

**IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "PV GROTTAGLIE"
CON POTENZA NOMINALE DI 35,3276 MVA
E POTENZA INSTALLATA DI 39.807,6 MWp**

REGIONE PUGLIA

PROVINCIA di TARANTO
COMUNE di GROTTAGLIE

OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN NEI COMUNI DI GROTTAGLIE E TARANTO

PROGETTO DEFINITIVO

Tav.:	Titolo:
R33	Studio Specialistico abbagliamento nell'ambito dell'aeroporto di Grottaglie

Scala:	Formato Stampa:	Codice Identificatore Elaborato
n.a.	A4	R33_StudioSpecialisticoAbbagliamento_33

Progettazione:	Committente:
 Dott. Ing. Fabio CALCARELLA Studio Tecnico Calcarella Via Vito Mario Stampacchia, 48 - 73100 Lecce Mob. +39 340 9243575 fabio.calcarella@gmail.com - fabio.calcarella@ingpec.eu	PV - INVEST ITALIA S.R.L. Indirizzo: Via Sant'Osvaldo, 67 - 39100 Bolzano (BZ) P.IVA: 03047190214 - REA: BZ - 227293 PEC: pvinvestitaliasrl@legalmail.it
 	

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Settembre 2024	Prima emissione	STC	FC	PV - INVEST ITALIA s.r.l.

Sommario

1. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	2
2. INSEGUITORI MONOASSIALI	5
2.1. Moduli fotovoltaici	5
2.2. Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici	5
2.3. Layout di impianto	8
3. FENOMENI DI ABBAGLIAMENTO GENERALITA'	9
3.1. Inseguitori ad asse singolo e fenomeni di abbagliamento.....	12
4. VERIFICA DEI FENOMENI DI ABBAGLIAMENTO SUL TRAFFICO AEREO CON L'APPLICATIVO FORGE SOLAR	16
5. RISULTATI DELLE ANALISI DI ABBAGLIAMENTO	17
6. ALLEGATI	18

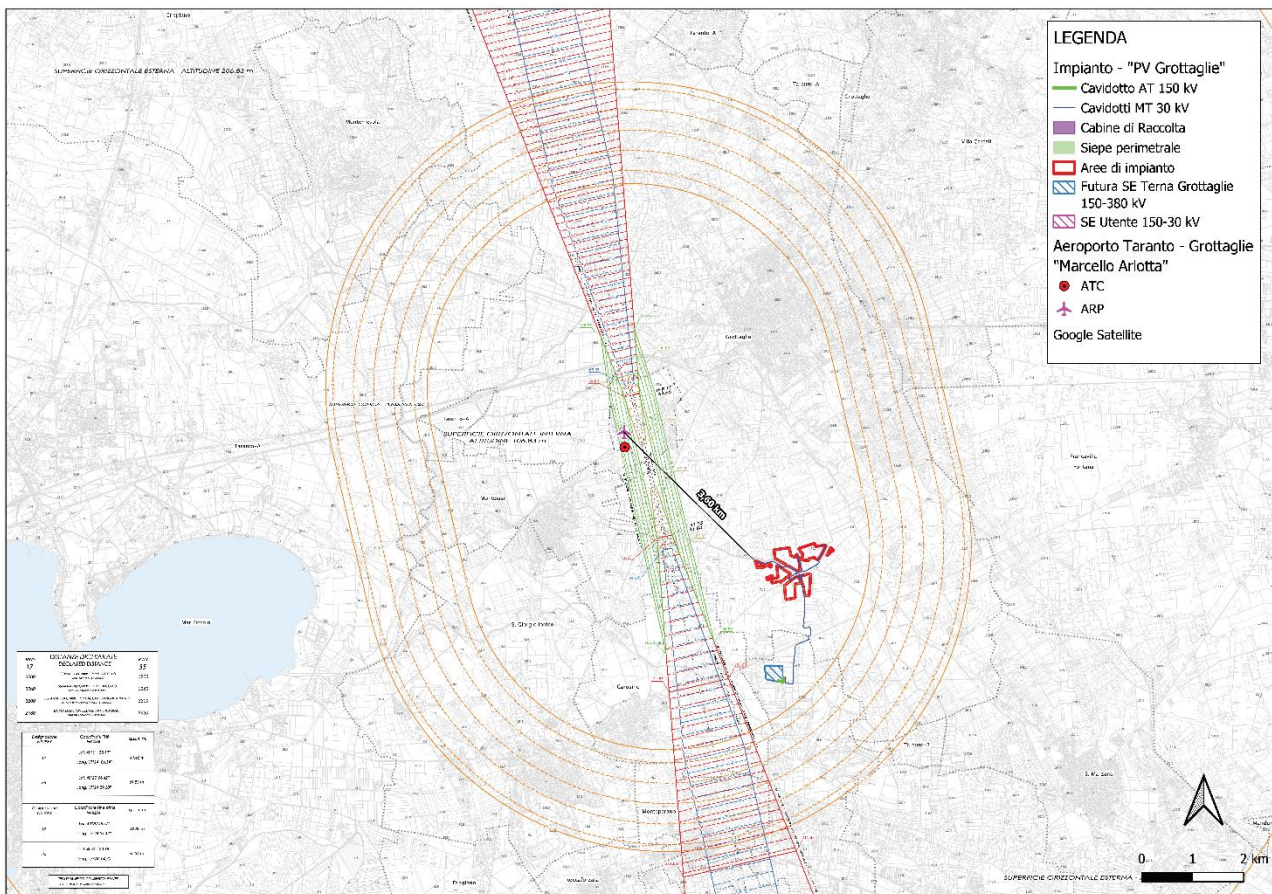
1. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto agrivoltaico di **potenza nominale pari a 35.250 kW** (corrispondente alla potenza massima scambiata con la rete) e **potenza installata pari a 39.807,60 kWp** denominato "PV Grottaglie". L'impianto è del tipo a terra su terreno classificato seminativo dal PRG di Grottaglie realizzato con inseguitori monoassiali installati su strutture di sostegno ancorate mediante paletti direttamente infissi nel terreno.

A seguire gli inquadramenti su orto-foto con individuazione delle macro aree.



Inquadramento su ortofoto sottocampi delle Macro Aree A,B,C



Inquadramento delle aree di impianto sulla mappa di vincolo dell'aeroporto di Taranto-Grottaglie

L'impianto fotovoltaico propriamente detto andrà ad occupare una superficie di circa 47 ha. L'area di impianto è ubicata a sud dell'aeroporto di Taranto-Grottaglie "Marcello Ariotta" ad una distanza minima di 3,6 km.

Per la realizzazione dell'impianto è prevista, l'installazione di moduli fotovoltaici mono cristallini bifacciali di ultima generazione con notevole potenza nominale unitaria (700 Wp) e con dimensioni di 2.384 x 1.303 x 35 mm (superficie captante 3,10 mq). I moduli bifacciali, catturando la luce riflessa sulla parte posteriore, garantiscono **un incremento di produzione** che può oscillare tra il 10 e il 25% in più rispetto a un modulo monofacciale a seconda dell'albedo, ovvero della capacità riflettente del terreno. Per il progetto in esame è atteso un incremento di produzione del 12-14%, rispetto ai corrispondenti moduli mono facciali.

La tecnologia utilizzata per la realizzazione del collettore solare è quella degli **inseguitori monoassiali**. I moduli fotovoltaici saranno installati su strutture di sostegno in acciaio di tipo mobile (inseguitori) con relativi motori elettrici per la movimentazione, ancorate al suolo tramite paletti in acciaio direttamente infissi nel terreno (senza l'utilizzo di malte cementizie o di altra natura). Tale tecnologia permette:

- 1) di sfruttare al meglio la risorsa "terreno". Il rapporto Area Captante / Area Impianto è pari a 0,37;
- 2) di sfruttare al meglio la risorsa "sole", poiché a parità di irraggiamento permette di avere una produzione del 20% superiore rispetto agli stessi moduli fotovoltaici montati su strutture fisse;
- 3) di contenere l'altezza del sistema inseguitore-moduli, evitando strutture molto grandi tipiche degli inseguitori biassiali.

Inoltre, la scelta di inseguitori dotati di software di controllo con algoritmo di *back-tracking* ha permette di muovere singolarmente ogni inseguitore, dando inclinazioni diverse a file contigue di moduli ed evitando così gli ombreggiamenti nelle ore in cui il sole è più basso (primo mattino e pomeriggio). Questa tecnologia limita l'inclinazione dei moduli rispetto l'asse orizzontale e ha effetti positivi anche su eventuali fenomeni di abbagliamento.

Di seguito si riporta uno studio specialistico finalizzato alla verifica dei fenomeni di riflessione e abbagliamento per i piloti dei velivoli e per gli addetti al traffico aereo che operano nell'ambito di detto Aeroporto. Lo studio è stato redatto con l'ausilio dello strumento di calcolo reso disponibile sul portale www.forgesolar.com.

2. INSEGUITORI MONOASSIALI

Il generatore fotovoltaico è costituito da **56.868 moduli**. Avrà una potenza nominale pari a **35.250 kVA** e una potenza installata complessiva di **39.807,60 kWp**. I pannelli fotovoltaici saranno montati su strutture mobili detti "*inseguitori monoassiali*", all'interno di aree completamente recintate in cui saranno posizionate oltre ai moduli le cabine, ovvero dei locali tecnici necessari per l'installazione delle apparecchiature elettriche (quadri di protezione, quadri di controllo, trasformatori) e i PCS per la conversione / trasformazione dell'energia prodotta in campo.

2.1. Moduli fotovoltaici

Come già accennato, i moduli fotovoltaici che si prevede di utilizzare saranno in silicio monocristallino di potenza pari a **700 Wp**. Avranno dimensioni pari a 2.384 x 1.303 x 35 mm. Il numero totale di moduli è di **56.868**. La superficie totale dei moduli è di circa **17,6 ha**.

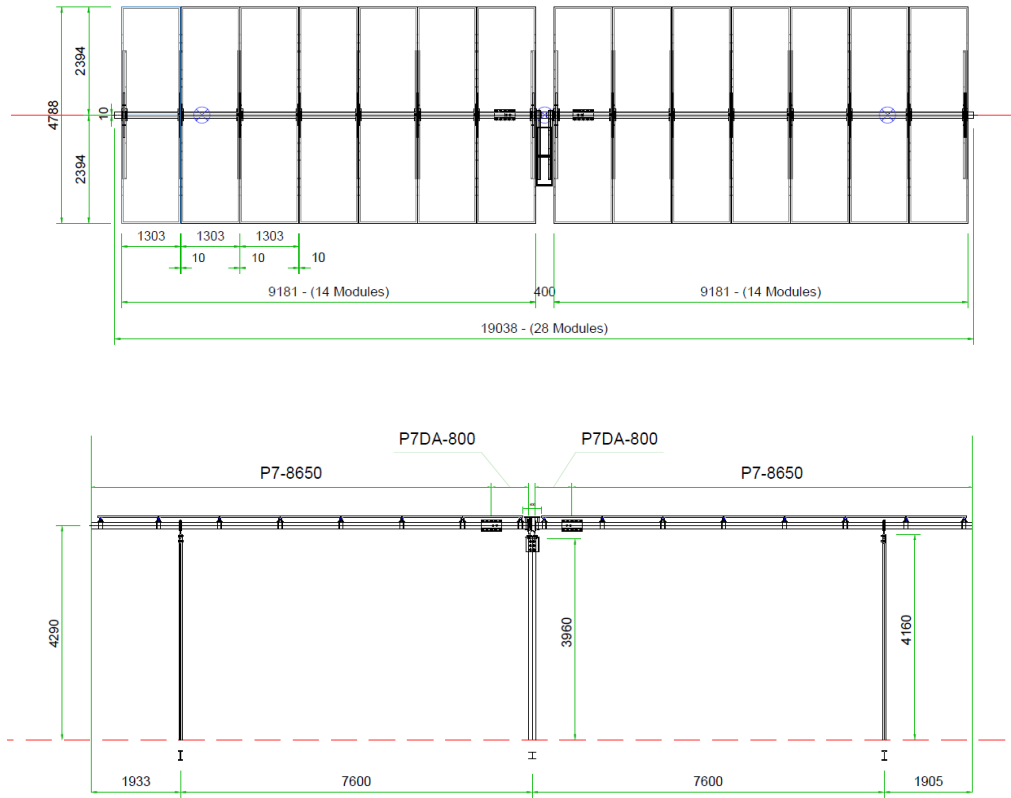
2.2. Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno costituite da inseguitori (tracker) mono assiali, ovvero strutture di sostegno mobili che nell'arco della giornata "inseguono" il movimento del sole orientando i moduli fotovoltaici su di essi installati da est a ovest, con range di rotazione completo del tracker da est a ovest pari a 110° ($-55^\circ/+55^\circ$), come indicato in figura.

I moduli fotovoltaici saranno installati sull'inseguitore su due file con configurazione 2P (portrait = verticale rispetto l'asse di rotazione del tracker) per un totale di 28 moduli posizionati su ciascun tracker.

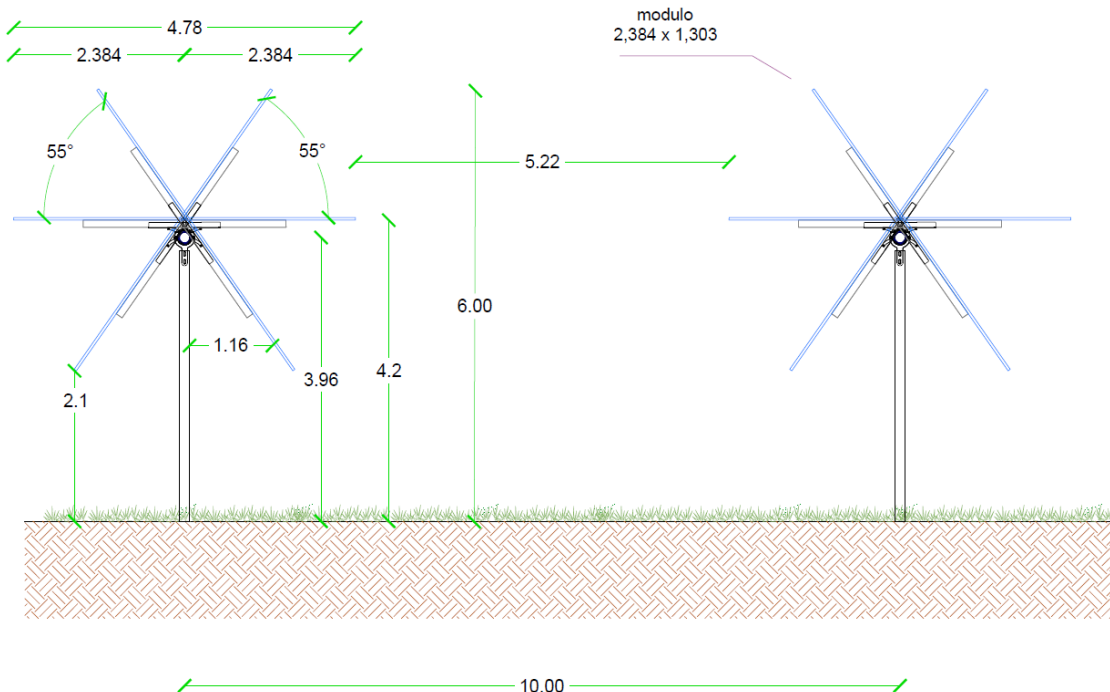
La loro installazione avverrà mediante infissione diretta nel terreno, con l'ausilio di opportuna macchina battipalo; i pali di sostegno raggiungeranno una profondità minima di 1,5 m dal piano campagna e saranno poi sottoposti a idonee prove di resistenza allo sfilaggio.

Tuttavia in fase esecutiva in base alle caratteristiche del terreno ed ai calcoli strutturali tale valore potrebbe subire modifiche che tuttavia si prevede siano non eccessive. La scelta di questo tipo di inseguitore evita l'utilizzo di cemento e minimizza i movimenti terra per la loro installazione.



Inseguitore mono assiale con 28 moduli

Sezione Impianto



Sezione dell'inseguitore con dimensioni

Ciascun tracker si muove in maniera indipendente rispetto agli altri poiché ognuno è dotato di un proprio motore. La movimentazione dei tracker nell'impianto fotovoltaico è controllata da un software che include un algoritmo di backtracking per evitare ombre reciproche tra file adiacenti. Quando l'altezza del sole è bassa, i pannelli ruotano dalla loro posizione ideale di inseguimento per evitare l'ombreggiamento reciproco, che ridurrebbe la potenza elettrica delle stringhe. L'inclinazione non ideale riduce la radiazione solare disponibile ai pannelli fotovoltaici, ma aumenta l'output complessivo dell'impianto, in quanto globalmente le stringhe fotovoltaiche sono esposte in maniera più uniforme all'irraggiamento solare.

Da un punto di vista strutturale il tracker è realizzato in acciaio da costruzione in conformità agli Eurocodici, con maggior parte dei componenti zincati a caldo. I tracker possono resistere fino a velocità del vento di 55 km/h, ed avviano la procedura di sicurezza (ruotando fin all'angolo di sicurezza) quando le raffiche di vento hanno velocità superiore a 50 km/h. L'angolo di sicurezza non è zero (posizione orizzontale) ma un angolo diverso da zero, per evitare instabilità dinamica ovvero particolari oscillazioni che potrebbero danneggiare i moduli ed il tracker stesso.

Per quanto attiene le fondazioni i tracker saranno fissati al terreno tramite pali infissi direttamente "battuti" nel terreno. La profondità standard di infissione è di 1,5 m, tuttavia in fase esecutiva in base alle caratteristiche del terreno ed ai calcoli strutturali tale valore potrebbe subire modifiche che tuttavia si prevede siano non eccessive. La scelta di questo tipo di inseguitore evita l'utilizzo di cemento e minimizza i movimenti terra per la loro installazione.



Palo del tracker infisso nel terreno



Esempio file di Tracker

2.3. Layout di impianto

In linea teorica l'asse di rotazione (asse principale del tracker) dovrebbe essere orientato nella direzione nord-sud (azimut 0°), tuttavia piccole rotazioni sono spesso apportate in relazione alla forma del terreno, allo scopo di aumentarne la copertura e quindi sfruttare al meglio la "risorsa" terreno.

Nel caso in progetto l'azimut è di 0° , quindi l'asse di rotazione del tracker è perpendicolare all'asse est-ovest.

L'interasse tra gli inseguitori è stato fissato in 10 m. Anche questa scelta progettuale è stata dettata dalla necessità di sfruttare al meglio lo spazio a disposizione e comunque resa possibile dall'algoritmo di backtracking che controlla il movimento dei tracker e permette di muovere singolarmente gli inseguitori, dando inclinazioni diverse a file contigue di moduli ed evitando così gli ombreggiamenti nelle ore in cui il sole è più basso.

3. FENOMENI DI ABBAGLIAMENTO GENERALITA'

Il **bagliore** è tipicamente definito come un lampo momentaneo di luce intensa, spesso causato da un riflesso di una sorgente in movimento. Un tipico esempio di luccichio è un riflesso solare momentaneo da un'auto in movimento. **L'abbagliamento** è definito come una fonte continua di luce intensa. L'abbagliamento è generalmente associato a oggetti fissi che, a causa del lento movimento relativo del sole, riflettono la luce solare più a lungo.

La differenza tra bagliore e abbagliamento è la durata. Gli strumenti di analisi dell'abbagliamento standard del settore valutano il verificarsi dell'abbagliamento minuto per minuto; di conseguenza, generalmente si riferiscono ai rischi solari come "abbagliamento".

L'impatto oculare dell'abbagliamento solare è quantificato in tre categorie (Ho, 2011):

- **Verde - basso potenziale di causare immagine residua (cecità da flash)**
- **Giallo: potenziale per causare un'immagine residua temporanea**
- **Rosso - potenziale per causare ustioni retiniche (danni oculari permanenti)**

Si noti che l'ustione della retina in genere non è possibile per l'abbagliamento fotovoltaico poiché i moduli fotovoltaici non focalizzano la luce solare riflessa.

L'impatto oculare dell'abbagliamento viene visualizzato con il grafico del rischio di abbagliamento. Questo grafico mostra l'impatto oculare in funzione dell'angolo della sorgente sotteso dall'abbagliamento e dell'irraggiamento retinico. Ogni minuto di abbagliamento viene visualizzato sulla carta come un piccolo cerchio nella rispettiva zona di pericolo. Per comodità, viene fornito un punto di riferimento che illustra il pericolo derivante dall'osservare il sole senza filtri, cioè fissando il sole. Ciascun grafico include l'abbagliamento previsto per un campo fotovoltaico e un recettore.

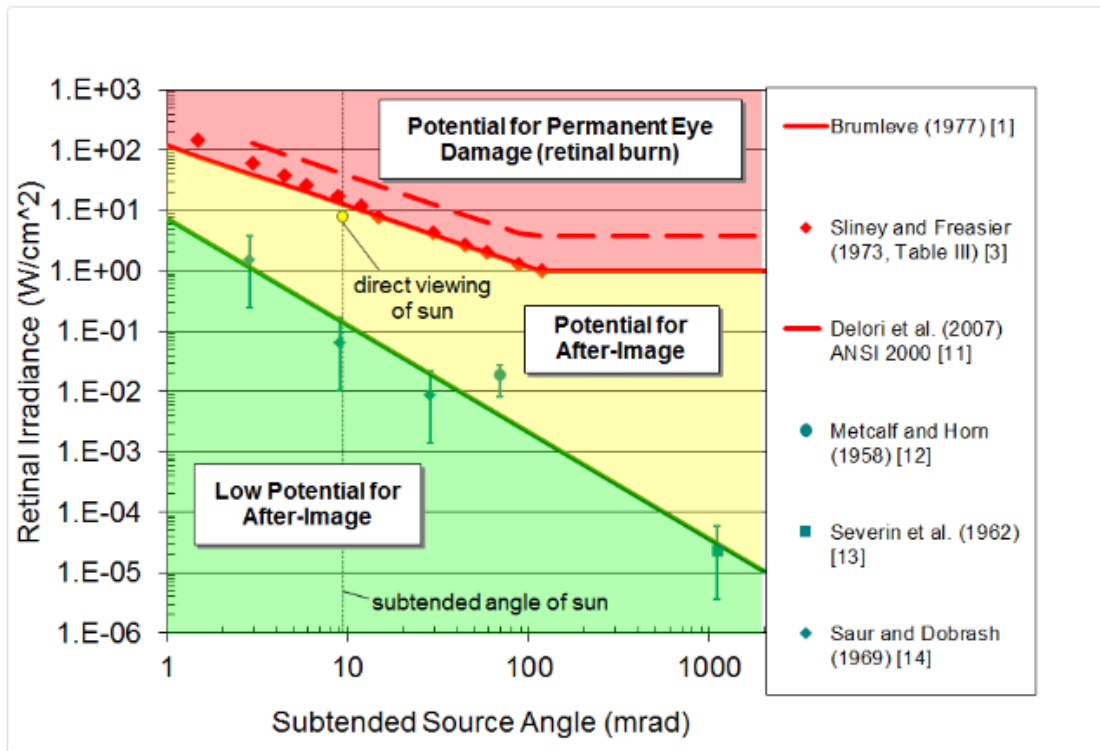
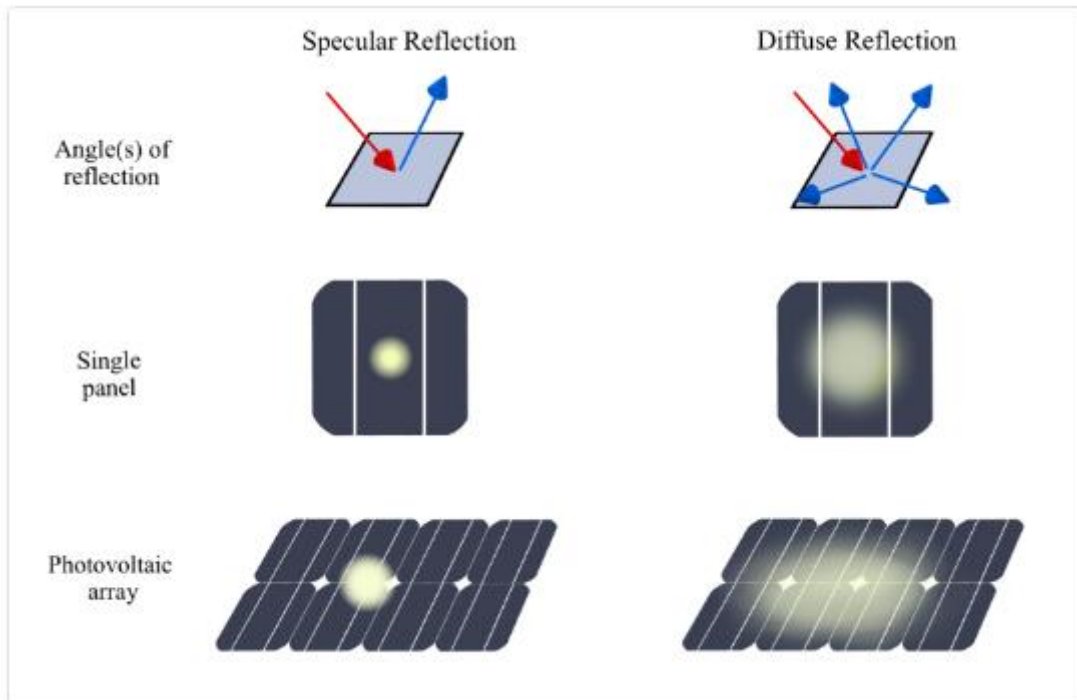


Grafico del Rischio di abbagliamento

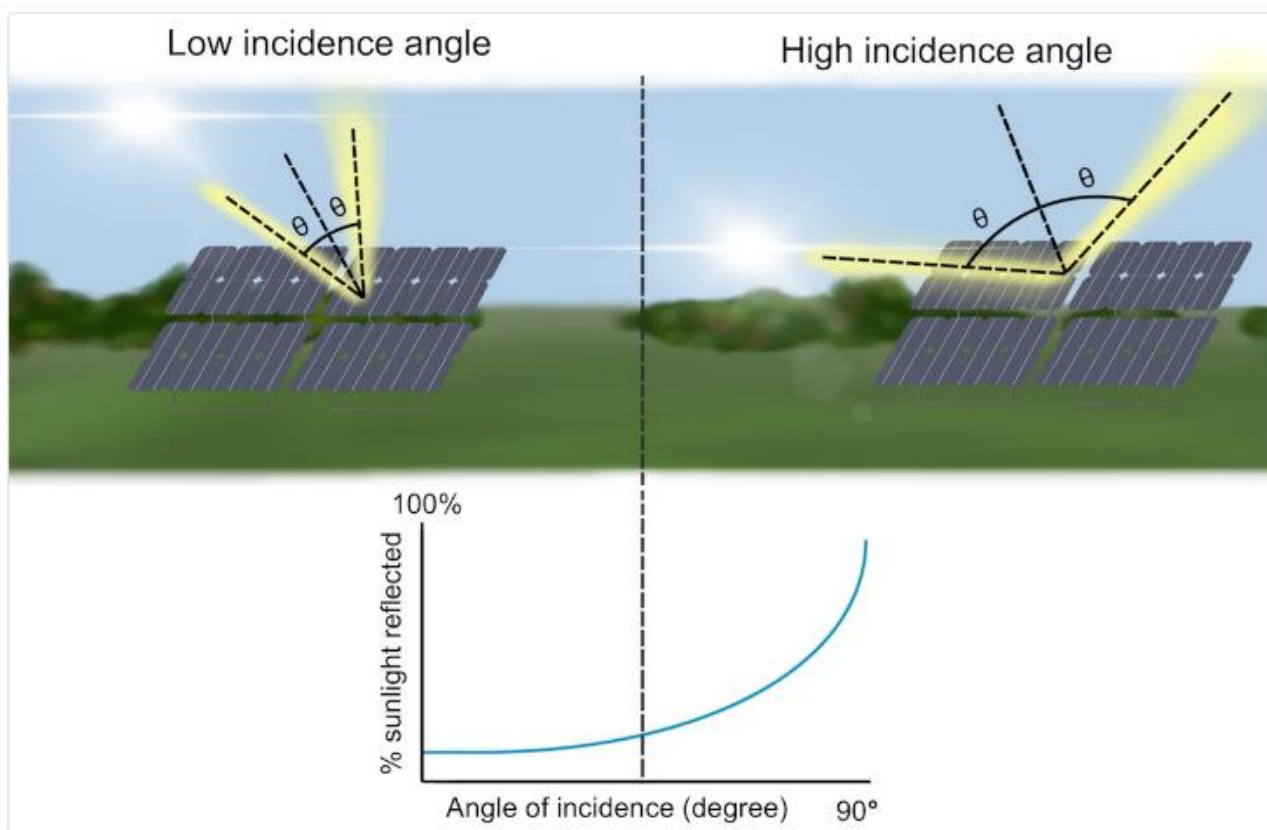


Riflesso speculare e diffuso su moduli fotovoltaici

I riflessi dei pannelli fotovoltaici possono disturbare gli osservatori. Gli studi hanno rilevato che 7 W/mq sono sufficienti per causare un'immagine residua della durata di 4-12 secondi (Ho, 2009). Ciò rappresenta un riflesso di solo l'1-2% della tipica radiazione solare (luce solare in entrata) per un dato luogo, che varia tipicamente tra 800-1000 W/mq.

Un fattore chiave del riflesso è la posizione dei moduli fotovoltaici rispetto al sole. Un pannello che assorbe il 90% della luce solare diretta può riflettere fino al 60% quando non è direttamente esposto al sole. Questa situazione è comune per i pannelli a bassa inclinazione durante il tramonto e l'alba (Yellowhair, 2015). L'affermazione spesso ripetuta secondo cui i pannelli fotovoltaici riflettono meno del 5% della luce solare è vera solo quando i pannelli sono rivolti direttamente verso il sole. Per i pannelli a montaggio fisso, questa affermazione si applica solo per pochi minuti della giornata, al massimo.

In definitiva la riflessione è massima nelle ore (alba e tramonto) in cui il sole è basso, ed è sicuramente minore per impianti ad inseguire rispetto ad impianti con moduli fissi.

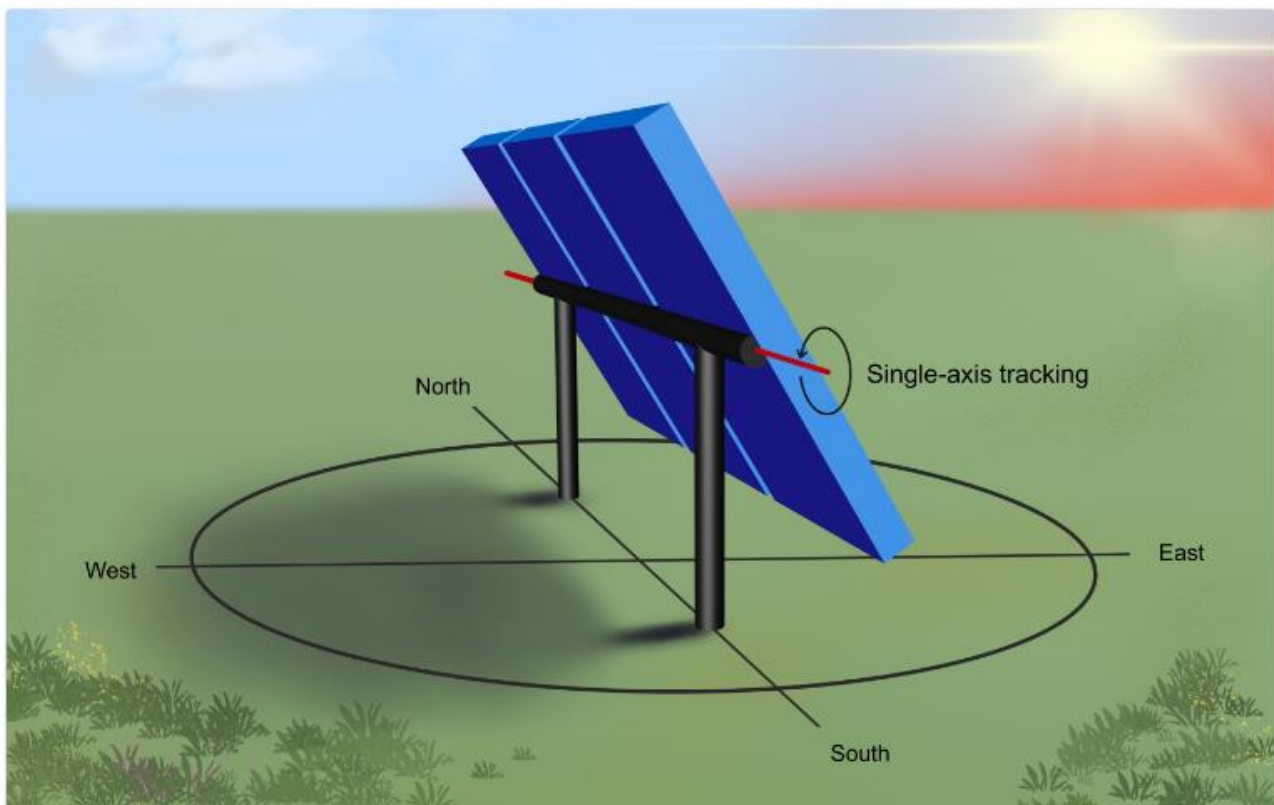


La riflessione dipende dall'angolo dei moduli rispetto al sole

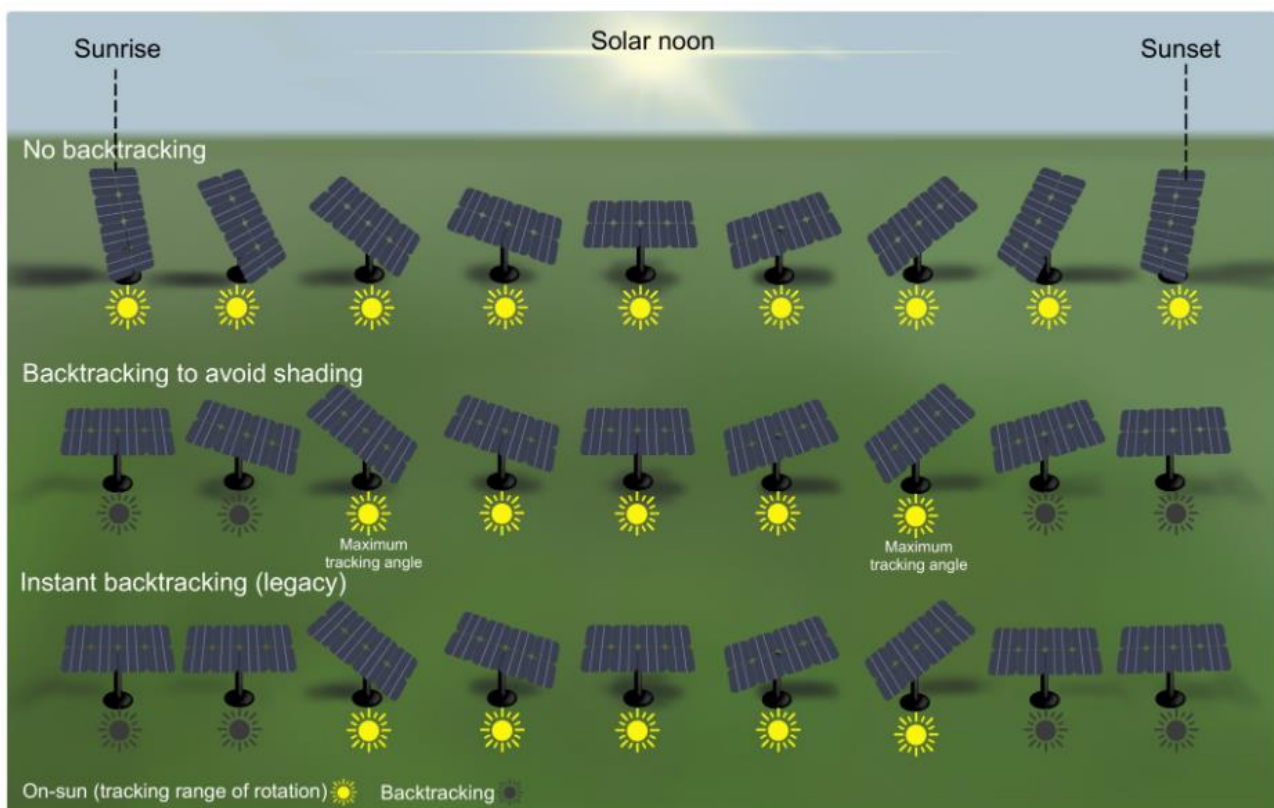
3.1. Inseguitori ad asse singolo e fenomeni di abbagliamento

Gli inseguitori ad asse singolo, seguono la rotazione del sole lungo l'asse est-ovest per tutto il giorno. Le file di inseguitori sono tipicamente orientati con il loro asse di rotazione allineato nord-sud. Gli inseguitori mono assiali possono ridurre l'abbagliamento per i recettori vicini perché in genere riducono l'angolo di incidenza tra i moduli e il sole, producendo angoli di osservazione più piccoli e una traiettoria verticale più alta per i riflessi dell'abbagliamento.

Gli angoli di rotazione sui quali i moduli inseguono quotidianamente il sole sono indicati come intervallo di rotazione o finestra di rotazione. I limiti di questo intervallo sono fissati dall'angolo di puntamento massimo, che viene applicato sia in direzione positiva che negativa. In altre parole, l'intervallo di rotazione di un inseguitore mono assiale è pari al doppio dell'angolo di tracciamento massimo. Ad esempio, un sistema fotovoltaico con un angolo di inseguimento massimo di 60° inseguirà il sole quotidianamente attraverso un intervallo di rotazione completo di 120° ($\pm 60^\circ$ da est a ovest) e tornerà indietro (se abilitato) quando il sole è all'esterno di questo intervallo o quando si verifica troppa ombreggiatura, a seconda della strategia di backtracking selezionata.



Il parametro PV di backtracking può essere utilizzato per simulare varie strategie che ruotano i moduli lontano dal sole per ridurre l'ombreggiamento. Queste strategie in genere hanno effetto quando la posizione del sole si trova al di fuori dell'intervallo di rotazione definito dall'angolo di inseguimento massimo dei pannelli fotovoltaici o quando si verifica un'ombreggiatura sostanziale, a seconda della strategia selezionata. Le strategie di backtracking simulate in ForgeSolar possono deviare dal comportamento di backtracking del mondo reale a causa della progettazione del sistema, delle condizioni ambientali e di altri fattori. I dati e i grafici di tracciamento devono sempre essere rivisti per verificare il comportamento di tracciamento del pannello previsto (vedere la nota sopra).



Le seguenti strategie di backtracking sono disponibili in ForgeSolar:

shade-slope: metodo slope-aware progettato per ospitare moduli fotovoltaici posizionati su pendii orientati arbitrariamente e ridurre l'ombreggiamento. Questa opzione è selezionata per impostazione predefinita per gli array fotovoltaici appena creati. Questa strategia deriva da (Anderson, 2020).

shade: strategia temporale non consapevole della pendenza che presuppone che i pannelli si trovino su un terreno pianeggiante. Questa opzione può perdere precisione per i sistemi costruiti su un pendio (cioè con offset verticali tra le file). Questa strategia è derivata da (Lorenzo, 2011).

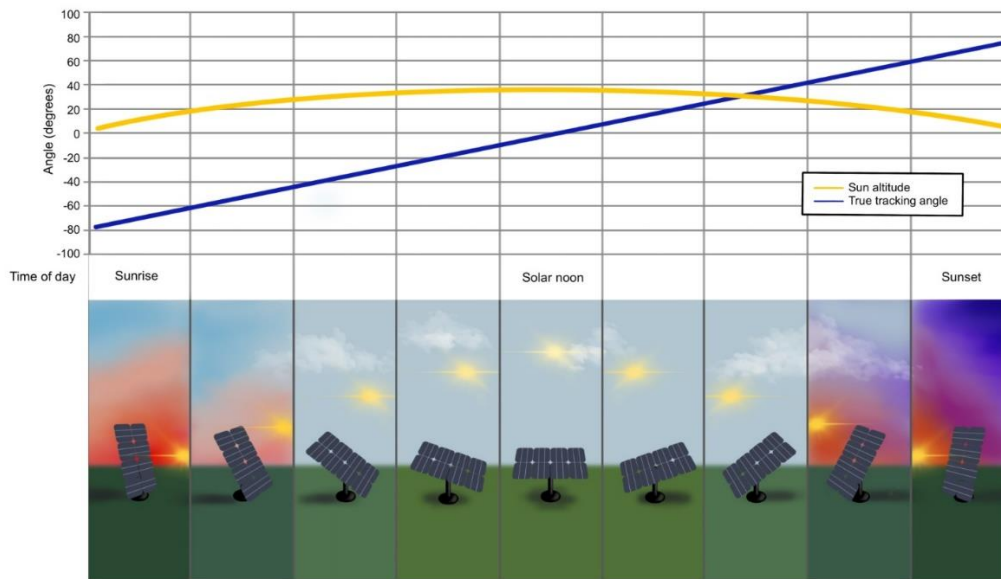
intervallo: metodo basato su passaggi che esegue il backtracking discreto dei moduli fotovoltaici nel tempo.

istante: implementazione "legacy" in cui i moduli FV tornano immediatamente alla posizione di riposo, definita dall'angolo di riposo immesso, ogni volta che il sole è al di fuori dell'intervallo di rotazione. Questa strategia semplificata è disponibile "così com'è" come opzione legacy per preservare il precedente approccio di backtracking di SGHAT/ForgeSolar prima dell'aggiornamento 2022A.

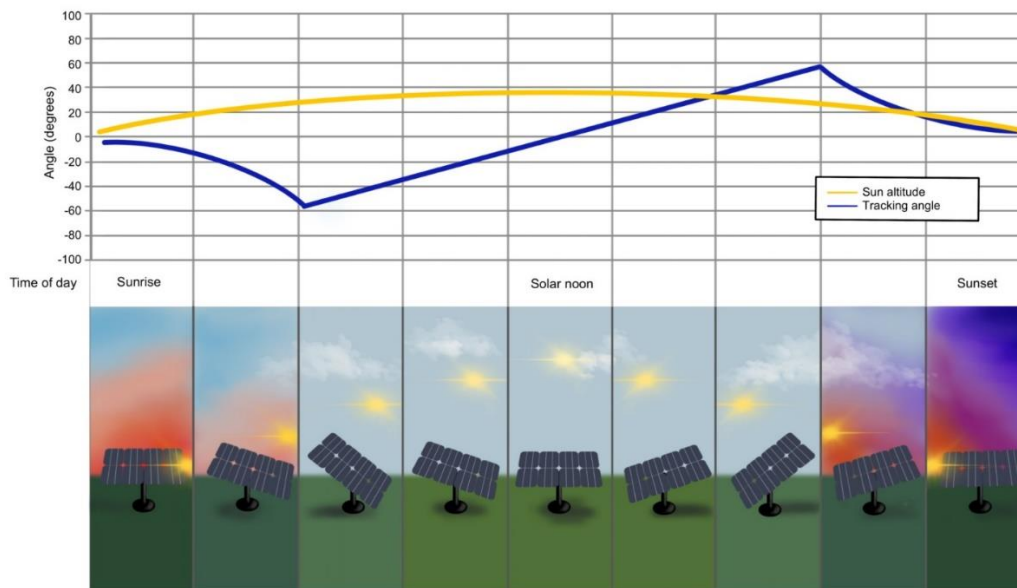
nessuno: i moduli fotovoltaici ruotano per inseguire il sole attraverso l'intervallo di rotazione determinato dall'angolo di inseguimento massimo (+/-). I moduli non ruoteranno oltre questo limite e non torneranno indietro. Questa opzione disabilita efficacemente il backtracking per i sistemi di tracciamento ad asse singolo.

I seguenti grafici illustrano la differenza nell'angolo di rotazione quando si utilizza il backtracking. Il sistema fotovoltaico nel primo grafico utilizza il tracciamento ad asse singolo senza backtracking. L'angolo di rotazione del pannello corrisponde al vero angolo di tracciamento durante il giorno. Il secondo grafico include il backtracking, per cui l'angolo di rotazione del pannello devia dal vero angolo di tracciamento quando la posizione del sole causa un'ombreggiatura sostanziale tra i pannelli. Grafici simili possono essere generati per un sistema fotovoltaico SAT modellato dalla pagina Configurazione sito. Per istruzioni su come ottenere questi grafici, fare riferimento alla sezione File di dati dei componenti.

Inseguitore mono assiale senza backtracking



Inseguitore mono assiale con backtracking



4. VERIFICA DEI FENOMENI DI ABBAGLIAMENTO SUL TRAFFICO AEREO CON L'APPLICATIVO FORGE SOLAR

La verifica dei fenomeni di abbagliamento è stata effettuata con l'**applicativo** disponibile sul sito **www.forgesolar.com**.

Dati di input

I dati di input considerati sono i seguenti:

1. Individuazione di un'area di circa 46,85 ha su ortofoto satellitare georeferenziata Google Earth, messa a disposizione sullo stesso applicativo
2. Rapporto di copertura tra superficie disponibile e superficie utilizzata dai moduli 0,64, si tratta di un valore altamente conservativo poiché a fronte di una superficie complessiva dei moduli di circa 17,6 ha, abbiamo una superficie recintata di circa 46,85 ha (con rapporto di copertura pari a 0,37)
3. Tecnologia: inseguitore mono assiale
4. Orientamento asse dell'inseguitore N-S (180°)
5. Massima rotazione dell'inseguitore (rispetto il piano orizzontale): 55°
6. Moduli fotovoltaici privi di rivestimento antiriflettente: anche questa è una ipotesi altamente conservativa. Dal momento che non è certo al momento il modello di moduli che saranno effettivamente installati, si è preferito considerare il caso peggiore, anche se di fatto quasi tutti i modelli oggi prodotti sono dotati di rivestimento antiriflettente.
7. Altezza sul terreno dell'asse di rotazione: 4.30 m come da specifiche di progetto
8. Backtracking tipo "shade": poiché questo è riferito a siti di installazione pianeggianti quale quello in progetto.

Per quanto attiene i ricettori sono stati considerati

9. La pista dell'Aeroporto di Taranto-Grottaglie estesa a sud sino ad una lunghezza di 2 miglia
10. La torre di controllo dello stesso aeroporto ad altezza di 10 m dal suolo

5. RISULTATI DELLE ANALISI DI ABBAGLIAMENTO

I risultati dell'analisi di abbagliamento sono: **non è previsto alcun abbagliamento, né su velivoli che si muovono sulla pista né in corrispondenza della torre di controllo.**

L'analisi è stata anche effettuata anche con riferimento a quanto indicato nel documento "2013 U.S. Federal Aviation Administration Interim Policy 78 FR 63276", che richiede che siano rispettati in prossimità degli aeroporti i seguenti criteri:

PV Name	Tilt deg	Orientation deg	"Green" Glare min	"Yellow" Glare min	Energy Produced kWh	Data File 
Area A1	SA tracking	SA tracking	0	0	1,766,000.0	-
Area A1	SA tracking	SA tracking	0	0	1,819,000.0	-
Area A2	SA tracking	SA tracking	313	0	1,830,000.0	-
Area B3	SA tracking	SA tracking	1,809	0	1,722,000.0	-
Area B4	SA tracking	SA tracking	1,930	0	1,661,000.0	-
Area C5	SA tracking	SA tracking	2,510	0	1,601,000.0	-
Area C6	SA tracking	SA tracking	0	0	1,661,000.0	-

I parametri considerati per l'analisi dell'abbagliamento e caratteristiche visive degli osservatori:

- Intervallo di analisi: 1 minuto
- Coefficiente di trasmissione oculare: 0,5
- Diametro della pupilla: 0,002 metri
- Ampiezza della focale oculare: 0,017 metri
- Angolo sotteso dal sole: 9,3 milliradiani

Inoltre l'analisi di abbagliamento eseguita con l'applicativo Forge Solar, tiene in conto dei seguenti aspetti e approssimazioni

L'abbagliamento "verde" è un abbagliamento con un basso potenziale di causare un'immagine residua (cecità da flash) se osservato prima di un tipico tempo di risposta dell'ammiccamento.

L'abbagliamento "giallo" è un abbagliamento che può potenzialmente causare un'immagine residua (cecità da flash) se osservato prima di un tipico tempo di risposta dell'ammiccamento.

Gli orari associati all'abbagliamento sono indicati nell'ora solare. Per l'ora legale, si deve aggiungere un'ora.

Le analisi dell'abbagliamento non tengono conto delle ostruzioni fisiche tra riflettori e recettori. Ciò include edifici, copertura arborea e ostacoli geografici.

Diversi calcoli utilizzano il centroide dell'array fotovoltaico, piuttosto che l'effettiva posizione del punto di abbagliamento, a causa delle limitazioni dell'algorithm V1. Questo potrebbe influenzare i risultati

per grandi impronte fotovoltaiche. Ulteriori analisi delle sottosezioni dell'array possono fornire ulteriori informazioni sull'abbagliamento previsto.

L'angolo sotteso della sorgente (dimensione del punto di abbagliamento) è vincolato dalle dimensioni dell'impronta dell'array fotovoltaico. Partizionamento di grandi array in sezioni più piccole ridurrà l'angolo sotteso potenziale massimo, con potenziale impatto sui risultati se i punti di abbagliamento effettivi sono più grandi della dimensione del sottoarray.

Ulteriori analisi dell'area combinata di sotto-array adiacenti possono fornire maggiori informazioni sui potenziali rischi di abbagliamento.

Le posizioni di abbagliamento visualizzate sui grafici dei recettori sono approssimative. Le posizioni effettive dei punti di abbagliamento possono differire. I grafici del vettore di abbagliamento sono rappresentazioni semplificate dei dati di analisi. Le effettive emanazioni e i risultati dell'abbagliamento possono differire.

La determinazione del rischio di abbagliamento si basa su diverse approssimazioni tra cui le caratteristiche dell'occhio dell'osservatore, l'angolo di visuale e il tipico battito di ciglia tempo di risposta. I risultati effettivi e il verificarsi di abbagliamento possono differire.

I confini delle zone di pericolo mostrati nel grafico del pericolo di abbagliamento sono un'approssimazione e un aiuto visivo basato su dati di ricerca aggregati. Effettivo i risultati dell'impatto oculare comprendono uno spettro continuo, non discreto.

I risultati dell'Analisi riferita alle US FAA 2013 IP 78 FR 63276 sono stati i seguenti:

- 1. Percorso di volo (pista atterraggio 17 Aeroporto Taranto-Grottaglie)**
 - a. Riflesso tipo giallo: 0 minuti**
 - b. Riflesso tipo verde: 996 minuti**
- 2. Percorso di volo (pista atterraggio 35 Aeroporto Taranto-Grottaglie)**
 - a. Riflesso tipo giallo: 0 minuti**
 - b. Riflesso tipo verde: 4.626 minuti**
- 3. Torre di Controllo**
 - a. Riflesso tipo giallo: 0 minuti**
 - b. Riflesso tipo verde: 940 minuti**

6. ALLEGATI

Allegati facenti **parte integrante** della presente relazione sono:

1. ForgeSolar-aviation-report-grotta-240806-1205-790
2. ForgeSolar-analysis-report-grotta-240806-1205-586
3. ForgeSolar-aviation-report-grotta-240806-1205-464

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **PV Grottaglie**

Impianto agrivoltaico denominato "PV Grottaglie" con potenza installata pari a 39,80 kWp e potenza immessa in rete di 35,25 kW sito in Grottaglie (TA)

Site configuration: **Grottaglie-temp-0**

Client: PV - Invest Italia S.r.l

Created 06 Aug, 2024

Updated 06 Aug, 2024

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

DNI peaks at 1,000.0 W/m²

Category 10 MW to 100 MW

Site ID 126108.21602

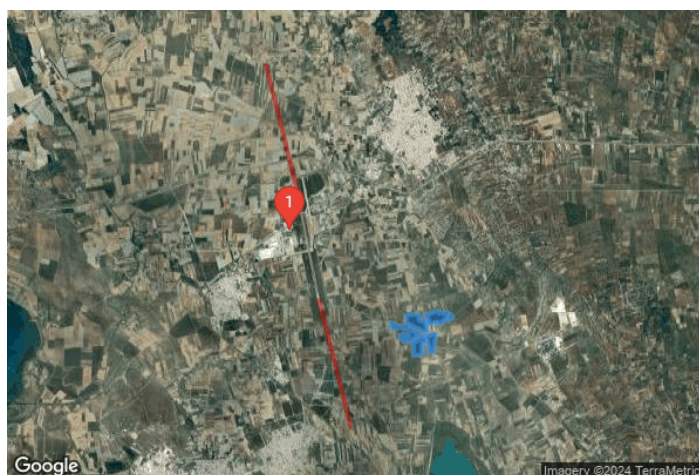
Ocular transmission coefficient 0.5

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	
Area A1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	1,766,000.0
Area A1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	1,819,000.0
Area A2	SA tracking	SA tracking	313	5.2	0	0.0	1,830,000.0
Area B3	SA tracking	SA tracking	1,809	30.1	0	0.0	1,722,000.0
Area B4	SA tracking	SA tracking	1,930	32.2	0	0.0	1,661,000.0
Area C5	SA tracking	SA tracking	2,510	41.8	0	0.0	1,601,000.0
Area C6	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	1,661,000.0

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 17	996	16.6	0	0.0

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
FP 35	4,626	77.1	0	0.0
OP 1	940	15.7	0	0.0

Component Data

PV Arrays

Name: Area A1
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: Shade-slope
Tracking axis orientation: 110.0°
Max tracking angle: 50.0°
Resting angle: 0.0°
Ground Coverage Ratio: 0.5
Rated power: 700.0 kW
Panel material: Smooth glass without 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	40.495299	17.447316	75.99	4.29	80.28
2	40.496017	17.446630	74.48	4.29	78.77
3	40.494328	17.445750	74.02	4.29	78.31

Name: Area A1
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: Shade-slope
Tracking axis orientation: 110.0°
Max tracking angle: 50.0°
Resting angle: 0.0°
Ground Coverage Ratio: 0.5
Rated power: 700.0 kW
Panel material: Smooth glass without 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	40.494323	17.439993	79.26	4.29	83.55
2	40.493752	17.440154	76.80	4.29	81.09
3	40.493727	17.440948	76.41	4.29	80.70
4	40.493711	17.441796	75.63	4.29	79.92
5	40.494013	17.441774	77.26	4.29	81.55
6	40.494176	17.443040	75.87	4.29	80.16
7	40.493629	17.443737	72.67	4.29	76.96
8	40.495025	17.445068	73.21	4.29	77.50
9	40.496289	17.445840	73.64	4.29	77.93
10	40.496126	17.443308	78.25	4.29	82.54
11	40.496722	17.443222	79.48	4.29	83.77
12	40.495808	17.439349	88.24	4.29	92.53
13	40.494976	17.440057	81.63	4.29	85.92
14	40.494290	17.440293	77.54	4.29	81.83

Name: Area A2

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Shade-slope

Tracking axis orientation: 110.0°

Max tracking angle: 50.0°

Resting angle: 0.0°

Ground Coverage Ratio: 0.5

Rated power: 700.0 kW

Panel material: Smooth glass without 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	40.495637	17.433706	73.75	4.29	78.04
2	40.494037	17.433878	69.74	4.29	74.03
3	40.492854	17.436581	69.64	4.29	73.93
4	40.492773	17.437075	69.27	4.29	73.56
5	40.491900	17.439006	70.04	4.29	74.33
6	40.491900	17.439736	70.38	4.29	74.67
7	40.492911	17.439628	72.76	4.29	77.05
8	40.493907	17.439435	79.12	4.29	83.41
9	40.494347	17.439317	82.66	4.29	86.95
10	40.494788	17.439113	86.17	4.29	90.46
11	40.494764	17.438813	87.67	4.29	91.96
12	40.494445	17.438834	85.10	4.29	89.39
13	40.494356	17.438631	84.24	4.29	88.53
14	40.494413	17.438169	84.17	4.29	88.46
15	40.494551	17.437965	84.75	4.29	89.04
16	40.494625	17.437912	85.00	4.29	89.29
17	40.494560	17.437536	82.38	4.29	86.67
18	40.495987	17.437171	87.13	4.29	91.42
19	40.495702	17.433706	74.64	4.29	78.93

Name: Area B3

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Shade-slope

Tracking axis orientation: 110.0°

Max tracking angle: 50.0°

Resting angle: 0.0°

Ground Coverage Ratio: 0.5

Rated power: 700.0 kW

Panel material: Smooth glass without 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	40.494089	17.429059	67.26	4.29	71.55
2	40.492734	17.429639	67.47	4.29	71.76
3	40.492734	17.431012	67.08	4.29	71.37
4	40.492914	17.431334	66.95	4.29	71.24
5	40.493008	17.431752	67.06	4.29	71.35
6	40.492995	17.432128	66.80	4.29	71.09
7	40.492881	17.432557	67.30	4.29	71.59
8	40.492685	17.432943	67.46	4.29	71.75
9	40.493420	17.432793	67.72	4.29	72.01
10	40.493273	17.431892	67.80	4.29	72.09
11	40.493252	17.431302	67.39	4.29	71.68
12	40.493473	17.430739	66.84	4.29	71.13
13	40.493664	17.430240	66.79	4.29	71.08
14	40.493872	17.429725	66.84	4.29	71.13

Name: Area B4

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Shade-slope

Tracking axis orientation: 110.0°

Max tracking angle: 50.0°

Resting angle: 0.0°

Ground Coverage Ratio: 0.5

Rated power: 700.0 kW

Panel material: Smooth glass without 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	40.491172	17.431737	69.98	4.29	74.27
2	40.490463	17.431865	70.50	4.29	74.79
3	40.490593	17.432863	70.35	4.29	74.64
4	40.489818	17.432949	71.51	4.29	75.80
5	40.490095	17.434741	71.88	4.29	76.17
6	40.489900	17.434752	72.79	4.29	77.08
7	40.491368	17.437455	69.69	4.29	73.98
8	40.492918	17.434194	68.36	4.29	72.65
9	40.490862	17.434365	70.67	4.29	74.96
10	40.490634	17.433035	70.15	4.29	74.44
11	40.491589	17.432917	68.76	4.29	73.05
12	40.491417	17.432745	68.78	4.29	73.07
13	40.491270	17.432391	69.55	4.29	73.84
14	40.491254	17.431994	69.49	4.29	73.78
15	40.491246	17.431790	70.05	4.29	74.34
16	40.491246	17.431715	69.86	4.29	74.15

Name: Area C5

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Shade-slope

Tracking axis orientation: 110.0°

Max tracking angle: 50.0°

Resting angle: 0.0°

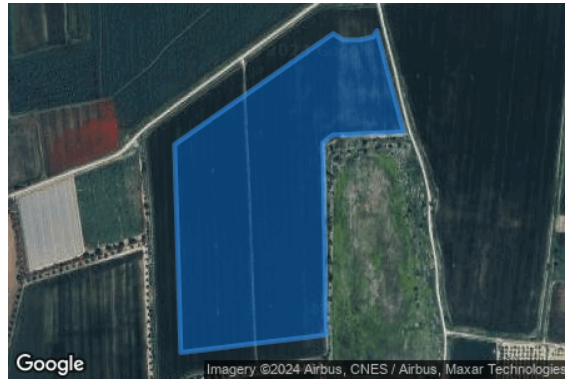
Ground Coverage Ratio: 0.5

Rated power: 700.0 kW

Panel material: Smooth glass without 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	40.489644	17.439731	85.54	4.29	89.83
2	40.489603	17.438508	83.90	4.29	88.19
3	40.489506	17.438347	83.37	4.29	87.66
4	40.487001	17.438401	91.17	4.29	95.46
5	40.486772	17.435901	79.99	4.29	84.28
6	40.489481	17.435794	74.29	4.29	78.58
7	40.490925	17.438519	73.01	4.29	77.30
8	40.490844	17.438690	73.55	4.29	77.84
9	40.490844	17.438969	74.28	4.29	78.57
10	40.490884	17.439205	73.47	4.29	77.76
11	40.490966	17.439270	72.99	4.29	77.28

Name: Area C6

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Shade-slope

Tracking axis orientation: 110.0°

Max tracking angle: 50.0°

Resting angle: 0.0°

Ground Coverage Ratio: 0.5

Rated power: 700.0 kW

Panel material: Smooth glass without AR coating

Reflectivity: Vary with sun

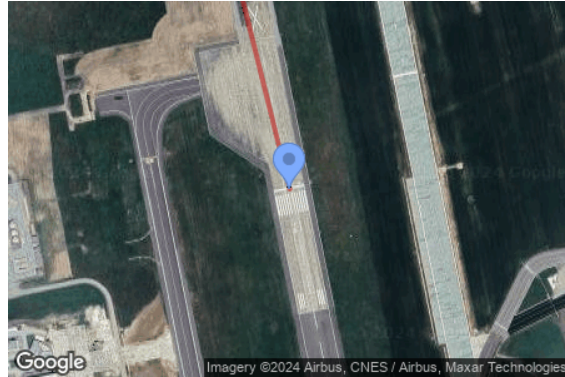
Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	40.491080	17.439474	72.72	4.29	77.01
2	40.491129	17.439967	71.63	4.29	75.92
3	40.491252	17.440815	71.33	4.29	75.62
4	40.491423	17.441415	71.32	4.29	75.61
5	40.491529	17.441609	71.24	4.29	75.53
6	40.491464	17.442445	71.56	4.29	75.85
7	40.487408	17.441651	83.38	4.29	87.67
8	40.487564	17.440514	88.10	4.29	92.39
9	40.488331	17.440321	88.23	4.29	92.52
10	40.488861	17.440353	86.30	4.29	90.59
11	40.489253	17.440203	85.60	4.29	89.89

Flight Path Receptors

Name: FP 17
Description:
Threshold height: 15 m
Direction: 166.0°
Glide slope: 17.0°
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	40.523121	17.401830	64.19	15.24	79.43
Two-mile	40.551174	17.392618	95.18	968.31	1063.48

Name: FP 35
Description:
Threshold height: 15 m
Direction: 346.0°
Glide slope: 35.0°
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	40.498994	17.408179	60.91	15.24	76.15
Two-mile	40.470940	17.417388	71.24	2258.67	2329.91

Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
OP 1	1	40.514622	17.399722	58.99	10.00

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	
Area A1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	1,766,000.0
Area A1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	1,819,000.0
Area A2	SA tracking	SA tracking	313	5.2	0	0.0	1,830,000.0
Area B3	SA tracking	SA tracking	1,809	30.1	0	0.0	1,722,000.0
Area B4	SA tracking	SA tracking	1,930	32.2	0	0.0	1,661,000.0
Area C5	SA tracking	SA tracking	2,510	41.8	0	0.0	1,601,000.0
Area C6	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	1,661,000.0

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 17	996	16.6	0	0.0
FP 35	4,626	77.1	0	0.0
OP 1	940	15.7	0	0.0

PV: Area A1 no glare found

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
FP 17	0	0.0	0	0.0
FP 35	0	0.0	0	0.0
OP 1	0	0.0	0	0.0

Area A1 and FP: FP 17

No glare found

Area A1 and FP: FP 35

No glare found

Area A1 and OP 1

No glare found

PV: Area A1 no glare found

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
FP 17	0	0.0	0	0.0
FP 35	0	0.0	0	0.0
OP 1	0	0.0	0	0.0

Area A1 and FP: FP 17

No glare found

Area A1 and FP: FP 35

No glare found

Area A1 and OP 1

No glare found

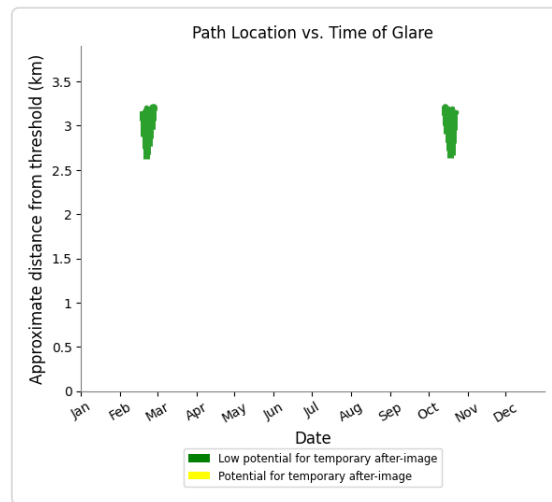
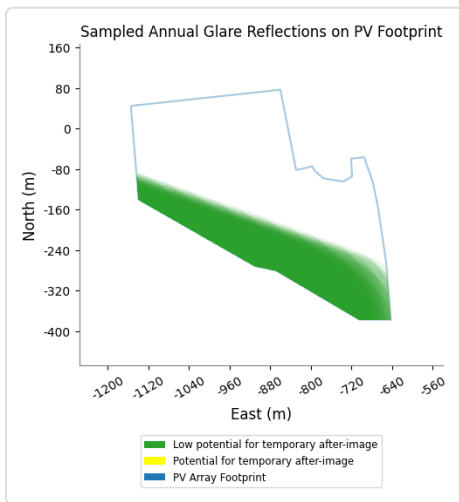
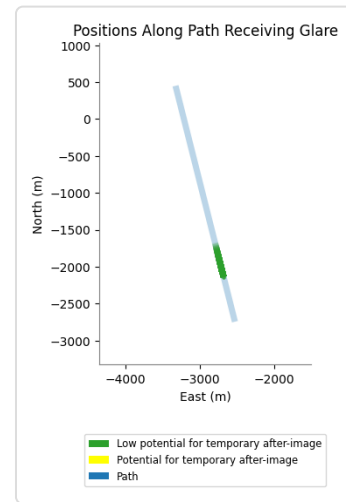
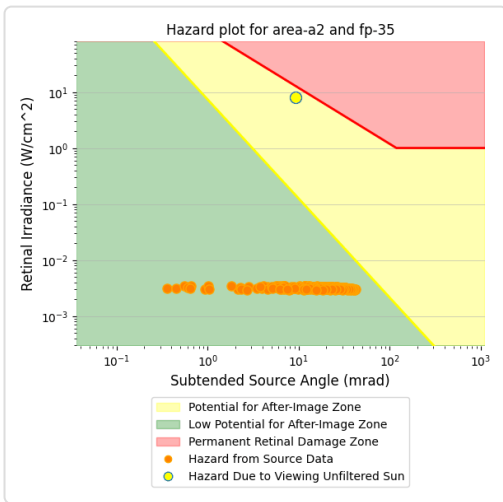
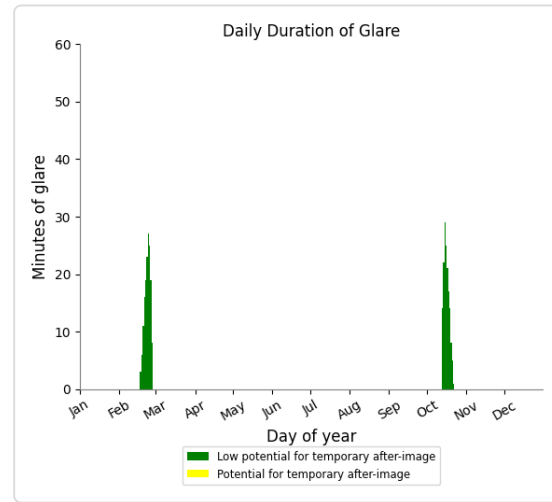
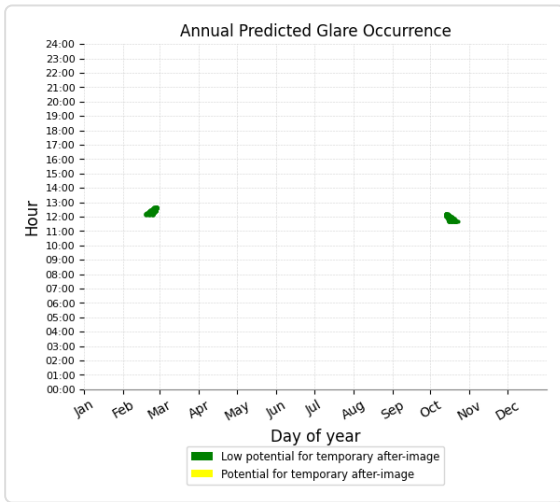
PV: Area A2 low potential for temporary after-image

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
FP 35	313	5.2	0	0.0
FP 17	0	0.0	0	0.0
OP 1	0	0.0	0	0.0

Area A2 and FP: FP 35

Yellow glare: none
Green glare: 313 min.



Area A2 and FP: FP 17

No glare found

Area A2 and OP 1

No glare found

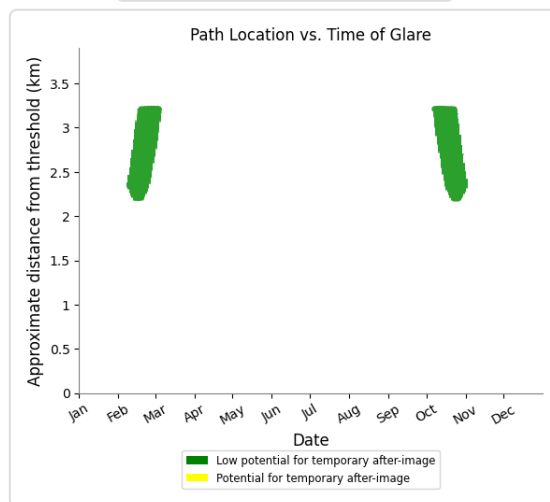
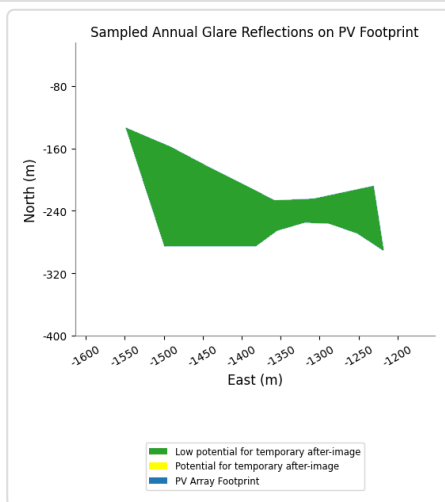
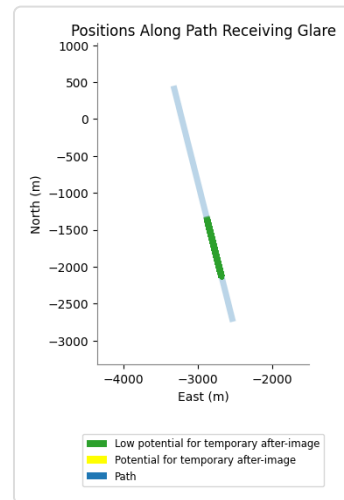
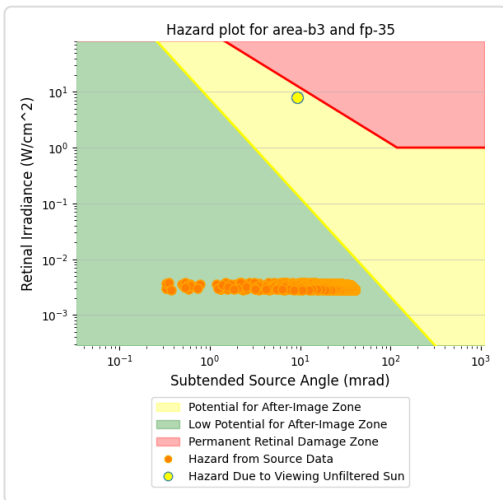
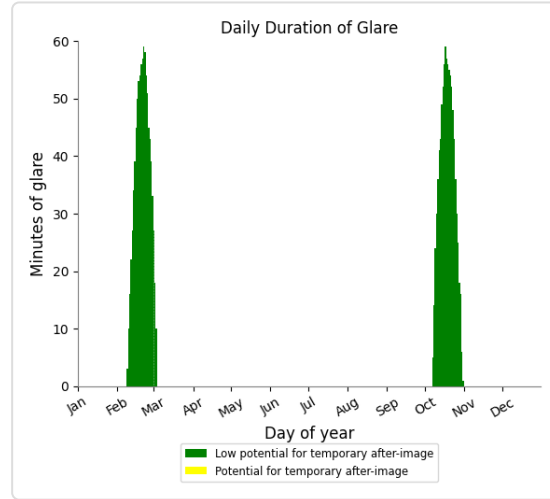
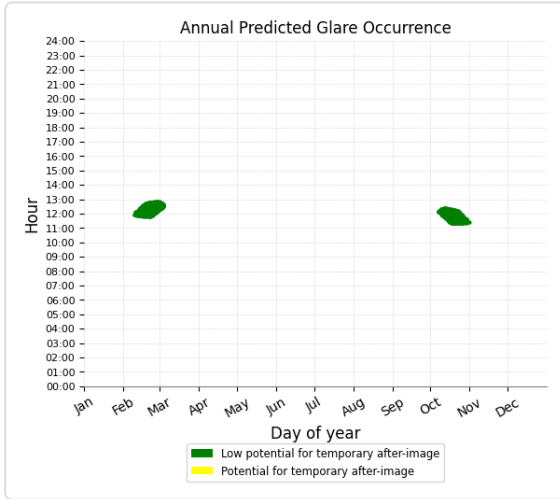
PV: Area B3 low potential for temporary after-image

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
FP 35	1,809	30.1	0	0.0
FP 17	0	0.0	0	0.0
OP 1	0	0.0	0	0.0

Area B3 and FP: FP 35

Yellow glare: none
Green glare: 1,809 min.



Area B3 and FP: FP 17

No glare found

Area B3 and OP 1

No glare found

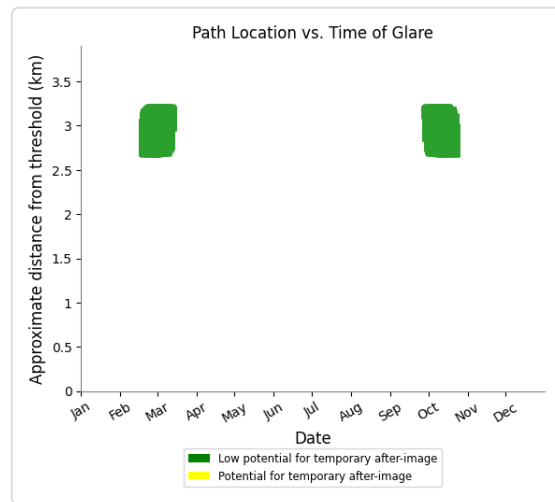
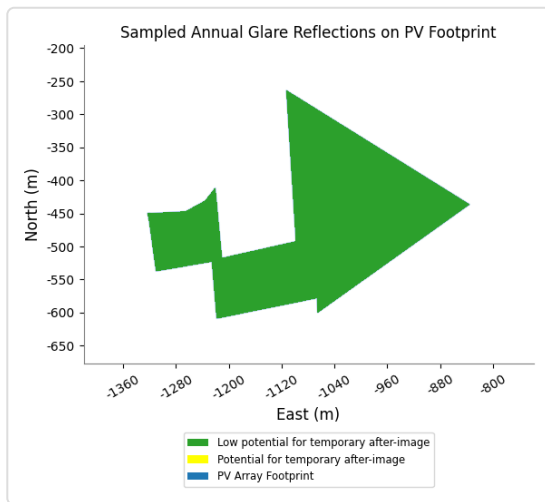
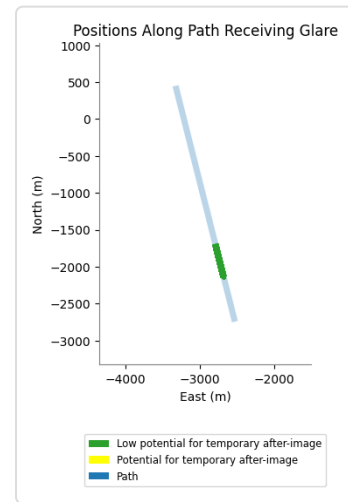
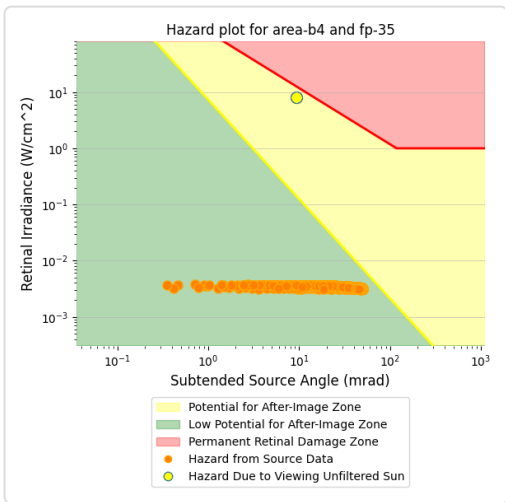
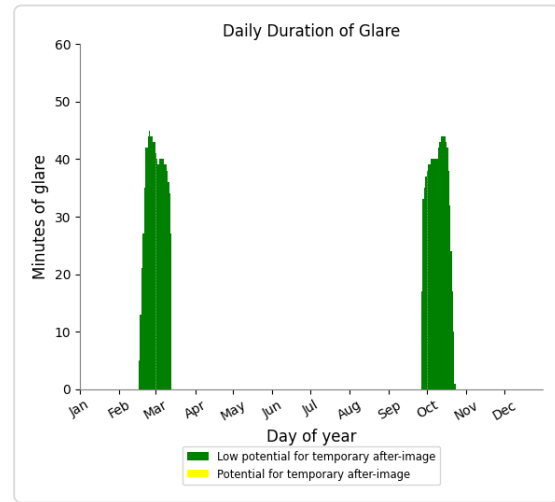
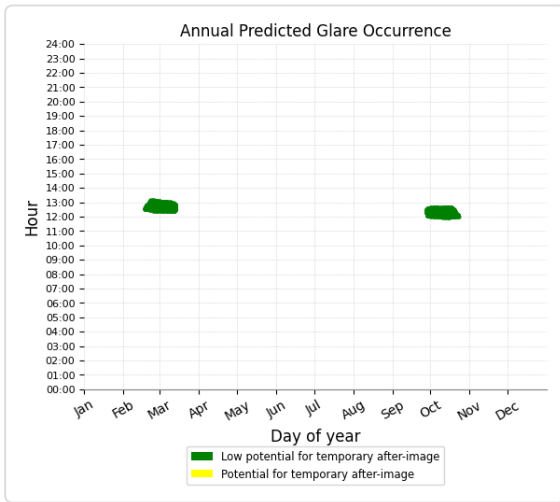
PV: Area B4 low potential for temporary after-image

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
FP 35	1,887	31.4	0	0.0
FP 17	0	0.0	0	0.0
OP 1	43	0.7	0	0.0

Area B4 and FP: FP 35

Yellow glare: none
Green glare: 1,887 min.



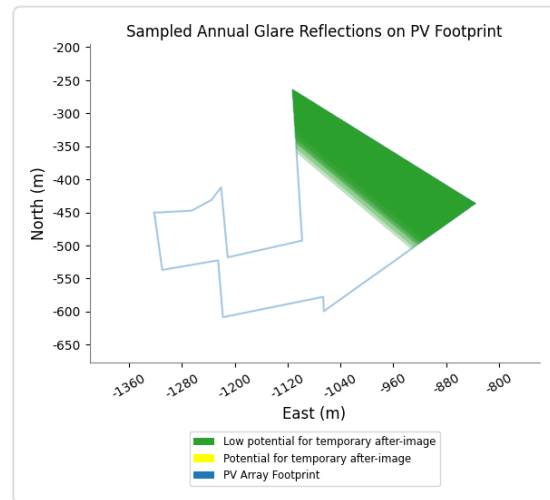
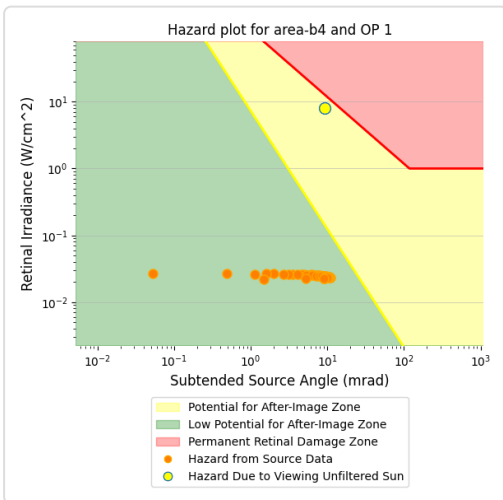
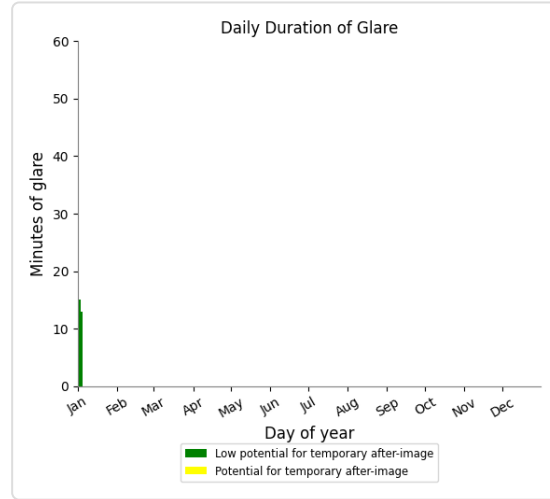
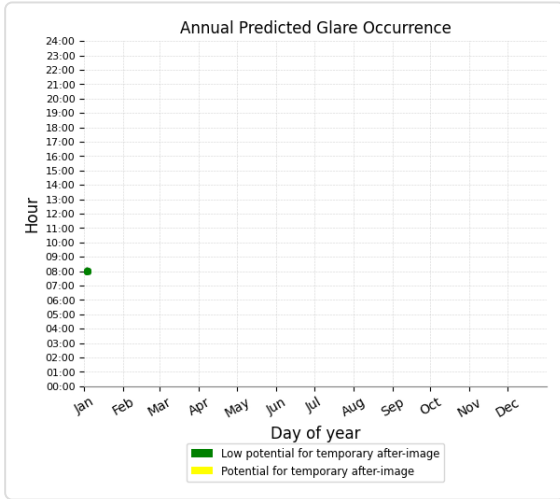
Area B4 and FP: FP 17

No glare found

Area B4 and OP 1

Yellow glare: none

Green glare: 43 min.



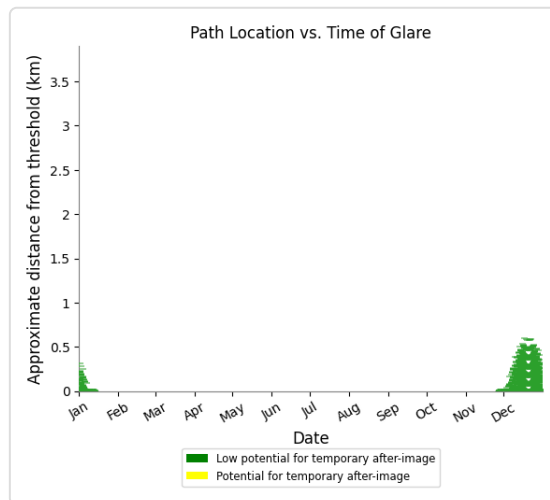
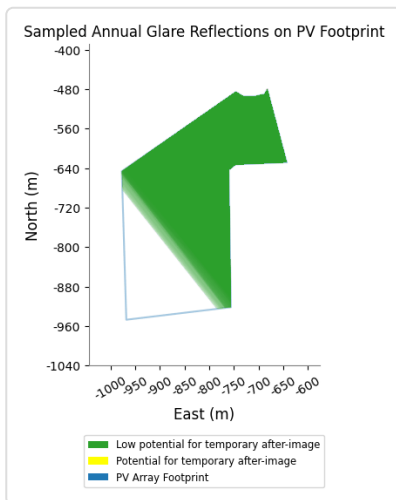
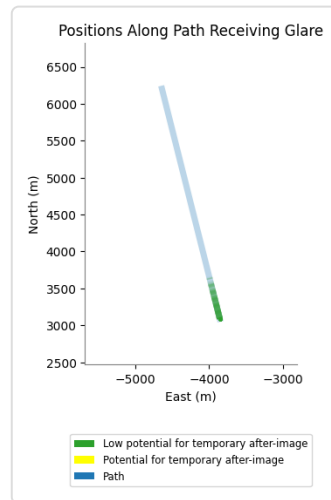
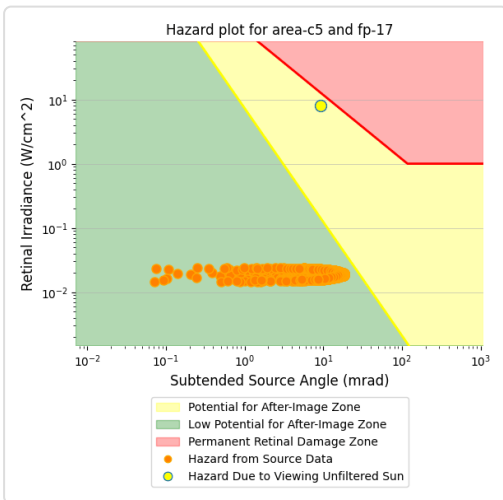
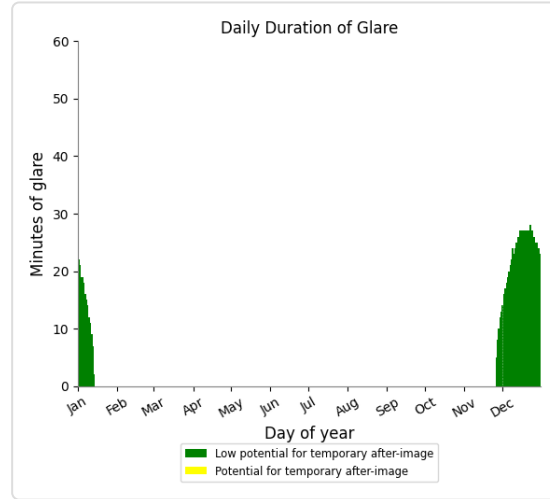
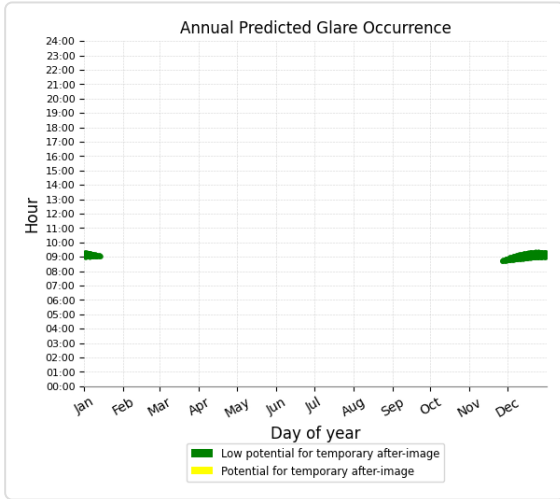
PV: Area C5 low potential for temporary after-image

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
FP 17	996	16.6	0	0.0
FP 35	617	10.3	0	0.0
OP 1	897	14.9	0	0.0

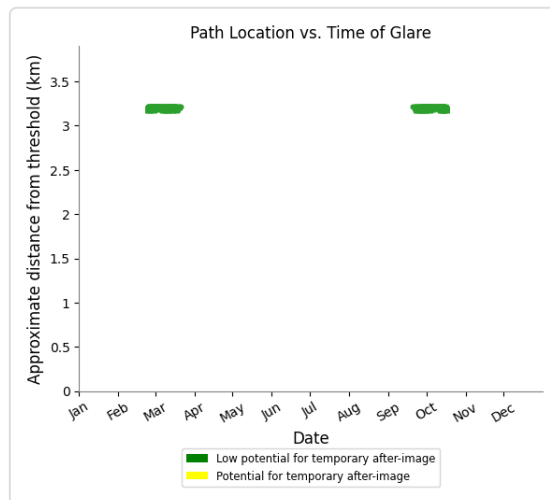
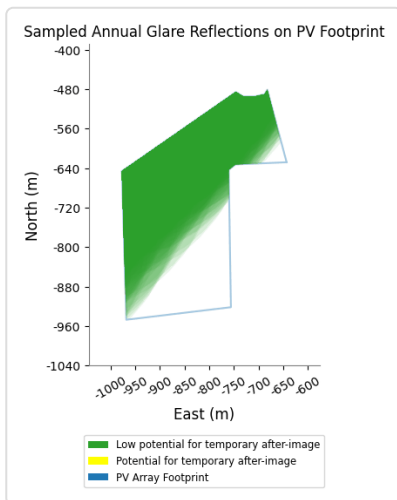
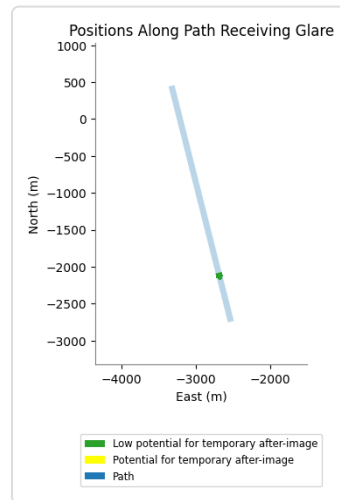
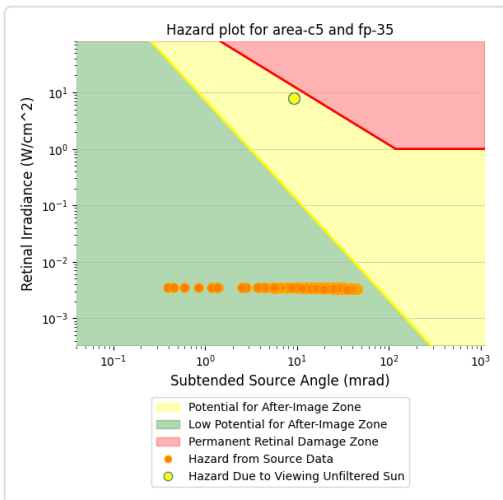
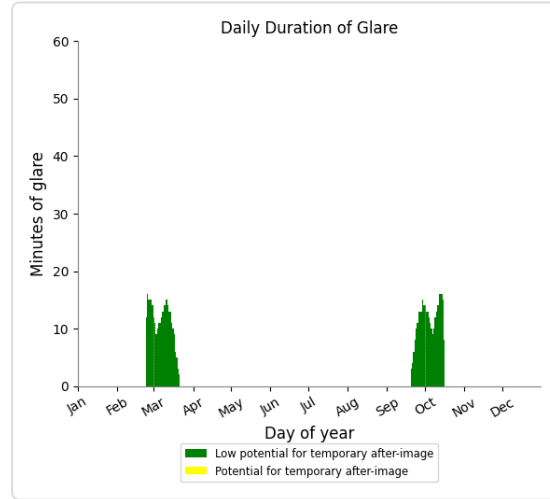
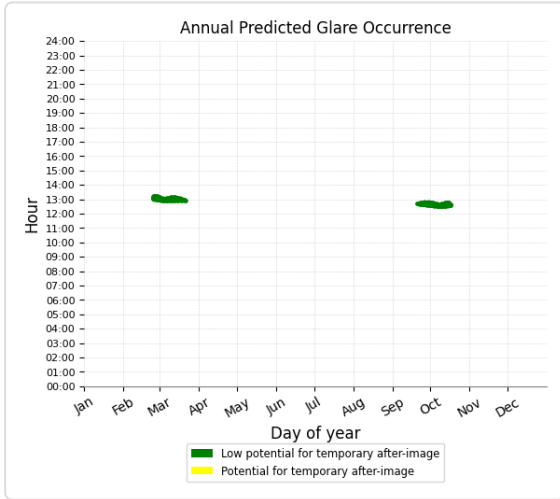
Area C5 and FP: FP 17

Yellow glare: none
 Green glare: 996 min.



Area C5 and FP: FP 35

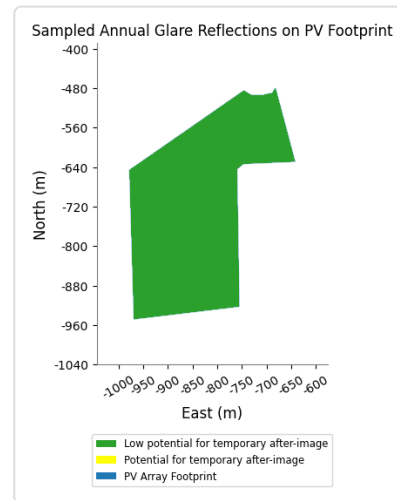
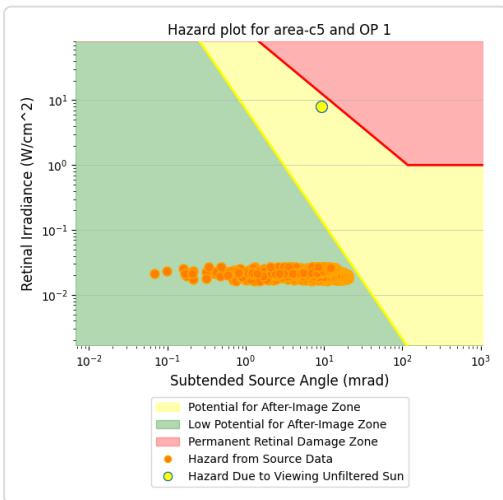
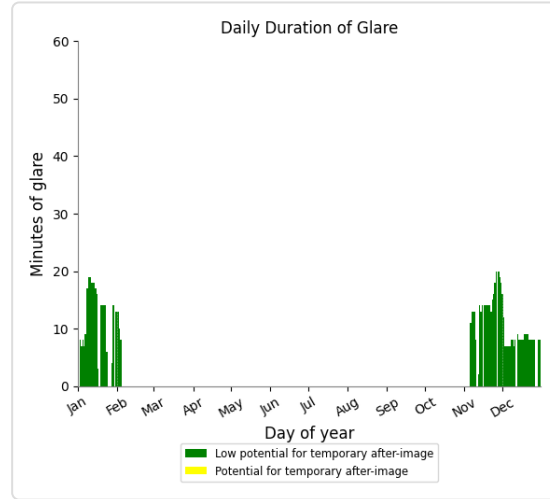
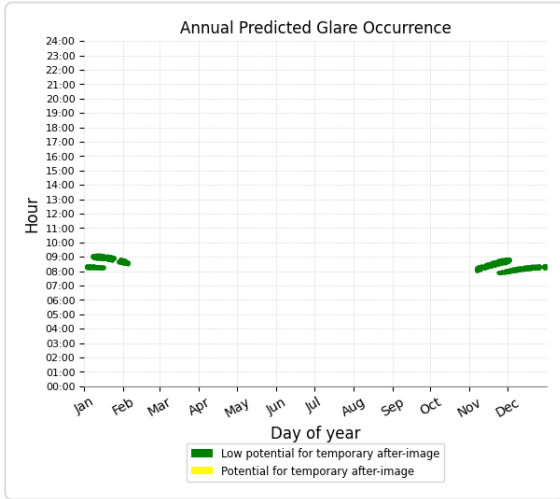
Yellow glare: none
 Green glare: 617 min.



Area C5 and OP 1

Yellow glare: none

Green glare: 897 min.



PV: Area C6 no glare found

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
FP 17	0	0.0	0	0.0
FP 35	0	0.0	0	0.0
OP 1	0	0.0	0	0.0

Area C6 and FP: FP 17

No glare found

Area C6 and FP: FP 35

No glare found

Area C6 and OP 1

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/ 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

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **PV Grottaglie**

Impianto agrivoltaico denominato "PV Grottaglie" con potenza installata pari a 39,80 kWp e potenza immessa in rete di 35,25 kW sito in Grottaglie (TA)

Site configuration: **Grottaglie-temp-0**

Analysis conducted by fabio calcarella (fabio.calcarella@gmail.com) at 16:00 on 06 Aug, 2024.

U.S. FAA 2013 Policy Adherence

The following table summarizes the policy adherence of the glare analysis based on the 2013 U.S. Federal Aviation Administration Interim Policy 78 FR 63276. This policy requires the following criteria be met for solar energy systems on airport property:

- No "yellow" glare (potential for after-image) for any flight path from threshold to 2 miles
- No glare of any kind for Air Traffic Control Tower(s) ("ATCT") at cab height.
- Default analysis and observer characteristics (see list below)

ForgeSolar does not represent or speak officially for the FAA and cannot approve or deny projects. Results are informational only.

COMPONENT	STATUS	DESCRIPTION
Analysis parameters	PASS	Analysis time interval and eye characteristics used are acceptable
2-mile flight path(s)	PASS	Flight path receptor(s) do not receive yellow glare
ATCT(s)	N/A	No ATCT receptors designated

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

FAA Policy 78 FR 63276 can be read at <https://www.federalregister.gov/d/2013-24729>

SITE CONFIGURATION

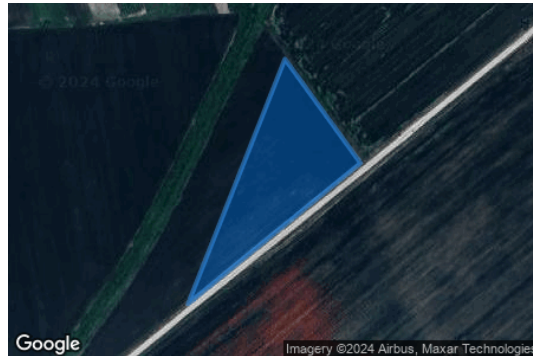
Analysis Parameters

DNI: peaks at 1,000.0 W/m²
 Time interval: 1 min
 Ocular transmission coefficient: 0.5
 Pupil diameter: 0.002 m
 Eye focal length: 0.017 m
 Sun subtended angle: 9.3 mrad
 Site Config ID: 126108.21602
 Methodology: V2



PV Array(s)

Name: Area A1
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: Shade-slope
Tracking axis orientation: 110.0°
Max tracking angle: 50.0°
Resting angle: 0.0°
Ground Coverage Ratio: 0.5
Rated power: 700.0 kW
Panel material: Smooth glass without 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	40.495299	17.447316	75.99	4.29	80.28
2	40.496017	17.446630	74.48	4.29	78.77
3	40.494328	17.445750	74.02	4.29	78.31

Name: Area A1

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Shade-slope

Tracking axis orientation: 110.0°

Max tracking angle: 50.0°

Resting angle: 0.0°

Ground Coverage Ratio: 0.5

Rated power: 700.0 kW

Panel material: Smooth glass without 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	40.494323	17.439993	79.26	4.29	83.55
2	40.493752	17.440154	76.80	4.29	81.09
3	40.493727	17.440948	76.41	4.29	80.70
4	40.493711	17.441796	75.63	4.29	79.92
5	40.494013	17.441774	77.26	4.29	81.55
6	40.494176	17.443040	75.87	4.29	80.16
7	40.493629	17.443737	72.67	4.29	76.96
8	40.495025	17.445068	73.21	4.29	77.50
9	40.496289	17.445840	73.64	4.29	77.93
10	40.496126	17.443308	78.25	4.29	82.54
11	40.496722	17.443222	79.48	4.29	83.77
12	40.495808	17.439349	88.24	4.29	92.53
13	40.494976	17.440057	81.63	4.29	85.92
14	40.494290	17.440293	77.54	4.29	81.83

Name: Area A2

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Shade-slope

Tracking axis orientation: 110.0°

Max tracking angle: 50.0°

Resting angle: 0.0°

Ground Coverage Ratio: 0.5

Rated power: 700.0 kW

Panel material: Smooth glass without 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	40.495637	17.433706	73.75	4.29	78.04
2	40.494037	17.433878	69.74	4.29	74.03
3	40.492854	17.436581	69.64	4.29	73.93
4	40.492773	17.437075	69.27	4.29	73.56
5	40.491900	17.439006	70.04	4.29	74.33
6	40.491900	17.439736	70.38	4.29	74.67
7	40.492911	17.439628	72.76	4.29	77.05
8	40.493907	17.439435	79.12	4.29	83.41
9	40.494347	17.439317	82.66	4.29	86.95
10	40.494788	17.439113	86.17	4.29	90.46
11	40.494764	17.438813	87.67	4.29	91.96
12	40.494445	17.438834	85.10	4.29	89.39
13	40.494356	17.438631	84.24	4.29	88.53
14	40.494413	17.438169	84.17	4.29	88.46
15	40.494551	17.437965	84.75	4.29	89.04
16	40.494625	17.437912	85.00	4.29	89.29
17	40.494560	17.437536	82.38	4.29	86.67
18	40.495987	17.437171	87.13	4.29	91.42
19	40.495702	17.433706	74.64	4.29	78.93

Name: Area B3

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Shade-slope

Tracking axis orientation: 110.0°

Max tracking angle: 50.0°

Resting angle: 0.0°

Ground Coverage Ratio: 0.5

Rated power: 700.0 kW

Panel material: Smooth glass without 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	40.494089	17.429059	67.26	4.29	71.55
2	40.492734	17.429639	67.47	4.29	71.76
3	40.492734	17.431012	67.08	4.29	71.37
4	40.492914	17.431334	66.95	4.29	71.24
5	40.493008	17.431752	67.06	4.29	71.35
6	40.492995	17.432128	66.80	4.29	71.09
7	40.492881	17.432557	67.30	4.29	71.59
8	40.492685	17.432943	67.46	4.29	71.75
9	40.493420	17.432793	67.72	4.29	72.01
10	40.493273	17.431892	67.80	4.29	72.09
11	40.493252	17.431302	67.39	4.29	71.68
12	40.493473	17.430739	66.84	4.29	71.13
13	40.493664	17.430240	66.79	4.29	71.08
14	40.493872	17.429725	66.84	4.29	71.13

Name: Area B4

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Shade-slope

Tracking axis orientation: 110.0°

Max tracking angle: 50.0°

Resting angle: 0.0°

Ground Coverage Ratio: 0.5

Rated power: 700.0 kW

Panel material: Smooth glass without 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	40.491172	17.431737	69.98	4.29	74.27
2	40.490463	17.431865	70.50	4.29	74.79
3	40.490593	17.432863	70.35	4.29	74.64
4	40.489818	17.432949	71.51	4.29	75.80
5	40.490095	17.434741	71.88	4.29	76.17
6	40.489900	17.434752	72.79	4.29	77.08
7	40.491368	17.437455	69.69	4.29	73.98
8	40.492918	17.434194	68.36	4.29	72.65
9	40.490862	17.434365	70.67	4.29	74.96
10	40.490634	17.433035	70.15	4.29	74.44
11	40.491589	17.432917	68.76	4.29	73.05
12	40.491417	17.432745	68.78	4.29	73.07
13	40.491270	17.432391	69.55	4.29	73.84
14	40.491254	17.431994	69.49	4.29	73.78
15	40.491246	17.431790	70.05	4.29	74.34
16	40.491246	17.431715	69.86	4.29	74.15

Name: Area C5

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Shade-slope

Tracking axis orientation: 110.0°

Max tracking angle: 50.0°

Resting angle: 0.0°

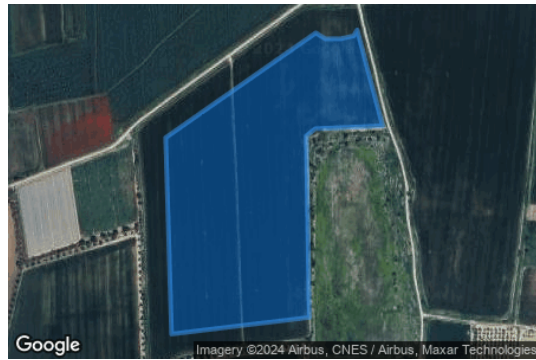
Ground Coverage Ratio: 0.5

Rated power: 700.0 kW

Panel material: Smooth glass without 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	40.489644	17.439731	85.54	4.29	89.83
2	40.489603	17.438508	83.90	4.29	88.19
3	40.489506	17.438347	83.37	4.29	87.66
4	40.487001	17.438401	91.17	4.29	95.46
5	40.486772	17.435901	79.99	4.29	84.28
6	40.489481	17.435794	74.29	4.29	78.58
7	40.490925	17.438519	73.01	4.29	77.30
8	40.490844	17.438690	73.55	4.29	77.84
9	40.490844	17.438969	74.28	4.29	78.57
10	40.490884	17.439205	73.47	4.29	77.76
11	40.490966	17.439270	72.99	4.29	77.28

Name: Area C6

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Shade-slope

Tracking axis orientation: 110.0°

Max tracking angle: 50.0°

Resting angle: 0.0°

Ground Coverage Ratio: 0.5

Rated power: 700.0 kW

Panel material: Smooth glass without 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	40.491080	17.439474	72.72	4.29	77.01
2	40.491129	17.439967	71.63	4.29	75.92
3	40.491252	17.440815	71.33	4.29	75.62
4	40.491423	17.441415	71.32	4.29	75.61
5	40.491529	17.441609	71.24	4.29	75.53
6	40.491464	17.442445	71.56	4.29	75.85
7	40.487408	17.441651	83.38	4.29	87.67
8	40.487564	17.440514	88.10	4.29	92.39
9	40.488331	17.440321	88.23	4.29	92.52
10	40.488861	17.440353	86.30	4.29	90.59
11	40.489253	17.440203	85.60	4.29	89.89

Flight Path Receptor(s)

Name: FP 17

Description:

Threshold height: 15 m

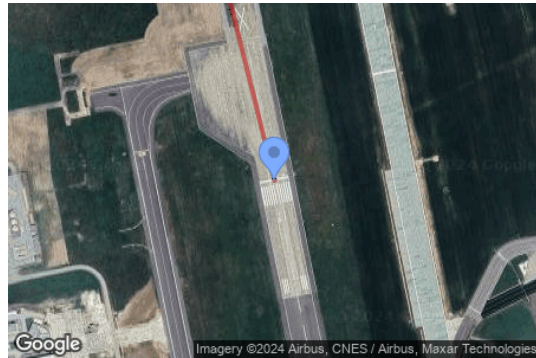
Direction: 166.0°

Glide slope: 17.0°

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	40.523121	17.401830	64.19	15.24	79.43
Two-mile	40.551174	17.392618	95.18	968.31	1063.48

Name: FP 35
Description:
Threshold height: 15 m
Direction: 346.0°
Glide slope: 35.0°
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	40.498994	17.408179	60.91	15.24	76.15
Two-mile	40.470940	17.417388	71.24	2258.67	2329.91

Discrete Observation Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
OP 1	1	40.514622	17.399722	58.99	10.00

GLARE ANALYSIS RESULTS

Summary of Glare

PV Array Name	Tilt (°)	Orient (°)	"Green" Glare min	"Yellow" Glare min	Energy kWh
Area A1	SA tracking	SA tracking	0	0	1,766,000.0
Area A1	SA tracking	SA tracking	0	0	1,819,000.0
Area A2	SA tracking	SA tracking	313	0	1,830,000.0
Area B3	SA tracking	SA tracking	1,809	0	1,722,000.0
Area B4	SA tracking	SA tracking	1,930	0	1,661,000.0
Area C5	SA tracking	SA tracking	2,510	0	1,601,000.0
Area C6	SA tracking	SA tracking	0	0	1,661,000.0

Total annual glare received by each receptor

Receptor	Annual Green Glare (min)	Annual Yellow Glare (min)
FP 17	996	0
FP 35	4626	0
OP 1	940	0

Results for: Area A1

Receptor	Green Glare (min)	Yellow Glare (min)
FP 17	0	0
FP 35	0	0
OP 1	0	0

Flight Path: FP 17

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

Flight Path: FP 35

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 1

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Results for: Area A1

Receptor	Green Glare (min)	Yellow Glare (min)
FP 17	0	0
FP 35	0	0
OP 1	0	0

Flight Path: FP 17

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Flight Path: FP 35

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 1

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Results for: Area A2

Receptor	Green Glare (min)	Yellow Glare (min)
FP 17	0	0
FP 35	313	0
OP 1	0	0

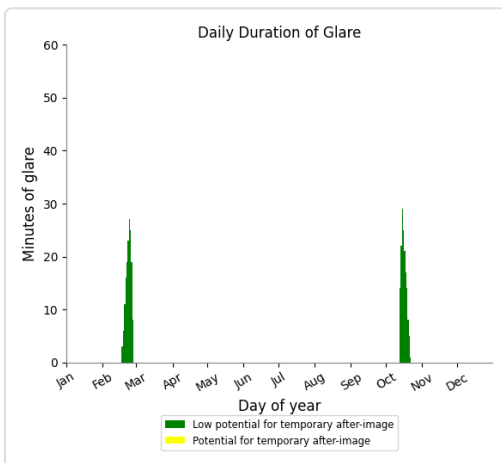
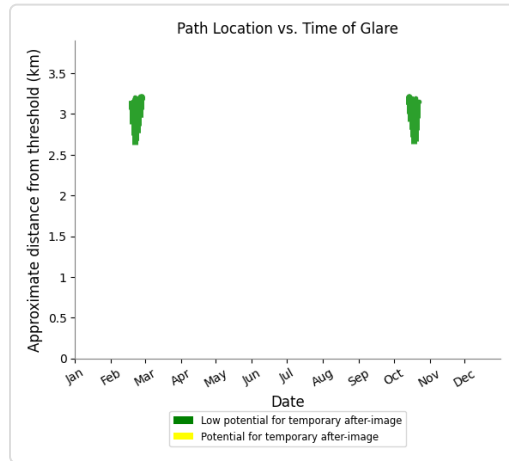
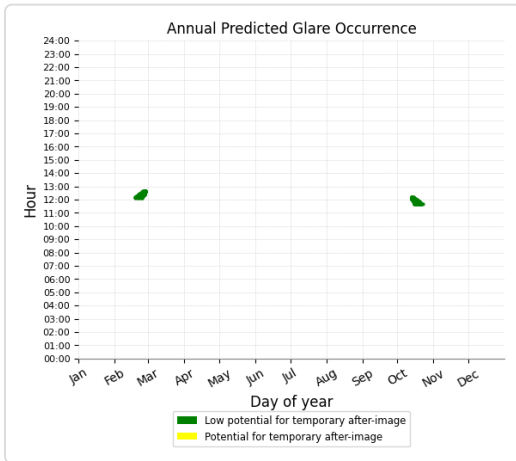
Flight Path: FP 17

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Flight Path: FP 35

0 minutes of yellow glare

313 minutes of green glare



Point Receptor: OP 1

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

Results for: Area B3

Receptor	Green Glare (min)	Yellow Glare (min)
FP 17	0	0
FP 35	1809	0
OP 1	0	0

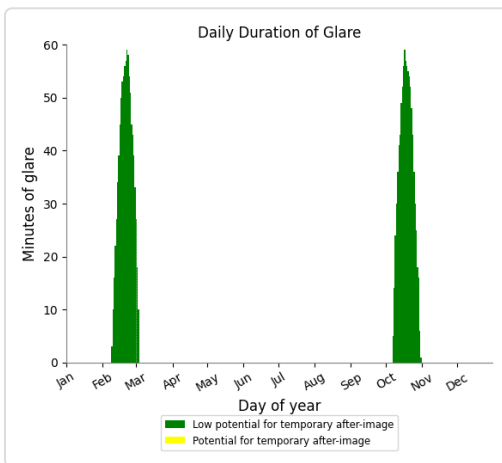
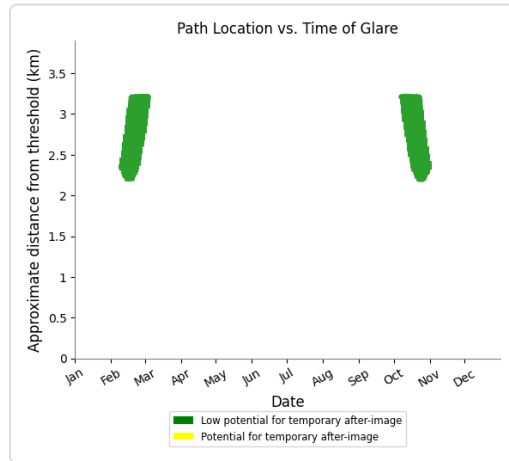
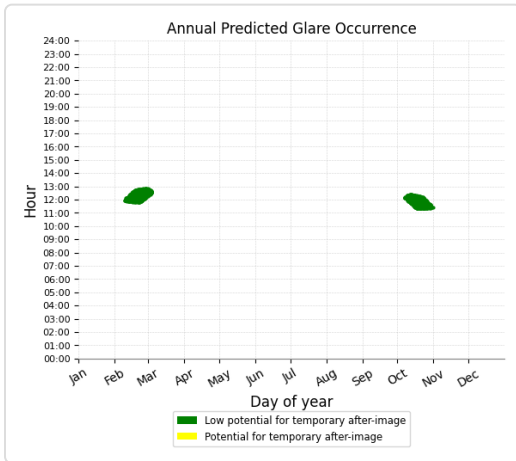
Flight Path: FP 17

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

Flight Path: FP 35

0 minutes of yellow glare
1809 minutes of green glare



Point Receptor: OP 1

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Results for: Area B4

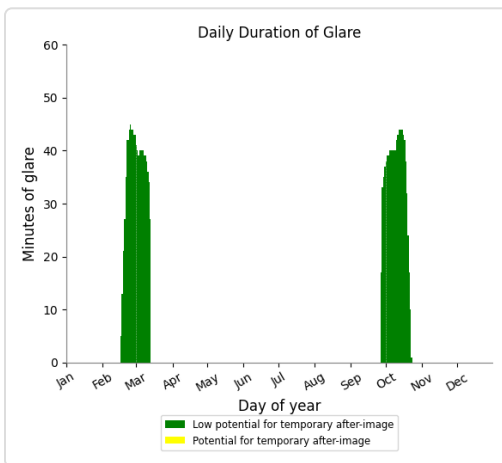
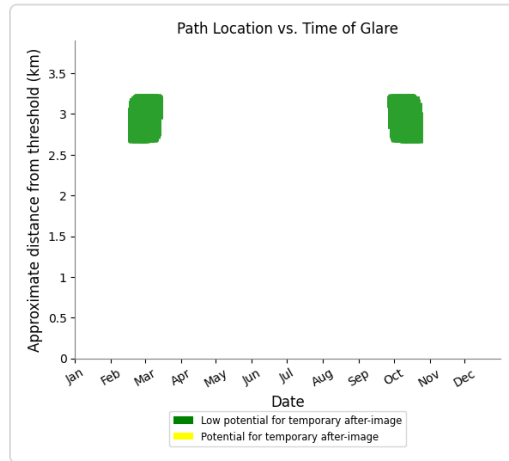
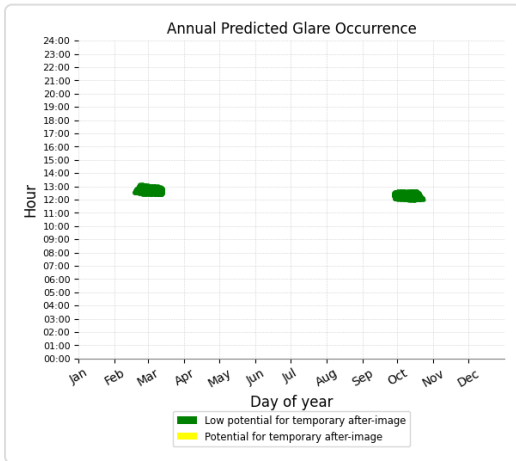
Receptor	Green Glare (min)	Yellow Glare (min)
FP 17	0	0
FP 35	1887	0
OP 1	43	0

Flight Path: FP 17

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

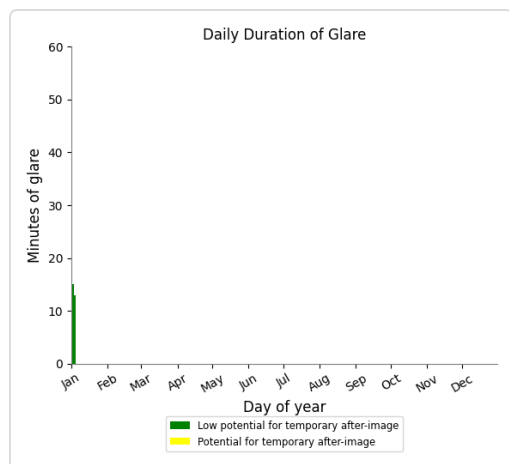
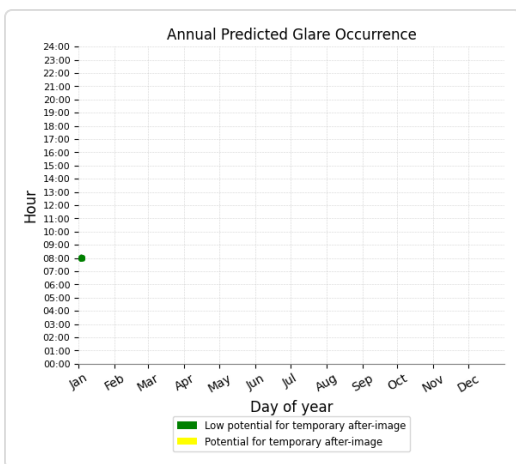
Flight Path: FP 35

0 minutes of yellow glare
1887 minutes of green glare



Point Receptor: OP 1

0 minutes of yellow glare
43 minutes of green glare



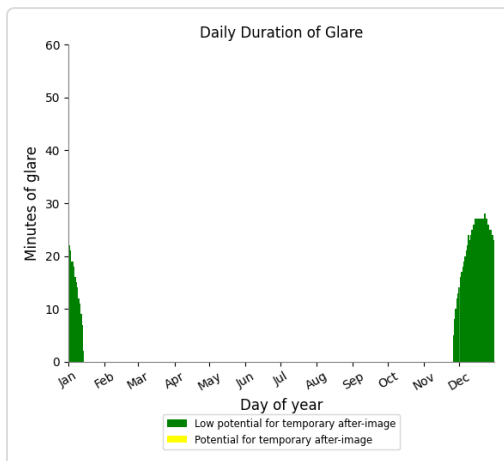
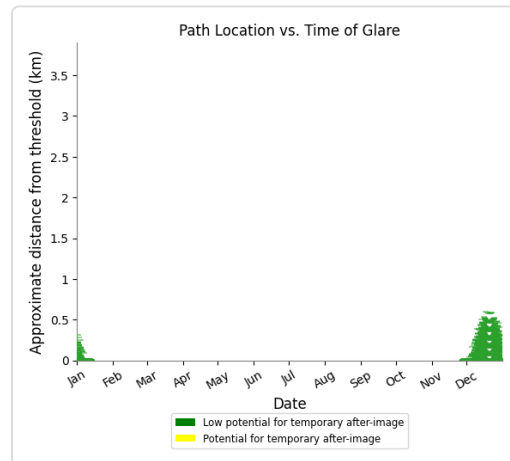
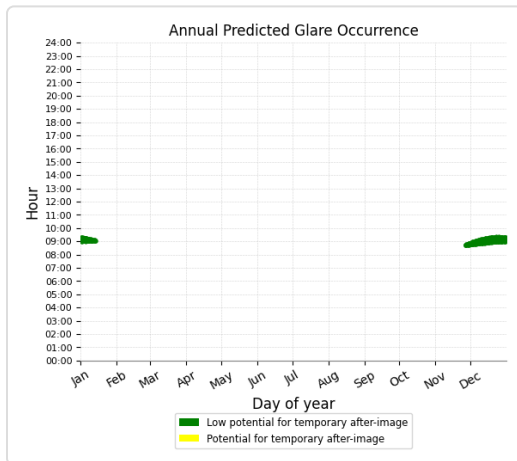
Results for: Area C5

Receptor	Green Glare (min)	Yellow Glare (min)
FP 17	996	0
FP 35	617	0
OP 1	897	0

Flight Path: FP 17

0 minutes of yellow glare

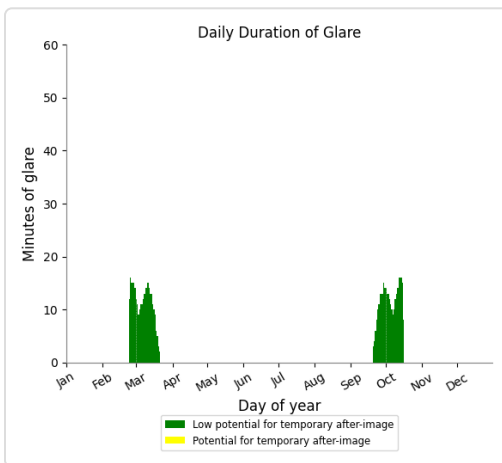
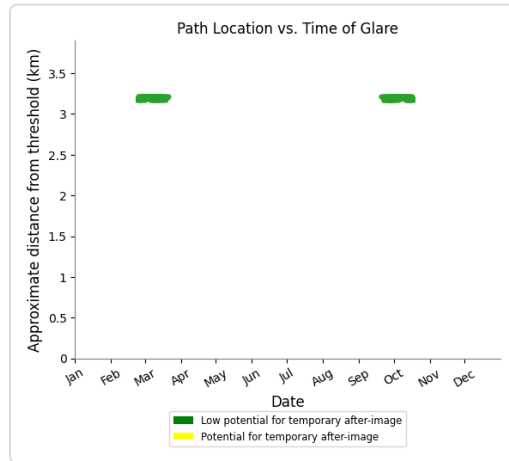
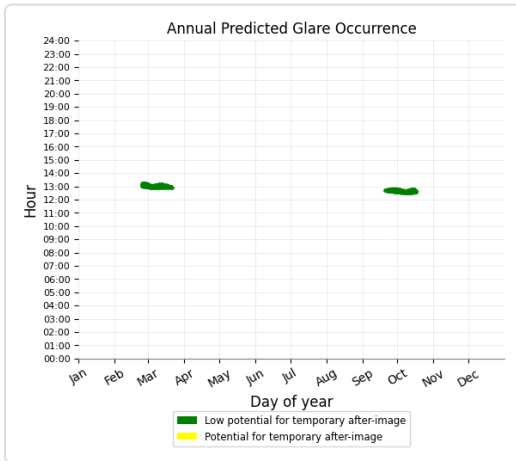
996 minutes of green glare



Flight Path: FP 35

0 minutes of yellow glare

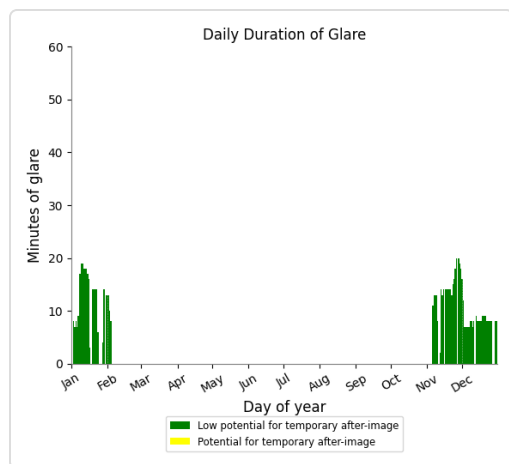
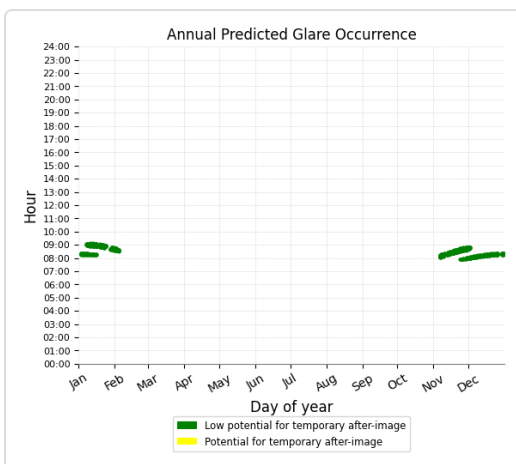
617 minutes of green glare



Point Receptor: OP 1

0 minutes of yellow glare

897 minutes of green glare



Results for: Area C6

Receptor	Green Glare (min)	Yellow Glare (min)
FP 17	0	0
FP 35	0	0
OP 1	0	0

Flight Path: FP 17

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Flight Path: FP 35

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

Point Receptor: OP 1

0 minutes of yellow glare
0 minutes of green glare

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.

Glare analyses do not account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.

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

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.)

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

Glare vector plots are simplified representations of analysis data. Actual glare emanations and results may differ.

The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual results and glare occurrence may differ.

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.

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

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

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: PV Grottaglie

Impianto agrivoltaico denominato "PV Grottaglie" con potenza installata pari a 39,80 kWp e potenza immessa in rete di 35,25 kW sito in Grottaglie (TA)

Site configuration: **Grottaglie-temp-0**

Client: PV - Invest Italia S.r.l

Created 06 Aug, 2024

Updated 06 Aug, 2024

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

DNI peaks at 1,000.0 W/m²

Site ID 126108.21602

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



Glare Policy Adherence

The following table estimates the policy adherence of this glare analysis according to the **2021** U.S. Federal Aviation Administration Policy:

Review of Solar Energy System Projects on Federally-Obligated Airports

This policy may require the following criteria be met for solar energy systems on airport property:

- No glare of any kind for Air Traffic Control Tower(s) ("ATCT") at cab height.
- Default analysis and observer characteristics, including 1-minute time step.

ForgeSolar is not affiliated with the U.S. FAA and does not represent or speak officially for the U.S. FAA. ForgeSolar cannot approve or deny projects - results are informational only. Contact the relevant airport and FAA district office for information on policy and requirements.

COMPONENT	STATUS	DESCRIPTION
Analysis parameters	PASS	Analysis time interval and eye characteristics used are acceptable
ATCT(s)	N/A	No ATCT receptors assessed

The referenced policy can be read at <https://www.federalregister.gov/d/2021-09862>

Component Data

This report includes results for PV arrays and Observation Point ("OP") receptors marked as ATCTs. Components that are not pertinent to the policy, such as routes, flight paths, and vertical surfaces, are excluded.

PV Arrays

Name: Area A1
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: Shade-slope
Tracking axis orientation: 110.0°
Max tracking angle: 50.0°
Resting angle: 0.0°
Ground Coverage Ratio: 0.5
Rated power: 700.0 kW
Panel material: Smooth glass without 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	40.495299	17.447316	75.99	4.29	80.28
2	40.496017	17.446630	74.48	4.29	78.77
3	40.494328	17.445750	74.02	4.29	78.31

Name: Area A1

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Shade-slope

Tracking axis orientation: 110.0°

Max tracking angle: 50.0°

Resting angle: 0.0°

Ground Coverage Ratio: 0.5

Rated power: 700.0 kW

Panel material: Smooth glass without 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	40.494323	17.439993	79.26	4.29	83.55
2	40.493752	17.440154	76.80	4.29	81.09
3	40.493727	17.440948	76.41	4.29	80.70
4	40.493711	17.441796	75.63	4.29	79.92
5	40.494013	17.441774	77.26	4.29	81.55
6	40.494176	17.443040	75.87	4.29	80.16
7	40.493629	17.443737	72.67	4.29	76.96
8	40.495025	17.445068	73.21	4.29	77.50
9	40.496289	17.445840	73.64	4.29	77.93
10	40.496126	17.443308	78.25	4.29	82.54
11	40.496722	17.443222	79.48	4.29	83.77
12	40.495808	17.439349	88.24	4.29	92.53
13	40.494976	17.440057	81.63	4.29	85.92
14	40.494290	17.440293	77.54	4.29	81.83

Name: Area A2

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Shade-slope

Tracking axis orientation: 110.0°

Max tracking angle: 50.0°

Resting angle: 0.0°

Ground Coverage Ratio: 0.5

Rated power: 700.0 kW

Panel material: Smooth glass without 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	40.495637	17.433706	73.75	4.29	78.04
2	40.494037	17.433878	69.74	4.29	74.03
3	40.492854	17.436581	69.64	4.29	73.93
4	40.492773	17.437075	69.27	4.29	73.56
5	40.491900	17.439006	70.04	4.29	74.33
6	40.491900	17.439736	70.38	4.29	74.67
7	40.492911	17.439628	72.76	4.29	77.05
8	40.493907	17.439435	79.12	4.29	83.41
9	40.494347	17.439317	82.66	4.29	86.95
10	40.494788	17.439113	86.17	4.29	90.46
11	40.494764	17.438813	87.67	4.29	91.96
12	40.494445	17.438834	85.10	4.29	89.39
13	40.494356	17.438631	84.24	4.29	88.53
14	40.494413	17.438169	84.17	4.29	88.46
15	40.494551	17.437965	84.75	4.29	89.04
16	40.494625	17.437912	85.00	4.29	89.29
17	40.494560	17.437536	82.38	4.29	86.67
18	40.495987	17.437171	87.13	4.29	91.42
19	40.495702	17.433706	74.64	4.29	78.93

Name: Area B3

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Shade-slope

Tracking axis orientation: 110.0°

Max tracking angle: 50.0°

Resting angle: 0.0°

Ground Coverage Ratio: 0.5

Rated power: 700.0 kW

Panel material: Smooth glass without 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	40.494089	17.429059	67.26	4.29	71.55
2	40.492734	17.429639	67.47	4.29	71.76
3	40.492734	17.431012	67.08	4.29	71.37
4	40.492914	17.431334	66.95	4.29	71.24
5	40.493008	17.431752	67.06	4.29	71.35
6	40.492995	17.432128	66.80	4.29	71.09
7	40.492881	17.432557	67.30	4.29	71.59
8	40.492685	17.432943	67.46	4.29	71.75
9	40.493420	17.432793	67.72	4.29	72.01
10	40.493273	17.431892	67.80	4.29	72.09
11	40.493252	17.431302	67.39	4.29	71.68
12	40.493473	17.430739	66.84	4.29	71.13
13	40.493664	17.430240	66.79	4.29	71.08
14	40.493872	17.429725	66.84	4.29	71.13

Name: Area B4

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Shade-slope

Tracking axis orientation: 110.0°

Max tracking angle: 50.0°

Resting angle: 0.0°

Ground Coverage Ratio: 0.5

Rated power: 700.0 kW

Panel material: Smooth glass without 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	40.491172	17.431737	69.98	4.29	74.27
2	40.490463	17.431865	70.50	4.29	74.79
3	40.490593	17.432863	70.35	4.29	74.64
4	40.489818	17.432949	71.51	4.29	75.80
5	40.490095	17.434741	71.88	4.29	76.17
6	40.489900	17.434752	72.79	4.29	77.08
7	40.491368	17.437455	69.69	4.29	73.98
8	40.492918	17.434194	68.36	4.29	72.65
9	40.490862	17.434365	70.67	4.29	74.96
10	40.490634	17.433035	70.15	4.29	74.44
11	40.491589	17.432917	68.76	4.29	73.05
12	40.491417	17.432745	68.78	4.29	73.07
13	40.491270	17.432391	69.55	4.29	73.84
14	40.491254	17.431994	69.49	4.29	73.78
15	40.491246	17.431790	70.05	4.29	74.34
16	40.491246	17.431715	69.86	4.29	74.15

Name: Area C5

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Shade-slope

Tracking axis orientation: 110.0°

Max tracking angle: 50.0°

Resting angle: 0.0°

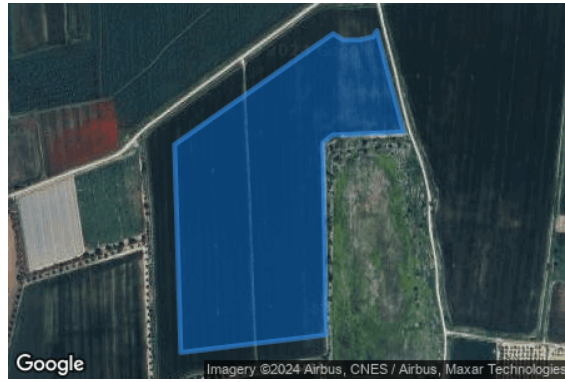
Ground Coverage Ratio: 0.5

Rated power: 700.0 kW

Panel material: Smooth glass without 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	40.489644	17.439731	85.54	4.29	89.83
2	40.489603	17.438508	83.90	4.29	88.19
3	40.489506	17.438347	83.37	4.29	87.66
4	40.487001	17.438401	91.17	4.29	95.46
5	40.486772	17.435901	79.99	4.29	84.28
6	40.489481	17.435794	74.29	4.29	78.58
7	40.490925	17.438519	73.01	4.29	77.30
8	40.490844	17.438690	73.55	4.29	77.84
9	40.490844	17.438969	74.28	4.29	78.57
10	40.490884	17.439205	73.47	4.29	77.76
11	40.490966	17.439270	72.99	4.29	77.28

Name: Area C6

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Shade-slope

Tracking axis orientation: 110.0°

Max tracking angle: 50.0°

Resting angle: 0.0°

Ground Coverage Ratio: 0.5

Rated power: 700.0 kW

Panel material: Smooth glass without 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	40.491080	17.439474	72.72	4.29	77.01
2	40.491129	17.439967	71.63	4.29	75.92
3	40.491252	17.440815	71.33	4.29	75.62
4	40.491423	17.441415	71.32	4.29	75.61
5	40.491529	17.441609	71.24	4.29	75.53
6	40.491464	17.442445	71.56	4.29	75.85
7	40.487408	17.441651	83.38	4.29	87.67
8	40.487564	17.440514	88.10	4.29	92.39
9	40.488331	17.440321	88.23	4.29	92.52
10	40.488861	17.440353	86.30	4.29	90.59
11	40.489253	17.440203	85.60	4.29	89.89

Observation Point ATCT Receptors

No ATCT receptors were included in the analysis.

Glare Analysis Results

Summary of Results No glare predicted

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy
	°	°	min	hr	min	hr	kWh
Area A1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	1,766,000.0
Area A1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	1,819,000.0
Area A2	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	1,830,000.0
Area B3	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	1,722,000.0
Area B4	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	1,661,000.0
Area C5	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	1,601,000.0
Area C6	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	1,661,000.0

No ATCT receptors were included in the analysis.

PV: Area A1

No ATCT receptors assessed.

PV: Area A1

No ATCT receptors assessed.

PV: Area A2

No ATCT receptors assessed.

PV: Area B3

No ATCT receptors assessed.

PV: Area B4

No ATCT receptors assessed.

PV: Area C5

No ATCT receptors assessed.

PV: Area C6

No ATCT receptors assessed.

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/ 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.