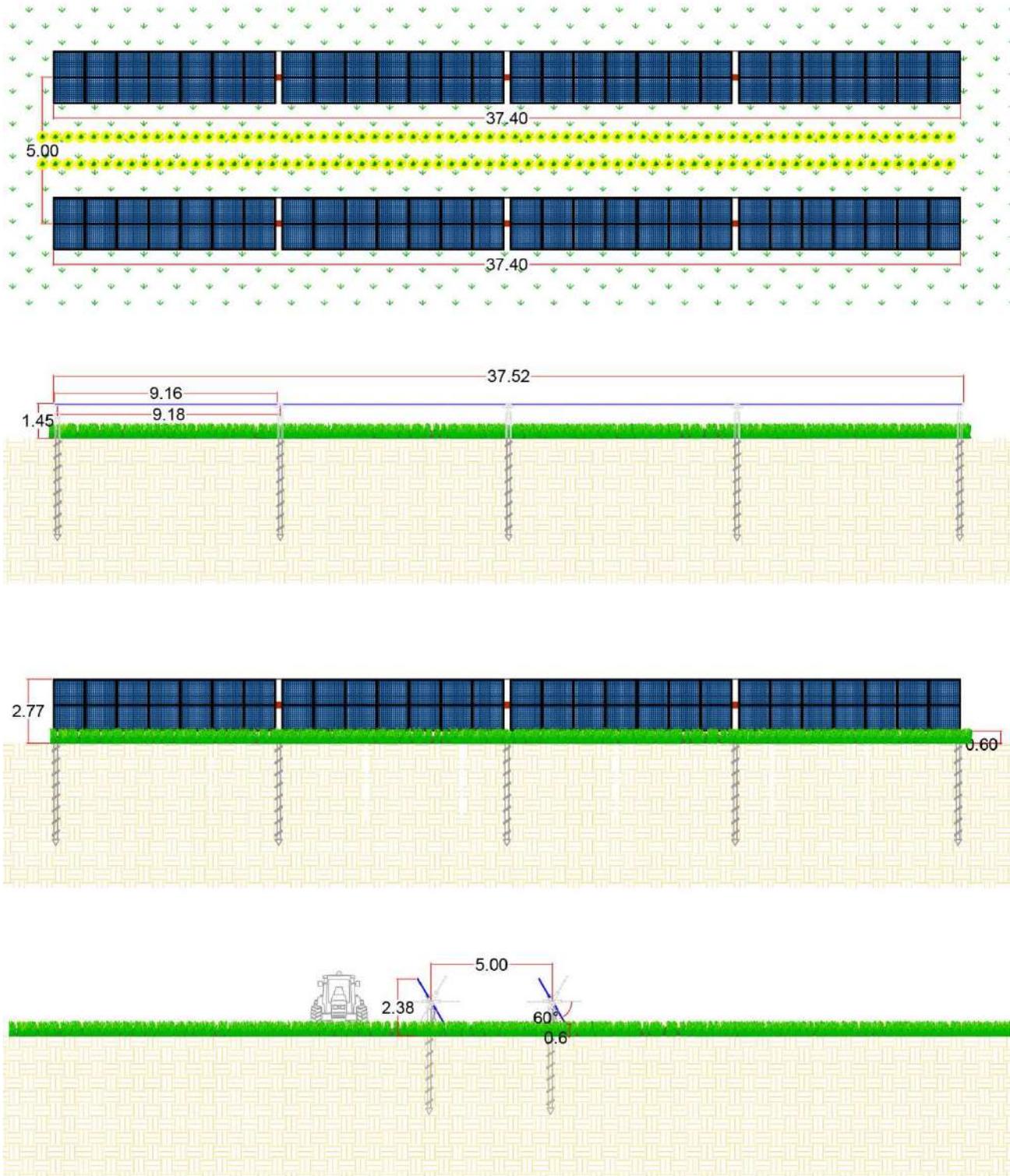


Figura 4 – Altezza e quota dei moduli fotovoltaici

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:

 AP engineering

Pag. 11 | 24

Le strutture di supporto sono costituite essenzialmente da tre componenti:

- Pali a vite di sostegno delle batterie di Trackers alloggianti i pannelli fotovoltaici da inserire direttamente sul terreno (nessuna fondazione prevista), o in alternativa pali infissi;
- La struttura porta moduli girevole, montata sulla testa dei pali, composta da profilati in alluminio, sulla quale viene posata una fila di moduli fotovoltaici (in totale 28 moduli disposti su una fila in verticale);
- L'inseguitore solare monoassiale, necessario per la rotazione della struttura porta moduli.

Le strutture saranno opportunamente dimensionate per sopportare il peso dei moduli fotovoltaici, considerando il carico da neve e da vento della zona di installazione.

3. VERIFICA PRELIMINARE

Al fine di effettuare la verifica preliminare dell'impianto fotovoltaico, ci si è avvalsi dell'Utility di pre-analisi disponibile sul sito dell'ENAC (<https://www.enac.gov.it/aeroporti/infrastrutture-aeroportuali/ostacoli-e-pericoli-per-la-navigazione-aerea/verifica-preliminare>) inserendo nel tool le informazioni richieste relative alle opere progettuali da valutare ed è stata avviata l'analisi.

Il report di verifica generato dal sistema (successiva Tabella 2) riporta il seguente risultato: "Nessuna interferenza rilevata per gli aeroporti e i sistemi di comunicazione /navigazione/RADAR di EVAV S.p.A.".

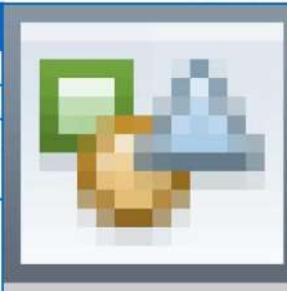
REPORT						
Richiedente						
Nome/Società:	PHOTOVOLTAIC FARM	Cognome/Rag.	S.R.L.			
C.F./P.IVA:	02237440686	Comune	MONTESILVANO			
Provincia	PE	CAP:	65015			
Indirizzo:	STR. COMUNALE DELLE	N° Civico:	SN			
Mail:		PEC:	photovoltaicfarm@legalmail.it			
Telefono:		Cellulare:				
Fax :						
Tecnico						
Nome:	SALVATORE	Cognome:	MALTESE			
Matricola:	1514	Albo:	ARCHITETTI PPC - Trapani			
Ostacolo: Impianto fotovoltaico						
Materiale:	Silicio Monocristallino					
<input type="checkbox"/>	Ostacolo posizionato nel Centro Abitato					
<input type="checkbox"/>	Presenza ostacolo con altezza AGL uguale o superiore a 60 m entro raggio 200 m					
Gruppo Geografico		PUGLIA-FG-FOGGIA-POPPI				
Nr	Latitudine wgs84	Longitudine wgs84	Quota terreno	Altezza al Top	Elevazione al Top	Raggio
1	41° 31' 42.68" N	15° 31' 27.84" E	52.0 m	3.0 m	55.0 m	0.0 m
Nessuna interferenza rilevata per gli aeroporti e i sistemi di comunicazione/navigazione/RADAR di ENAV S.p.A. Per i restanti criteri selettivi fare riferimento al documento "Verifica Preliminare" (www.enac.gov.it)						

Tabella 2 – Report interferenze

4. ASSEVERAZIONE DI INCLUSIONE ITER VALUTATIVO

Il sottoscritto Arch. Pianificatore Salvatore Maltese, nato a Salemi (TP) il 22/03/1988, iscritto all'Ordine degli Architetti P.P.C. della Provincia di Trapani al n.1514, consapevole delle responsabilità e delle pene stabilite dalla legge per false attestazioni e mendaci dichiarazioni (artt. 75 e 76 D.P.R. 445 del 28 dicembre 2000), sotto la sua personale responsabilità ed ai sensi degli artt. 359 e 481 del Codice Penale:

- Constatati i dati tecnici delle opere contenuti nel progetto generale dell'opera;
- Consultate le disposizioni ENAC/ENAV, pubblicate sul sito dell'Ente, relative alla *"Verifica Preliminare – Verifica potenziali ostacoli e pericoli per la navigazione aerea"*;
- Verificata l'assenza di Avio, Eli ed Idrosuperfici nell'ambito delle fasce di rispetto identificate dal documento ENAC/ENAV *"Verifica Potenziali Ostacoli e pericoli per la navigazione aerea"*, come dall'elenco risultante sul sito dell'ENAV;
- Considerato che l'altezza massima delle opere in progetto, rispetto al suolo, è pari a 2,80 mt per i moduli fotovoltaici e 3,00 mt per i locali servizi;
- Visto che l'impianto fotovoltaico denominato "Foggia – Contrada Poppi" si trova, rispetto all'ARP (Airport Reference Point) di Foggia "Gino Lisa" ad una distanza inferiore a 15 km (circa 11 km in linea d'aria);
- Visto il report di verifica generato dal sistema dalla quale si legge *"Nessuna interferenza rilevata per gli aeroporti e i sistemi di comunicazione /navigazione/RADAR di EVAV S.p.A."*;
- Considerato che le opere in progetto rientrano fra le *"opere speciali"*, come definite al punto 2.f. dalle citate linee guida ENAC/ENAV, trattandosi di impianti fotovoltaici e relative opere di connessione alla rete RTN e, a seguito delle sopraindicate analisi, sussistono le condizioni che rendano necessaria la preventiva istruttoria autorizzativa;
- Considerato che le opere in progetto ricadono all'interno del Settore 4 (raggio 15km centrato sull'ARP);
- Infine, tale valutazione riguarda gli aspetti relativi alla salvaguardia delle operazioni aeree civili, come definite dalle linee guida ENAC/ENAV, e pertanto non solleva la società PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L. dall'onere di procedere con la richiesta dei pareri/autorizzazioni da parte dell'Aeronautica Militare, per quanto di competenza.

ASSEVERA

Alla luce di quanto esposto, il caso in esame rientra fra quelli per i quali sussistono i criteri di assoggettabilità all'iter valutativo e, pertanto, l'opera dovrà essere valutata sotto gli aspetti aeronautici, secondo le citate linee guida ENAC/ENAV.

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 14 | 24

5. VALUTAZIONE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI NEI DINTORNI AEROPORTUALI

Con l’emissione delle Linee Guida **2022/002-APT** Ed. n.1 del 26.04.2022 l’ENAC ha ritenuto necessario affrontare e chiarire quali siano gli studi da intraprendere per la realizzazione di un impianto fotovoltaico in presenza di aree aeroportuali nei dintorni.

In ambito nazionale il compito di ENAC è quello di rimuovere o escludere il costituirsi di fattori ambientali che possano indurre fenomeni di abbagliamento ai piloti o agli operatori di torre. L’ambito territoriale interessato dalla Superficie Orizzontale Interna e Conica (6km dalla soglia pista per aeroporti di categoria 3 e 4) è soggetto alle prescrizioni del “Regolamento per la Costruzione e l’Esercizio degli Aeroporti” cap. 4.12.2, ove si pone la necessità di valutare l’eventuale pericolo alla navigazione aerea rappresentato dalla presenza di ampie superfici riflettenti, potenzialmente abbaglianti, che possano comportare una riduzione o distorsione della visione per piloti ed operatori di controllo del traffico aereo.

5.1. Analisi del fenomeno dell’abbagliamento

Come si legge dalle **LG-2022/002-APT**, l’*abbagliamento* è la sensazione negativa percepita da chi guarda, generata dalla presenza di una zona significativamente più luminosa. La risposta dell’occhio alle variazioni di intensità luminosa dell’ambiente, può portare alla riduzione delle prestazioni visive. L’abbagliamento si può classificare a seconda dell’incidenza del raggio proveniente dalla fonte luminosa:

- **Diretto:** raggio luminoso che colpisce direttamente la fovea;
- **Indiretto:** che incide su zone più periferiche.

la stessa terminologia si usa a seconda se il fascio colpisce l’osservatore direttamente o indirettamente, quindi riflesso da una superficie, come nel caso di grandi superfici complanari riflettenti quali i campi fotovoltaici o le facciate specchiate degli edifici.

La conseguenza dell’abbagliamento, in termini fisiologici, può essere:

- **Debilitante:** quando vi è un peggioramento istantaneo, temporaneo, ma reversibile delle funzioni visive;
- **Infastidite:** quando provoca un senso di disagio che non determina inabilità visiva, ma disturbi astenopeci e difficoltà di concentrazione, riduzione della capacità di attenzione, aumento delle probabilità di errore, riduzione del rendimento.

Per descrivere le conseguenze della riflessione solare sulle superfici riflettenti, la letteratura in materia introduce i concetti di “**bagliore**” e “**luccichio**” definendoli:

- **glint** (luccichio): momentaneo lampo di luce
- **glare** (bagliore): sorgente continua di luminosità eccessiva

Il “luccichio” (*glint*) è un improvviso ed intenso lampo di luce che può derivare da un riflesso diretto del sole nel pannello solare.

Lo scintillio improvviso potrebbe causare disturbo ad un osservatore che dovesse passare nei pressi di un pannello solare/campo fotovoltaico ad una certa velocità.

L'abbagliamento continuativo (*glare*) è invece una fonte continua di eccessiva luminosità. Potrebbe essere sperimentato ad esempio da un osservatore stazionato situato nel percorso della luce solare riflessa dalla faccia del pannello.



Figura 5 – Esempi tipici di abbagliamento causato da ampie superficie riflettenti
(Fonte immagine sito: <https://www.pagerpower.com/news/glint-glare-definition/>. Autore Micha Jost)

L'impatto dell'abbagliamento è legato tra la posizione del sole, la posizione e l'elevazione dei moduli solari, la riflettività della superficie dei moduli, le dimensioni dell'installazione nonché la posizione dell'osservatore e qualsiasi potenziale barriera tra essi interposta.

È importante sottolineare che l'impatto dell'abbagliamento sulla persona è ancora poco compresa livello scientifico e dipende anche dalla percezione soggettiva dell'osservatore.

Alcuni fattori di influenza sono:

- la posizione della fonte di abbagliamento nel campo visivo dell'osservatore
- la complessità del compito visivo richiesto all'osservatore
- l'età dell'osservatore ed il suo stato di salute generale
- la stagionalità (tipicamente più sensibile durante l'autunno rispetto all'estate)
- la luminosità dell'ambiente circostante

5.2. Metodologie di valutazione dell’impatto visivo

Sulla base dei dati disponibili in letteratura e dall’analisi delle pratiche inviate all’Ente negli ultimi anni, è possibile fare le seguenti assunzioni in merito alla valutazione dell’impatto visivo causato dalle installazioni fotovoltaiche:

- l’intensità di una riflessione causata dai pannelli solari può variare dal 2% al 50% della luce incidente a seconda dell’angolo di incidenza, e, di conseguenza, a seconda del periodo dell’anno nel qual si svolge l’analisi;
- le linee guida pubblicate da altri Paesi mostrano che l’intensità dei riflessi dei pannelli solari è uguale se non inferiore a quella di uno specchio d’acqua e simile a quella causata dal vetro.

5.2.1. Riflettività dei moduli fotovoltaici

La riflettività si riferisce alla luce che viene riflessa dalle superfici. I potenziali effetti della riflettività sono **luccichio** (un lampo momentaneo di luce intensa) e **abbagliamento** (una fonte continua di luce intensa). Entrambi gli effetti possono causare abbagliamento e conseguente breve perdita della vista, nota come “cecità flash”.

La quantità di luce riflessa dalla superficie di un pannello solare dipende dalla quantità di luce solare che colpisce la superficie, dalla sua riflettività superficiale, dalla posizione geografica, dal periodo dell’anno, dalla copertura nuvolosa e dall’orientamento del pannello solare.

Esistono due tipi di riflessione che possono verificarsi su una superficie; *speculare* e *diffusa*. La riflessione *speculare* è una riflessione diretta che produce un tipo di luce più “concentrato”. Si verifica quando la luce riflette su una superficie liscia o lucida come il vetro o l’acqua naturale. La riflessione *diffusa*, invece, produce un tipo di luce meno “focalizzata”. La riflessione diffusa si verifica a causa della luce che si riflette su una superficie ruvida come vegetazione, cemento o acqua ondulata. Il principale tipo di riflettanza dei pannelli solari fotovoltaici è **speculare** a causa della trama simile al vetro dello strato esterno dei pannelli.

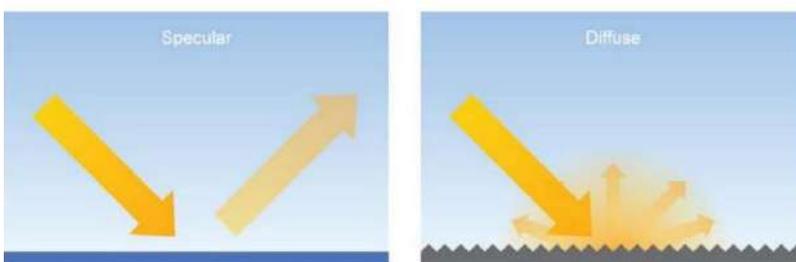


Figura 6 – Riflessione speculare e diffusa

(ACRP synthesis 28 “Investigating safety of Energy Technologies on Airports and Aviation, Federal Aviation Administration, 2011)

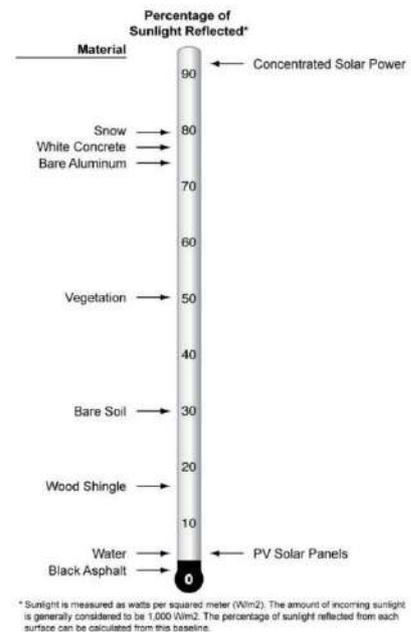


Figura 7 – Grafico della scala di riflettività (ACRP synthesis 28 “Investigating safety of Energy Technologies on Airports and Aviation, Federal Aviation Administration, 2011)

Committente:

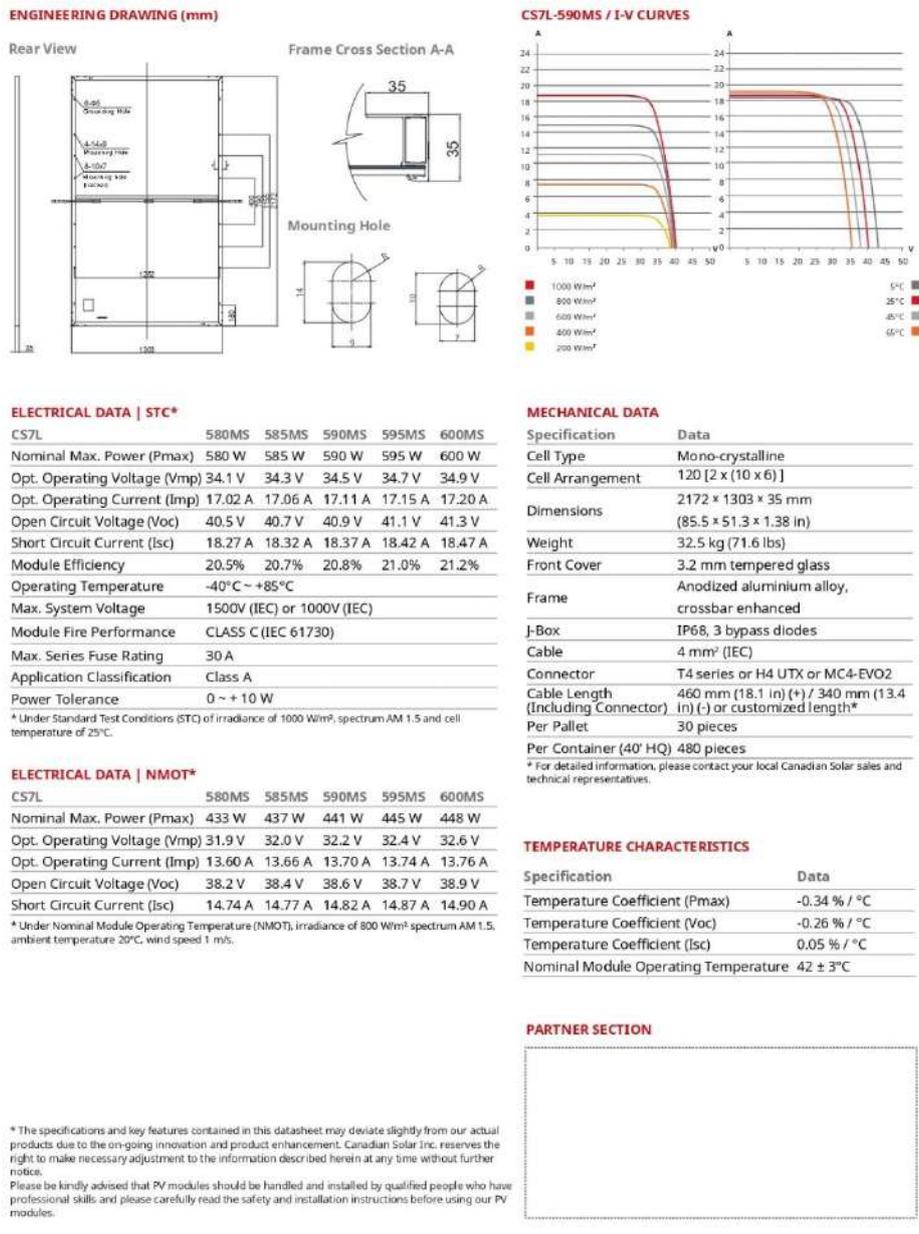
PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 17 | 24

Oggi la tecnologia fotovoltaica ha individuato soluzioni in grado di minimizzare il fenomeno della riflessione. L'insieme delle celle solari costituenti i moduli fotovoltaici di ultima generazione, è protetto, frontalmente, da un vetro temprato anti-riflettente ad alta trasmittanza il quale dà alla superficie del modulo un aspetto opaco. I moduli fotovoltaici dell'impianto in progetto, sono del tipo in silicio monocristallino ad alta efficienza (>20%) e ad elevata potenza nominale (600 Wp). Questa soluzione permette di ridurre il numero totale di moduli necessari per coprire la taglia prevista dell'impianto, ottimizzando l'occupazione del suolo. La tipologia specifica sarà definita in fase esecutiva, utilizzando la migliore tecnologia disponibile al momento della costruzione, cercando di favorire la filiera di produzione locale. Le caratteristiche preliminari dei moduli utilizzati per il dimensionamento dell'impianto sono riportate nella scheda tecnica seguente.



CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.csisolar.com, support@csisolar.com

October 2020. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V1.3_EN

Figura 8 – Caratteristiche preliminari dei moduli

Committente:

Progettista:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.



Pag. 18 | 24

5.2.3. Analisi geometriche

Data la geometria ed il percorso noto del sole, si può prevedere quando la luce solare si rifletterà su una superficie fissa (come ad esempio il pannello solare) o quando entrerà in contatto con un recettore fisso (ad esempio, torre di controllo o pilota).

In qualsiasi luogo, il sole si muove nel cielo ogni giorno e il suo percorso nel cielo cambia durante l'anno. Ciò a sua volta altera la destinazione delle riflessioni risultanti poiché l'angolo di riflessione per i pannelli solari sarà lo stesso dell'angolo con cui il sole colpisce i pannelli. Maggiore è la superficie riflettente, maggiore sarà la probabilità di impatti abbaglianti.

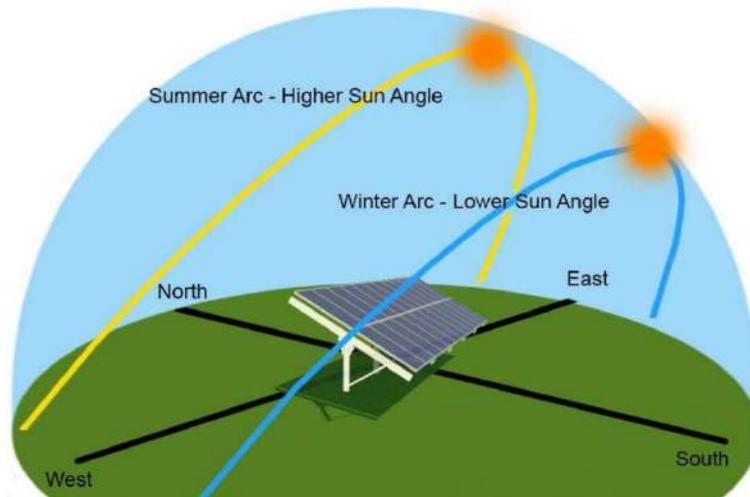


Figura 9 – Percorso del sole sulla volta celeste

Fonte immagine Innovision, *Solar Photovoltaic Glint & Glare Study Aviation Specific*, October 2019)

Poiché l'intensità della luce riflessa dal pannello solare diminuisce con l'aumentare della distanza, ci si chiede: quanto è necessario essere lontani da una superficie riflessa dal sole per evitare la cecità da flash? A livello scientifico è noto che tale distanza è direttamente proporzionale alla dimensione dell'array in questione, ma in letteratura ancora non risulta presente un metodo consolidato di valutazione. L'analisi geometrica è pertanto considerabile quale metodo di valutazione "qualitativo", da integrare con un'analisi della riflettività, un test in campo o una valutazione logico-analitica.

5.3. Simulazione tramite software

Le valutazioni analitico-geometriche, precedente illustrate, relative all'impianto in progetto sono state effettuate tramite il software **GlareGauge/ForgeSolar** basato sull'algoritmo SGHAT v.3 (*Solar Glare Hazard Analysis Tool*) e sviluppato dal *Sandia National Laboratory*, applicativo riconosciuto dall'Autorità degli Stati Uniti FAA.

La simulazione dovrà evidenziare l'assenza di fenomeni di abbagliamento persistente sia per i piloti in avvicinamento, sia per gli aeromobili in fase di decollo/rullaggio e la totale assenza di riflessione in direzione degli operatori della torre di controllo in ragione della inclinazione (*tilt*) e dell'orientamento di cui i pannelli sono dotati.

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 19 | 24

L'analisi si basa su una serie di dati di input relativi alla località, alle caratteristiche dell'installazione, alle operazioni aeronautiche previste ed alla posizione degli osservatori di torre di controllo:

Caratteristica	Input del modello	Opzioni
Progetto	Fuso Orario	
Vettore fotovoltaico	Altezza da terra	
	Inclinazione del modulo	
	Orientamento del modulo (azimut)	
	Materiale della superficie del modulo	
	Tracciamento	Singolo, Doppio o Nessuno
Superficie verticale	Altezza superiore	
	Altezza inferiore	
	Doppia faccia	Si o No
Percorso di volo	Direzione	
	Pendenza di scorrimento	
	Altezza di attraversamento della soglia	
Punto di osservazione	Latitudine	
	Longitudine	
	Altezza fuori terra	
	OP è una torre di controllo del traffico aereo	Si o No

Per ogni punto di osservazione, il software è in grado di determinare:

- ora del giorno in cui verifica l'abbagliamento;
- durata giornaliera dell'abbagliamento;
- variazione stagionale dell'abbagliamento;
- posizione dell'abbagliamento sul diagramma di irraggiamento retinale.

L'abbagliamento a carattere debilitante che espone il pilota ad un bagliore improvviso (*glint*) viene scongiurato verificando l'impatto del fenomeno sui punti rappresentativi delle traiettorie di volo e rispetto alla posizione della torre di controllo del traffico aereo. L'abbagliamento a carattere infastidente che espone il pilota a fonti luminose persistenti nel proprio campo visivo (*glare*) può essere escluso verificando se, in termini di *azimut* e *zenit*, esistano raggi riflessi paralleli ed opposti alle direttrici di avvicinamento.

L'abbagliamento sperimentato in tutti i punti di osservazione identificati, viene quindi classificato, in base al libello di rischio oculare, in una delle tre categoria di impatto potenziale di immagine residua, secondo il diagramma di irraggiamento retinale (zona verde, gialla o rossa).

L'installazione è ritenuta accettabile quando i risultati della simulazione restituiscono i fenomeni di potenziale abbagliamento ricadenti nella zona verde del diagramma.

Qualora l'esito della simulazione dovesse restituire la presenza di fenomeni di abbagliamento ricadenti nella zona rossa (danno retinico permanente), non sarà possibile accettare il rischio e si renderà necessario rivedere la progettazione del sistema.

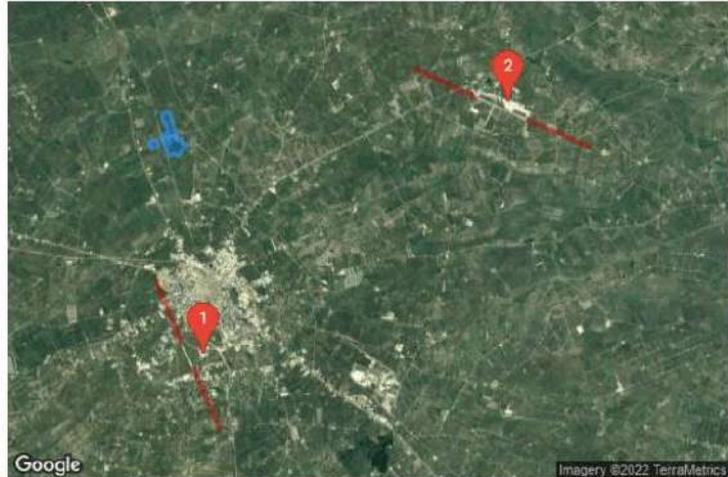
Qualora invece dovessero verificarsi probabili fenomeni di abbagliamento in zona gialla, occorrerà approfondire l'analisi e valutare attentamente i tempi di esposizione effettiva e l'implementazione di eventuali misure di mitigazione.

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Agro-voltaico Foggia c.da Poppi 45,68 MW**
 Site configuration: **FOGGIA 4568 KW CDA POPPI enac**

Client: PHOTOVOLTAICFARM

Created 25 Aug, 2022
 Updated 25 Aug, 2022
 Time-step 1 minute
 Timezone offset UTC1
 Site ID 74571.13162
 Category 10 MW to 100 MW
 DNI peaks at 1,000.0 W/m²
 Ocular transmission coefficient 0.5
 Pupil diameter 0.002 m
 Eye focal length 0.017 m
 Sun subtended angle 9.3 mrad
 Methodology V2



Summary of Results Glare with low potential for temporary after-image predicted

PV Array	Tilt °	Orient °	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy kWh
			min	hr	min	hr	
PV array 1	SA tracking	SA tracking	1,354	22.6	0	0.0	97,300,000.0
PV array 2	SA tracking	SA tracking	1,362	22.7	0	0.0	97,390,000.0
PV array 3	SA tracking	SA tracking	1,013	16.9	0	0.0	97,360,000.0

Total annual glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Aerop militare Amendola braccio 1	0	0.0	0	0.0
Aerop militare Amendola braccio 2	2,358	39.3	0	0.0
Gino Lisa braccio 1	0	0.0	0	0.0
Gino Lisa braccio 2	0	0.0	0	0.0
1-ATCT	0	0.0	0	0.0
2-ATCT	1,371	22.9	0	0.0

Figura 10 – Dati iniziali progetto e risultato della simulazione tramite ForgeSolar

L'impianto oggetto di studio, risulta a "basso potenziale di abbagliamento con prevista *after-image* temporanea" (zona verde). Dallo studio emerge che i due aeroporti più vicini sono:

- 16 km dall' Aeroporto militare "Amendola"
- 11 km dall'Aeroporto "Gino Lisa" di Foggia

Vengono considerati sei punti recettori:

1. Braccio 1 aeroporto militare "Amendola" orientamento N/W;
2. Braccio 2 aeroporto militare "Amendola" orientamento S/E;
3. Braccio 1 aeroporto di Foggia "Gino Lisa" orientamento N/W
4. Braccio 2 aeroporto di Foggia "Gino Lisa" orientamento S/E
5. Punto di Osservazione 1 "Torre di Controllo – Aeroporto "Gino Lisa" con coordinate Lat. 41.433904, Long. 15.543837
6. Punto di Osservazione 2 "Torre di Controllo – Aeroporto militare "Amendola" con coordinate Lat. 41.542465, Long. 15.717328

L'impianto è stato suddiviso in tre blocchi di studio, PV array1, PV array 2, PV array 3, ogni blocco è stato analizzato in relazione ai sei recettori sopracitati. Dai risultati emersi quelli che vengono interessati da basso potenziale di abbagliamento (zona verde) sono i seguenti:

- **PV array 1**
 - Braccio 2 aeroporto militare "Amendola" 851 minuti/anno di abbagliamento "verde" nei mesi di Marzo-Aprile e Settembre-Ottobre;
 - Punto di Osservazione 2 Torre di Controllo "Amendola" 503 minuti/anno di abbagliamento "verde" nei mesi di Marzo-Aprile e Settembre-Ottobre;
- **PV array 2**
 - Braccio 2 aeroporto militare "Amendola" 837 minuti/anno di abbagliamento "verde" nei mesi di Marzo-Aprile e Settembre-Ottobre;
 - Punto di Osservazione 2 Torre di Controllo "Amendola" 525 minuti/anno di abbagliamento "verde" nei mesi di Marzo-Aprile e Settembre-Ottobre;
- **PV array 3**
 - Braccio 2 aeroporto militare "Amendola" 670 minuti/anno di abbagliamento "verde" nei mesi di Marzo-Aprile e Settembre-Ottobre;
 - Punto di Osservazione 2 Torre di Controllo "Amendola" 343 minuti/anno di abbagliamento "verde" nei mesi di Marzo-Aprile e Settembre-Ottobre.

Alla presente relazione si allega il **report**, generato dal suddetto software (GlareGauge/ForgeSolar) ove si evince che l'installazione è ritenuta accettabile in quanto i risultati della simulazione restituiscono fenomeni di potenziale abbagliamento ricadenti nella zona verde del diagramma.

5.4. Strutture aeroportuali alimentate dal sole

Oggi sono numerosi, in Italia e in Europa, gli aeroporti che si stanno munendo o che hanno già da tempo sperimentato con successo estesi impianti fotovoltaici per soddisfare il loro fabbisogno energetico (es. Bari Palese: Aeroporto Karol Wojtyla; Roma: Aeroporto Leonardo da Vinci; Bolzano: aeroporto Dolomiti; Atene: Eleftherios Venizelos; Aeroporto Berlin – Neuhardenberg; Aeroporto di Saarbucken; ecc.). Indipendentemente dalle scelte progettuali, risulta del tutto accettabile l'entità del riflesso generato dalla presenza dei moduli fotovoltaici installati a terra o integrati al di sopra di padiglioni aeroportuali.



Figura 11 – Aeroporto Berlin - Neuhardenberg



Figura 12 – Aeroporto Eleftherios Venizelos di Atene

5.5. Conclusioni

Alla luce di quanto esposto, delle positive esperienze di un numero crescente di impianti fotovoltaici negli aeroporti nonché dell'utilizzo, per l'impianto in progetto, di tecnologie antiriflettenti, si può concludere che il fenomeno dell'abbagliamento visivo dei moduli fotovoltaici nelle ore diurne a scapito dell'abitato e delle infrastrutture limitrofe, è da ritenersi influente. Pertanto, tale intervento non rappresenta una fonte di disturbo.

Per avvalorare quanto detto, è stato approfondito il suddetto studio utilizzando il software **GlareGauge/ForgeSolar** basato sull'algoritmo SGHAT v.3 (*Solar Glare Hazard Analysis Tool*) e sviluppato dal *Sandia National Laboratory*, applicativo riconosciuto dall'Autorità degli Stati Uniti FAA, ove si evince, come già detto, che l'installazione è ritenuta accettabile in quanto *i risultati della simulazione restituiscono fenomeni di potenziale abbagliamento ricadenti nella zona verde del diagramma.*

Trapani, 21/09/2022

ALLEGATI

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



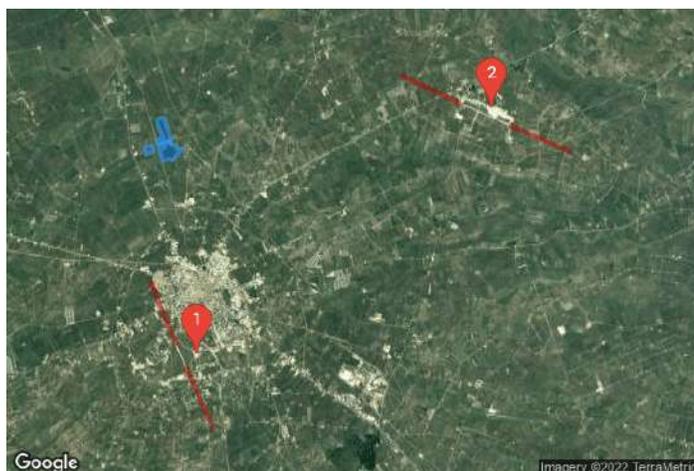
Pag. 24 | 24

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Agro-voltaico Foggia c.da Poppi 45,68 MW**
 Site configuration: **FOGGIA 4568 KW CDA POPPI enac**

Client: PHOTOVOLTAICFARM

Created 25 Aug, 2022
 Updated 25 Aug, 2022
 Time-step 1 minute
 Timezone offset UTC1
 Site ID 74571.13162
 Category 10 MW to 100 MW
 DNI peaks at 1,000.0 W/m²
 Ocular transmission coefficient 0.5
 Pupil diameter 0.002 m
 Eye focal length 0.017 m
 Sun subtended angle 9.3 mrad
 Methodology V2



Summary of Results Glare with low potential for temporary after-image predicted

PV Array	Tilt °	Orient °	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy kWh
			min	hr	min	hr	
PV array 1	SA tracking	SA tracking	1,354	22.6	0	0.0	97,300,000.0
PV array 2	SA tracking	SA tracking	1,362	22.7	0	0.0	97,390,000.0
PV array 3	SA tracking	SA tracking	1,013	16.9	0	0.0	97,360,000.0

Total annual glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Aerop militare Amendola braccio 1	0	0.0	0	0.0
Aerop militare Amendola braccio 2	2,358	39.3	0	0.0
Gino Lisa braccio1	0	0.0	0	0.0
Gino Lisa braccio 2	0	0.0	0	0.0
1-ATCT	0	0.0	0	0.0
2-ATCT	1,371	22.9	0	0.0

Component Data

PV Arrays

Name: PV array 1
Description: PV 1
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: Instant
Tracking axis orientation: 180.0°
Tracking axis tilt: 0.0°
Tracking axis panel offset: 0.0°
Max tracking angle: 55.0°
Resting angle: 0.0°
Rated power: 45000.0 kW
Panel material: Light textured glass with AR coating
Reflectivity: Vary with sun
Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	41.537473	15.520616	50.93	1.45	52.38
2	41.538308	15.524565	52.94	1.45	54.39
3	41.528189	15.528470	51.51	1.45	52.96
4	41.526518	15.521088	54.23	1.45	55.68
5	41.528478	15.520273	54.30	1.45	55.75
6	41.529442	15.524050	54.12	1.45	55.57
7	41.536028	15.520359	51.73	1.45	53.18

Name: PV array 2

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Instant

Tracking axis orientation: 180.0°

Tracking axis tilt: 0.0°

Tracking axis panel offset: 0.0°

Max tracking angle: 55.0°

Resting angle: 0.0°

Rated power: 45000.0 kW

Panel material: Light textured glass with AR coating

Reflectivity: Vary with sun

Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	41.526392	15.521053	53.26	1.45	54.71
2	41.526922	15.523521	53.90	1.45	55.35
3	41.525348	15.524250	54.02	1.45	55.47
4	41.525139	15.523478	54.63	1.45	56.08
5	41.524625	15.523671	54.05	1.45	55.50
6	41.524978	15.525195	53.98	1.45	55.43
7	41.527179	15.524272	53.56	1.45	55.01
8	41.528047	15.528585	51.95	1.45	53.40
9	41.527179	15.528971	52.71	1.45	54.16
10	41.527179	15.528263	52.48	1.45	53.93
11	41.526071	15.528735	52.58	1.45	54.03
12	41.526280	15.529529	51.89	1.45	53.34
13	41.526248	15.531997	49.58	1.45	51.03
14	41.525300	15.531997	50.01	1.45	51.46
15	41.524689	15.532018	49.63	1.45	51.08
16	41.524384	15.532147	49.16	1.45	50.61
17	41.524226	15.532447	49.20	1.45	50.65
18	41.524145	15.533391	48.98	1.45	50.43
19	41.524145	15.534443	49.03	1.45	50.48
20	41.524097	15.535022	49.21	1.45	50.66
21	41.523712	15.534636	48.83	1.45	50.28
22	41.523085	15.533670	48.96	1.45	50.41
23	41.522639	15.532945	48.84	1.45	50.29
24	41.521980	15.532452	49.33	1.45	50.78
25	41.521466	15.531550	49.60	1.45	51.05
26	41.520839	15.531164	49.41	1.45	50.86
27	41.520470	15.530993	49.89	1.45	51.34
28	41.520293	15.530821	49.68	1.45	51.13
29	41.519907	15.530048	50.01	1.45	51.46
30	41.519650	15.529769	49.30	1.45	50.75
31	41.519554	15.529383	50.22	1.45	51.67
32	41.519683	15.528675	50.09	1.45	51.54
33	41.520004	15.527731	50.16	1.45	51.61
34	41.519985	15.526928	50.51	1.45	51.96
35	41.519711	15.525941	51.73	1.45	53.18
36	41.519454	15.524933	51.58	1.45	53.03
37	41.519278	15.524225	52.17	1.45	53.62

Name: PV array 3
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: Instant
Tracking axis orientation: 180.0°
Tracking axis tilt: 0.0°
Tracking axis panel offset: 0.0°
Max tracking angle: 55.0°
Resting angle: 0.0°
Rated power: 45000.0 kW
Panel material: Light textured glass with AR coating
Reflectivity: Vary with sun
Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	41.525286	15.513101	56.56	1.45	58.01
2	41.522185	15.514281	55.77	1.45	57.22
3	41.523214	15.518057	54.52	1.45	55.97
4	41.525880	15.517049	55.65	1.45	57.10

Flight Path Receptors

Name: Aerop militare Amendola braccio 1
Description:
Threshold height: 15 m
Direction: 115.5°
Glide slope: 3.0°
Pilot view restricted? Yes
Vertical view: 30.0°
Azimuthal view: 50.0°



Point	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
Threshold	41.544374	15.699232	53.12	15.24	68.36
Two-mile	41.556840	15.664336	46.98	190.07	237.05

Name: Aerop militare Amendola braccio 2

Description:

Threshold height: 15 m

Direction: 293.7°

Glide slope: 3.0°

Pilot view restricted? Yes

Vertical view: 30.0°

Azimuthal view: 50.0°



Point	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
Threshold	41.534759	15.728475	54.91	15.24	70.15
Two-mile	41.523119	15.763873	32.14	206.70	238.84

Name: Gino Lisa braccio1

Description:

Threshold height: 15 m

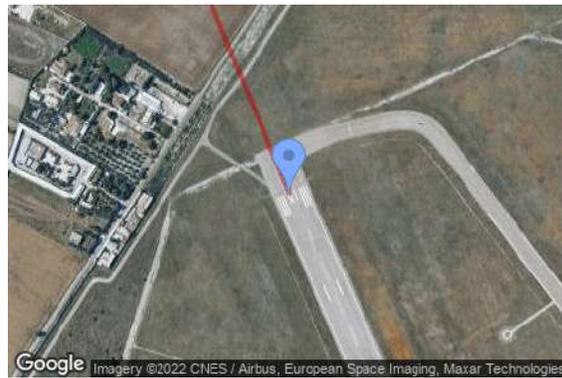
Direction: 157.6°

Glide slope: 3.0°

Pilot view restricted? Yes

Vertical view: 30.0°

Azimuthal view: 50.0°



Point	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
Threshold	41.438813	15.531584	79.06	15.24	94.30
Two-mile	41.465540	15.516857	77.64	185.34	262.98

Name: Gino Lisa braccio 2

Description:

Threshold height: 15 m

Direction: 336.1°

Glide slope: 3.0°

Pilot view restricted? Yes

Vertical view: 30.0°

Azimuthal view: 50.0°



Point	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
Threshold	41.427956	15.537914	81.03	15.24	96.27
Two-mile	41.401519	15.553543	81.43	183.53	264.96

Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
1-ATCT	1	41.433904	15.543837	75.79	15.00
2-ATCT	2	41.542465	15.717328	56.95	15.00

Map image of 1-ATCT



Map image of 2-ATCT



Glare Analysis Results

Summary of Results Glare with low potential for temporary after-image predicted

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy
	°	°	min	hr	min	hr	kWh
PV array 1	SA tracking	SA tracking	1,354	22.6	0	0.0	97,300,000.0
PV array 2	SA tracking	SA tracking	1,362	22.7	0	0.0	97,390,000.0
PV array 3	SA tracking	SA tracking	1,013	16.9	0	0.0	97,360,000.0

Total annual glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Aerop militare Amendola braccio 1	0	0.0	0	0.0
Aerop militare Amendola braccio 2	2,358	39.3	0	0.0
Gino Lisa braccio1	0	0.0	0	0.0
Gino Lisa braccio 2	0	0.0	0	0.0
1-ATCT	0	0.0	0	0.0
2-ATCT	1,371	22.9	0	0.0

PV: PV array 1 low potential for temporary after-image

Receptor results ordered by category of glare

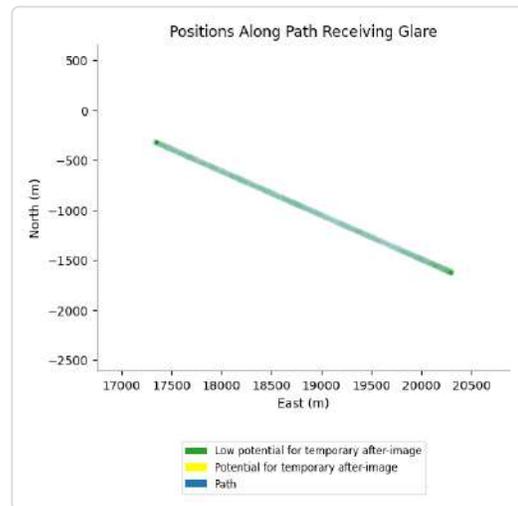
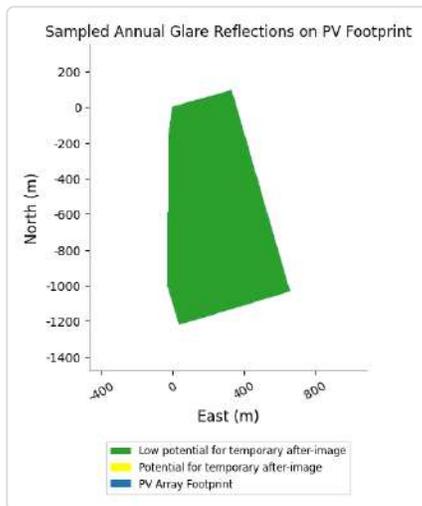
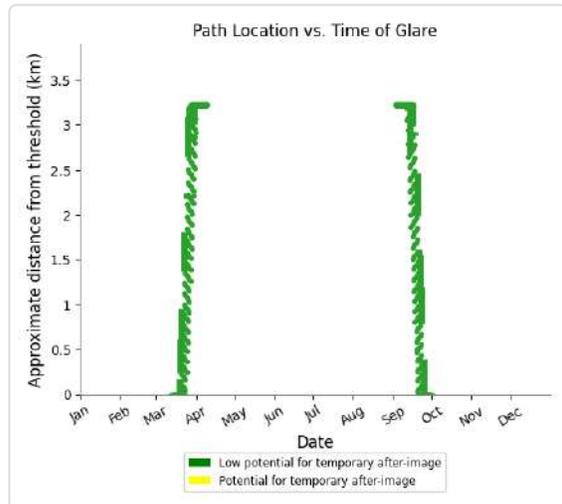
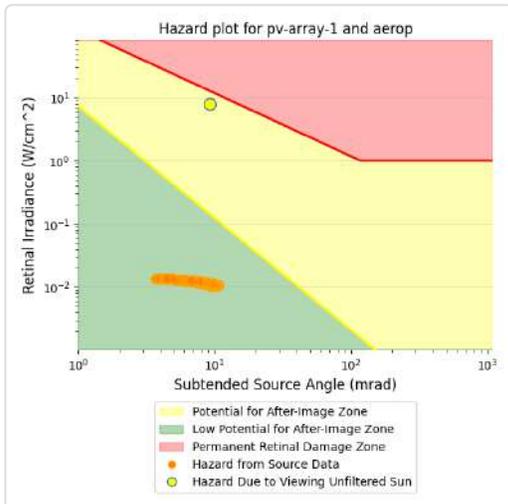
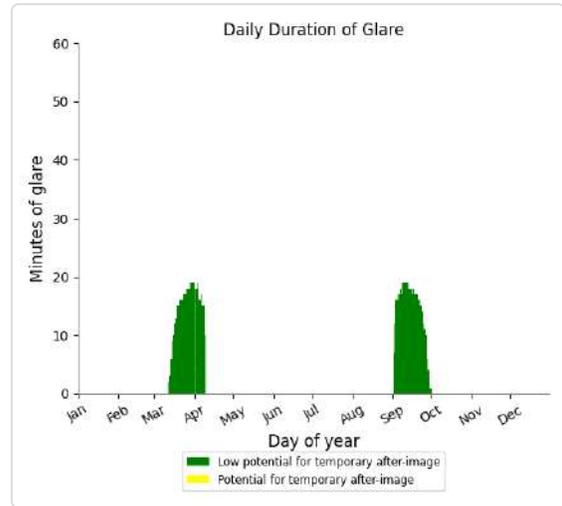
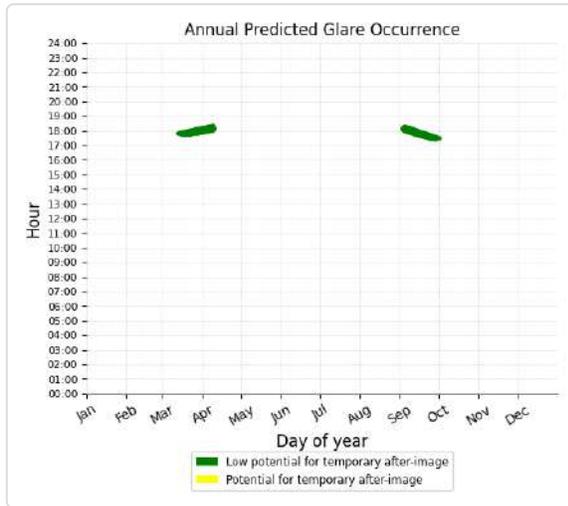
Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Aerop militare Amendola braccio 2	851	14.2	0	0.0
Aerop militare Amendola braccio 1	0	0.0	0	0.0
Gino Lisa braccio1	0	0.0	0	0.0
Gino Lisa braccio 2	0	0.0	0	0.0
2-ATCT	503	8.4	0	0.0
1-ATCT	0	0.0	0	0.0

PV array 1 and Aerop militare Amendola braccio 2

Receptor type: 2-mile Flight Path

0 minutes of yellow glare

851 minutes of green glare



PV array 1 and Aerop militare Amendola braccio 1

Receptor type: 2-mile Flight Path
 No glare found

PV array 1 and Gino Lisa braccio1

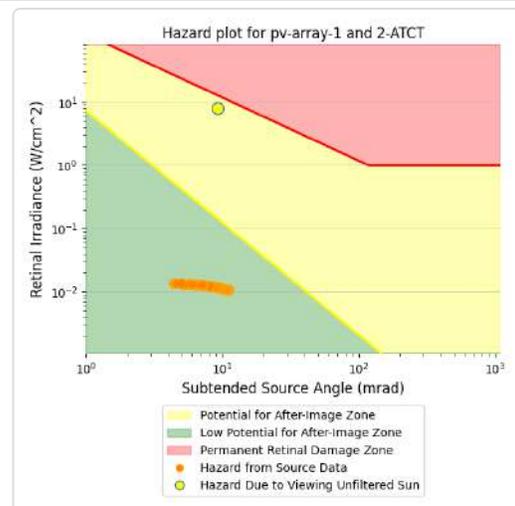
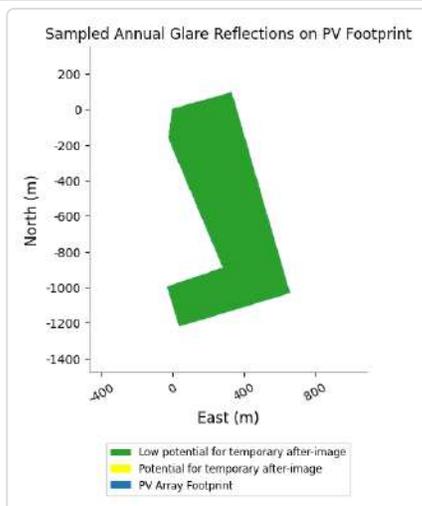
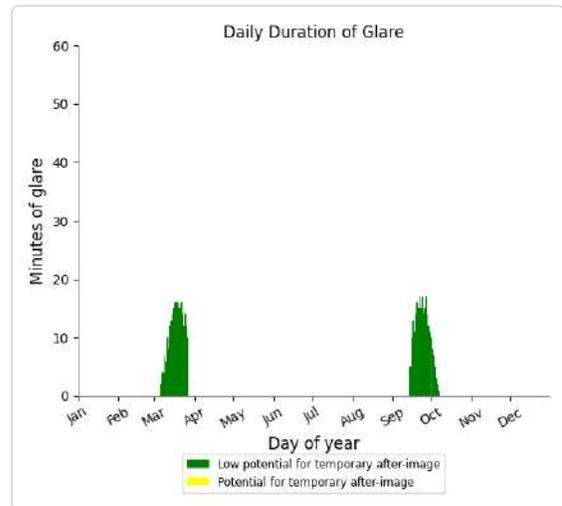
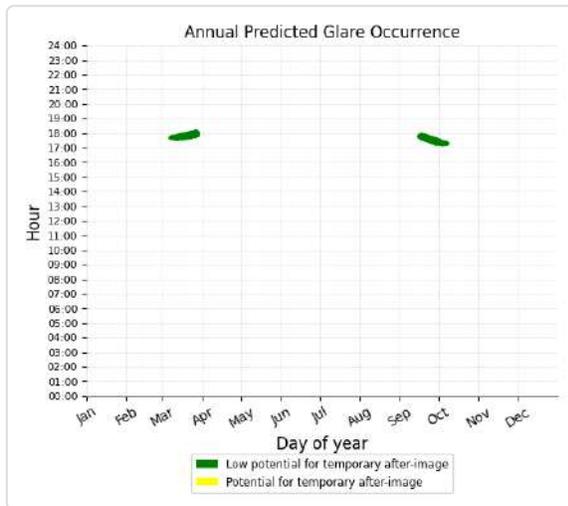
Receptor type: 2-mile Flight Path
 No glare found

PV array 1 and Gino Lisa braccio 2

Receptor type: 2-mile Flight Path
 No glare found

PV array 1 and 2-ATCT

Receptor type: Observation Point
 0 minutes of yellow glare
 503 minutes of green glare



PV array 1 and 1-ATCT

Receptor type: Observation Point
 No glare found

PV: PV array 2 low potential for temporary after-image

Receptor results ordered by category of glare

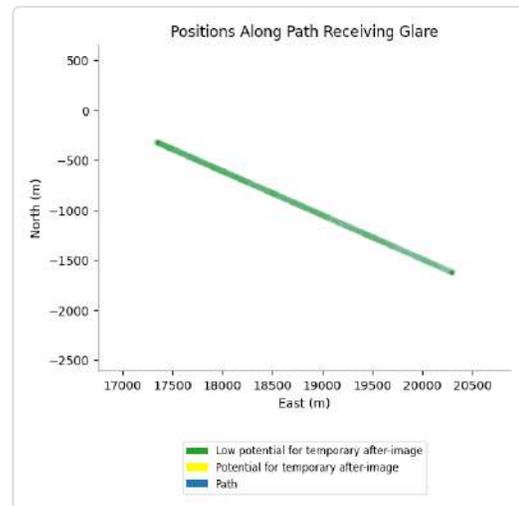
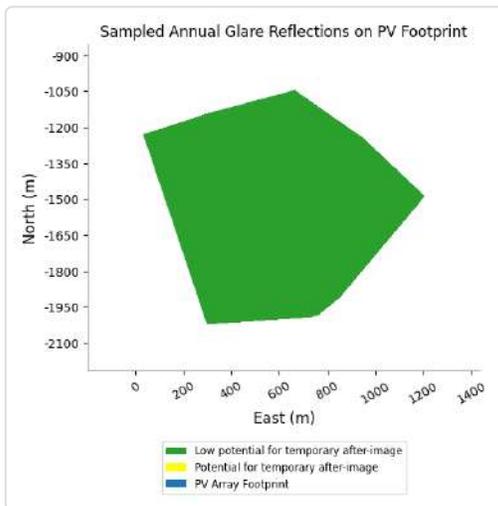
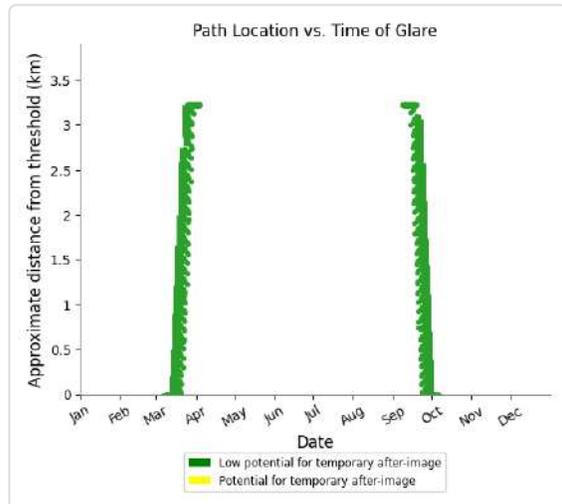
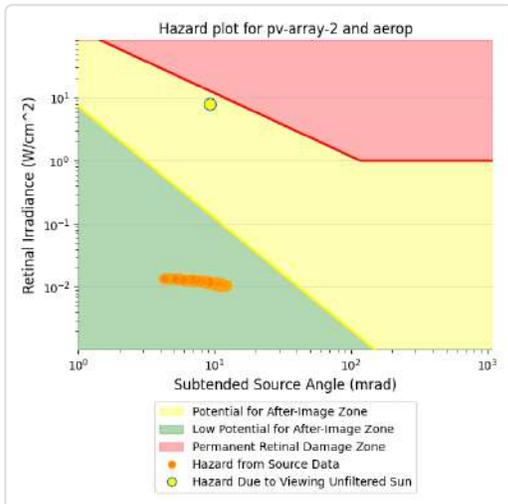
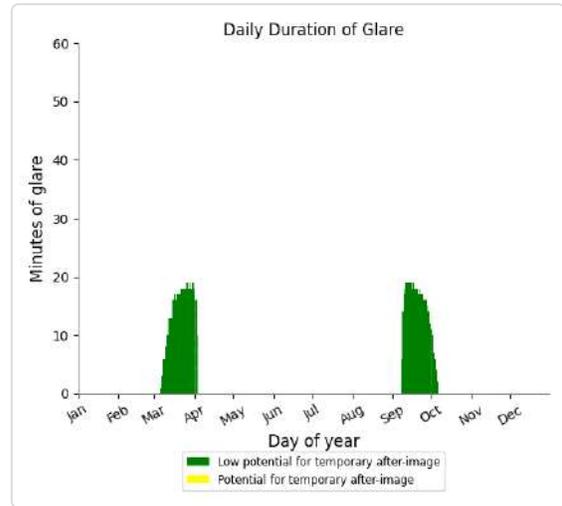
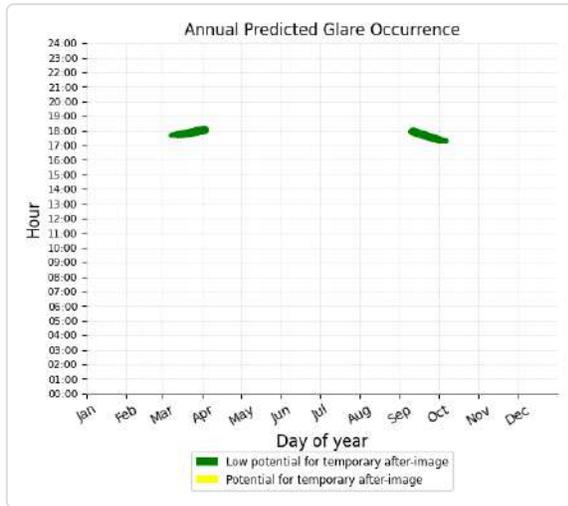
Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Aerop militare Amendola braccio 2	837	13.9	0	0.0
Aerop militare Amendola braccio 1	0	0.0	0	0.0
Gino Lisa braccio1	0	0.0	0	0.0
Gino Lisa braccio 2	0	0.0	0	0.0
2-ATCT	525	8.8	0	0.0
1-ATCT	0	0.0	0	0.0

PV array 2 and Aerop militare Amendola braccio 2

Receptor type: 2-mile Flight Path

0 minutes of yellow glare

837 minutes of green glare



PV array 2 and Aerop militare Amendola braccio 1

Receptor type: 2-mile Flight Path
 No glare found

PV array 2 and Gino Lisa braccio1

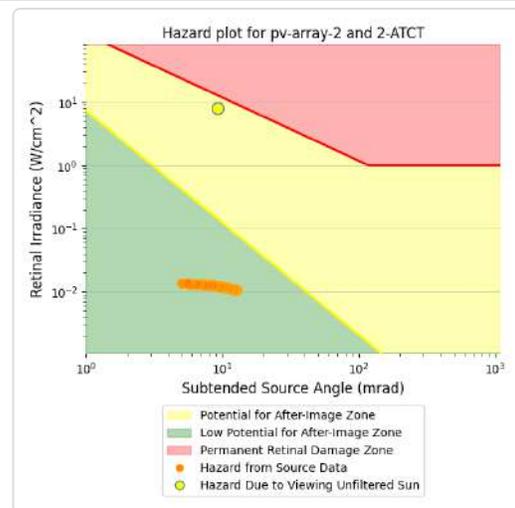
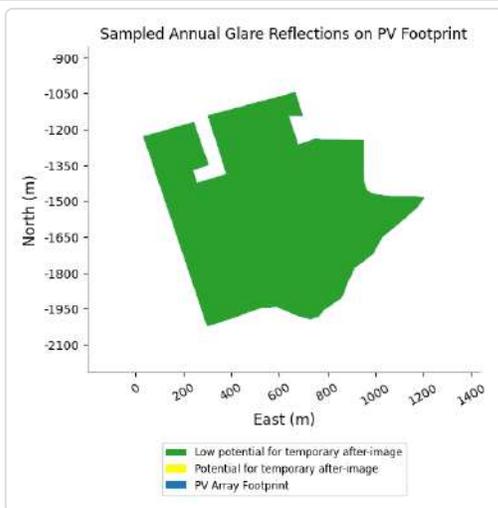
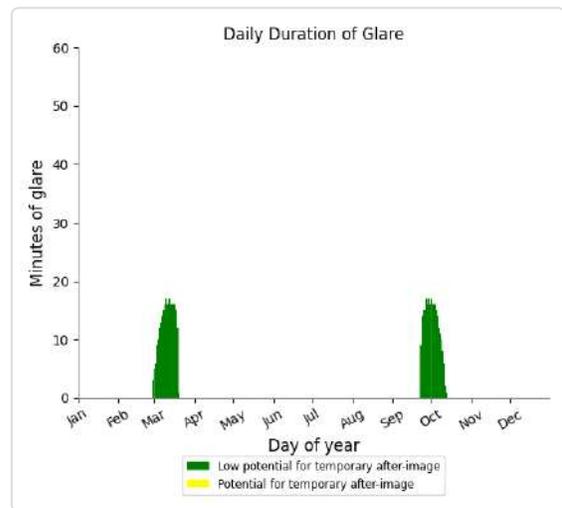
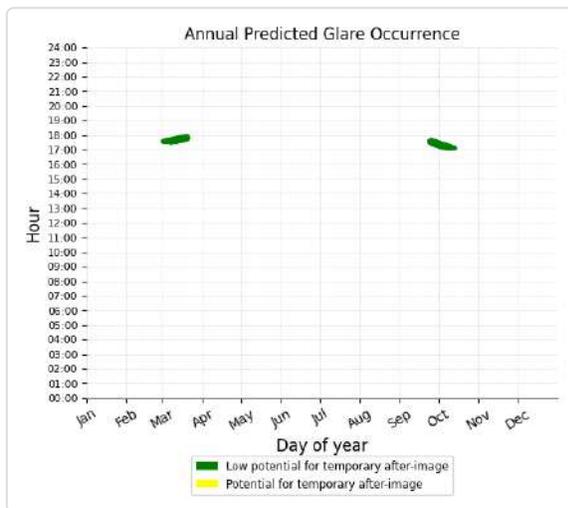
Receptor type: 2-mile Flight Path
 No glare found

PV array 2 and Gino Lisa braccio 2

Receptor type: 2-mile Flight Path
 No glare found

PV array 2 and 2-ATCT

Receptor type: Observation Point
 0 minutes of yellow glare
 525 minutes of green glare



PV array 2 and 1-ATCT

Receptor type: Observation Point
 No glare found

PV: PV array 3 low potential for temporary after-image

Receptor results ordered by category of glare

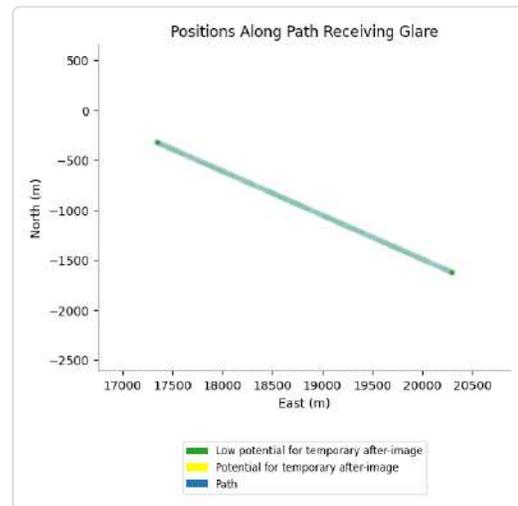
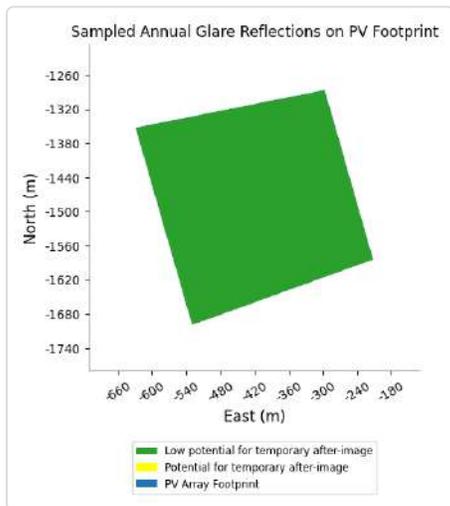
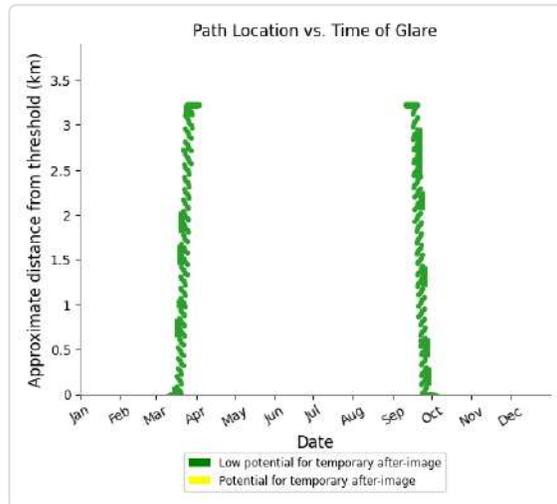
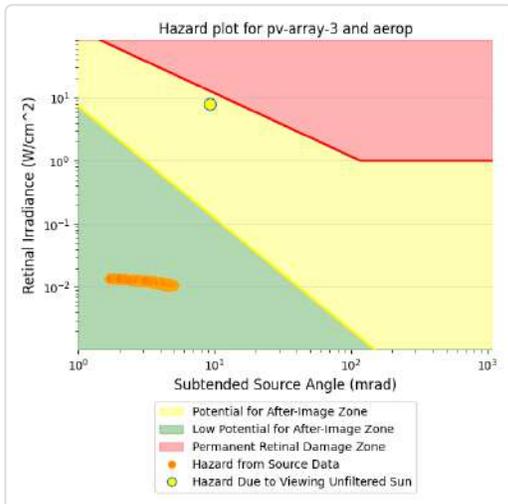
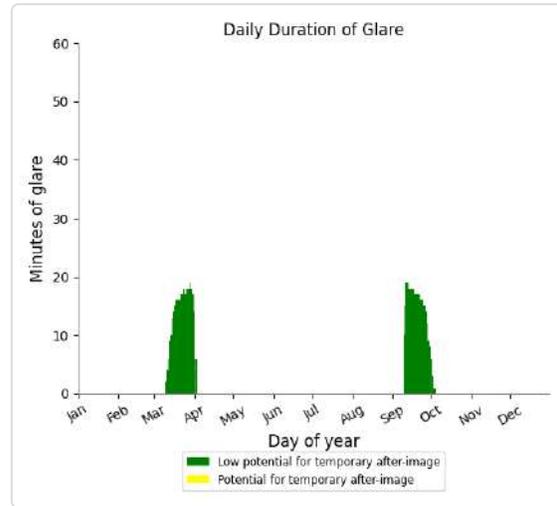
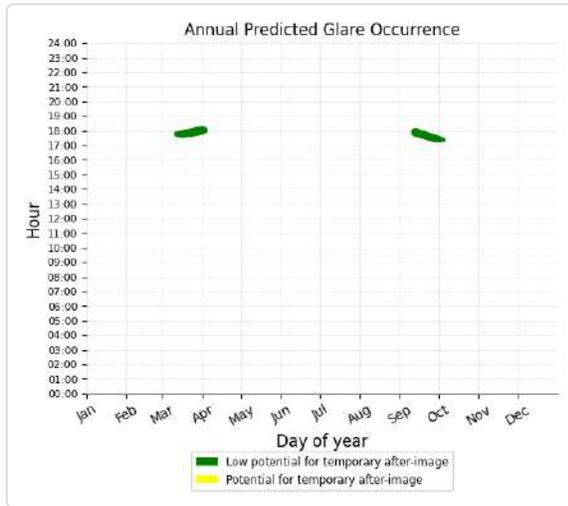
Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Aerop militare Amendola braccio 2	670	11.2	0	0.0
Aerop militare Amendola braccio 1	0	0.0	0	0.0
Gino Lisa braccio1	0	0.0	0	0.0
Gino Lisa braccio 2	0	0.0	0	0.0
2-ATCT	343	5.7	0	0.0
1-ATCT	0	0.0	0	0.0

PV array 3 and Aerop militare Amendola braccio 2

Receptor type: 2-mile Flight Path

0 minutes of yellow glare

670 minutes of green glare



PV array 3 and Aerop militare Amendola braccio 1

Receptor type: 2-mile Flight Path
 No glare found

PV array 3 and Gino Lisa braccio1

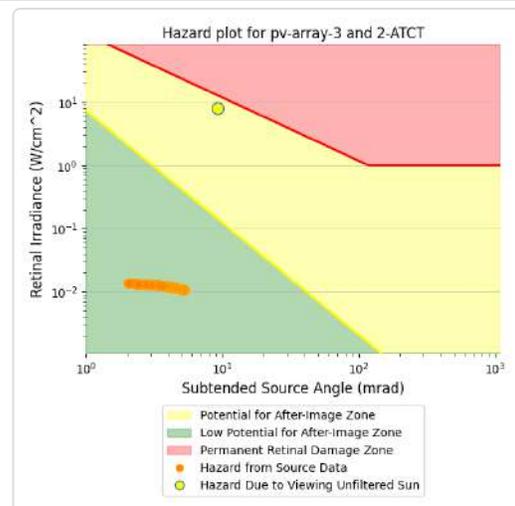
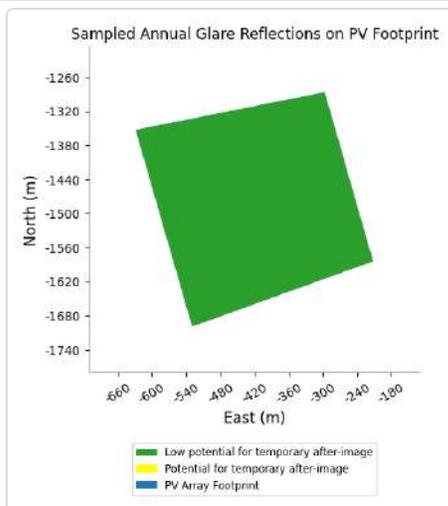
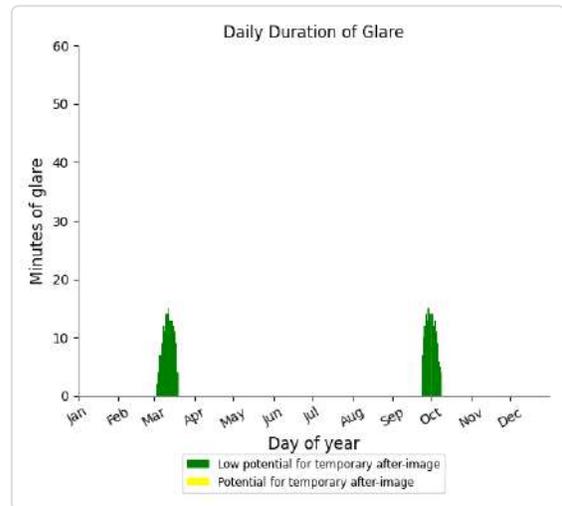
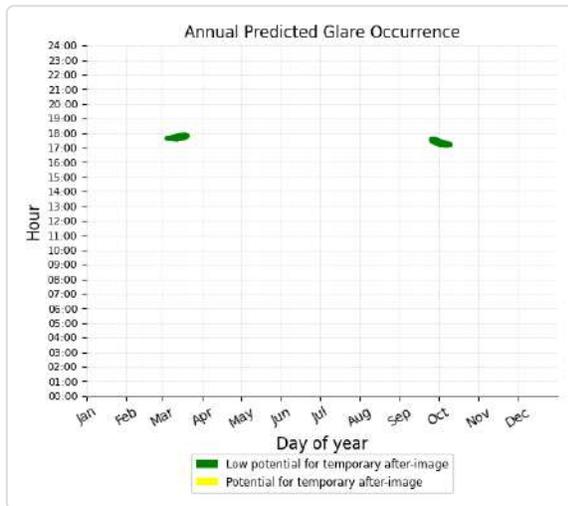
Receptor type: 2-mile Flight Path
 No glare found

PV array 3 and Gino Lisa braccio 2

Receptor type: 2-mile Flight Path
 No glare found

PV array 3 and 2-ATCT

Receptor type: Observation Point
 0 minutes of yellow glare
 343 minutes of green glare



PV array 3 and 1-ATCT

Receptor type: Observation Point
 No glare found

Assumptions

"Green" glare is glare with low potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.

"Yellow" glare is glare with potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.

Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.

The algorithm does not rigorously represent the detailed geometry of a system; detailed features such as gaps between modules, variable height of the PV array, and support structures may impact actual glare results. However, we have validated our models against several systems, including a PV array causing glare to the air-traffic control tower at Manchester-Boston Regional Airport and several sites in Albuquerque, and the tool accurately predicted the occurrence and intensity of glare at different times and days of the year.

Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare. This primarily affects V1 analyses of path receptors.

Random number computations are utilized by various steps of the annual hazard analysis algorithm. Predicted minutes of glare can vary between runs as a result. This limitation primarily affects analyses of Observation Point receptors, including ATCTs. Note that the SGHAT/ ForgeSolar methodology has always relied on an analytical, qualitative approach to accurately determine the overall hazard (i.e. green vs. yellow) of expected glare on an annual basis.

The analysis does not consider obstacles (either man-made or natural) between the observation points and the prescribed solar installation that may obstruct observed glare, such as trees, hills, buildings, etc.

The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)

The variable direct normal irradiance (DNI) feature (if selected) scales the user-prescribed peak DNI using a typical clear-day irradiance profile. This profile has a lower DNI in the mornings and evenings and a maximum at solar noon. The scaling uses a clear-day irradiance profile based on a normalized time relative to sunrise, solar noon, and sunset, which are prescribed by a sun-position algorithm and the latitude and longitude obtained from Google maps. The actual DNI on any given day can be affected by cloud cover, atmospheric attenuation, and other environmental factors.

The ocular hazard predicted by the tool depends on a number of environmental, optical, and human factors, which can be uncertain. We provide input fields and typical ranges of values for these factors so that the user can vary these parameters to see if they have an impact on the results. The speed of SGHAT allows expedited sensitivity and parametric analyses.

The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.

Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid based on aggregated research data. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.

Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.

Refer to the Help page at www.forgesolar.com/help/ for assumptions and limitations not listed here.

Default glare analysis parameters and observer eye characteristics (for reference only):

- Analysis time interval: 1 minute
- Ocular transmission coefficient: 0.5
- Pupil diameter: 0.002 meters
- Eye focal length: 0.017 meters
- Sun subtended angle: 9.3 milliradians

2016 © Sims Industries d/b/a ForgeSolar, All Rights Reserved.