

**BONA ENERGIA S.r.l**

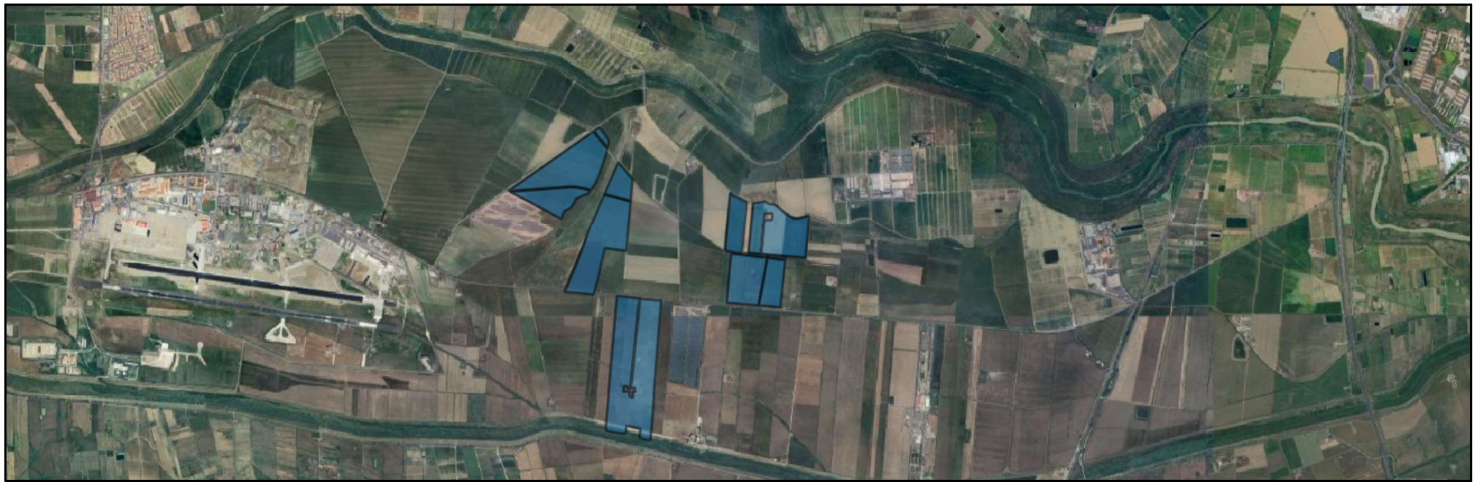
Via G. Boccaccio 7 - 20123 Milano (MI)



**Regione Siciliana**

Assessorato Regionale dell'Energia e dei servizi di pubblica utilità  
**Dipartimento dell'Energia**

Realizzazione di parco fotovoltaico della potenza complessiva di 98.89 MW  
e relativo cavidotto da realizzarsi nel territorio del comune di Catania,  
c/da Sigona



**Elaborato :** Relazione abbagliamento

Progettazione		<b>R</b> <b>ABB</b>	
dott ing Giuseppe De Luca	Geologia: _____		
			Formato <b>A4</b>
			Scala
			Note
			Data
		Note	
		Data emissione	febbraio 2024
Ambiente: _____	Collaborazione alla progettazione		
	dott ing Chiara Morello	geom. Antonio Lanza	

## Sommario

<b>PREMESSE.....</b>	<b>2</b>
<b>DESCRIZIONE OPERE DA REALIZZARE.....</b>	<b>5</b>
DATI PROPONENTE.....	5
UBICAZIONE IMPIANTO .....	5
DESCRIZIONE IMPIANTO .....	6
<i>Composizione Parco</i> .....	7
INDIVIDUAZIONE MASSIMA ALTEZZA MANUFATTI.....	8
<b>VERIFICA SULL'ASSENZA DI FENOMENI DI ABBAGLIAMENTO.....</b>	<b>9</b>
PREMESSE.....	9
ANALISI DEL FENOMENO DELLA RIFLESSIONE.....	9
<i>Definizione.</i> .....	9
<i>Schema posizionamento impianto rispetto asse pista</i> .....	10
<i>Rivestimento anti – riflettente.</i> .....	11
<b>CONCLUSIONI.....</b>	<b>13</b>

## **Premesse.**

Al fine di valutare le potenziali interferenze dei nuovi impianti e manufatti con le superfici aeroportuali, come definite dal **Regolamento ENAC per la Costruzione ed Esercizio Aeroporti** , (*superfici limitazione ostacoli, superfici a protezione degli indicatori ottici della pendenza dell'avvicinamento, superfici a protezione dei sentieri luminosi per l'avvicinamento*) è necessario verificarne la compatibilità.

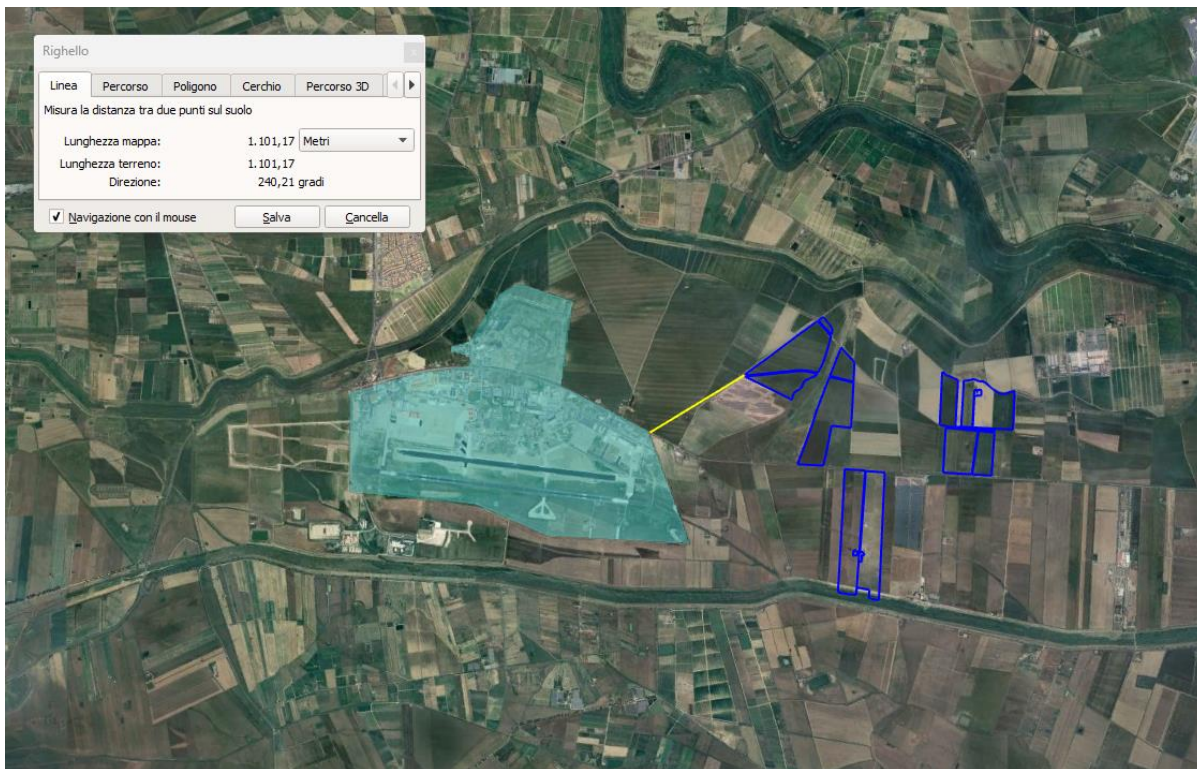
La verifica comprende, in accordo a quanto previsto al punto 1.4 Cap. 4 del citato Regolamento, la valutazione delle interferenze tra i manufatti e le aree poste a protezione dei sistemi di comunicazione, navigazione e radar (BRA - Building Restricted Areas) e con le minime operative delle procedure strumentali di volo (DOC ICAO 8168).

Poiché la costruzione dell'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione rientra, per consistenza e distanza dall'Aeroporto Militare di Sigonella (CT) tra le condizioni poste al punto f. 2.(b) , del capitolo f. **OPERE SPECIALI - PERICOLI PER LA NAVIGAZIONE AEREA**, occorre acquisire specifico nulla osta.

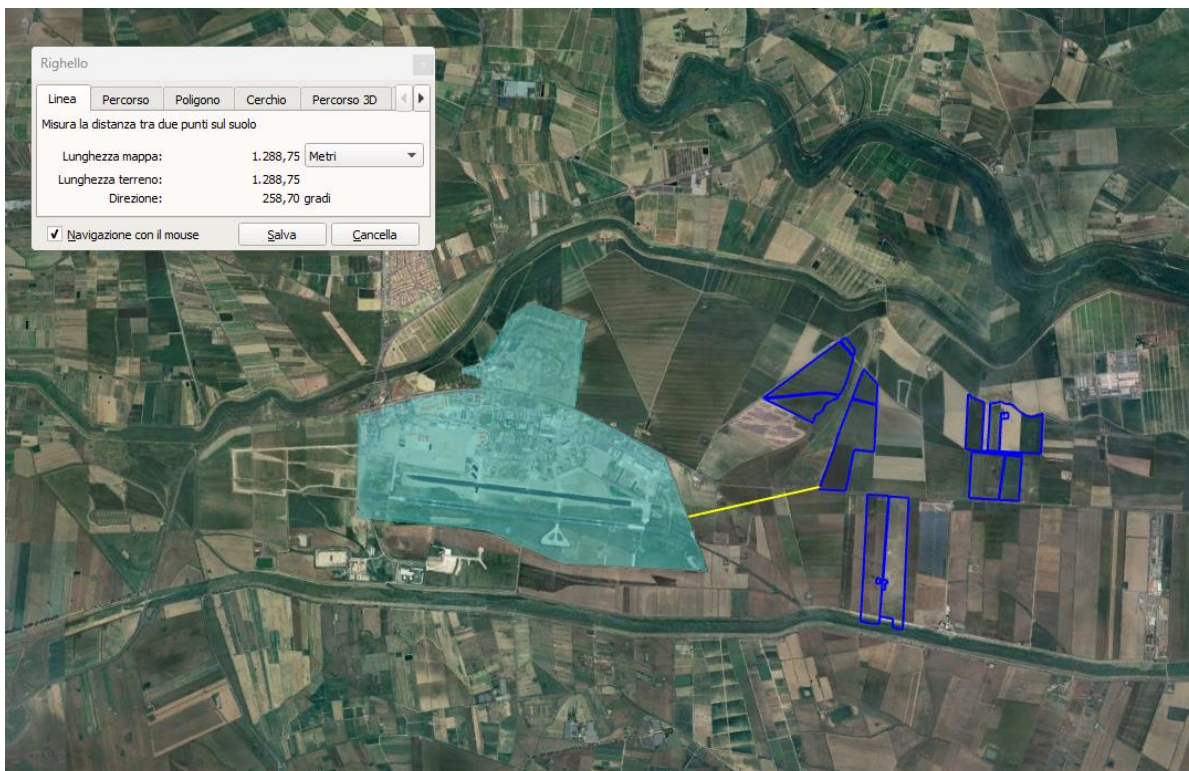
Si precisa, che non avendo potuto acquisire l'ARP (*Airport Reference Point*) dell'aeroporto Militare di Sigonella, le distanze di riferimento sono state calcolate dal punto terminale della pista più vicino all'impianto fotovoltaico, questa condizione sicuramente più conservativa.

Qui di seguito si relaziona in merito al pericolo di abbagliamento indotto dal parco Fotovoltaico ai velivoli in manovra.



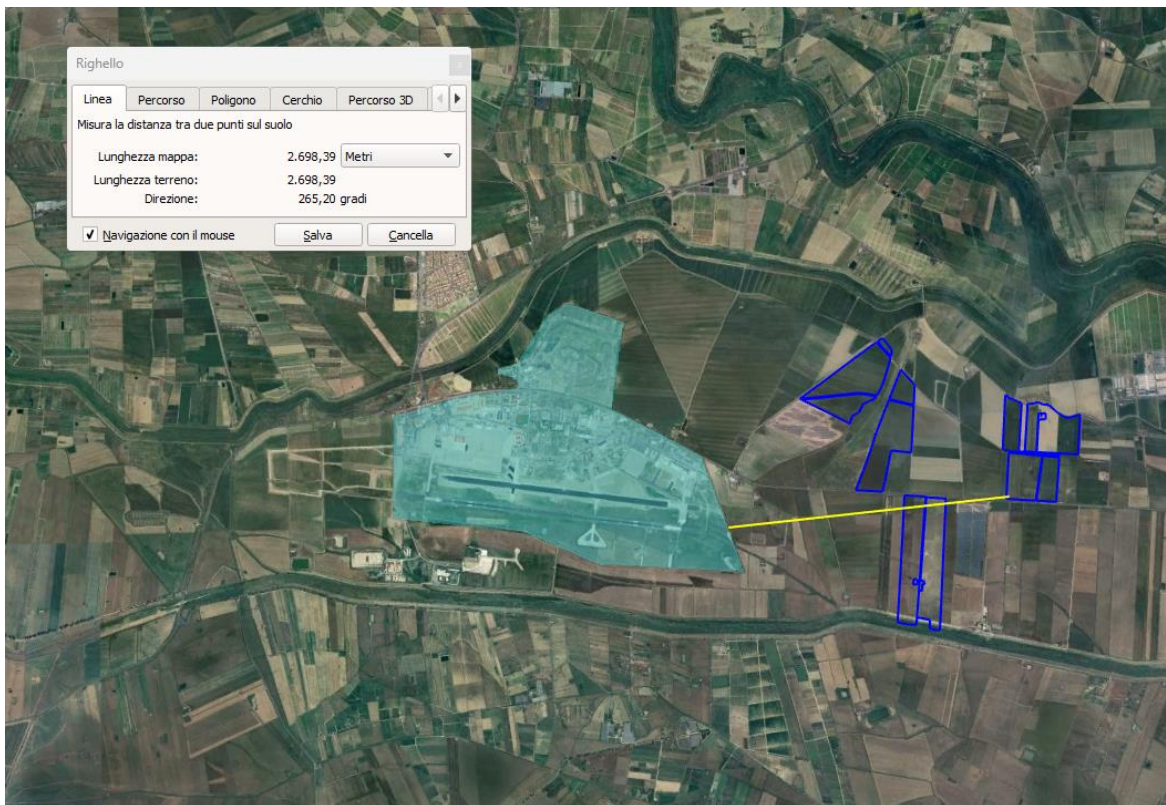


*Figura 1 - Inquadramento area aeroportuale e perimetro di impianto campo 1, con evidenziata la distanza minima tra i due contorni*

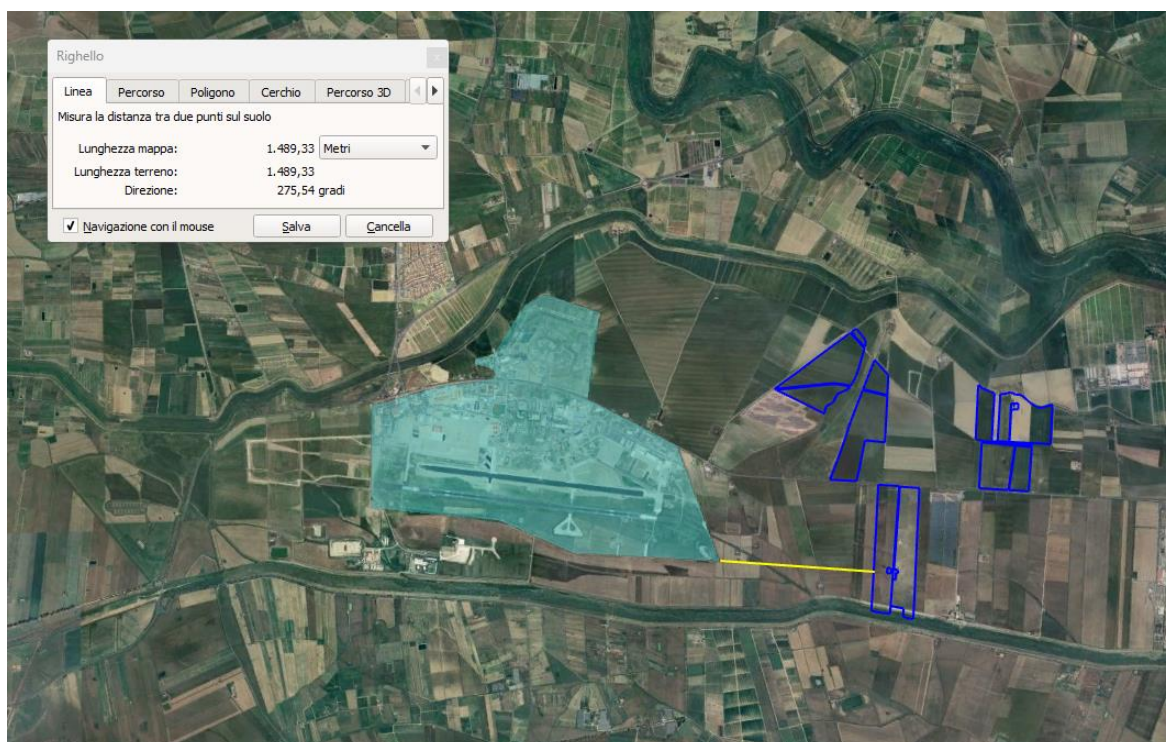


*Figura 2 - Inquadramento area aeroportuale e perimetro di impianto campo 2, con evidenziata la distanza minima tra i due contorni*





*Figura 3- Inquadramento area aeroportuale e perimetro di impianto campo 3, con evidenziata la distanza minima tra i due contorni*



*Figura 4- Inquadramento area aeroportuale e perimetro di impianto campo 4, con evidenziata la distanza minima tra i due contorni*

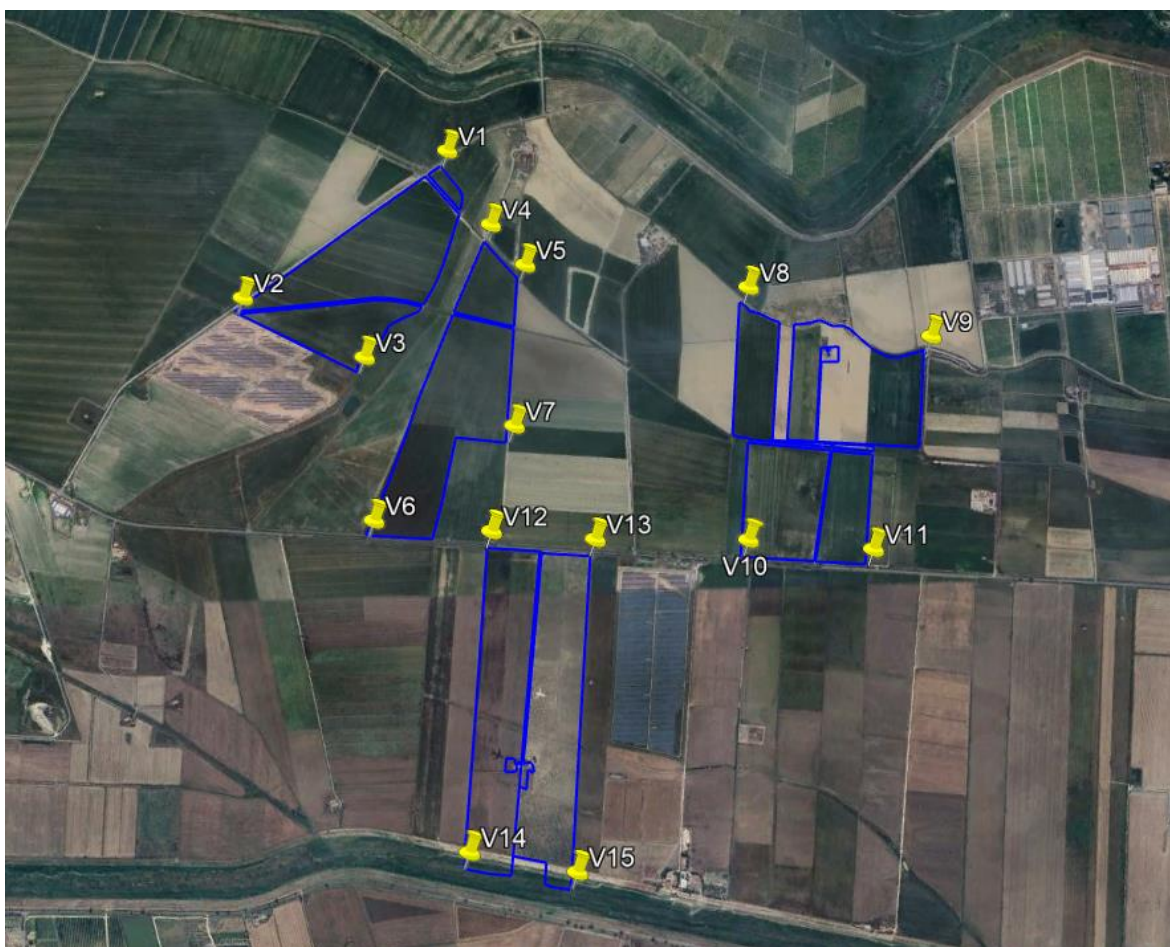
## Descrizione opere da realizzare-

### *Dati Proponente.*

La società che propone l'investimento e titolare delle procedure amministrative propedeutiche all'ottenimento dell'Autorizzazione Unica, è denominata **Bona Energia s.r.l.**, con sede in Milano via Giovanni Boccaccio n.7 ed è rappresentata dal dott. Prete Angelo, nella qualità di Legale Rappresentante.

### *Ubicazione impianto*

Al fine di potere individuare agevolmente il perimetro di impianto, qui di seguito si riportano le coordinate dei vertici dell'area :



*Figura 4 – Coordinate vertici area di intervento*

V1 : Latitudine 37°24'57.24"N – Longitudine 14°57'30.30"E V2  
: Latitudine 37°24'38.88"N – Longitudine 14°56'57.76"E V3 :  
Latitudine 37°24'30.89"N – Longitudine 14°57'16.93"E V4 :  
Latitudine 37°24'47.52"N – Longitudine 14°57'37.07"E V5 :  
Latitudine 37°24'42.20"N – Longitudine 14°57'42.41"E V6 :



*Latitudine 37°24'10.27"N – Longitudine 14°57'18.26"E*

*V7 : Latitudine 37°24'21.73"N – Longitudine 14°57'40.33"E*

*V8 : Latitudine 37°24'38.60"N – Longitudine 14°58'17.65"E*

*V9 : Latitudine 37°24'31.73"N – Longitudine 14°58'46.20"E*

*V10 : Latitudine 37°24'6.70"N – Longitudine 14°58'16.43"E*

*V11 : Latitudine 37°24'5.16"N – Longitudine 14°58'35.81"E*

*V12 : Latitudine 37°24'8.60"N – Longitudine 14°57'36.53"E*

*V13: Latitudine 37°24'7.28"N – Longitudine 14°57'52.63"E*

*V14: Latitudine 37°23'29.53"N – Longitudine 14°57'32.51"E*

*V15: Latitudine 37°23'26.85"N – Longitudine 14°57'48.87"E*

### ***Descrizione impianto***

L'impianto fotovoltaico presenterà una potenza di 98,89 MW, e si svilupperà su un'area dell'estensione di circa 155,44 Ha, e sorgerà nel territorio del comune di Catania, in "c/da Sigona". È previsto l'allacciamento alla RTN in antenna a 150 kV con la sezione a 150 KV di una nuova stazione elettrica di trasformazione a 380/150 kV della RTN denominata "Pantano d'Archi" da inserire in entra-esce sul **futuro elettrodotto** RTN a 380 KV della RTN "Paternò – Priolo.

Il cavidotto in uscita dall'impianto si immetterà direttamente sulla SP 70ii, la percorrerà in direzione est per circa 80 m, fino ad incrociare in direzione nord la SP 207 che attraversa il fiume Dittaino per mezzo di un ponticello, che verrà utilizzato come aggancio per il cavidotto al fine di evitare la realizzazione di opere aggiuntive.

Si percorrerà la statale in direzione est per circa 1.3 km e si procederà in direzione della SP 417, su strade interpoderali. Si attraverserà il fiume Simeto, procedendo sulla stessa statale, anche in questo caso sfruttando il ponte esistente. Il cavidotto interrato costeggerà le sponde del fiume in direzione est, su viabilità interpoderale, fino ad immettersi sulla SP 70/I in direzione nord, per giungere all'area individuata per la realizzazione della stazione utente, adiacente al sito della realizzanda stazione "Pantano d'Archi". Il cavidotto presenta uno sviluppo complessivo di circa 8,2 km.

Qui di seguito si riporta su base aerofotogrammetrica la traccia del cavidotto con l'individuazione dell'area stazione utente e stazione terna.



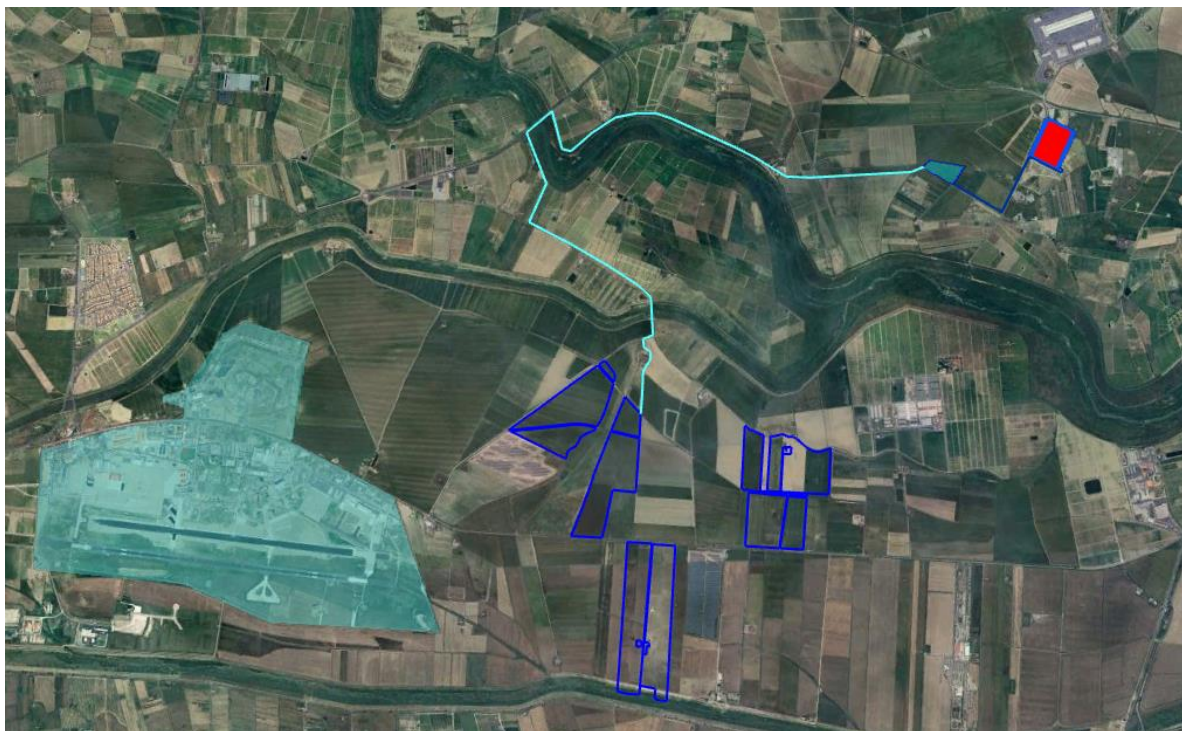


Figura 5 – area impianto e percorso cavidotto.

È prevista la messa in opera di moduli fotovoltaici su supporti metallici ancorati al suolo tramite fondazioni infisse nel terreno (chiodature, pali battuti o vitoni) senza l'ausilio di opere in cemento armato.

Oltre l'installazione dei pannelli e dei moduli, è prevista la posa in opera sistemi accessori quali cavidotti, e cabine elettriche.

Il collegamento avverrà mediante un cavidotto interrato uscente dalla cabina di impianto alla tensione di 30kV.

### Composizione Parco.

	tracker 13 moduli (n)	tracker 26 moduli (n)	Moduli installati (n)	Modello Modulo	Potenza (kW)	Modello Inverter	inverter installati (n)
Campo 1	182	1.304	36.270	Tenka Solar Orion 600 Wp	21.762,0	Sungrow 3125 kVA	7
Campo 2	134	1.250	34.242		20.545,2		7
Campo 3	276	1.903	53.066		31.839,6		11
Campo 4	68	1.552	41.236		24.741,6		8
<b>TOTALI</b>	<b>660</b>	<b>6.009</b>	<b>164.814</b>		<b>98.888,4</b>		<b>33</b>

***Individuazione massima altezza manufatti.***

All'interno dell'area, verranno posizionati i pannelli fotovoltaici, che saranno collocati ad una altezza minima dal suolo pari a 0,70 ml dal piano di campagna nel momento in cui il pannello assume configurazione orizzontale, e presenterà punta massima pari a 2,70.

È utile ricordare che l'angolo di inclinazione è variabile nell'arco della giornata.

Gli altri manufatti presenti, quali cabina di trasformazione o inverter, presenteranno un'altezza massima fuori terra, di 5,00 ml.

Per quanto esposto l'altezza massima fuori terra sarà pari a 3,70 ml.

## Verifica sull'assenza di fenomeni di abbagliamento.

### Premesse.

Con abbagliamento visivo si intende la compromissione temporanea della capacità visiva dell'osservatore.

L'abbagliamento debilitante può essere di due tipologie :

1. Abbagliamento diretto dovuto alla esposizione diretta ad una intensa sorgente luminosa;
2. Abbagliamento indiretto dovuto alla riflessione speculare di uno o più oggetti che ricevono luce da sorgenti interne o esterne al campo visivo;

Il caso di cui ci occuperemo nella fattispecie è quello del potenziale fenomeno dell'**abbagliamento indiretto**, dovuto alla presenza del campo fotovoltaico.

### Analisi del fenomeno della riflessione.

#### Definizione.

La riflessione è il fenomeno per cui i raggi luminosi vengono respinti, generalmente con direzione diversa da quella di provenienza, quando incontrano una superficie levigata che separa il mezzo in cui si propagano da un altro.

In buona sostanza, se un raggio di luce proveniente da un punto luminoso incontra una superficie **ben levigata**, esso devia dando luogo alla riflessione, secondo una direzione tale che l'angolo incidente ( $i$ ) e quello riflettente ( $r$ ) presentano la stessa ampiezza rispetto alla normale al piano nel punto di incidenza del raggio luminoso.

Qui di seguito si riporta uno schema riassuntivo del fenomeno su esposto.

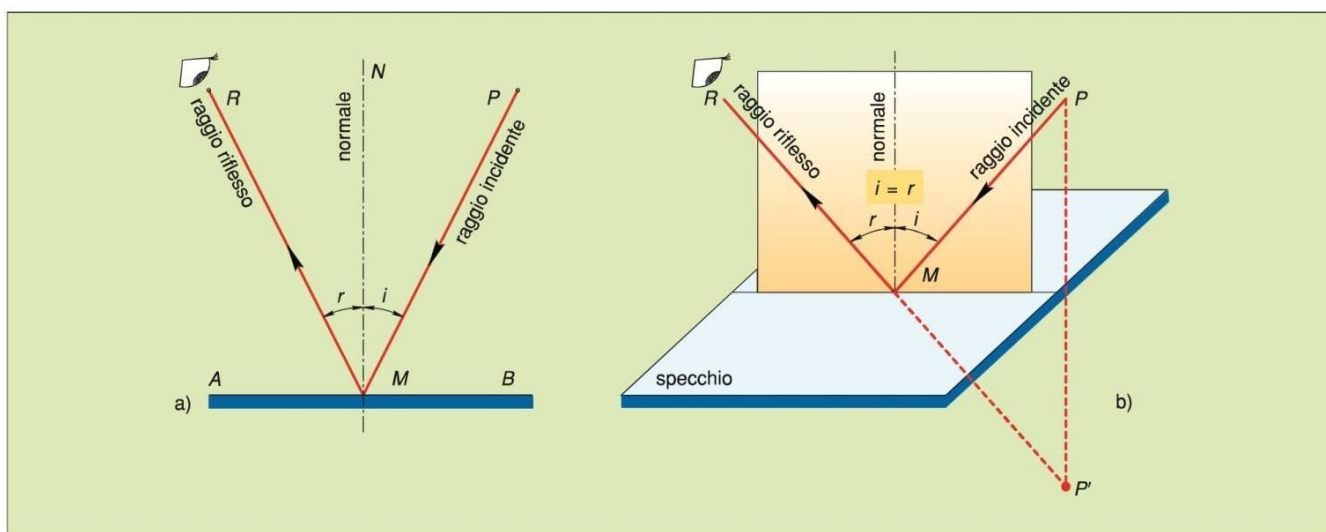


Figura 6 – Schema riflessione ottica



### Schema posizionamento impianto rispetto asse pista.

Da un esame cartografico, si rileva che l'asse della pista di atterraggio/decollo dell'aeroporto militare di Sigonella è orientato in direzione **est – ovest**.

Di contro i pannelli costituenti il campo fotovoltaico presentano come asse di rotazione l'asse **nord - sud**.

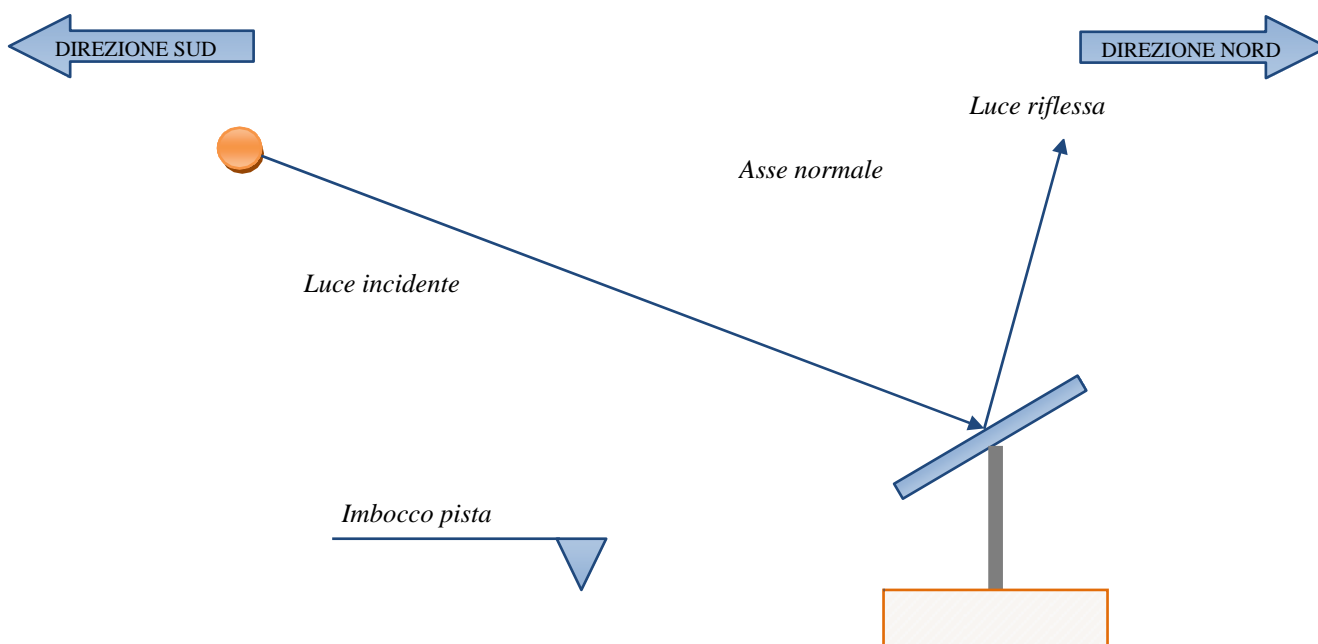


Figura 7 – Luce riflessa incidente da direzione sud

In *Figura 7* è rappresentata la situazione nel momento di massimo soleggiamento, e dunque di massimo potenziale riflesso della luce solare. Come si può vedere, un eventuale raggio riflesso sarebbe comunque contenuto nello stesso piano del raggio incidente. Lungo la direzione est – ovest, il problema dell'abbagliamento è fisicamente irrealizzabile, in quanto la luce incidente e la linea visuale dell'aeromobile sarebbero parallele, dunque nessun punto incidente in comune sulla superficie del campo fotovoltaico.

### **Rivestimento anti – riflettente.**

Le perdite per riflessione rappresentano un importante fattore nel determinare l'efficienza di un modulo fotovoltaico e ad oggi la tecnologia fotovoltaica ha individuato soluzioni in grado di minimizzare un tale fenomeno. Con l'espressione “perdite di riflesso” si intende l'irraggiamento che viene riflesso dalla superficie di un collettore o di un pannello oppure dalla superficie di una cella solare e che quindi non può più contribuire alla produzione di calore e/o di corrente elettrica. Strutturalmente il componente di un modulo fotovoltaico a carico del quale è principalmente imputabile un tale fenomeno è il rivestimento anteriore del modulo e delle celle solari.

**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 da alla superficie del modulo un aspetto opaco che non ha nulla a che vedere con quello di comuni superfici finestrate.**

Al fine di minimizzare la quantità di radiazioni luminose riflesse, inoltre, le singole celle in silicio cristallino sono coperte esteriormente da un rivestimento trasparente antiriflesso grazie al quale penetra più luce nella cella, altrimenti la sola superficie in silicio rifletterebbe circa il 30% della luce solare.

**Inoltre, la superficie del pannello è apparentemente levigata e liscia, ma di fatto presenta delle microasperità che impediscono alla luce incidente di essere riflessa.**

Al fine di massimizzare il rendimento del campo, inteso come energia prodotta, sono stati individuati dei pannelli di ultima generazione, **Tnka Solar**, con caratteristiche antiriflettenti, tali da non produrre effetti negativi nelle aree circostanti ove si svolgono attività antropiche.

Nel riquadro rosso è evidenziata la caratteristica antiriflesso.

Qui di seguito si riporta la scheda tecnica.

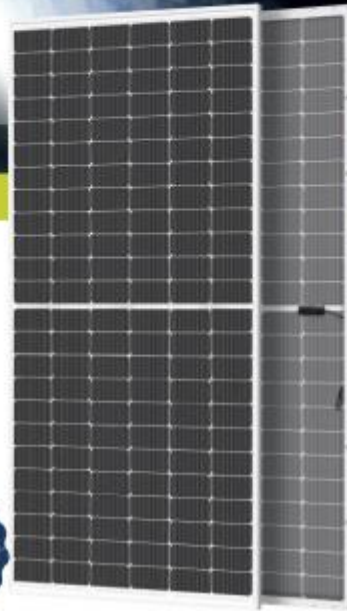


## DUAL GLASS BIFACIAL 580 - 600 Watt



# ORION

Serie X



### KEY FEATURES

Our solar cells offer high conversion efficiency to ensure the highest quality.

Our high performing modules enable cost savings in mounting, cabling and labour of up to 15%.

The modules can withstand high wind-pressure, snow loads and extreme temperatures.

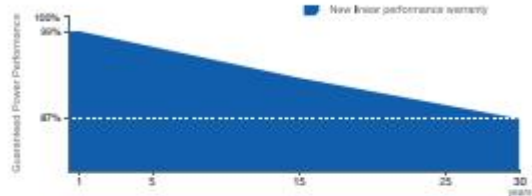
Passed IEC 5400 Pa mechanical loading test  
PID Resistance Available.

### QUALITY AND SAFETY

- Industry leading power output warranty  
30 years/87,4%
- 30-year warranty on materials & workmanship
- Fire Rating: Class 1



### PREMIUM PERFORMANCE WARRANTY



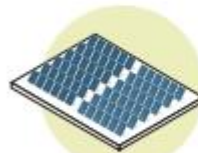
### APPLICATIONS



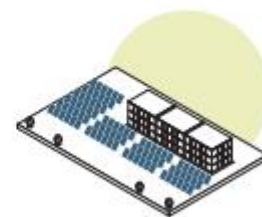
On-grid residential roof-tops



On-grid commercial - industrial roof-tops



Solar power plants



Off-grid systems

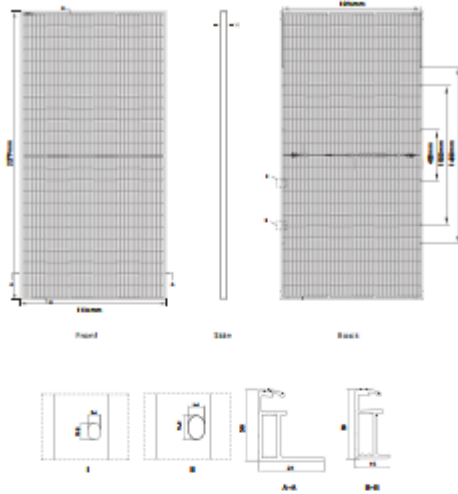


[WWW.TENKASOLAR.COM](http://WWW.TENKASOLAR.COM)

ISO9001:2015; ISO14001:2015; OH SAS18001 certified factory; IEC61215; IEC61730 certified products



## ENGINEERING DRAWINGS



## PACKAGING CONFIGURATION

Standard packaging	36pcs/pallet
Module quantity per 20' container	N/A
Module quantity per 40' container	720pcs/40HQ

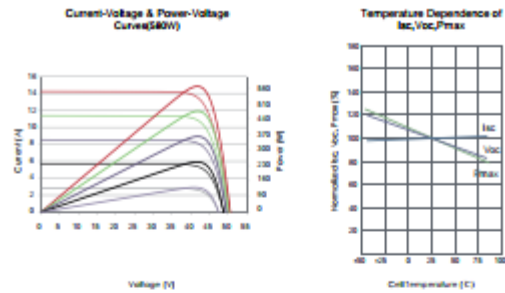
## SPECIFICATIONS

Module Type <sup>(1)</sup>	TKA580M-144-BF		TKA585M-144-BF		TKA590M-144-BF		TKA595M-144-BF		TKA600M-144-BF	
	STC <sup>(2)</sup>	NMOT <sup>(3)</sup>	STC <sup>(2)</sup>	NMOT <sup>(3)</sup>	STC <sup>(2)</sup>	NMOT <sup>(3)</sup>	STC <sup>(2)</sup>	NMOT <sup>(3)</sup>	STC <sup>(2)</sup>	NMOT <sup>(3)</sup>
Maximum Power (Pmax)	580Wp	436Wp	585Wp	440Wp	590Wp	444Wp	595Wp	448Wp	600Wp	452Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	42.80V	39.86V	43.00V	40V	43.20V	40.15V	43.40V	40.29V	43.60V	40.43V
Maximum Power Current (Imp)	13.60A	10.94A	13.66A	11.00A	13.72A	11.06A	13.78A	11.12A	13.84A	11.18A
Open-circuit Voltage (Voc)	50.40V	48.89V	50.60V	49.08V	50.80V	49.27V	51.00V	49.46V	51.20V	49.65V
Short-circuit Current (Isc)	14.35A	11.6A	14.41A	11.65A	14.47A	11.7A	14.53A	11.75A	14.59A	11.8A
Module Efficiency (%)	22.44%		22.64%		22.83%		23.02%		23.22%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500V DC									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0 ~ +5W									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2 °C									
Refer. Bifacial Factor	70±5%									

## BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

	STC <sup>(2)</sup> Irradiance 1000W/m <sup>2</sup>	Module Temperature 25°C	AM <sub>w</sub> L5
5%	609Wp	614Wp	619Wp
15%	667Wp	672Wp	678Wp
25%	725Wp	731Wp	737Wp

## ELECTRICAL PERFORMANCE & TEMPERATURE DEPENDENCE



## MECHANICAL CHARACTERISTICS

Cell Type	Orion N-Type Mono-crystalline(182x91mm)
No. of cells	144 (6x24)
Dimensions	2279x1134x30mm (±2mm)
Weight	32.0kg
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat-strengthened glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy (Silver/Black optional)
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TÜV 1x4.0mm <sup>2</sup> / UL 12AWG, Length:400mm/1100mm or Customized Length



(1) Measurement Tolerances: Pmax (± 3%), Isc & Voc (± 3%) - Module Type 0V-51W  
 (2) STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, AM 1.5  
 (3) NMOT (Nominal Operating Module Temperature): Irradiance 800W/m<sup>2</sup>, NMOT, Ambient Temperature 20°C, AM 1.5, Wind Speed 1m/s  
 Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. Tenka Solar reserves the right of final interpretation.

## **Conclusioni.**

Si ritiene di potere escludere fenomeni di abbagliamento indotti dalla riflessione della luce solare sul campo fotovoltaico, come ampiamente dimostrato nel report qui di seguito allegato redatto con apposito software denominato Forge Solar.

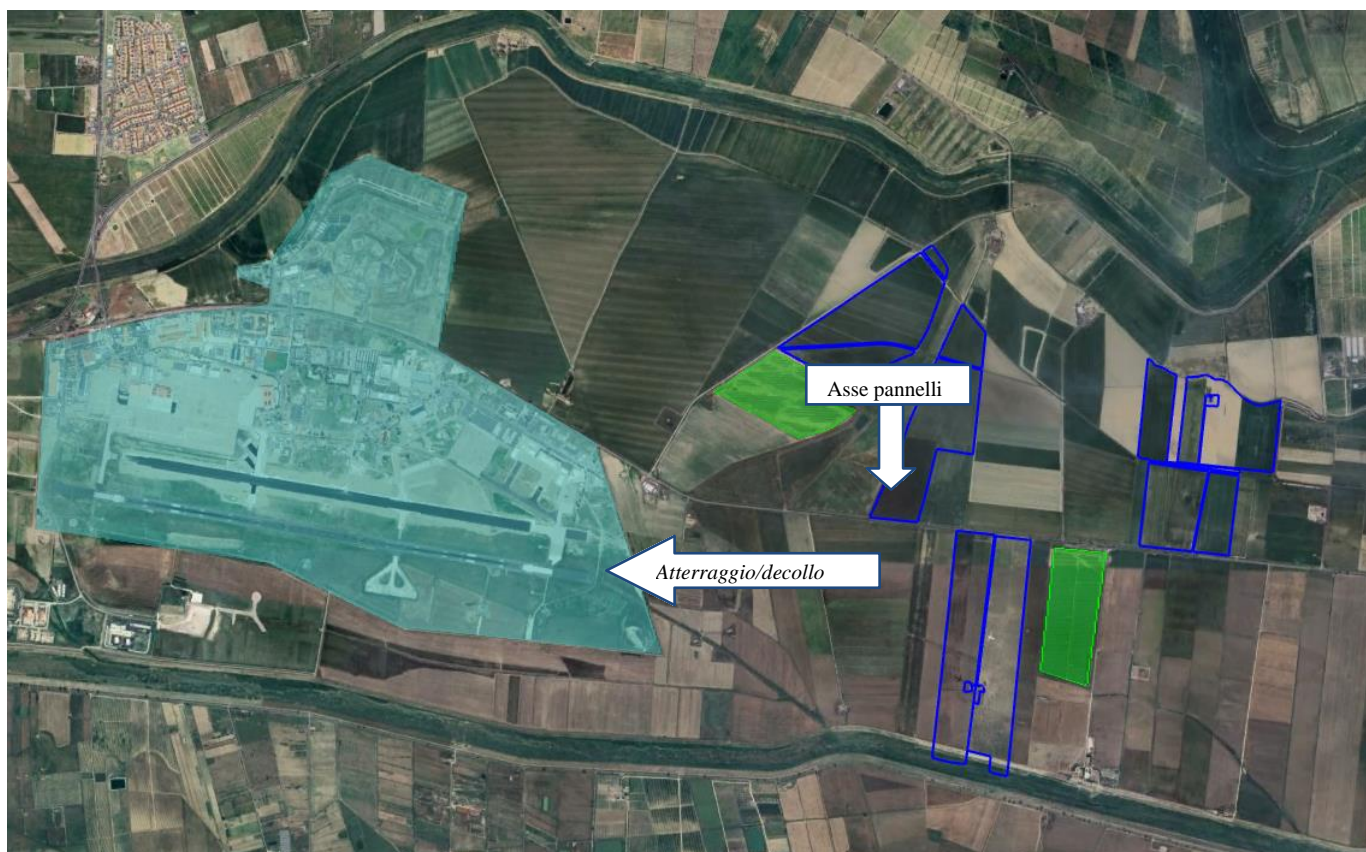
A supporto della superiore affermazione, si riportano le seguenti considerazioni.

Il caso in cui, sia fisicamente ammissibile il fenomeno dell'abbagliamento, prevedrebbe la sorgente luminosa alle spalle del campo, e l'aeromobile in avvicinamento in direzione opposta est – ovest, incidente verso la superficie riflettente. Va evidenziato che l'intersezione tra il prolungamento dell'asse della pista e la distanza minima dal perimetro del campo, si trova a circa 1.800 ml dall'imbocco della pista stessa, e pone l'impianto a circa 650,00 ml di distanza dal percorso di decollo/atterraggio.

**Occorre precisare che il l'inseguitore ruota esclusivamente in direzione est /ovest.**

Quanto su esposto riassume il caso in cui la direzione incidente, e la linea visuale dall'aeromobile durante l'atterraggio sono paralleli, e a notevole distanza, dunque non avendo alcun punto incidente è escluso l'abbagliamento per riflessione.

Infine, va ricordato che i pannelli sono rivestiti con film antiriflesso, e hanno la superficie caratterizzata da microasperità finalizzate alla cattura dei raggi solari, evitando appunto fenomeni di riflessione.



*Figura 8: Individuazione area aeroportuale con area impianto e impianti fotovoltaici esistenti (aree campite in verde)*

**IL PROGETTISTA**  
(DOTT. ING. GIUSEPPE DE LUCA)





# FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **BONA ENERGIA 21.03.2024**

Impianto fotovoltaico sito in Catania, contrada Sigona, su inseguitori monoassiali della potenza istallata di 98,89 Mw.

Site configuration: **BONA \_ENERGIA21032024**

Created 21 Mar, 2024

Updated 15 May, 2024

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

DNI peaks at 1,000.0 W/m<sup>2</sup>

Category 10 MW to 100 MW

Site ID 114969.19808

Ocular transmission coefficient 0.5

Pupil diameter 0.002 m

Eye focal length 0.017 m

Sun subtended angle 9.3 mrad

PV analysis 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	4,972	82.9	0	0.0	-
PV array 2	SA tracking	SA tracking	13,878	231.3	0	0.0	-
PV array 3	SA tracking	SA tracking	94,797	1,580.0	0	0.0	-
PV array 4	SA tracking	SA tracking	4,804	80.1	0	0.0	-
PV array 5	SA tracking	SA tracking	532	8.9	0	0.0	-
PV array 6	SA tracking	SA tracking	2,419	40.3	0	0.0	-

Total 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
FP 1	19,125	318.8	0	0.0
FP 2	102,277	1,704.6	0	0.0

# Component Data

## PV Arrays

**Name:** PV array 1  
**Axis tracking:** Single-axis rotation  
**Backtracking:** Shade-slope  
**Tracking axis orientation:** 180.0°  
**Max tracking angle:** 60.0°  
**Resting angle:** 0.0°  
**Ground Coverage Ratio:** 0.5  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Deeply textured glass  
**Reflectivity:** Vary with sun  
**Slope error:** correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	37.410926	14.948974	17.91	2.50	20.41
2	37.415766	14.957643	16.93	2.50	19.43
3	37.413584	14.959531	18.22	2.50	20.72
4	37.410585	14.957386	15.61	2.50	18.11
5	37.410244	14.955927	16.93	2.50	19.43
6	37.409698	14.955068	17.14	2.50	19.64
7	37.408812	14.954382	18.78	2.50	21.28

**Name:** PV array 2  
**Axis tracking:** Single-axis rotation  
**Backtracking:** Shade-slope  
**Tracking axis orientation:** 180.0°  
**Max tracking angle:** 60.0°  
**Resting angle:** 0.0°  
**Ground Coverage Ratio:** 0.5  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Deeply textured glass  
**Reflectivity:** Vary with sun  
**Slope error:** correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	37.403153	14.954553	17.74	2.50	20.24
2	37.402880	14.957815	17.26	2.50	19.76
3	37.406767	14.958759	16.35	2.50	18.85
4	37.406767	14.961076	16.20	2.50	18.70
5	37.411948	14.961506	15.43	2.50	17.93
6	37.413039	14.960132	15.78	2.50	18.28

**Name:** PV array 3

**Axis tracking:** Single-axis rotation

**Backtracking:** Shade-slope

**Tracking axis orientation:** 180.0°

**Max tracking angle:** 60.0°

**Resting angle:** 0.0°

**Ground Coverage Ratio:** 0.5

**Rated power:** -

**Panel material:** Deeply textured glass

**Reflectivity:** Vary with sun

**Slope error:** correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	37.402130	14.964681	17.45	2.50	19.95
2	37.391220	14.963565	15.43	2.50	17.93
3	37.392311	14.959016	17.45	2.50	19.95
4	37.402471	14.960218	17.84	2.50	20.34

**Name:** PV array 4

**Axis tracking:** Single-axis rotation

**Backtracking:** Shade-slope

**Tracking axis orientation:** 180.0°

**Max tracking angle:** 60.0°

**Resting angle:** 0.0°

**Ground Coverage Ratio:** 0.5

**Rated power:** -

**Panel material:** Deeply textured glass

**Reflectivity:** Vary with sun

**Slope error:** correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	37.410721	14.971462	15.27	2.50	17.77
2	37.409903	14.973093	15.07	2.50	17.57
3	37.405812	14.972578	15.63	2.50	18.13
4	37.405949	14.970689	15.13	2.50	17.63



**Name:** PV array 5

**Axis tracking:** Single-axis rotation

**Backtracking:** Shade-slope

**Tracking axis orientation:** 180.0°

**Max tracking angle:** 60.0°

**Resting angle:** 0.0°

**Ground Coverage Ratio:** 0.5

**Rated power:** -

**Panel material:** Deeply textured glass

**Reflectivity:** Vary with sun

**Slope error:** correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	37.409896	14.973816	15.08	2.50	17.58
2	37.409998	14.974889	15.23	2.50	17.73
3	37.410067	14.975404	15.34	2.50	17.84
4	37.409589	14.976134	15.92	2.50	18.42
5	37.409112	14.977035	15.18	2.50	17.68
6	37.408908	14.977507	14.70	2.50	17.20
7	37.408908	14.978322	14.27	2.50	16.77
8	37.409044	14.979481	13.99	2.50	16.49
9	37.405226	14.979181	14.67	2.50	17.17
10	37.405874	14.973344	15.07	2.50	17.57

**Name:** PV array 6

**Axis tracking:** Single-axis rotation

**Backtracking:** Shade-slope

**Tracking axis orientation:** 180.0°

**Max tracking angle:** 60.0°

**Resting angle:** 0.0°

**Ground Coverage Ratio:** 0.5

**Rated power:** -

**Panel material:** Deeply textured glass

**Reflectivity:** Vary with sun

**Slope error:** correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	37.401953	14.971241	15.28	2.50	17.78
2	37.401612	14.976477	14.37	2.50	16.87
3	37.405362	14.976906	13.92	2.50	16.42
4	37.405771	14.971671	15.10	2.50	17.60

# Flight Path Receptors

**Name:** FP 1  
**Description:**  
**Threshold height:** 15 m  
**Direction:** 98.3°  
**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	37.403235	14.908585	24.15	15.24	39.39
Two-mile	37.407419	14.872529	30.53	177.54	208.07

**Name:** FP 2  
**Description:**  
**Threshold height:** 15 m  
**Direction:** 277.7°  
**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	37.399815	14.938179	18.97	15.24	34.21
Two-mile	37.395951	14.974290	14.34	188.56	202.90

# 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 kWh
			min	hr	min	hr	
PV array 1	SA tracking	SA tracking	4,972	82.9	0	0.0	-
PV array 2	SA tracking	SA tracking	13,878	231.3	0	0.0	-
PV array 3	SA tracking	SA tracking	94,797	1,580.0	0	0.0	-
PV array 4	SA tracking	SA tracking	4,804	80.1	0	0.0	-
PV array 5	SA tracking	SA tracking	532	8.9	0	0.0	-
PV array 6	SA tracking	SA tracking	2,419	40.3	0	0.0	-

Total 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
FP 1	19,125	318.8	0	0.0
FP 2	102,277	1,704.6	0	0.0

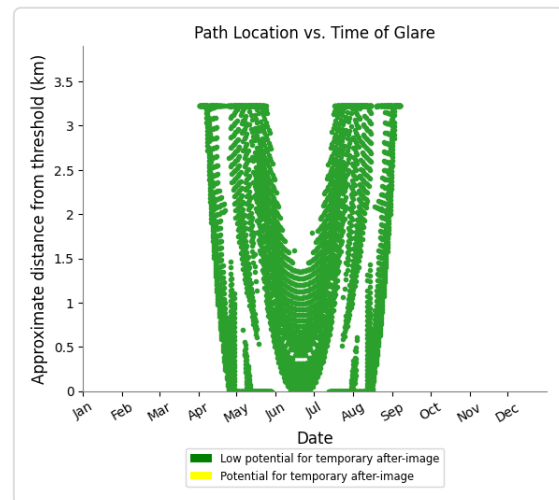
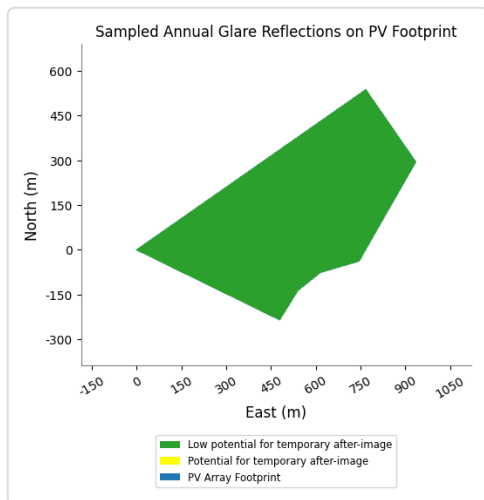
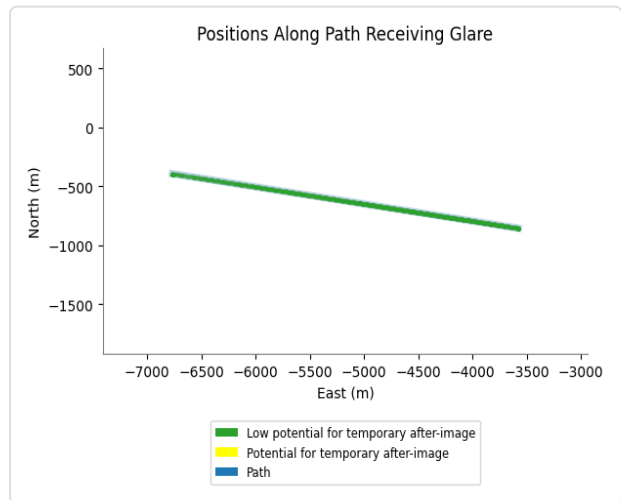
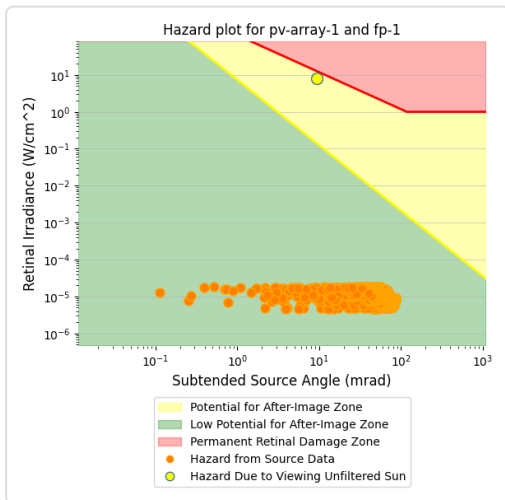
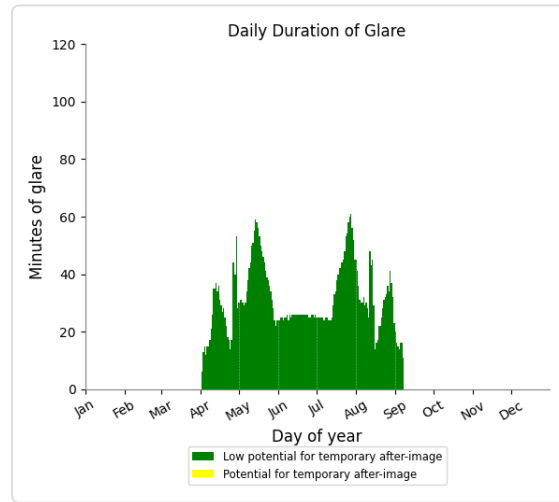
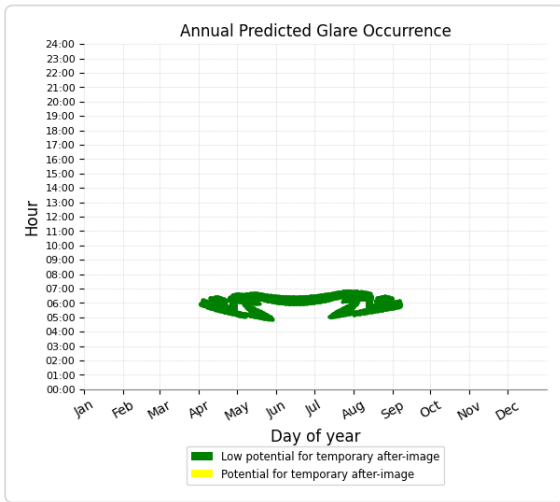
## PV: PV array 1 low potential for temporary after-image

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
FP 1	4,972	82.9	0	0.0
FP 2	0	0.0	0	0.0

## PV array 1 and FP: FP 1

Yellow glare: none  
Green glare: 4,972 min.



## PV array 1 and FP: FP 2

No glare found



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

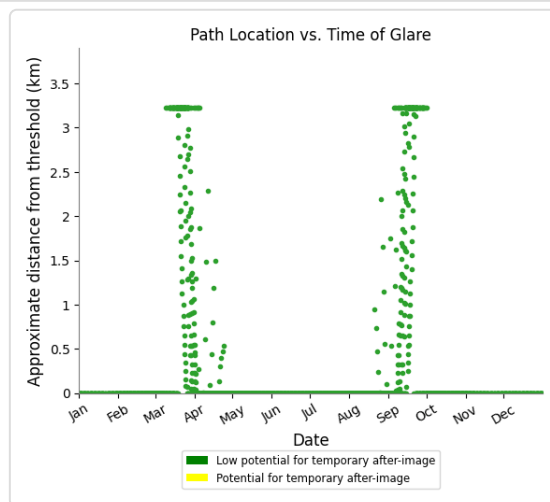
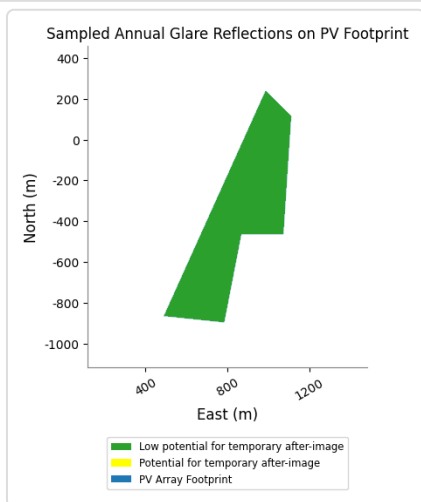
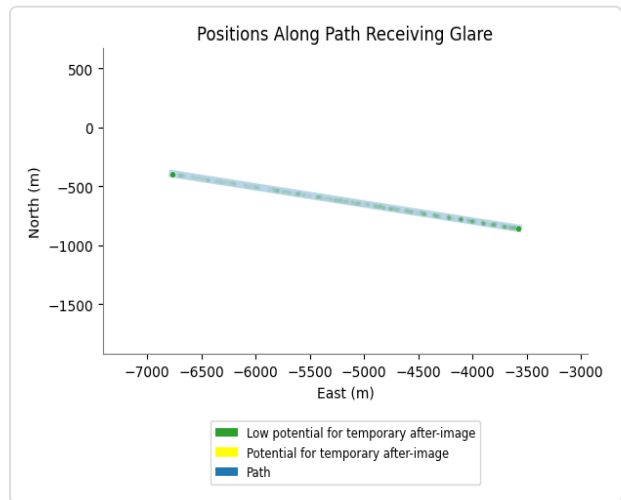
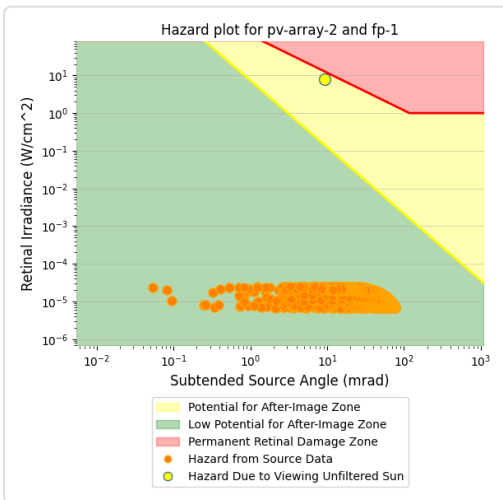
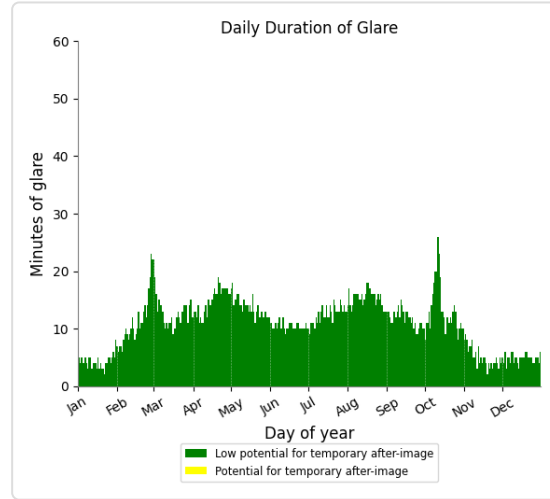
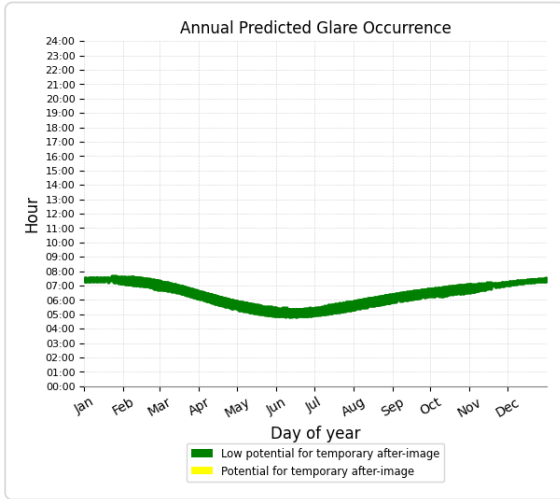
*Receptor results ordered by category of glare*

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
FP 1	3,965	66.1	0	0.0
FP 2	9,913	165.2	0	0.0

# PV array 2 and FP: FP 1

Yellow glare: none

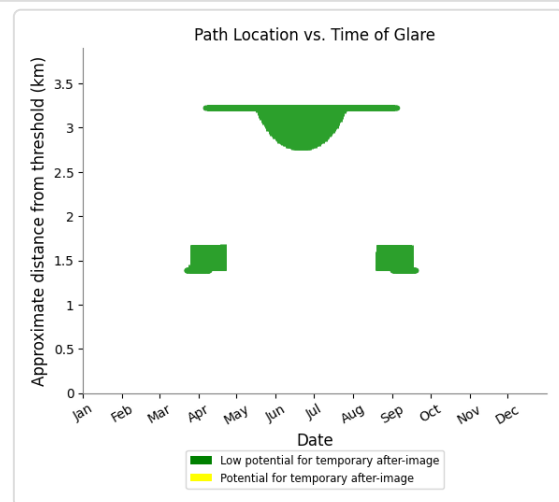
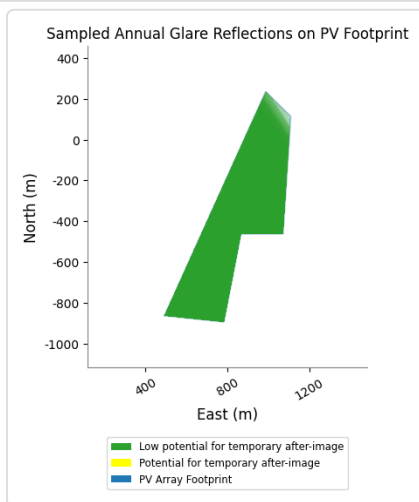
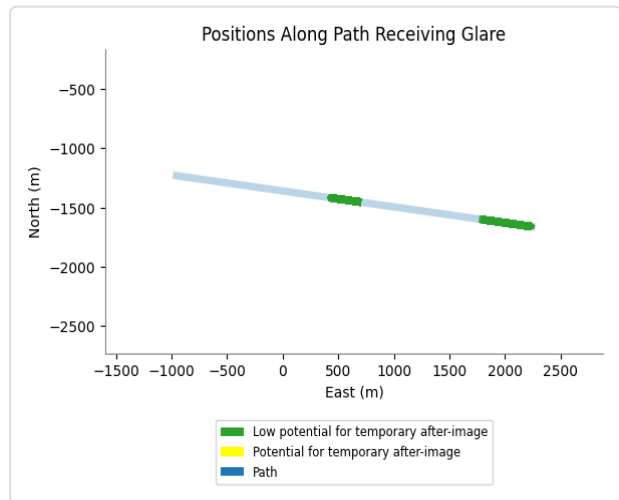
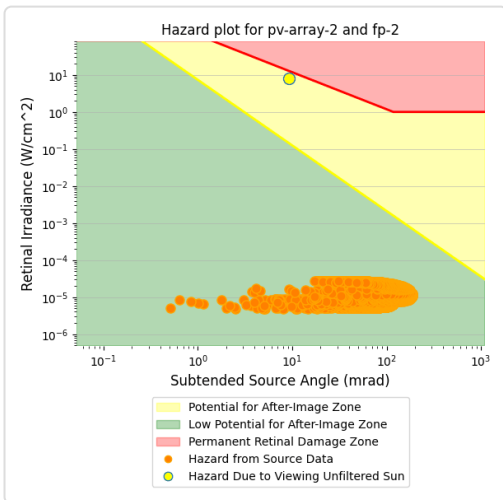
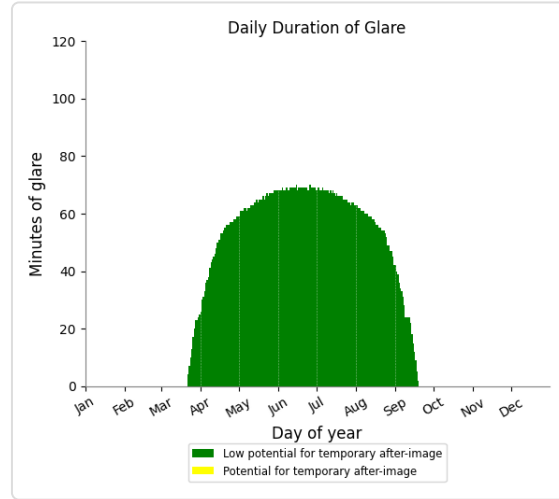
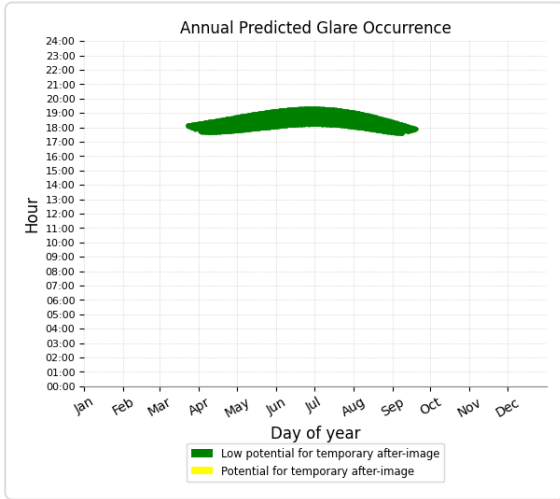
Green glare: 3,965 min.



## PV array 2 and FP: FP 2

Yellow glare: none

Green glare: 9,913 min.



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

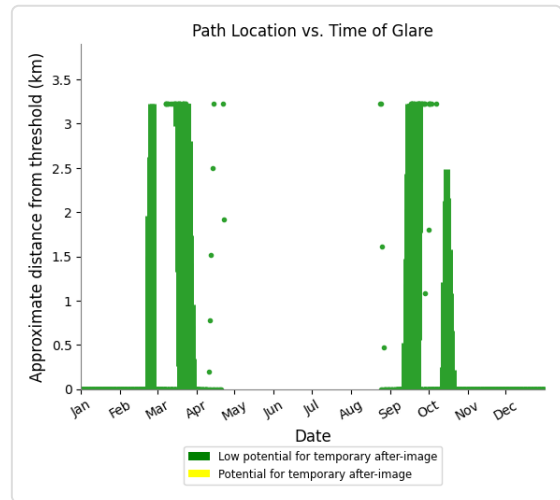
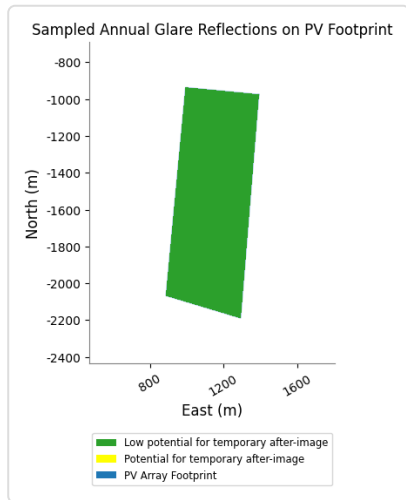
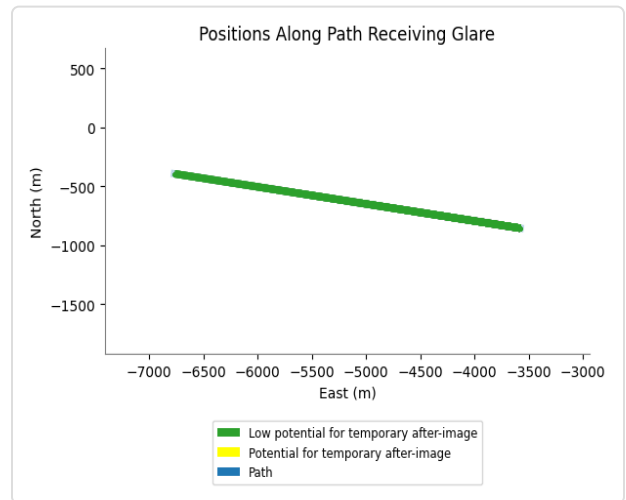
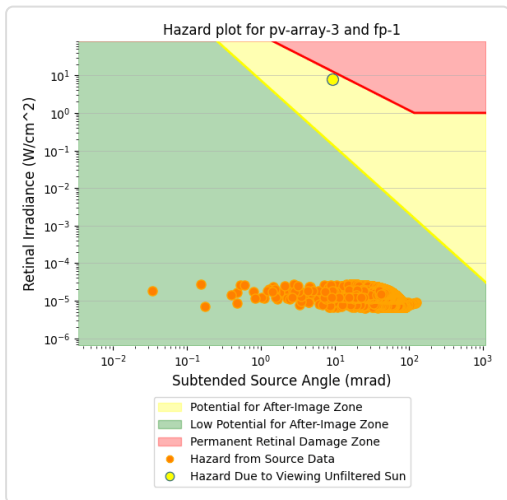
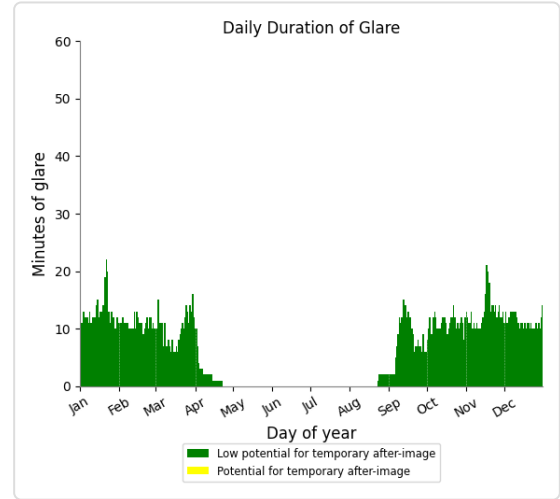
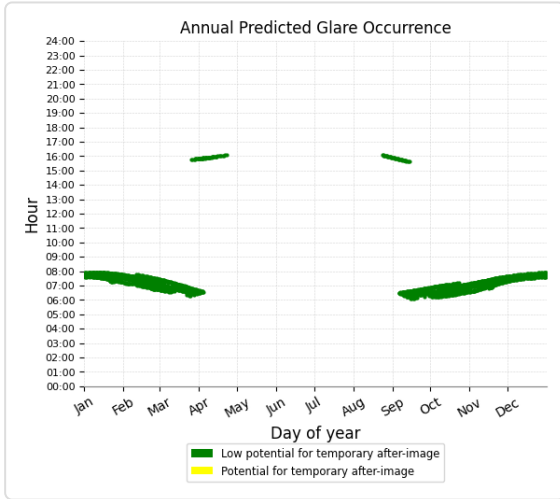
*Receptor results ordered by category of glare*

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
FP 1	2,433	40.5	0	0.0
FP 2	92,364	1,539.4	0	0.0



# PV array 3 and FP: FP 1

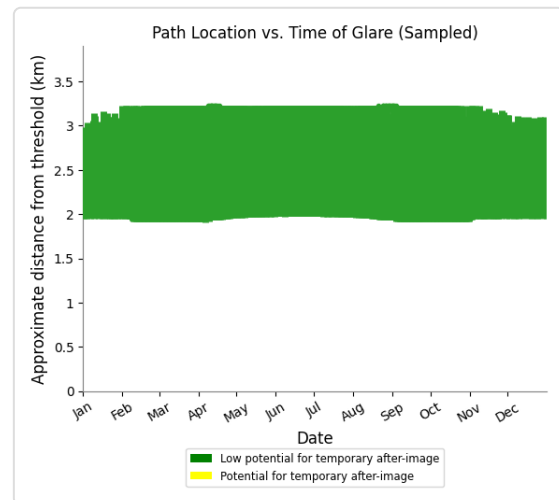
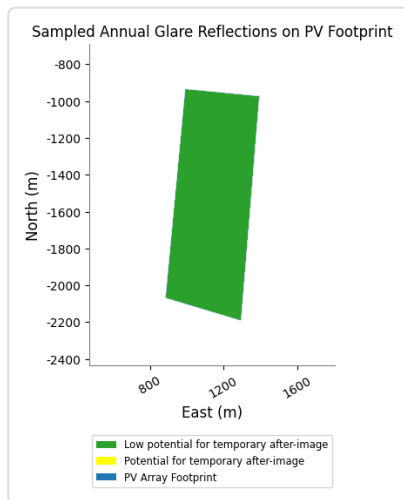
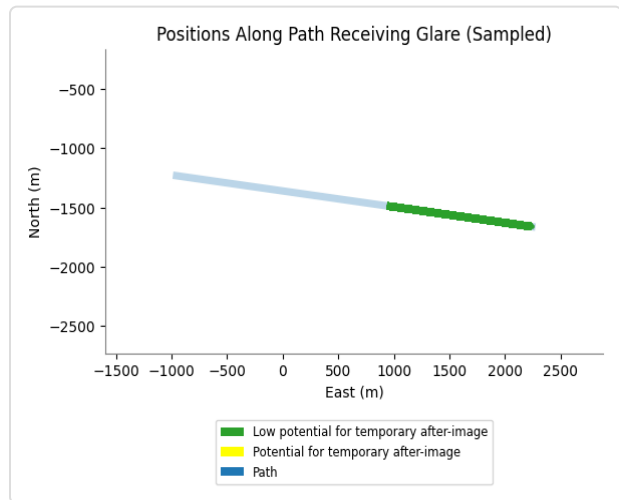
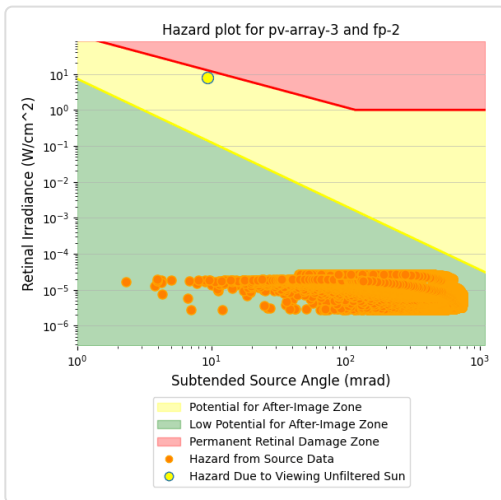
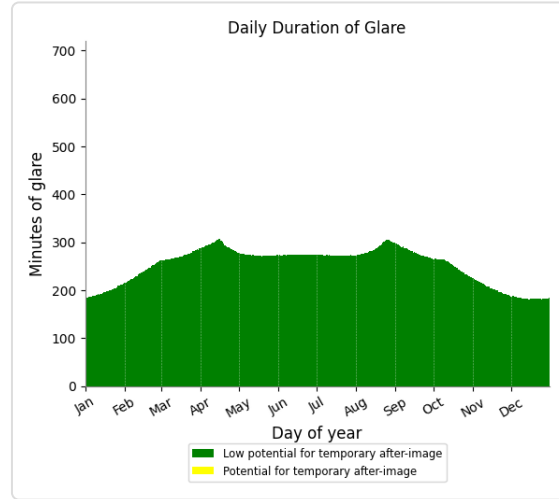
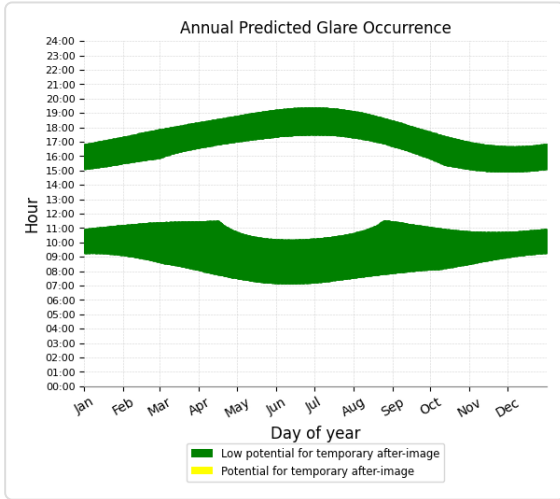
Yellow glare: none  
 Green glare: 2,433 min.



## PV array 3 and FP: FP 2

Yellow glare: none

Green glare: 92,364 min.



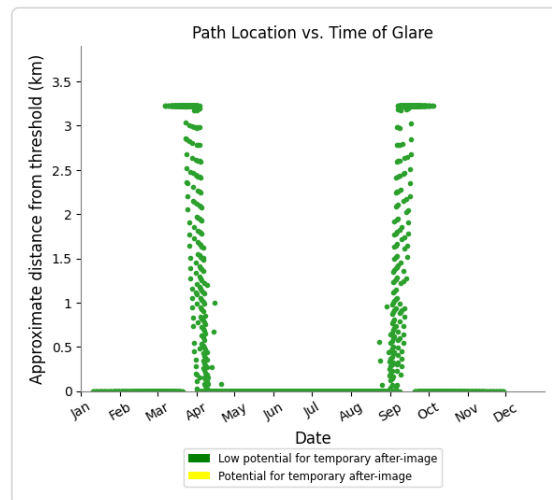
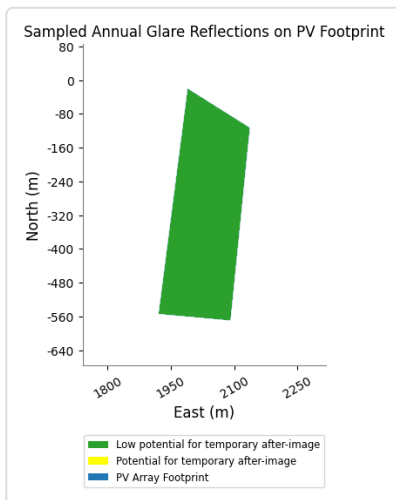
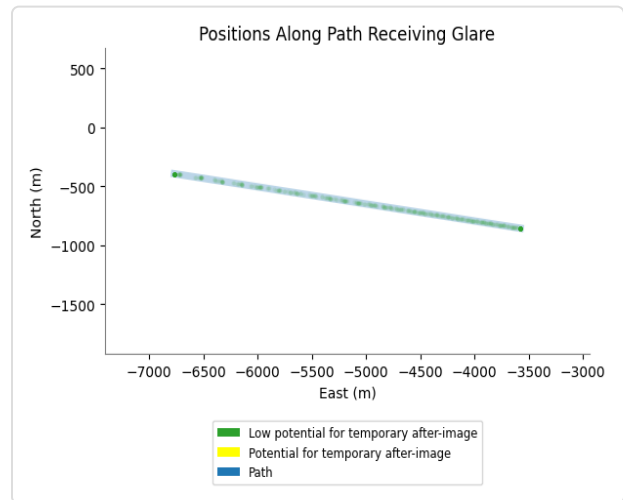
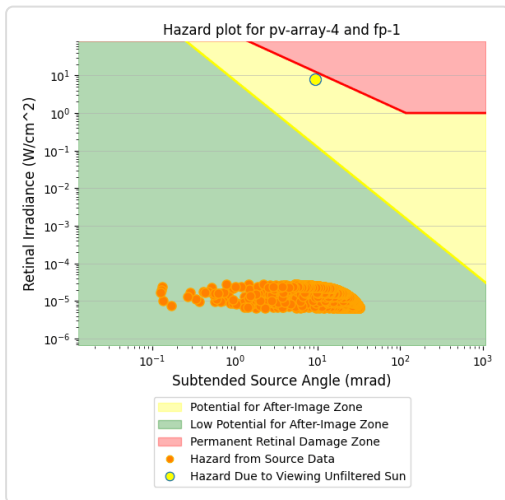
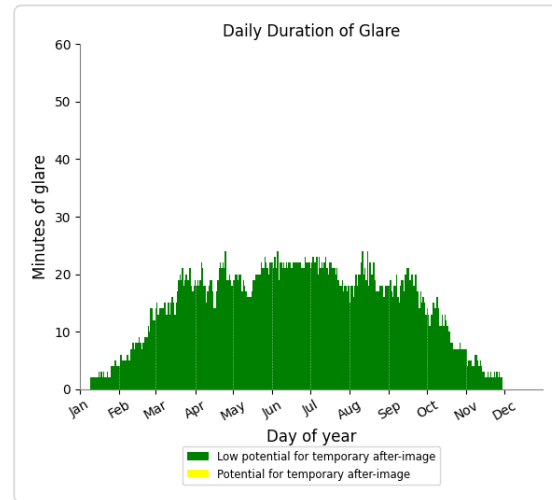
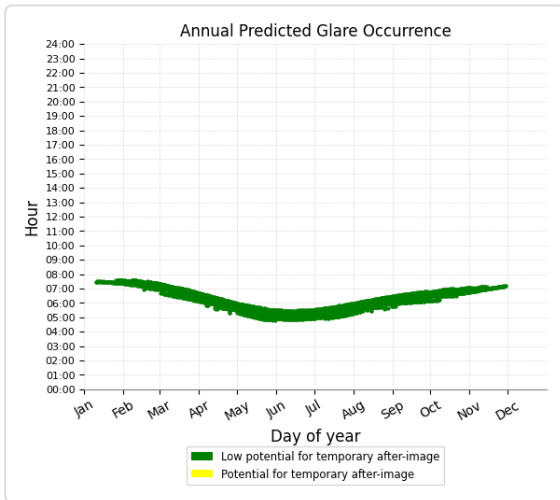
## PV: PV array 4 low potential for temporary after-image

*Receptor results ordered by category of glare*

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
FP 1	4,804	80.1	0	0.0
FP 2	0	0.0	0	0.0

## PV array 4 and FP: FP 1

Yellow glare: none  
Green glare: 4,804 min.



## PV array 4 and FP: FP 2

No glare found



## PV: PV array 5 low potential for temporary after-image

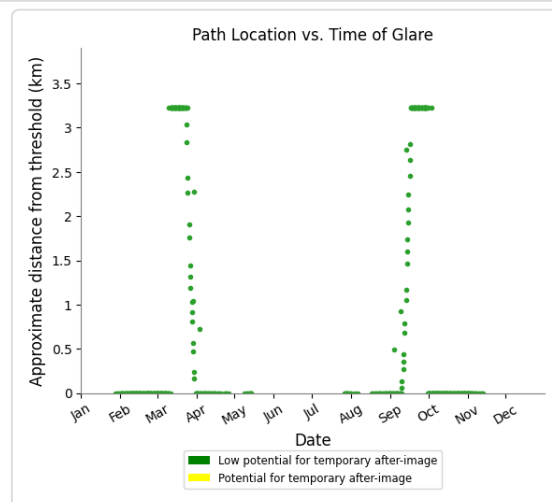
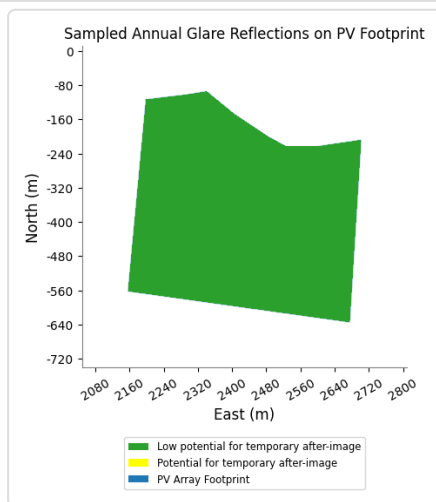
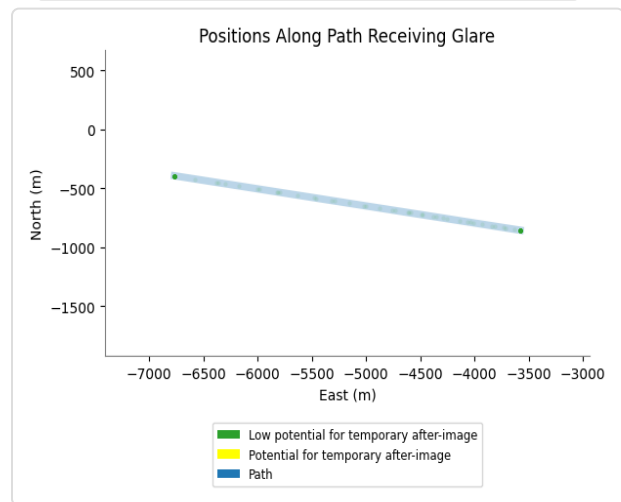
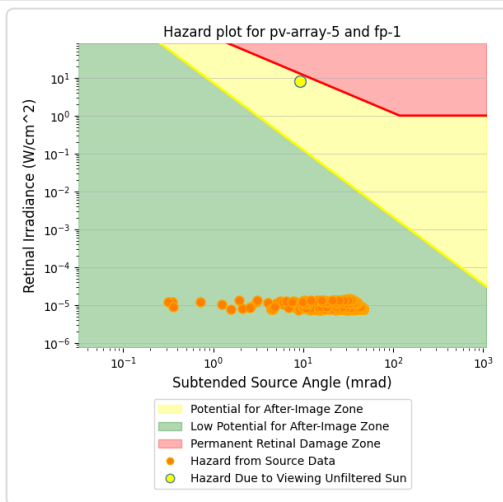
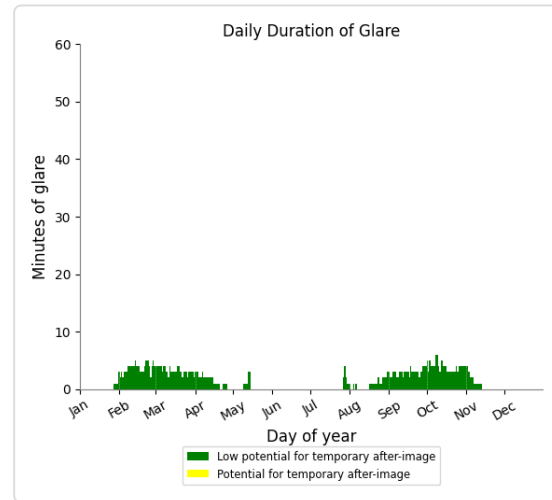
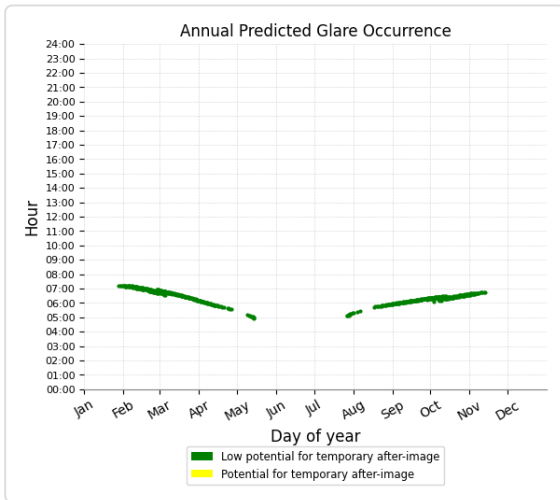
*Receptor results ordered by category of glare*

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
FP 1	532	8.9	0	0.0
FP 2	0	0.0	0	0.0

## PV array 5 and FP: FP 1

Yellow glare: none

Green glare: 532 min.



## PV array 5 and FP: FP 2

No glare found

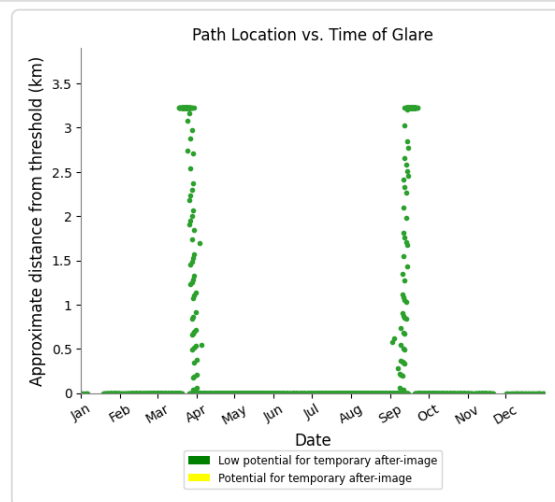
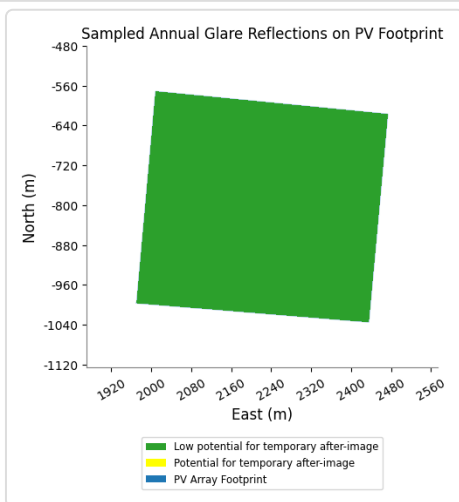
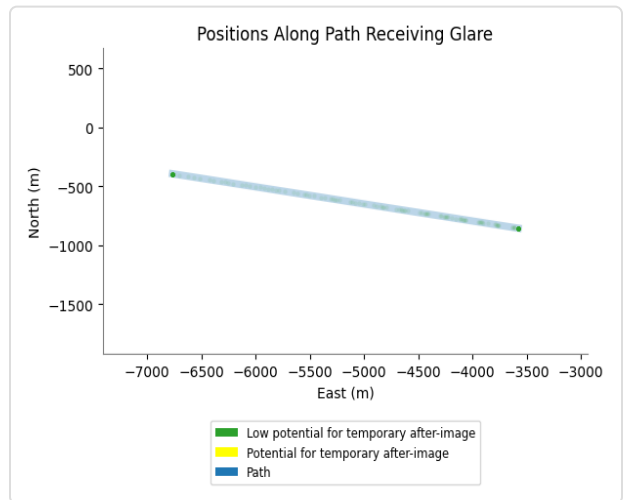
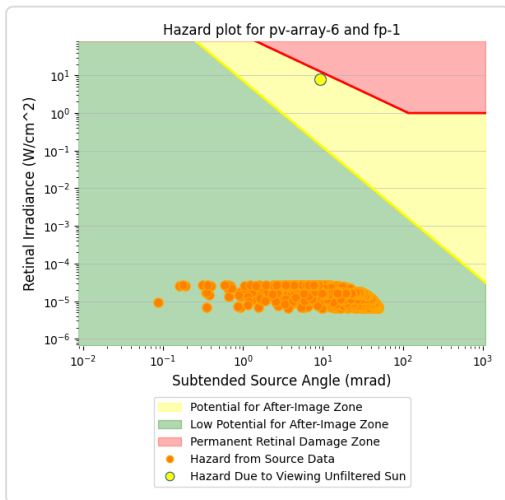
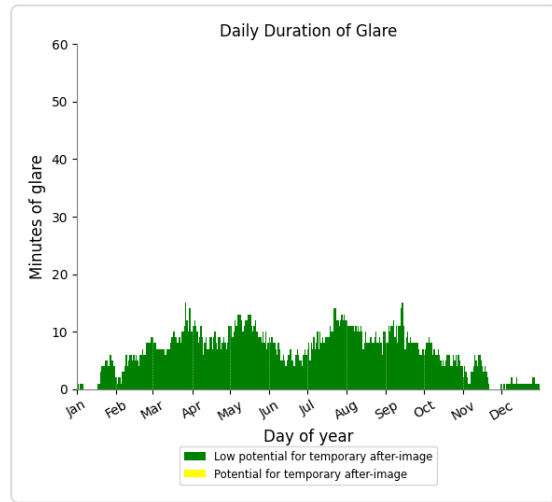
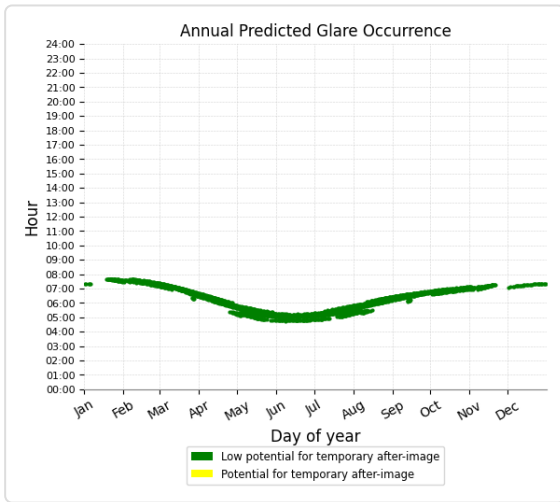
## PV: PV array 6 low potential for temporary after-image

*Receptor results ordered by category of glare*

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
FP 1	2,419	40.3	0	0.0
FP 2	0	0.0	0	0.0

## PV array 6 and FP: FP 1

Yellow glare: none  
Green glare: 2,419 min.



## PV array 6 and FP: FP 2

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 automatically 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/](http://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

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