

Oggetto: Asseverazione di valutazione dell'abbagliamento nei confronti delle operazioni aeronautiche

Rif. Impianto Fotovoltaico: Impianto fotovoltaico Vigolzone.....

Rif. Aeroporto: Aeroporto militare di Piacenza-San Damiano

In relazione all'istanza presentata per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto, il sottoscrittoIng. Pierpaolo Vittorini..

in qualità di..... tecnico incaricato.....

iscritto all'Ordine Professionale ... Ingegneri di Roma.....n° iscrizione .34006.....

mail: pierpaolovitt@gmail.com mail PEC: pierpaolovitt@pec.ording.roma.it Tel.: 349 7179052

consapevole che le dichiarazioni false, la falsità negli atti e l'uso di atti falsi comportano l'applicazione delle sanzioni penali previste dagli artt.75 e 76 del D.P.R. n. 445/2000,

DICHIARA

sotto la propria responsabilità, che:

- l'installazione si configura di "interesse aeronautico" in base alle seguenti caratteristiche:

(barrare con una "X" la casistica in esame e riportare il dato relativo)

- Distanza dall'aeroporto: 5100 metri (dall'ARP)
- Tipo di installazione: impianto fotovoltaico con inseguitore solare monoassiale
- Estensione impianto: 42.070 mq circa (sup. captante netta)
- Potenza impianto: 9.500,14 kWp

- è stata condotta la valutazione di impatto visivo con verifica della non sussistenza di fenomeni di abbagliamento per i piloti e per gli operatori in torre di controllo secondo le seguenti modalità:

(barrare con una "X" la modalità di valutazione e riportare le risultanze dell'analisi)

☒ **Analisi qualitativa:**

Saranno installati moduli con vetro antiriflesso, nello specifico i moduli Longi SOLAR modello LR7-72HGD 585-620M (vedi scheda tecnica in Allegato A). Un'ulteriore misura di mitigazione prevede che il sistema di tracciamento solare sia programmato con la seguente restrizione: durante la fase di backtracking al tramonto, quando il Sole è molto basso e i moduli ruotano "all'indietro" (si veda approfondimento sul funzionamento del backtracking al Cap. 7), dovranno essere evitate le inclinazioni comprese tra 10° e 0°. In questo modo, le riflessioni luminose saranno efficacemente limitate nei confronti dell'aeroporto, evitando altresì eccessive interferenze con la traiettoria di volo della Pista 12 (si veda approfondimento nel Capitolo 9).

☒ **Analisi quantitativa:**

- **Pista 12:**

- ☒ Basso potenziale di immagine residua (*Green glare*),
con tempo di esposizione pari a 732 minuti
- ☒ Potenziale di immagine residua (*Yellow glare*),
con tempo di esposizione pari a 0 minuti

- **Pista 30:**

- ☒ Assenza di fenomeni di abbagliamento nelle direzioni di interesse aeronautico

- **Torre di Controllo (ATCT):**

- ☒ Assenza di fenomeni di abbagliamento nelle direzioni di interesse aeronautico

- **Elisuperfici:**

- ☒ Assenza di fenomeni di abbagliamento nelle direzioni di interesse aeronautico

Si allega alla presente asseverazione la seguente documentazione giustificativa:

- ☒ Relazione tecnica di analisi del fenomeno dell'abbagliamento
- Risk assessment

Data 05/11/2024

TIMBRO E FIRMA



Oggetto: Realizzazione di un impianto fotovoltaico nel Comune di Vigolzone (PC). Valutazione di compatibilità ostacoli e pericoli alla navigazione aerea articoli 709, comma 2, e 711 del Codice della Navigazione Aerea e LG ENAC 2022/002-APT Ed.n.1 del 26/04/2022.



Figura 1 – In evidenza, in rosso, l'area oggetto di intervento (realizzazione di un impianto FV), nel Comune di Vigolzone (PC). Nell'immagine è inquadrato anche l'Aeroporto Militare di Piacenza-San Damiano (LIMS), a Sud-Est del punto indicato.

RELAZIONE TECNICO-DESCRITTIVA

Studio aeronautico sui possibili fenomeni di abbagliamento, generati da un impianto fotovoltaico previsto su terreno sito nel Comune di Vigolzone (PC), verso i piloti dell'Aeroporto Militare di Piacenza-San Damiano (LIMS).

POTENZA COMPLESSIVA PREVISTA: 9.500,14 kWp circa

SUPERFICIE CAPTANTE NETTA TOTALE: 42.070 mq circa

COMMITTENTE: Comunità Energetiche S.p.A.
Sede: via del Commercio, 22
05100 Terni (TR)

Tecnico: Ing. Pierpaolo Vittorini

Cod. fisc.: VTPPL86P21H501S – Part. IVA: 12330111001

È vietata la riproduzione, anche parziale, del documento e delle immagini contenute.
La proprietà intellettuale è esclusiva dell'Ing. Pierpaolo Vittorini.



INDICE

Introduzione.....	Pag.5
1. Radiazione solare della zona e diagrammi solari.....	Pag.8
2. Configurazione impianto FV e posizionamento rispetto all'Aeroporto.....	Pag.12
3. Caratteristiche tecniche e materiali dei moduli FV	Pag.16
4. La Riflettività dei moduli fotovoltaici: un approfondimento.....	Pag.19
5. Valutazione del danno oculare.....	Pag.22
6. Strumento di Calcolo.....	Pag.25
7. Criteri di funzionamento del sistema di inseguimento mono-assiale.....	Pag.31
8. Criteri di verifica e dati di input.....	Pag.35
9. Risultati delle verifiche e conclusioni.....	Pag.43
Allegato A – Scheda tecnica dei moduli fotovoltaici Longi SOLAR modello LR7-72HGD 585-620M.....	Pag.48
Allegato B - Verifica dei pericoli di abbagliamento verso i piloti e la torre di controllo dell'aeroporto (funzionamento "ordinario" del sistema di inseguimento solare) (<i>campo visivo dei piloti illimitato</i>).....	Pag.52
Allegato C - Verifica dei pericoli di abbagliamento verso i piloti e la torre di controllo dell'aeroporto (funzionamento "ordinario" del sistema di inseguimento solare) (<i>campo visivo dei piloti reale</i>).....	Pag.61
Allegato D - Verifica dei pericoli di abbagliamento verso i piloti e la torre di controllo dell'aeroporto (funzionamento limitato del sistema di inseguimento solare – <i>angolo di riposo=10°</i>) (<i>campo visivo dei piloti illimitato</i>).....	Pag.69
Allegato E - Verifica dei pericoli di abbagliamento verso le elisuperfici (funzionamento "ordinario" del sistema di inseguimento solare) (<i>campo visivo dei piloti illimitato</i>).....	Pag.77
Allegato F - Verifica dei pericoli di abbagliamento verso le elisuperfici (funzionamento limitato del sistema di inseguimento solare – <i>angolo di riposo=10°</i>) (<i>campo visivo dei piloti illimitato</i>).....	Pag.91
Allegato G - Tabulati (dati e grafici) del sistema di inseguimento solare monoassiale (<i>angolo di riposo=10°</i>).....	Pag.101



La “**Comunità Energetiche S.p.A.**” intende realizzare un impianto fotovoltaico su un terreno sito nel Comune di Vigolzone (PC), a Nord-Ovest dell’Aeroporto Militare di Piacenza-San Damiano (LIMS) (**Fig. 1**).

L’ area oggetto di intervento (**Fig. 2**), dalla morfologia pressoché pianeggiante (**Fig. 3**) e un’altitudine compresa tra i 133,00 e i 141,00 metri s.l.m. (**Fig. 4**), è localizzata alle coordinate 44°56’16.46"N 9°39’55.58"E (corrispondente al suo punto mediano), in una zona periferica rispetto al centro abitato di Vigolzone nonché un contesto prevalentemente rurale, sebbene nelle immediate vicinanze di isolati insediamenti di tipo industriale.

Forma ed ubicazione del terreno oggetto di intervento sono rilevabili dalla **Tabella 1**, che riporta le coordinate geografiche dei vertici del suo perimetro.

Come da Linee Guida ENAC 2022/002-APT Ed.n.1, rilasciate in data 26/04/2022 in merito alla “Valutazione degli impianti fotovoltaici nei dintorni aeroportuali”, sono da considerarsi di interesse aeronautico gli impianti di estensione superiore ai 500 mq ed ubicati all’interno della superficie conica dall’ARP (Aerodrome Reference Point) dell’aeroporto, ovvero fino ad una distanza di 6,0 km circa per gli aeroporti di codice 3 e 4, come in questo caso. Scopo del presente documento, dunque, è finalizzato alla verifica dei possibili effetti di riflessione luminosa generati dall’impianto solare fotovoltaico.

Lo studio verte pertanto alla verifica della compatibilità del nuovo impianto, dal punto di vista della riflessione della luce solare, nei confronti dei piloti e degli operatori della torre di controllo dell’aeroporto, argomentando e/o schematizzando, qualora presenti, gli eventuali effetti in termini di probabilità di “immagine residua” (post-image) indotta dal riflesso solare.

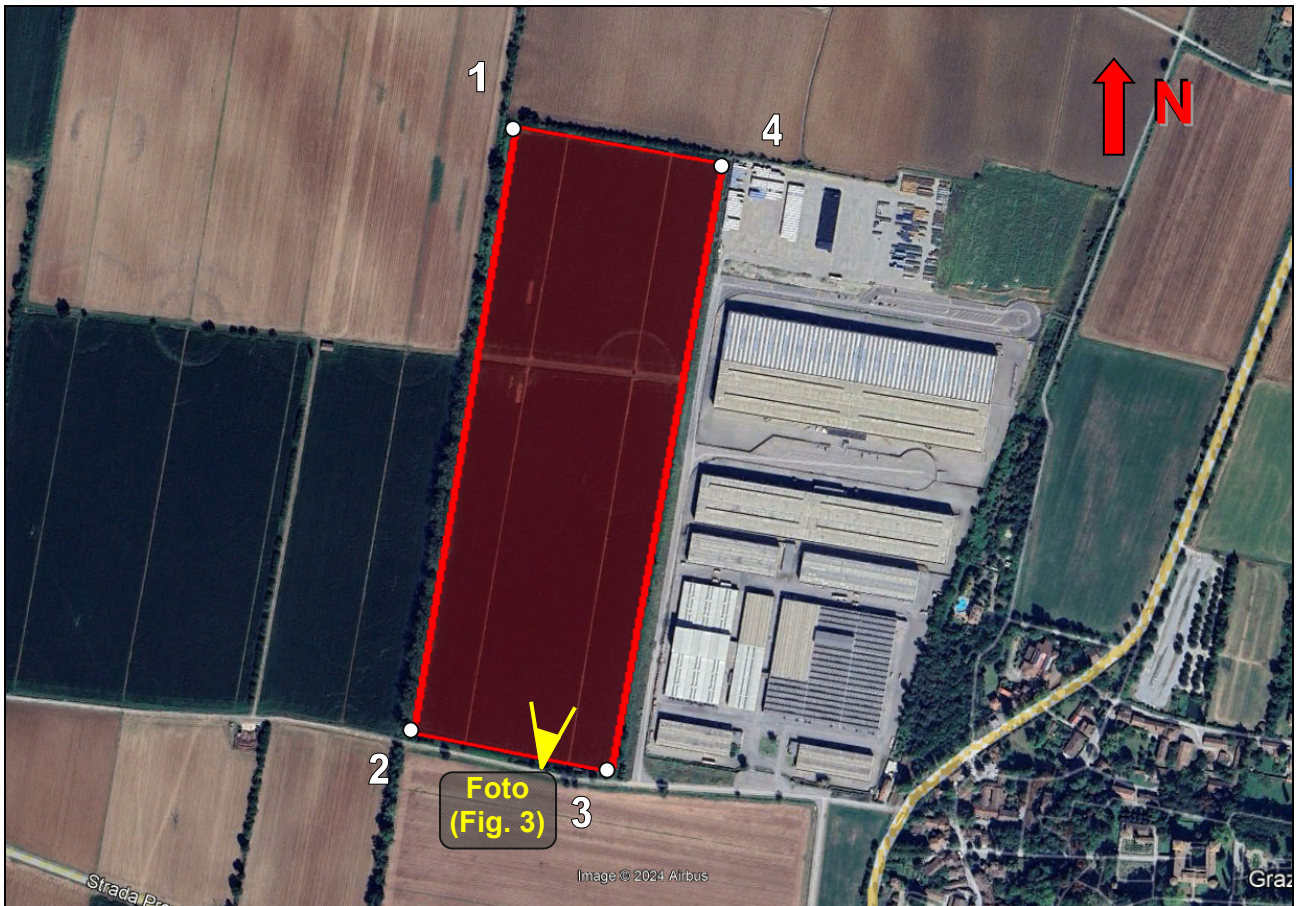


Figura 2 – Un'immagine satellitare con evidenziato, in rosso, il lotto di terreno interessato dall'intervento (realizzazione di un impianto FV). Le coordinate geografiche dei vertici del suo perimetro sono riportate nella Tabella 1.



Figura 3 – Una visuale da Sud dell'area di terreno oggetto di intervento. La foto è scattata dalla strada con la quale il terreno confina (punto di vista indicato nella Fig.2). La morfologia dell'area si presenta pianeggiante.

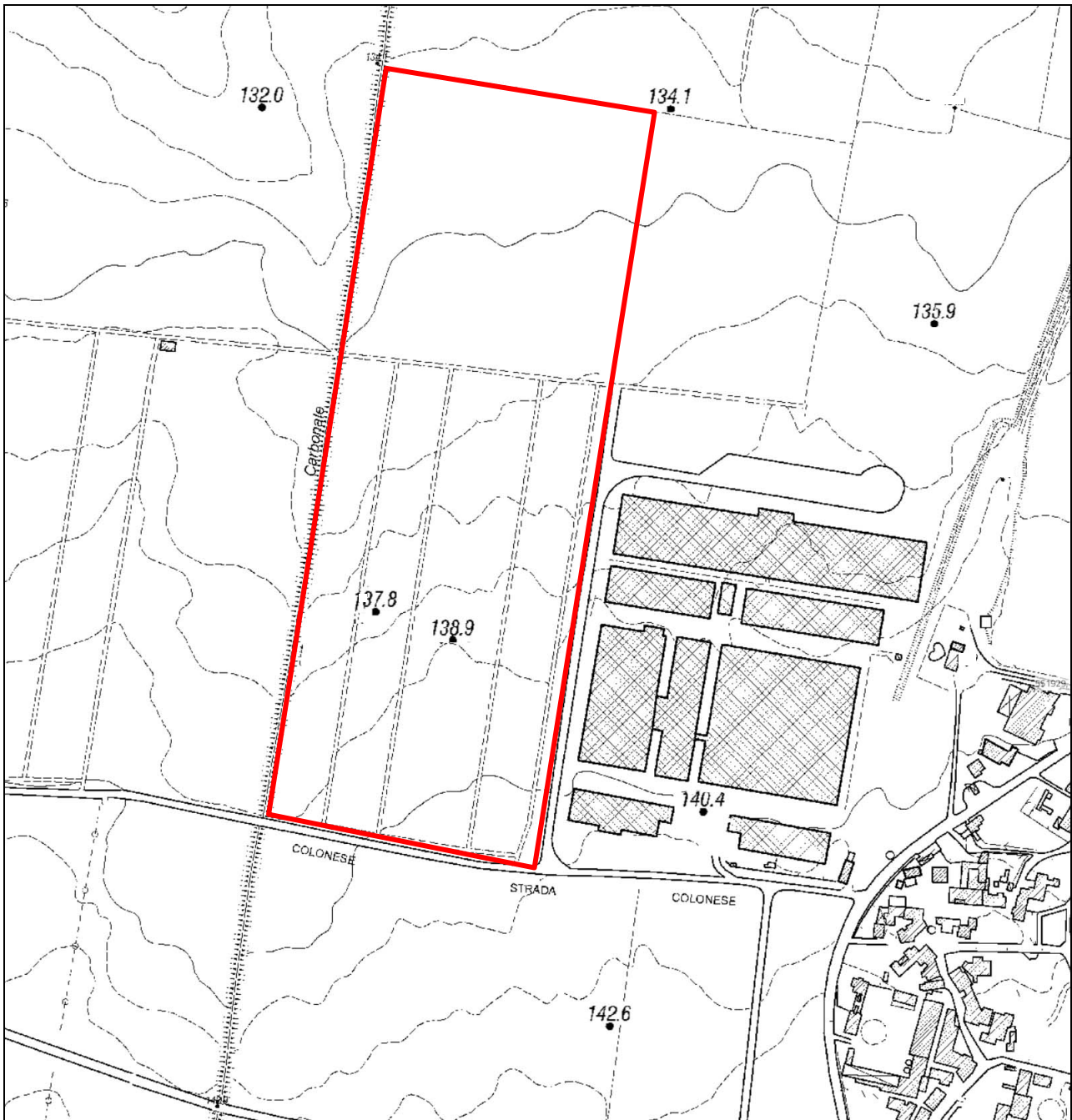


Figura 4 – Uno stralcio della Carta Tecnica Regionale (CTR) (fonte: <https://geoportale.regione.emilia-romagna.it>), con l'indicazione delle quote altimetriche del terreno oggetto di intervento. L'altitudine dell'area è compresa tra i 133,00 e i 141,00 m s.l.m.

	Latitudine	Longitudine
Vertice 1	44°56'28.47"N	9°39'53.12"E
Vertice 2	44°56'6.87"N	9°39'47.98"E
Vertice 3	44°56'5.46"N	9°39'57.89"E
Vertice 4	44°56'27.04"N	9°40'3.40"E

Tabella 1 – Coordinate geografiche dei vertici del perimetro di terreno oggetto di intervento (Figura 2).



1. Radiazione solare della zona e diagrammi solari

Per la località sede dell'intervento, nel Comune di Vigolzone (PC), i valori giornalieri medi mensili dell'irradiazione solare sul piano orizzontale (fonte ENEA – www.solaritaly.enea.it) sono pari a (Fig. 5):

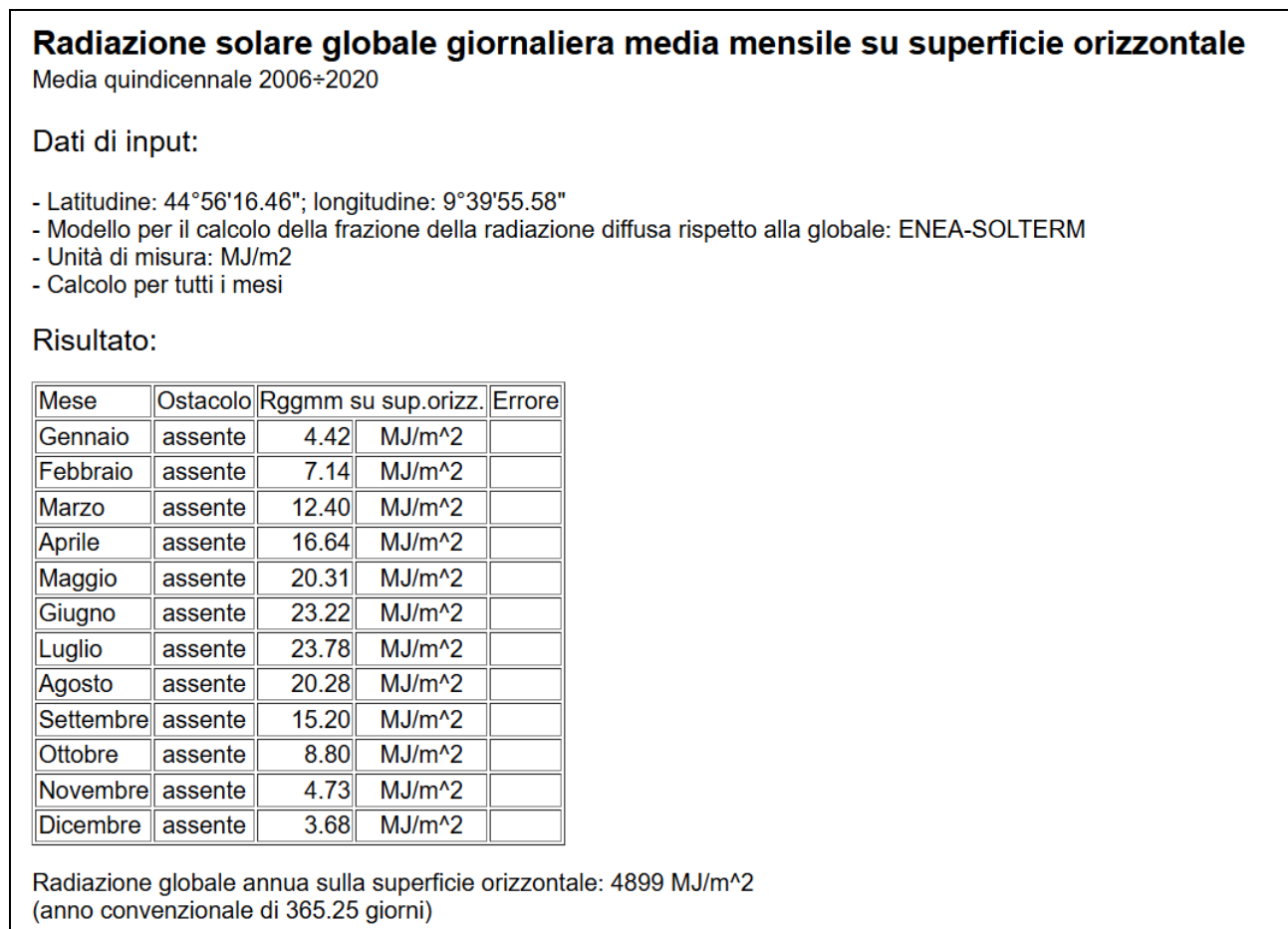


Figura 5 – Radiazione solare giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m²]- Fonte dati: ENEA - Località: area oggetto di intervento.

La posizione del Sole, invece, può essere individuata attraverso i diagrammi solari di seguito rappresentati.



DIAGRAMMA POLARE

Nel riferimento *polare*, i raggi uniscono punti di uguale azimut mentre le circonferenze concentriche uniscono punti di uguale altezza. Qui le circonferenze sono disegnate con passo di 10° a partire dalla circonferenza più esterna (altezza = 0°) fino al punto centrale (altezza = 90°).

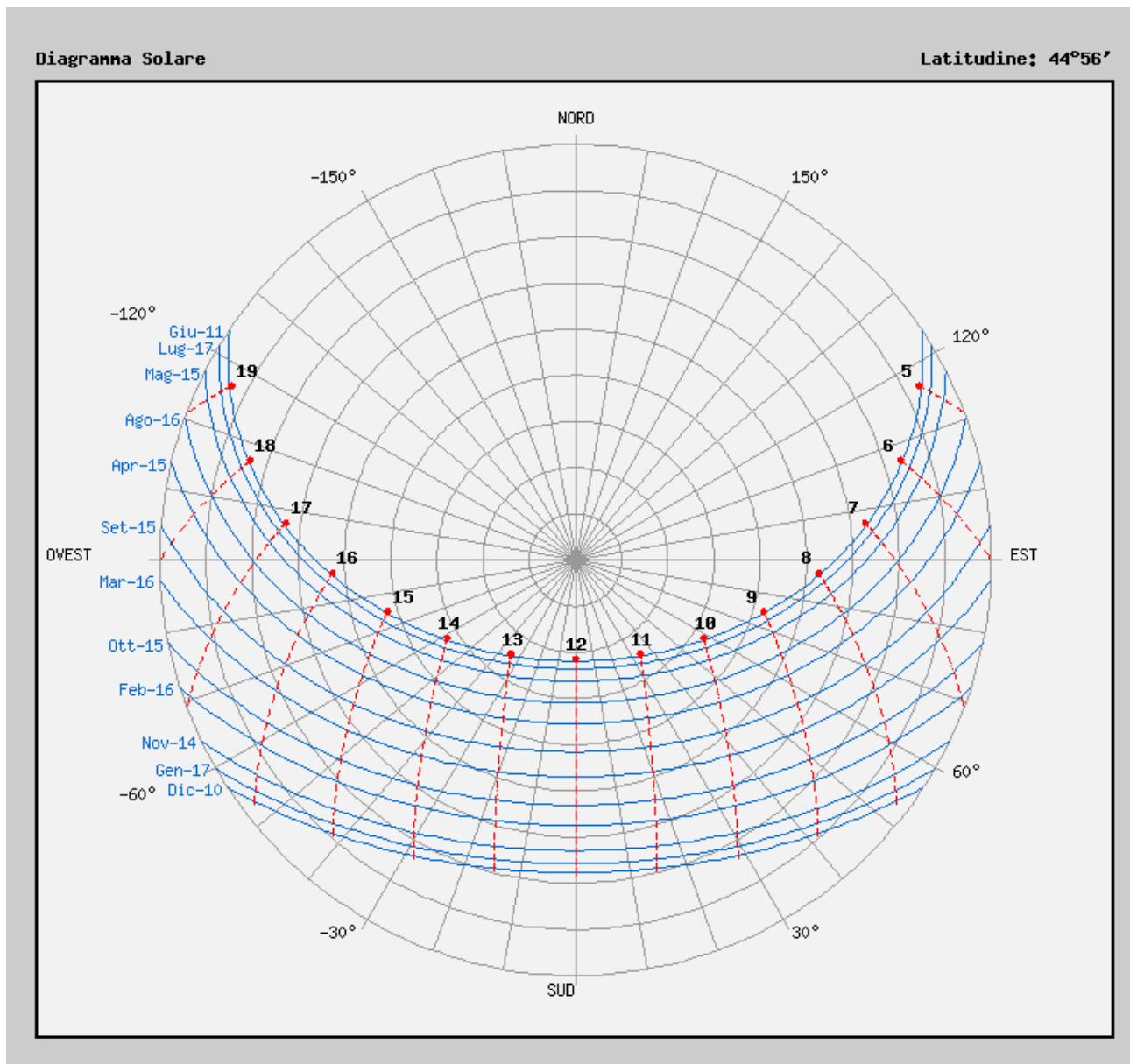


Figura 6 – Diagramma Solare Polare: esso è la rappresentazione del movimento del Sole per la località corrispondente all'ubicazione dell'impianto FV.



DIAGRAMMA CARTESIANO

Nel riferimento *cartesiano*, gli angoli azimutale e dell'altezza solari sono riportati rispettivamente sugli assi delle ascisse e delle ordinate. In entrambi i diagrammi, a tratteggio, sono riportate le linee relative all'ora.

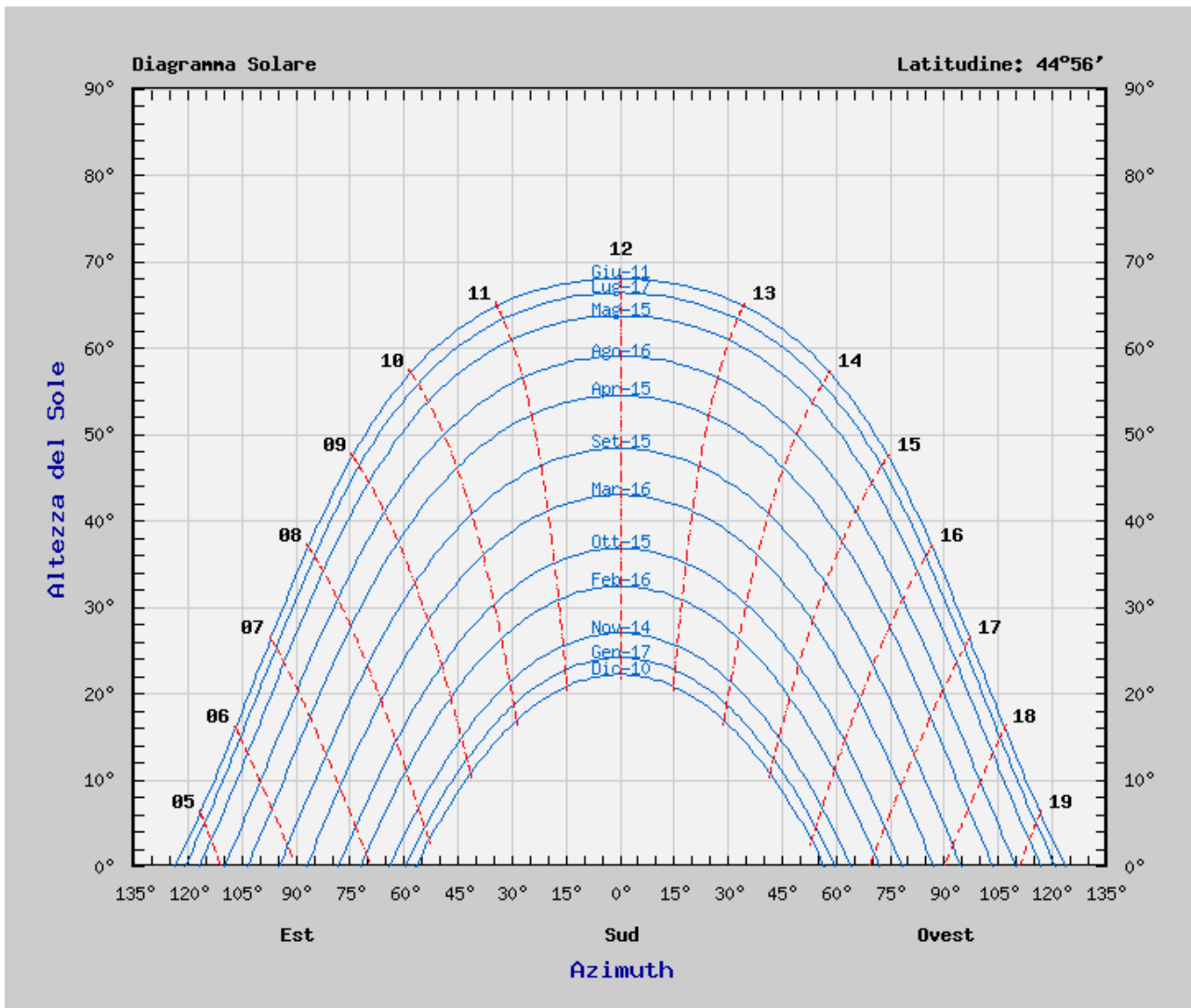


Figura 7 – Diagramma Solare Cartesiano: esso è la rappresentazione del movimento del Sole per la località corrispondente all'ubicazione dell'impianto FV.

I diagrammi evidenziano la posizione del Sole, nell'anno solare, per la località corrispondente all'ubicazione dell'impianto FV. Tra la curvilinea superiore e quella inferiore, rispettivamente coincidenti -all'incirca- con il solstizio d'estate ed il solstizio di inverno, si individua la posizione del Sole (azimut ed altezza rispetto alla volta celeste) per qualunque momento dell'anno durante le ore di luce. Essi forniscono i dati di input, per quanto concerne i valori di direzione ed inclinazione dei raggi del Sole, che saranno oggetto di analisi per il calcolo della traiettoria del raggio riflesso in funzione della corrispondente inclinazione ed esposizione dei moduli, per ogni minuto di ogni giorno dei periodi diurni.

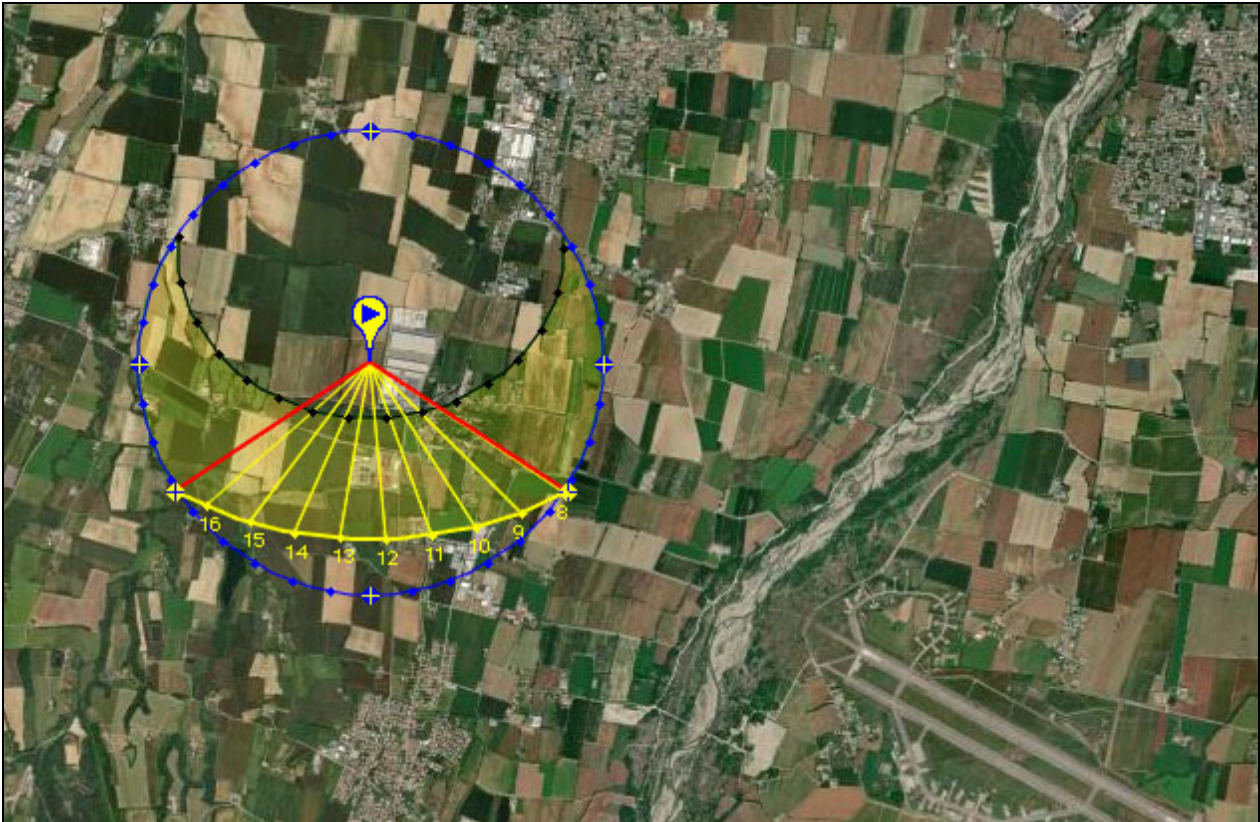


Figura 8 – L'immagine mostra, su mappa satellitare, l'area oggetto di intervento con la sovrapposizione del Diagramma Solare di Figura 6. In questo caso specifico, a titolo di esempio, esso mostra la direzione dei raggi solari durante il giorno del solstizio di inverno (21 Dicembre). Tali dati sono utilizzati dallo strumento di calcolo come dati di input per l'analisi della traiettoria del raggio riflesso in funzione della corrispondente inclinazione ed esposizione dei moduli fotovoltaici.



2. Configurazioni impianto FV e posizionamento rispetto all'Aeroporto

L'intervento prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico della potenza di circa 9,5 MWp. L'impianto sarà costituito da moduli installati su strutture metalliche disposte in file parallele (stringhe), dotate di un sistema mono-assiale per l'inseguimento della traiettoria del Sole (**Fig. 9 e 10**), con l'asse di rotazione allineato lungo la direttrice Nord-Sud (azimut 0° N – 180° N), consentendo ai pannelli di ruotare da Est verso Ovest durante l'arco della giornata.

Complessivamente, è prevista l'installazione di 15.574 moduli. La massima altezza prevista dal suolo (AGL), nella configurazione di massima inclinazione (55° per entrambe le esposizioni Est/Ovest), è di 2.38 m circa, mentre è di circa 1.52 metri l'altezza media. Poiché la dimensione di ogni pannello è pari a 2.70 mq circa (vedi Cap. 3), ne risulta una superficie captante netta complessiva di 42.070 mq.

Una volta individuati l'ARP dell'Aeroporto (coordinate $44^\circ 54' 47.2''$ N $9^\circ 43' 24.0''$ E – fonte <https://metar-taf.com/it/airport/LIMS-piacenza-san-damiano-air-base>) e la Torre di Controllo (ATCT) (coordinate $44^\circ 54' 40.34''$ N $9^\circ 43' 3.51''$ E) si rileva una distanza dell'impianto di 5100 metri circa dal primo e di 4800 metri dalla seconda (**Fig. 11**).

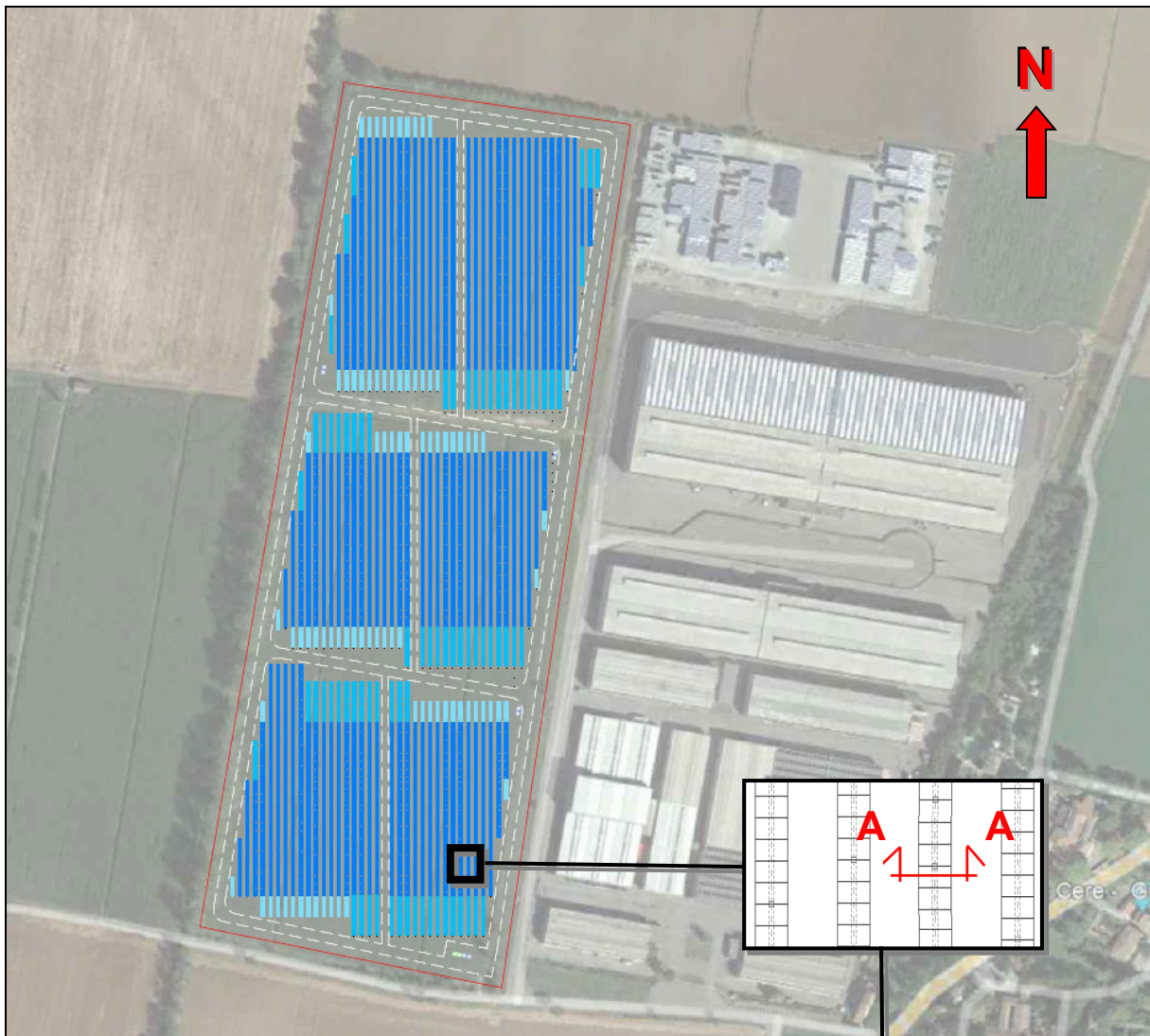
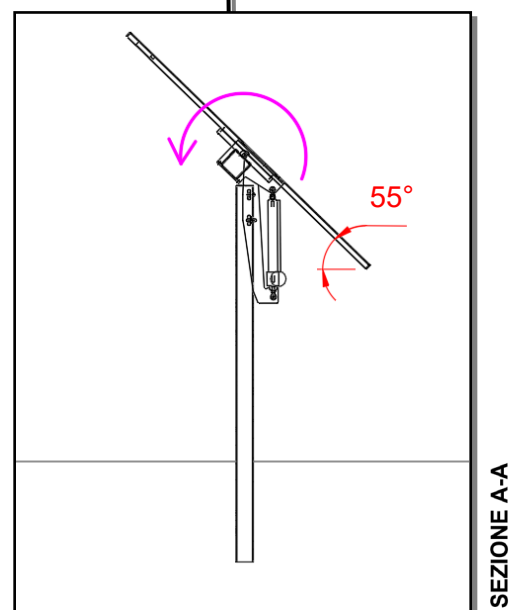


Figura 9 – Nell'immagine è raffigurata la disposizione dei moduli fotovoltaici sull'area di terreno. L'asse di rotazione sul quale i pannelli ruotano, ossia il sistema di rotazione mono-assiale, è disposto lungo la direttrice Nord-Sud consentendo ai pannelli di ruotare da Est verso Ovest durante l'arco della giornata.

La SEZIONE A-A mostra, in viola, l'asse di rotazione mono-assiale (perpendicolare al piano dell'immagine). I moduli raggiungeranno una configurazione inclinata massima di 55° per entrambe le esposizioni (Est/Ovest).



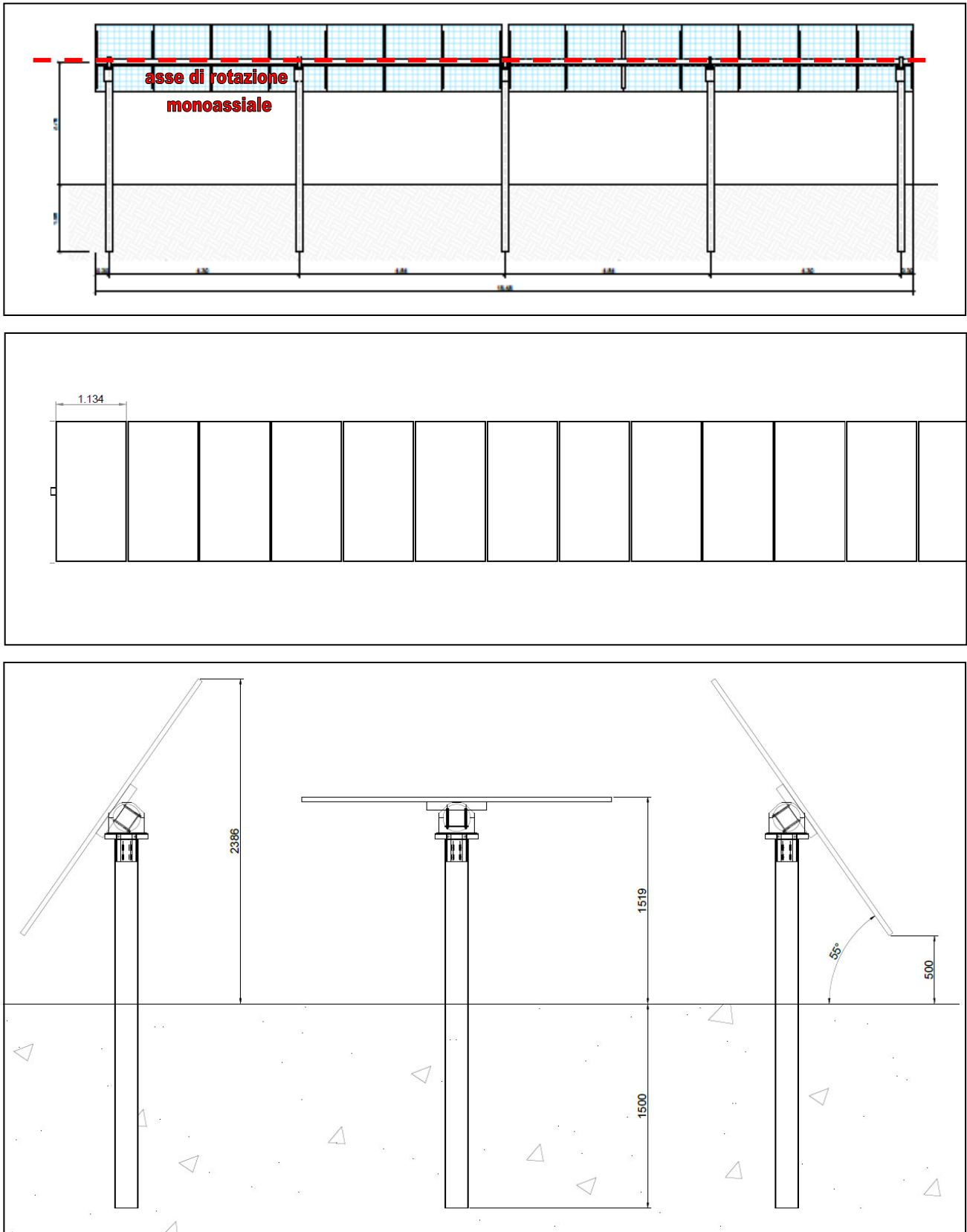


Figura 10 – Particolari di una "fila tipo" di moduli (stringa). In alto, una visuale di prospettiva. Al centro, una visuale dall'alto. In basso, un profilo/sezione con la rappresentazione delle diverse configurazioni dei moduli: piana (tilt 0°) ed inclinata ($\pm 55^\circ$).

Cod. fisc.: VTPPL86P21H501S – Part. IVA: 12330111001

È vietata la riproduzione, anche parziale, del documento e delle immagini contenute.
La proprietà intellettuale è esclusiva dell'Ing. Pierpaolo Vittorini.

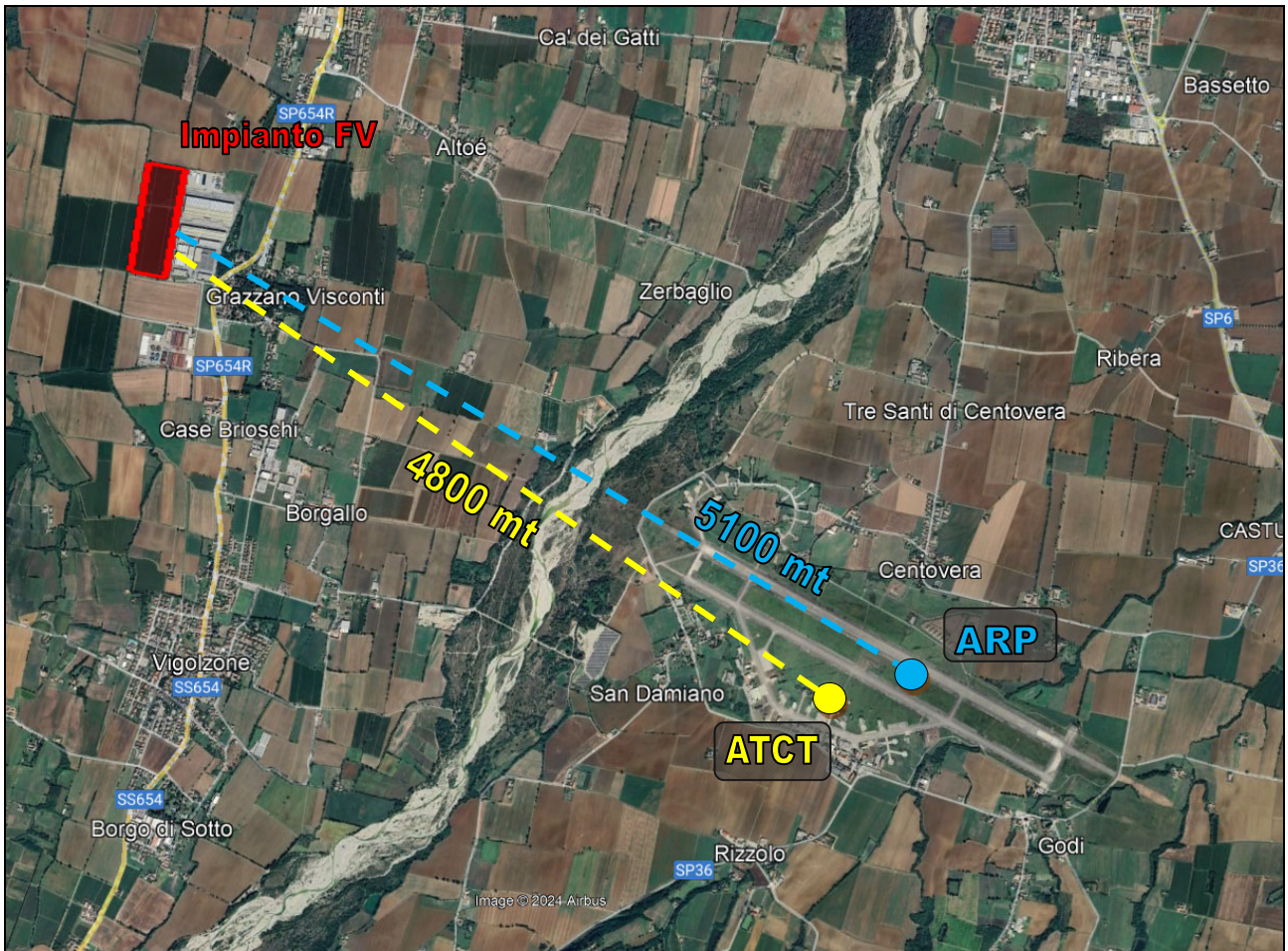


Figura 11 – Posizione e distanza dell'impianto FV dall'ARP e dalla torre di controllo dell'Aeroporto Militare di Piacenza-San Damiano (LIMS).



3. Caratteristiche tecniche e materiali dei moduli fotovoltaici

Le principali tipologie di tecnologie fotovoltaiche ad oggi applicabili agli aeroporti sono quelle associate ai pannelli in silicio cristallino.

Le celle solari assemblate in pannelli sono dunque realizzate con questo materiale e rappresentano la tecnologia più efficiente per convertire l'energia luminosa in elettricità.

I pannelli possono essere di tipo monocristallino, policristallino o a film sottile.

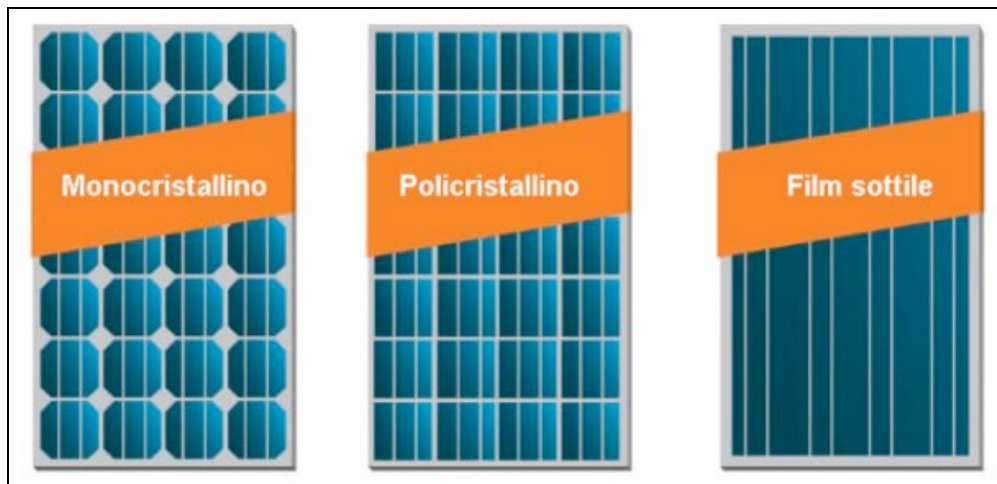


Figura 12 – Tecnologie di pannelli fotovoltaici
(Fonte immagine sito <https://www.studiomadera.it/news/157-impianto-fotovoltaico>)

I pannelli monocristallini sono costituiti da grandi cristalli di silicio che sono meno comuni e quindi più costosi, ma funzionano anche in modo più efficiente.

I pannelli policristallini sono realizzati con tanti piccoli cristalli di silicio e rappresentano ad oggi il tipo più comune di pannello solare. Il silicio cristallino viene tagliato in dischi, lucidato e collegato tra loro con conduttori metallici e assemblato su un pannello.

Altri tipi di tecnologie fotovoltaiche includono versioni a film sottile e multi-giunzione. Il solare a film sottile è costituito da silicio amorfo o altri materiali come il tellururo di cadmio. Sebbene meno efficiente delle celle solari tradizionali, il film sottile risulta meno costoso e può essere utilizzato su superfici piane come tetti e facciate di edifici per generare elettricità.

I pannelli sono ricoperti da un sottile strato di vetro protettivo e il pannello è fissato ad un substrato di cemento termicamente conduttivo che trattiene il calore disperso prodotto dal pannello e ne impedisce il surriscaldamento.

I moduli fotovoltaici sono ovviamente progettati per assorbire la luce solare (piuttosto che rifletterla), riducendo al minimo i potenziali impatti dell'abbagliamento. La presenza di un rivestimento antiriflesso



può accentuare tali caratteristiche.


La scelta dei moduli che si intende utilizzare in questo progetto ricade sul marchio **Longi SOLAR** modello **LR7-72HGD 585-620M**, eccellenti moduli del tipo monocristallino che offrono ottimi livelli di potenza e rendimento, dotati altresì di rivestimento antiriflesso.

Tuttavia, marchio e/o modello potrebbero subire variazioni pur garantendo, in tale eventualità, l'utilizzo di moduli equivalenti (antiriflesso).

Produttore Modulo fotovoltaico: Longi SOLAR

Modello Modulo Fotovoltaico: LR7-72HGD 585-620M (scheda tecnica **Allegato A**)

Tipo di cella: Monocristallina – moduli ad alta efficienza

Potenza di picco modulo	585-620 Wp	
Numero totale celle	144	
Dimensioni e peso modulo	2382x1134x30 mm – 33.5 Kg	
Garanzie del produttore	12 ANNI GARANZIA	
	30 ANNI GARANZIA RENDIMENTO LINEARE	

Il produttore di moduli LONGi è uno dei principali produttori mondiali di celle solari monocristalline. Poco dopo la sua fondazione nel 2000, l'azienda si è concentrata sui wafer di silicio monocristallino ponendosi l'obiettivo di una produzione di energia a basso costo; questo le ha permesso di posizionarsi tra le maggiori aziende produttrici di wafer mono per i nuovi formati di celle ad alte prestazioni.

Questi nuovi moduli fotovoltaici sono costituiti da innovative celle con tecnologia HPDC, che è l'acronimo di "High Performance and Hybrid Passivated Dual-Junction Cell", una cella bifacciale a doppia giunzione prodotta mediante tecnologia di passivazione ibrida. Su questa cella vengono utilizzate diverse tecnologie di passivazione sul fronte e sul retro che migliorano la capacità di generazione della potenza. Trattandosi di un modulo bifacciale, esso sfrutta l'energia solare riflessa



dalla superficie del terreno, incrementando il rendimento energetico complessivo.

Grazie a questa speciale tecnologia della cella ed alla sua struttura tagliata a metà (semi-cella), i moduli sono in grado di resistere a condizioni meteorologiche difficili, mantenendo un ottimo livello di resa con basso irraggiamento solare, mostrando una maggiore resistenza sia alla degradazione indotta dalla luce (LID) che alla perdita di prestazioni dovuta all'esposizione solare, con un'efficienza di produzione che raggiunge il 23 %, offrendo livelli di potenza e affidabilità unici, con una garanzia di 30 anni sul rendimento lineare oltreché di 12 anni sul prodotto.

Longi SOLAR presta particolare attenzione alle riflessioni luminose prodotte dai suoi moduli ed introduce una serie di contromisure nel processo di produzione volte a ridurle. In questo modo i moduli possono essere impiegati con sicurezza senza causare problemi agli altri, risultando particolarmente indicati anche vicino agli aeroporti. Le caratteristiche antiriflesso, infatti, consentono di catturare un maggior quantitativo di radiazione solare che, altrimenti, si disperderebbe con la riflessione inficiando negativamente sulle prestazioni fotovoltaiche.

Maggiori informazioni riguardo le caratteristiche del modulo possono essere consultate nella scheda tecnica allegata (Allegato A).



4. La Riflettività dei moduli fotovoltaici: un approfondimento

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

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

Gli effetti della riflessione sui pannelli solari sono significativamente meno intensi di molte altre superfici riflettenti comunemente presenti in un ambiente esterno.

La riflettività si riferisce alla luce che viene riflessa dalle superfici. La superficie influenza il tipo di riflessione, che può essere speculare o diffusa. La riflessione speculare è una riflessione diretta che produce un tipo di luce più "concentrato". Si verifica quando la luce riflette su una superficie liscia o lucida come il vetro o l'acqua naturale. La riflessione diffusa, invece, produce un tipo di luce meno "concentrata". La riflessione diffusa si verifica a causa della luce che si riflette su una superficie ruvida come vegetazione, cemento o acqua ondulata.

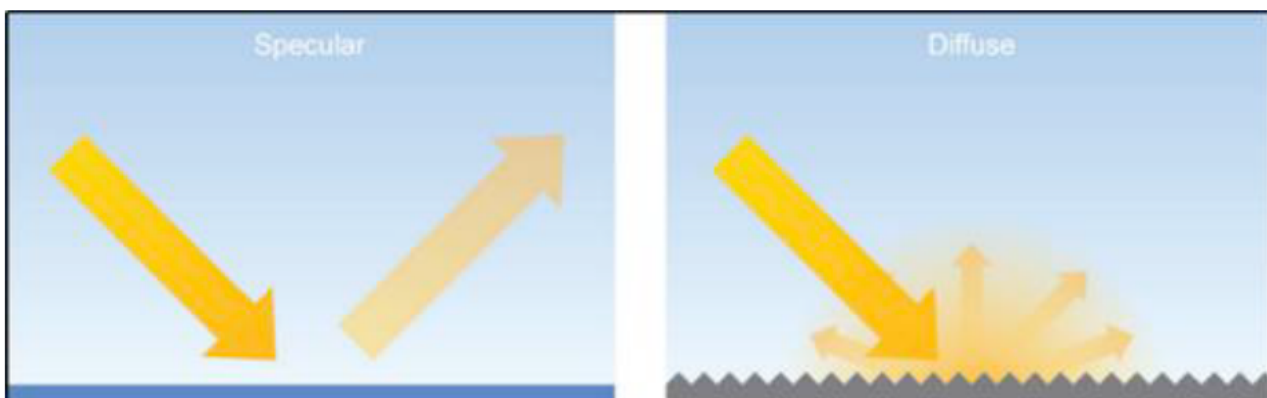


Figura 13 – Tipi di riflessione dei raggi su una superficie (Fonte immagine FAA)

Il principale tipo di riflettanza dei pannelli solari fotovoltaici è più speculare a causa della trama simile al vetro dello strato esterno dei pannelli, sebbene quest'ultima possa essere più o meno texturizzata (ruvida) nel caso di vetri antiriflesso.



Ad ogni modo, come tutte le superfici, ci sarà sempre una combinazione di riflessione sia speculare che diffusa.

I potenziali effetti della riflettività sono il **luccichio** (un lampo momentaneo di luce intensa) e l'**abbagliamento** (una fonte continua di luce intensa). Entrambi gli effetti possono causare abbagliamento e conseguente breve perdita della vista, nota anche come “cecità da flash”.

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

I pannelli solari sono costruiti con materiali scuri per assorbire la luce, talvolta ricoperti da un vetro antiriflesso, lavorato durante la fase di tempera del vetro, che ne permette rese molto più alte del normale.

Il processo di antiriflesso AR / Coating, infatti, minimizza la riflessione del vetro imprigionando più luce solare all'interno del modulo fotovoltaico, incrementando l'energia disponibile utilizzata e riflettendo la radiazione solare in maniera più diffusa e meno speculare (Fig. 14).

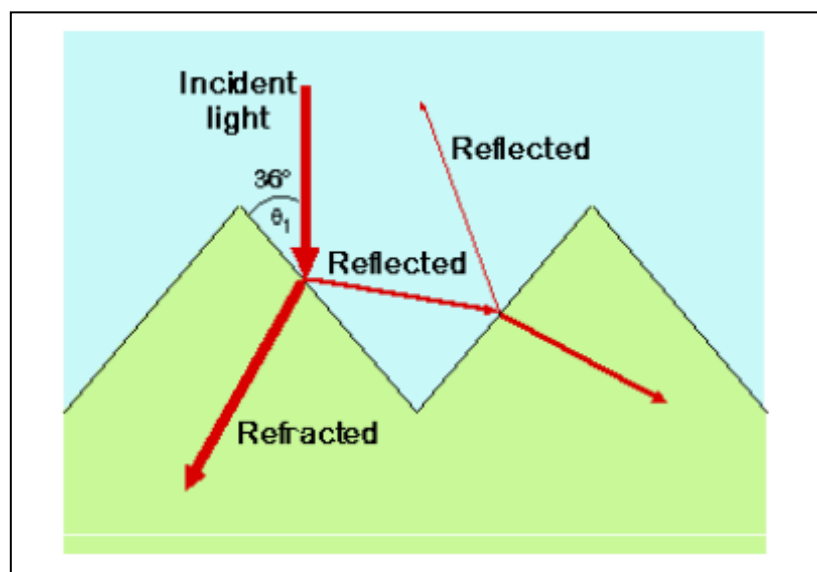


Figura 14 – Funzionamento di un vetro antiriflesso (texturizzato).

Tuttavia, indipendentemente dalla tipologia delle superfici in vetro, i moduli fotovoltaici possono riflettere la luce solare in misura diversa durante il giorno e l'anno. Infatti, se da un lato è vero che assorbono la quasi totalità della luce solare, è pur vero che la riflessione aumenta con angoli di incidenza maggiori.

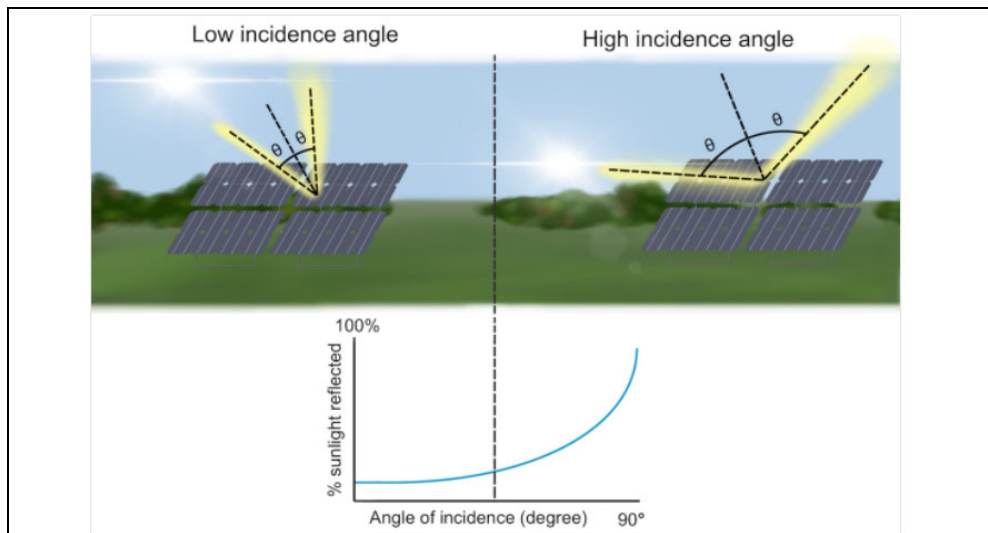


Figura 15 – Percentuale di luce riflessa in funzione dell'angolo di incidenza dei raggi riflessi da un modulo fotovoltaico

Come mostrato nella **Figura 15**, l'angolo di incidenza del raggio solare determina la quantità di luce che viene riflessa da un modulo solare.

Un fattore chiave di riflettanza, infatti, è la posizione dei moduli fotovoltaici rispetto al Sole. Un pannello che assorbe il 90% della luce solare diretta può rifletterne fino al 50% quando non è rivolto direttamente al Sole. Questa situazione è comune per i pannelli a bassa inclinazione durante il tramonto e l'alba (Yellowhair, 2015). I pannelli fotovoltaici di ultima generazione riflettono meno del 5% della luce solare, ma questo è valido soprattutto quando i pannelli sono rivolti direttamente al Sole.



5. Valutazione del danno oculare

Gli effetti dell'abbagliamento si possono quantificare attraverso il concetto di "immagine residua".

L'after-image, o immagine residua, è un'illusione ottica che crea un'immagine che continua a comparire nella visione anche quando l'esposizione dell'immagine originale è cessata. Chiamata anche immagine fantasma, un'immagine residua è in genere il risultato dell'esposizione visiva a luci intense o a un'immagine creata per fungere da illusione ottica. Quando qualcuno fissa una luce intensa, come una lampadina accesa o il Sole, e poi distoglie lo sguardo da quella fonte di luce, in genere continuerà a vedere la luce. L'esposizione visiva diretta alla luce intensa, come il Sole o gli effetti di una superficie riflettente, può causare danni permanenti agli occhi o cecità temporanea. La persistenza dell'immagine residua è direttamente proporzionale al tempo di esposizione alla sorgente.

Per la valutazione degli effetti di un'immagine residua sull'impatto visivo possono essere considerati i riferimenti reperibili in letteratura in materia di metriche di sicurezza oculare, tenendo conto dei seguenti parametri:

- posizione dell'osservatore e tipo di visione interessata;
- intensità e collocazione della sorgente luminosa riflettente;
- valutazione globale del contesto visivo in cui la fonte è collocata;
- valutazione dell'irraggiamento retinale;
- analisi del potenziale di impatto dei differenti irraggiamenti retinali in funzione degli angoli sottesi delle sorgenti.

Due variabili sono necessarie per la valutazione dell'impatto oculare: l'irraggiamento retinale e la misura dell'angolo sotteso della sorgente di abbagliamento (dimensione della sorgente/distanza).

L'irraggiamento retinale viene calcolato utilizzando l'area totale dell'immagine retinica e la potenza che entra nella pupilla.

L'intensità di energia che raggiunge la retina viene valutata su 3 livelli:

- rosso: potenziale di danno oculare permanente (ustione retinale)
- giallo: potenziale per immagine residua temporanea (cecità da flash)
- verde: basso potenziale di immagine residua temporanea



I risultati sono presentati anche attraverso un grafico semplice con codici colore che indicano il potenziale pericolo oculare. L'impatto oculare proveniente dall'abbagliamento è perciò descritto secondo il diagramma di pericolo di **Fig. 16**, in funzione dell'angolo sotteso alla sorgente (asse X) e dell'irradiazione retinica (asse Y).

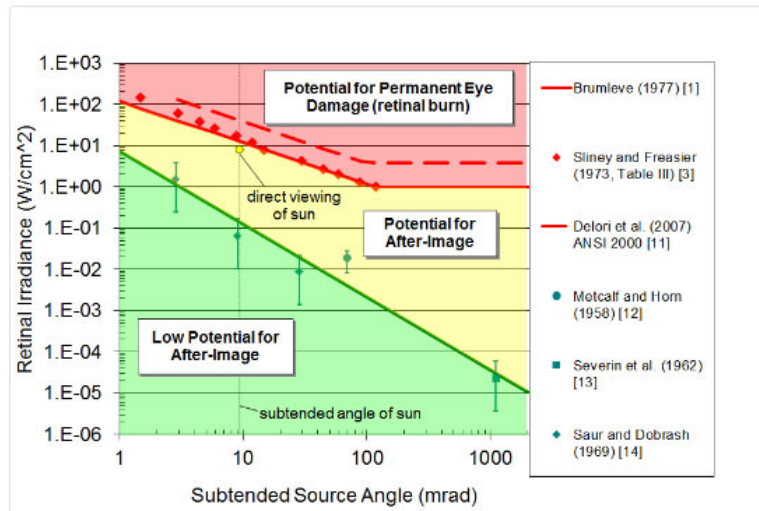


Figura 16 – Il grafico mostra la pericolosità dell'impatto oculare in funzione dell'irradiazione della retina e dell'angolo sotteso alla sorgente.

Per comodità, e come riferimento sulla pericolosità dei risultati ottenuti, nel

diagramma viene evidenziato il punto che corrisponde al pericolo derivante dalla visione diretta del Sole senza alcun filtraggio.

La grandezza e l'impatto dell'immagine residua sul campo visivo dipendono dalla dimensione dell'angolo sotteso della sorgente. Si noti che, mentre l'angolo sotteso della sorgente aumenta, la soglia dell'irraggiamento retinale sicura diminuisce. Per un dato irraggiamento, un angolo sotteso maggiore comporta pertanto un'immagine retinale maggiore e fornisce una potenza maggiore alla retina.

Se l'irraggiamento retinale è abbastanza forte per un dato angolo sotteso della sorgente, si potrebbe produrre un danno oculare permanente da ustione retinale (zona rossa del diagramma). Tuttavia, deve essere precisato che i danni permanenti alla retina non sono possibili nell'abbagliamento fotovoltaico in quanto i moduli fotovoltaici piani, a differenza di altri sistemi (Fig. 17), non focalizzano la luce solare riflessa.



Figura 17 – Un sistema solare a collettori parabolici. Questi sistemi, a differenza dei moduli fotovoltaici piani, focalizzano la luce riflessa con il rischio di arrecare danni permanenti alla retina (zona rossa del Diagramma).
Fonte immagine <http://www.solaritaly.enea.it/>

Al di sotto della soglia di ustione retinale esiste una regione (quella di colore giallo) dove un irraggiamento abbastanza elevato può causare un'immagine residua o cecità da flash temporanei. Questa regione è



generata dallo sbiancamento (sovrassaturazione) dei pigmenti visivi della retina. Quando ciò accade, un'immagine residua temporanea si produce nel campo visivo (es. lo stesso effetto prodotto dopo l'esposizione ad un flash fotografico in una stanza con bassa luminosità).

I dati sui danni oculari permanenti sono considerati convenzionalmente per un tempo di esposizione pari a 0.15s (tempo di risposta di chiusura della palpebra dell'occhio). Si noti, come rappresentato in **Fig. 16** (direct viewing of sun), che un breve sguardo diretto verso il sole (0.15 s) ha un alto potenziale di produrre degli effetti di immagine residua.



6. Strumento di calcolo

Con un numero crescente di installazioni di energia solare negli Stati Uniti, il rischio di abbagliamento degli array fotovoltaici (PV) ha ricevuto una maggiore attenzione come un vero pericolo per i piloti ed il personale di controllo del traffico aereo. Si è provveduto dunque ad elaborare un software basato sulla tecnologia SGHAT (Solar Glare Hazard Analysis Tool) v.2 per l'analisi dell'abbagliamento, autorizzato dai Laboratori Nazionali Sandia e conforme ai criteri della **Federal Aviation Administration (FAA)** - agenzia del dipartimento dei trasporti statunitense.

Questi criteri richiedono che siano soddisfatti i seguenti punti:

- A. nessun bagliore ricadente in zona "gialla", sulla base del diagramma di pericolosità di cui alla **Fig. 16**, per qualsiasi traiettoria di volo lineare che origina dalla soglia della pista fino alla distanza di 2 miglia nautiche;
- B. nessun abbagliamento di alcun tipo per le torri di controllo del traffico aereo (ATCT);
- C. che l'esecuzione delle analisi e le caratteristiche dell'osservatore corrispondano a quelle di "default".

Per descrivere le conseguenze della riflessione solare di superfici riflettenti, la letteratura americana, ripresa dalle linee guida FAA, introduce i concetti di "Bagliore" e di "Luccichio", definendoli come segue:

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

Il "luccichio" (glint) è un improvviso ed intenso lampo di luce che può derivare da un riflesso diretto del Sole nel pannello solare quando un osservatore ne viene colpito passandovi ad una certa velocità (come accade per i piloti).

Gli effetti del luccichio improvviso non sono limitati ai soli pannelli solari ma possono verificarsi da qualsiasi superficie riflettente, comprese le facciate degli edifici.

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

L'intensità della radiazione solare che viene riflessa dai pannelli e che colpisce la retina dell'occhio umano ad una determinata distanza viene calcolata dallo strumento considerando:

- 1) la riflettività, misurata in funzione del materiale del modulo e dell'angolo incidente fra il Sole e la sua superficie;



- 2) le caratteristiche tecniche del modulo;
- 3) l'esposizione;
- 4) l'inclinazione;
- 5) la posizione dell'osservatore, sulla base delle direttrici di avvicinamento o rispetto ad un punto specifico.

Nel caso vengano rilevati fenomeni di abbagliamento lo strumento calcola l'irradianza retinica e l'angolo sotteso della sorgente di abbagliamento per prevedere potenziali rischi oculari che vanno dal classico effetto di "immagine residua temporanea" alla vera e propria ustione retinica, restituendo non solo il periodo dell'anno e la fascia oraria nella quale la riflessione dovrebbe manifestarsi ma anche la durata della riflessione (in minuti), per il periodo nel quale viene osservata, oltre alla posizione approssimativa del punto di riflessione sull'impronta fotovoltaica.

Ogni minuto di luce in cui viene rilevato un bagliore, viene riportato sul grafico tramite la rappresentazione di un piccolo cerchio arancione ricadente nella rispettiva zona di pericolo (**Fig.18**).

Lo strumento è in costante aggiornamento e sviluppo.

Attualmente fornisce con buona approssimazione la posizione dei punti di previsto abbagliamento sull'impronta fotovoltaica dal punto di vista del recettore. I modelli di calcolo su cui si basa lo strumento, infatti, sono stati convalidati rispetto a diversi sistemi oggetto di studio, tra cui un array fotovoltaico che causava abbagliamento alla torre di controllo del traffico aereo presso l'aeroporto regionale di Manchester-Boston e diversi siti ad Albuquerque. **In tutti questi casi lo strumento ha previsto con precisione il verificarsi e l'intensità dell'abbagliamento in momenti e giorni diversi dell'anno.**

Per completezza, è di seguito riportato un estratto del manuale tecnico per quanto concerne i criteri di analisi per la valutazione delle riflessioni luminose generate dalla superficie piana di un modulo fotovoltaico dotato di sistema di inseguimento solare monoassiale:

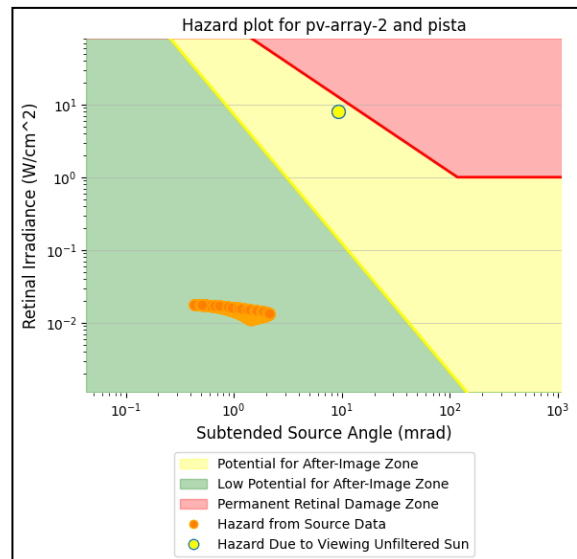


Figura 18 – Un esempio dei risultati forniti dallo strumento di calcolo e riportati sul diagramma di pericolosità. In questo caso (che non rappresenta quello oggetto di studio) le rilevazioni sono ricadenti in zona "verde", su valori significativamente inferiori rispetto a quelli corrispondenti all'osservazione diretta del Sole.



“

4.2 Reflected Sun Vector

Once the sun position is known for each time interval a simple vector reflection equation [4] can determine the reflected sun vector, based on the normal vector of the PV array panels:

$$x'_1 - x_0 = v - 2(v \cdot \hat{n}) \hat{n}$$

Figure 1 illustrates this vector reflection graphically.

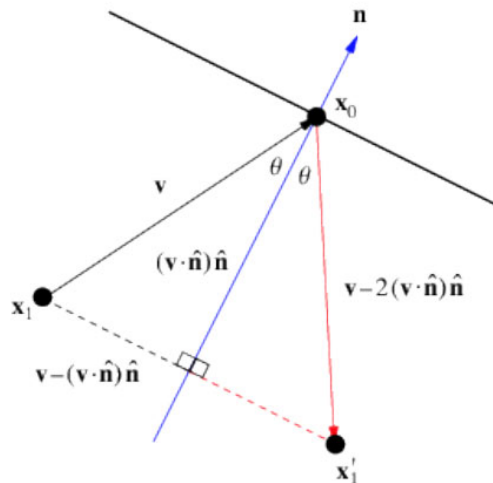


Figure 1 - Vector reflection over normal vector of plane. Source: mathworld.wolfram.com/Reflection.html

4.3 Scattering and Subtended Beam Angle

The reflected sun vector defines the axis of a conical beam representing the actual beam of sunlight. This sunbeam is translated to extend from the OP toward the PV array. The aperture of this conical sun beam is equivalent to β , the subtended beam angle, which is the sum of the sun shape and the scattering caused by slope error:

$$\beta = 2 * \left(\frac{\theta_{sun\ angle}}{2} + 2 * 3 * \theta_{slope\ error} \right)$$



4.4 Beam Projection onto PV Array Plane

The beam is projected onto the PV array in several steps: first, points lying on the edge of the beam in a conical section orthogonal to the axis are calculated. This conical section is arbitrarily defined to be 1 meter from the cone apex (the OP).

These 30 points are calculated by randomly generating two coordinates and solving for the third using the following equation:

$$v_{axis} \cdot v_{radius} = 0$$

This equation states that the cone axis is orthogonal to the radius vectors of the conical section upon which the 30 conical points lie.

Next, conical edge vectors are defined by subtracting the cone apex (the OP) from the cone points. This collection of vectors extends from the OP toward the PV array plane. These vectors define the conical sun beam. At their center, or the axis of the cone, is the reflected sun vector calculated in 4.2.

These conical vectors are then intersected with the PV array plane. This cone-plane intersection will be an elliptical conical section defined by 30 co-planar points.

These intersection points are calculated using line-plane intersection equations [5]:

$$d = \frac{(\mathbf{p}_0 - \mathbf{I}_0) \cdot \vec{\mathbf{n}}}{\mathbf{I} \cdot \vec{\mathbf{n}}}$$

$$(x, y, z) = d\mathbf{I} + \mathbf{I}_0$$

Where:

- $\vec{\mathbf{n}}$ is the PV array panel normal vector
- \mathbf{I} is one of the vectors extending from the OP to the PV array plane, which define the conical sun beam.
- \mathbf{I}_0 is a point on the vector (the OP)
- \mathbf{p}_0 is a point on the PV array plane 2
- d is the distance from the OP to the intersection point, and
- (x, y, z) define the intersection point for this vector.

The n intersection points found using the above equations define the elliptical conical section of the sun beam cone as it intersects the PV array plane.

Glare is present and viewable from the OP if any of the PV array vertices lie within this co-planar ellipse. This is determined using an optimized points-in-polygon algorithm from matplotlib [6].



4.5 PV Single-Axis Tracking

Single-axis tracking allows for the PV panels to rotate over one dimension in order to track the apparent movement of the sun over time. This rotation is modeled using the normal vector of the PV array panels, \vec{n} . The components of \vec{n} are calculated using the following:

- β_t – Tracking axis tilt where 0° is parallel with flat ground and 90° is perpendicular to the ground, facing the horizon.
- μ – Panel offset from the tracking axis.
- ρ – Tracking, or rotation, angle designating the rotation of the panel at a given time. Clockwise and counter-clockwise over the tracking axis (see below).
- γ – Orientation of the tracking axis. (

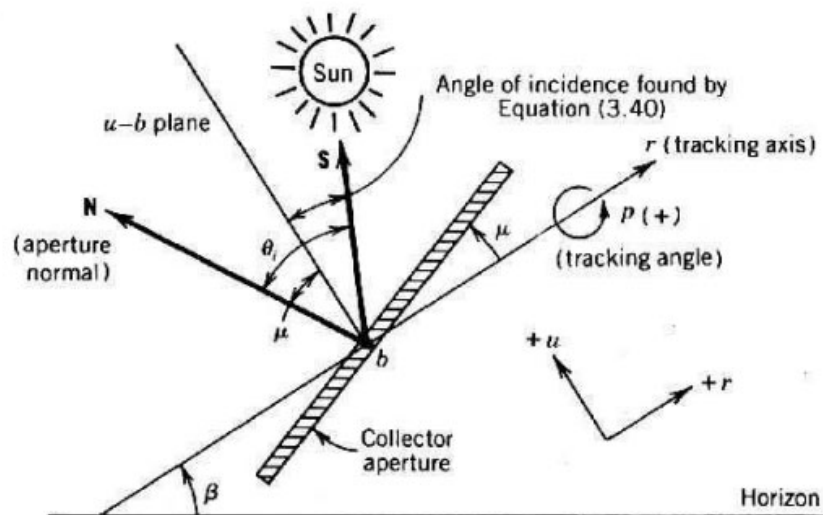


Figure 2 - PV panel with single-axis tracking. The panel normal is displayed as N.

The components of \vec{n} are first calculated in a Cartesian coordinate system of (b, r, u) where r aligns with the tracking axis, b is perpendicular to it and extends to the horizon, and u is perpendicular to r vertically (see Figure 2). Note that β_t, μ, γ are all inputs provided by the user.



$$\rho = \tan^{-1} \left\{ \frac{\cos(\theta_a) \sin(\gamma_s - \gamma)}{\sin(\theta_a - \beta_t) + [1 - \cos(\gamma_s - \gamma)] \sin(\beta_t) \cos(\theta_a)} \right\}$$

$$\vec{n}_b = \sin \rho$$

$$\vec{n}_r = \sin \mu$$

$$\vec{n}_u = \cos \rho$$

These components are converted back to the standard Cartesian system:

$$\vec{n}_z = \vec{n}_u \cos \beta_t + \vec{n}_r \sin \beta_t$$

$$\vec{n}_e = -\vec{n}_u \sin(\gamma) \sin(\beta_t) + \vec{n}_b \cos(\gamma) + \vec{n}_r \sin(\gamma) \cos(\beta_t)$$

$$\vec{n}_n = -\vec{n}_u \cos(\gamma) \sin(\beta_t) - \vec{n}_b \sin(\gamma) + \vec{n}_r \cos(\gamma) \cos(\beta_t)$$

Vector components are calculated for the panels at each time step.

”



7. Criteri di funzionamento del sistema di inseguimento mono-assiale

Come già precisato, l'impianto fotovoltaico sarà dotato di sistema ad inseguimento solare mono-assiale.

Si tratta di una nuova tecnologia costruttiva che consiste nella sostituzione delle classiche strutture fisse e che permette di aumentare significativamente la produzione di energia degli impianti.

Il tracker mono-assiale (asse di rotazione), che utilizza dispositivi elettromeccanici, è tipicamente orientato lungo la direttrice Nord-Sud, consentendo la rotazione dei moduli, durante i periodi diurni, da Est verso Ovest

(**Fig. 19**). In particolare, al sorgere del Sole i moduli saranno orientati ed inclinati verso Est e manterranno la medesima esposizione fin quando al mezzogiorno, con il Sole posizionato nel punto più alto della volta celeste, saranno paralleli all'orizzonte (inclinazione di 0°). Diversamente, subito dopo il mezzogiorno e fino al calar del Sole, i pannelli inclineranno verso Ovest. Questo sistema innovativo limita

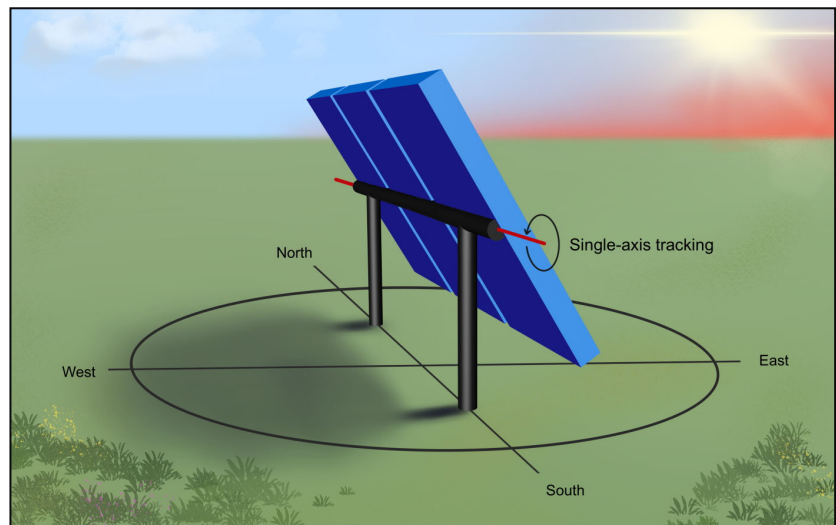


Figura 19 – Illustrazione di un sistema ad inseguimento solare monoassiale.

l'abbagliamento per i recettori vicini poiché riduce l'angolo di incidenza tra i moduli e il Sole producendo angoli di osservazione più piccoli e una traiettoria verticale più alta delle riflessioni. L'operatività dei moduli è programmata tramite software che ne stabilisce i corretti parametri di inclinazione per ogni minuto nell'arco della giornata, ottimizzando la captazione della radiazione solare nonché la produzione di energia elettrica.

Il tracciamento della posizione del Sole è assicurato dal GPS integrato, che acquisisce automaticamente la posizione dell'impianto, la data e l'ora. Tali informazioni, insieme agli algoritmi dell'orologio astronomico, sono sufficienti per identificare e tracciare con precisione la posizione del Sole. Il GPS è sempre attivo e aggiorna continuamente le informazioni, non vi è possibilità di errore nel tracciamento solare.

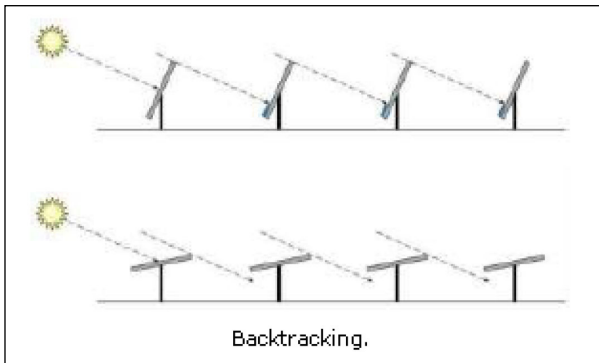


Figura 20 – Immagine esemplificativa del funzionamento del sistema di backtracking

Oltre alla programmazione dei parametri principali, questi sistemi consentono di definire anche un'*inclinazione a riposo* dei moduli, cioè l'inclinazione su cui si configurano quando il Sole si posiziona fuori dal loro range di rotazione, come ad esempio nelle prime ore del mattino o in quelle del tardo pomeriggio (quando il Sole è molto basso), oltreché durante la notte. L'*inclinazione a riposo* è un parametro utilizzato dallo strumento di calcolo anche per la modellazione

del backtracking, una funzione utilizzata in questi sistemi.

In particolare, il backtracking prevede la rotazione "all'indietro" dei moduli quando l'angolo di elevazione del Sole è basso nel cielo, assicurando che una serie di pannelli non oscuri quelli adiacenti, entrando dunque in funzione all'inizio o alla fine della giornata (alba e tramonto) (**Fig. 20**). Il backtracking, pertanto, ottimizza il rapporto di copertura del suolo. Grazie a questa funzione è possibile ridurre la distanza centrale tra le varie file di moduli.

Nel funzionamento ordinario di un sistema fotovoltaico monoassiale (funzionamento di "default"), l'angolo di riposo è normalmente impostato sul valore di 0° , consentendo ai moduli, durante la fase di backtracking, di ruotare lentamente all'indietro fino alla posizione piana (parallela all'orizzonte), diversamente per valori differenti. Un valore di 10° , ad esempio, non consentirà la rotazione all'indietro su inclinazioni comprese tra 0° e 10° . Le riflessioni luminose, in questo caso, saranno dirette in modo più efficace verso l'alto quando il Sole è basso nel cielo, riducendo i pericoli di abbagliamento soprattutto verso i punti di osservazione più vicini al suolo.

I grafici seguenti illustrano la differenza dell'angolo di rotazione dei moduli quando si utilizza il backtracking. Il sistema fotovoltaico nel primo grafico (**Fig. 21**) utilizza il tracciamento senza backtracking. L'angolo di rotazione del pannello corrisponde al vero angolo di tracciamento durante il giorno, seguendo il Sole fino alla massima inclinazione possibile.

Il secondo grafico (**Fig. 22**) 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. L'angolo di riposo, in questo caso, è quello di default (impostato sul valore di 0°).

Il terzo grafico (**Fig. 23**), infine, mostra il funzionamento del sistema con backtracking ed angolo di riposo impostato sul valore di 10° .

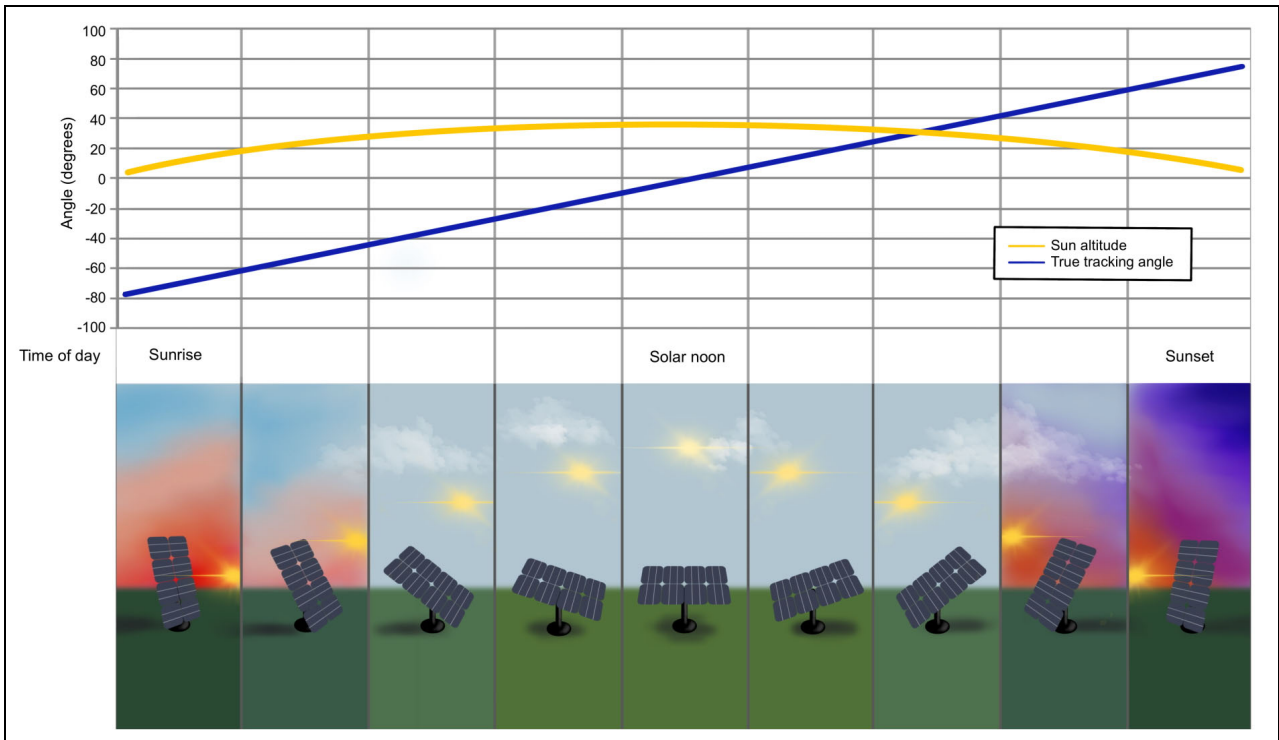


Figura 21 – Immagine esemplificativa del funzionamento di un sistema fotovoltaico senza backtracking.

#

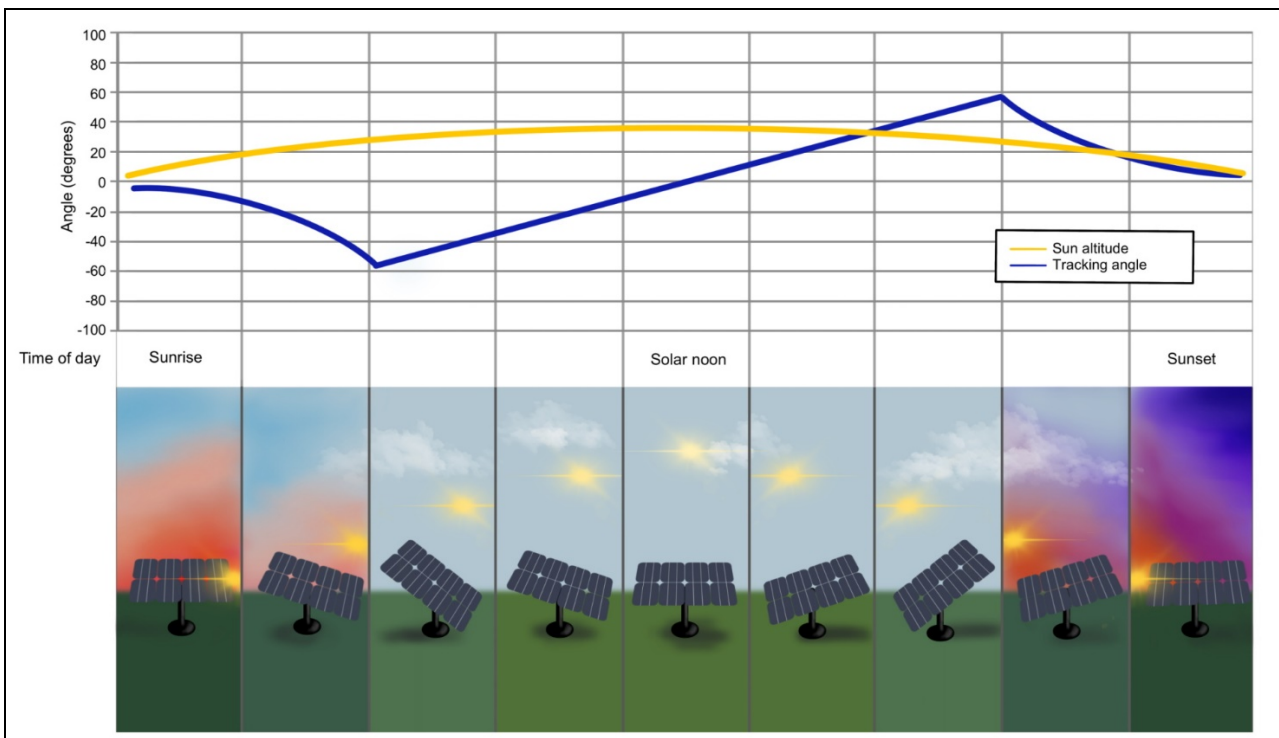


Figura 22 – Immagine esemplificativa del funzionamento di un sistema fotovoltaico con backtracking. L'angolo di riposo è impostato sul valore di 0° (default).

#

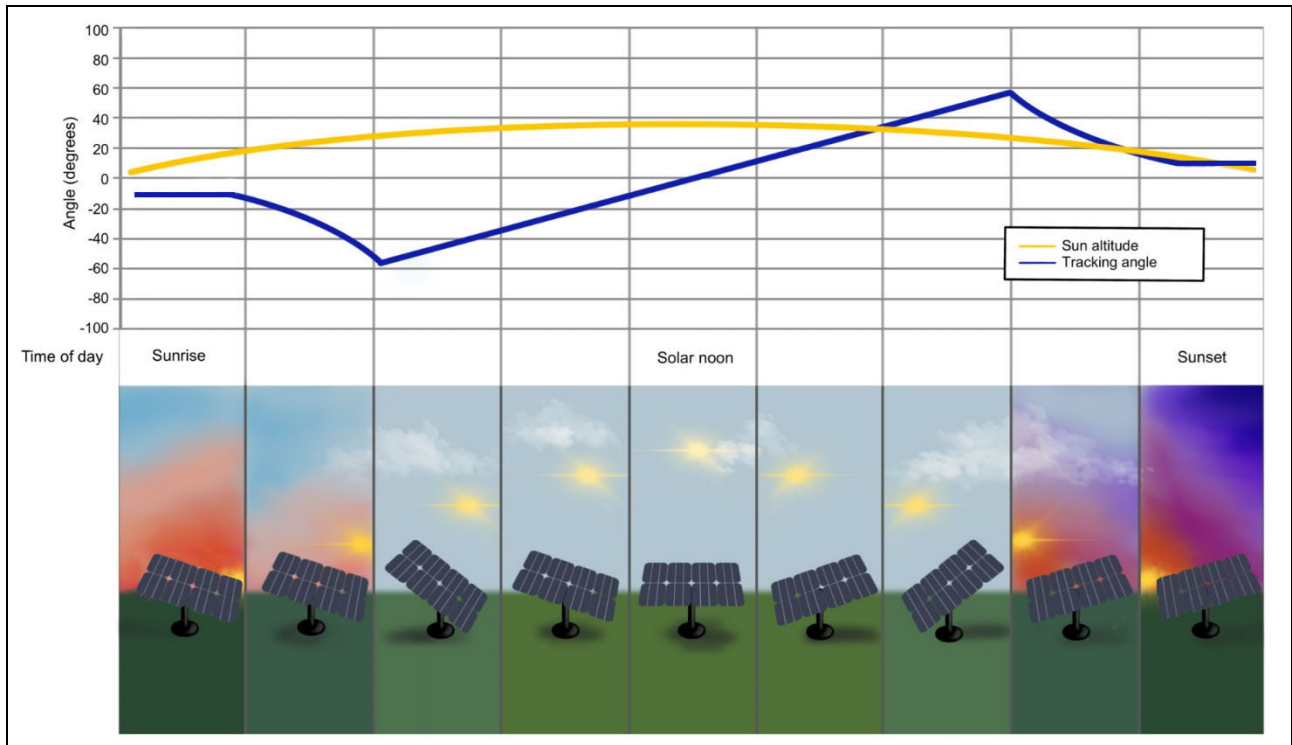


Figura 23 – Immagine esemplificativa del funzionamento di un sistema fotovoltaico con backtracking. L'angolo di riposo è impostato sul valore di 10°.



8. Criteri di verifica e dati di input

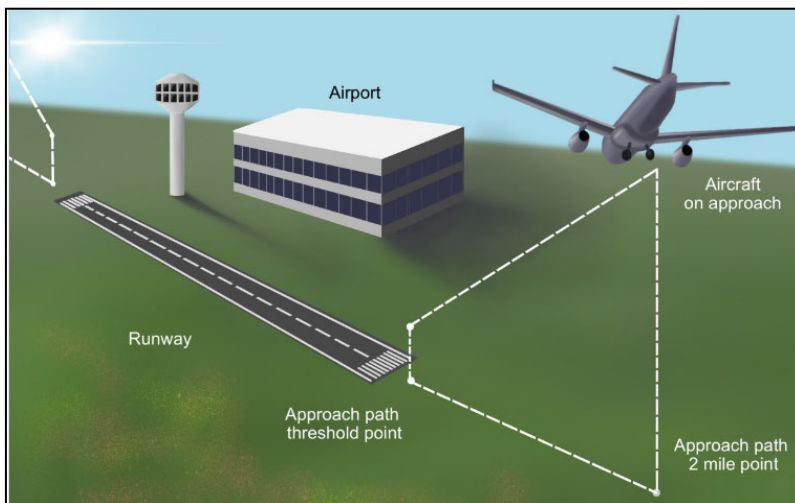


Figura 24 – Immagine dimostrativa delle traiettorie di volo degli aerei in avvicinamento alla pista dell'aeroporto. La verifica sull'assenza di impatti oculari ai piloti riguarda le procedure di volo in vigore nelle ultime due miglia nautiche di distanza dalla soglia della pista.

Per quanto riguarda le traiettorie di volo ed i punti di osservazione oggetto di analisi, si è fatto riferimento a quanto dettato dai criteri della FAA, altresì condivisi da ENAC nelle sue Linee Guida 2022/002-APT Ed.n.1. rilasciate in data 26/04/2022 in merito alla “Valutazione degli impianti fotovoltaici nei dintorni aeroportuali”. **La verifica sull'assenza di impatti oculari verso i piloti, infatti, prevede che essa riguardi le procedure di volo in**

vigore nelle ultime due miglia nautiche di distanza dalle soglie della pista. Nel particolare, per ogni testata, le analisi sono eseguite su una traiettoria lineare di volo di lunghezza pari a due miglia nautiche e con grado di inclinazione definito.

Per l'Aeroporto Militare di Piacenza-San Damiano, le verifiche sono state eseguite sulle traiettorie di volo relative alla pista 12/30.

Le informazioni aeronautiche, utilizzate come dati di input per l'esecuzione delle verifiche, sono state reperite dalle cartine JEPPESEN (**Fig. 25**), aggiornate al mese di Settembre 2024. Di seguito, sono riportati i dati aeronautici che descrivono la traiettoria di volo per ogni testata della pista:

- Pista 12: QFU: 117°, QTE: 119°, PAPI: 2.6°;
- Pista 30: QFU: 297°, QTE: 299°, PAPI: 2.6°;

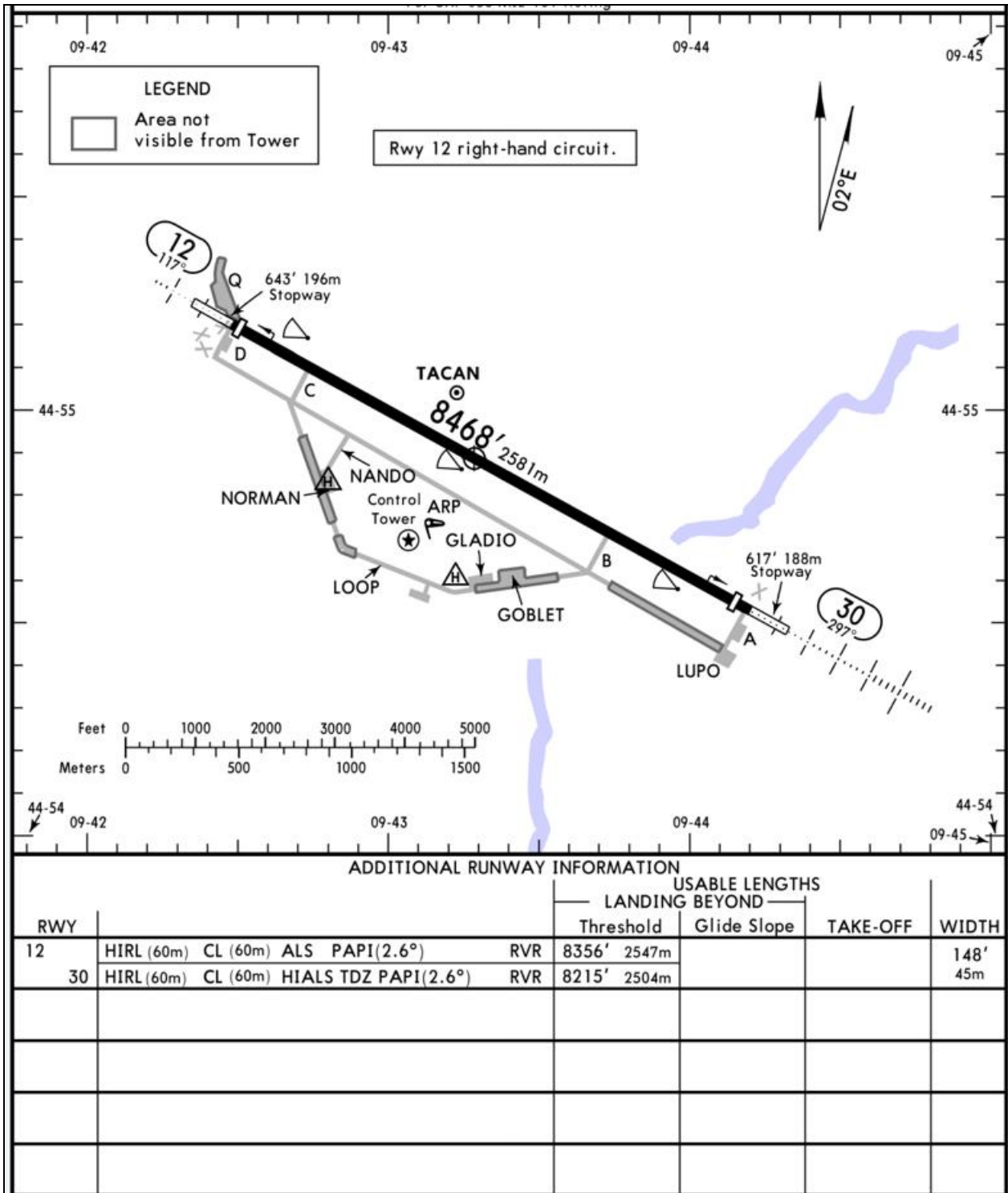


Figura 25 – Un estratto della cartina JEPPESEN relativa all'Aeroporto Militare di Piacenza-San Damiano.



All'interno dell'Aeroporto Militare di Piacenza-San Damiano si segnala, inoltre, la presenza di alcune elisuperfici (**Fig. 25**). Al fine di garantire una completa analisi della sicurezza aerea, le verifiche sono state eseguite anche verso le traiettorie di volo ad esse associate. Sulla base dell'orientamento preferenziale indicato dalla marcatura "H" delle piazzole, sono stati misurati i seguenti orientamenti (**Fig. 26**):

- FP 1-> Orientamento: 070°, Inclinazione: 3.0° (default);
- FP 2-> Orientamento: 250°, Inclinazione: 3.0° (default);
- FP 3-> Orientamento: 070°, Inclinazione: 3.0° (default);
- FP 4-> Orientamento: 250°, Inclinazione: 3.0° (default);
- FP 5-> Orientamento: 160°, Inclinazione: 3.0° (default);
- FP 6-> Orientamento: 340°, Inclinazione: 3.0° (default);

mentre, per quanto riguarda le inclinazioni di volo, è stato definito un valore convenzionale di 3°.

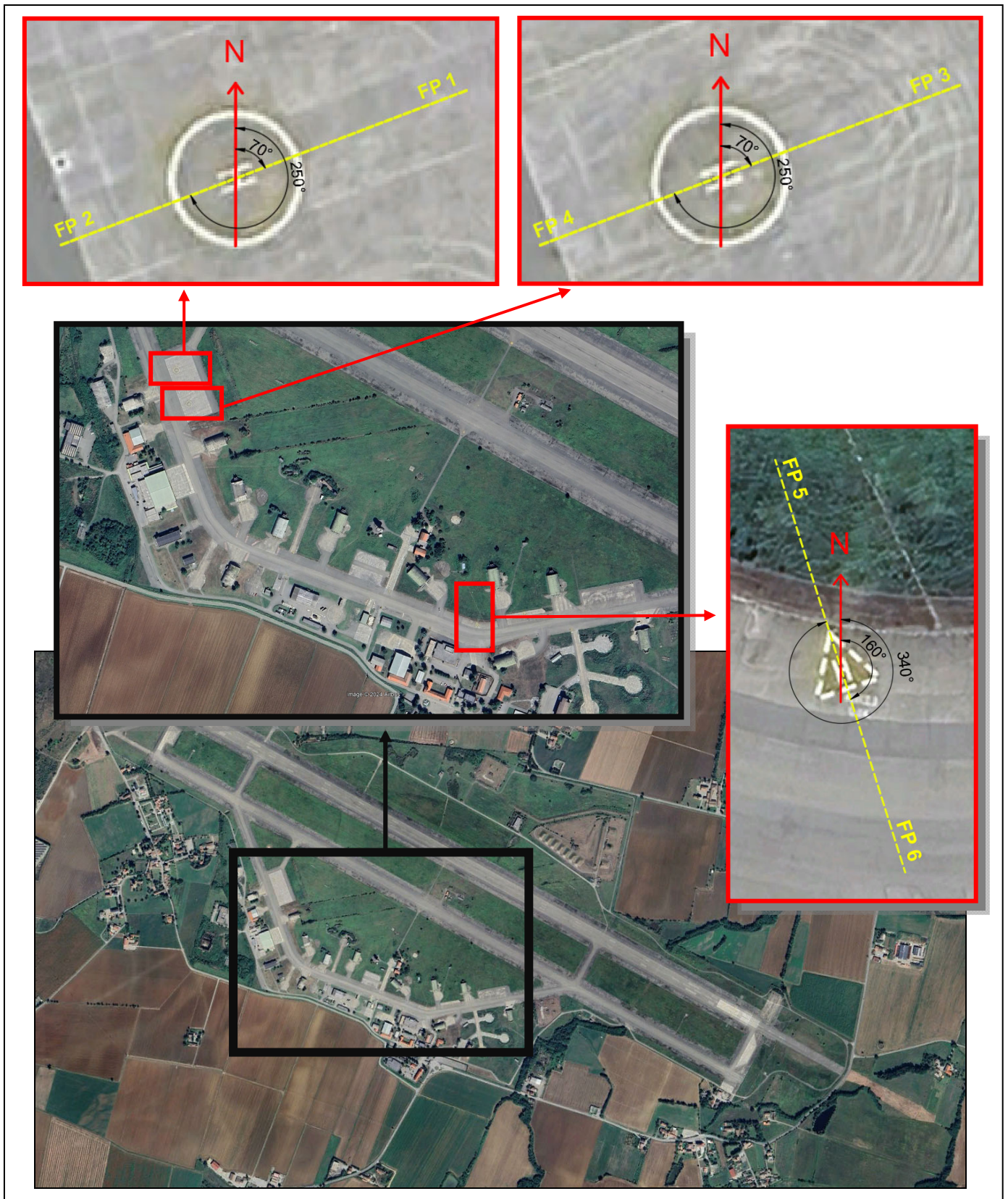


Figura 26 – Rilevamento delle elisuperfici dell'aeroporto e misurazione dei relativi orientamenti



Figura 27 – Una visuale della torre di controllo dell'Aeroporto Militare di Piacenza-San Damiano. La cabina della torre di controllo (ATCT) è stata assunta ad un'altezza convenzionale di 20 metri (AGL).

Le verifiche sul possibile rischio di abbagliamento sono state eseguite anche verso la cabina della torre di controllo (ATCT) (**Fig. 27**), che è stata assunta ad un'altezza convenzionale di 20 metri (AGL).

Le analisi delle riflessioni luminose sono state eseguite per tutte le previste configurazioni dei moduli fotovoltaici in funzione della posizione assunta dal Sole in ogni minuto, di ogni giorno (come da effemeridi locali) nell'arco dell'anno solare.

Alcune precisazioni relative ai criteri di verifica utilizzati dallo strumento:

1. sebbene la riflettanza indotta da raggi solari quasi normali (perpendicolari) al vetro fotovoltaico possa assumere valori molto bassi (considerando, per esempio, quello dotato di rivestimento antiriflesso), in realtà la stessa può aumentare all'aumentare dell'angolo di incidenza della luce solare (vedi Cap. 4), come ad esempio all'alba e al tramonto per i pannelli a bassa inclinazione. Questo è stato dimostrato sulla base della valutazione di diversi moduli fotovoltaici. Le analisi e le valutazioni, pertanto, sono eseguite in considerazione della variabilità della riflettanza a seconda della posizione del Sole, nonché dell'angolo di incidenza.
2. il campo visivo del pilota viene normalmente considerato secondo i parametri predefiniti, ovvero con un angolo di 30° verso il basso rispetto al vettore del percorso di avvicinamento e di 50° sia verso destra che verso sinistra, sempre rispetto al medesimo vettore, in conformità alle valutazioni effettuate dalla FAA. Tuttavia, è possibile personalizzare tali parametri impostando un campo visivo 'senza limiti', ossia un angolo di 90° per il primo e di 180° per il secondo. Questa condizione è adottata durante l'esecuzione delle analisi con lo scopo di



incrementare la sicurezza complessiva dell'impianto;

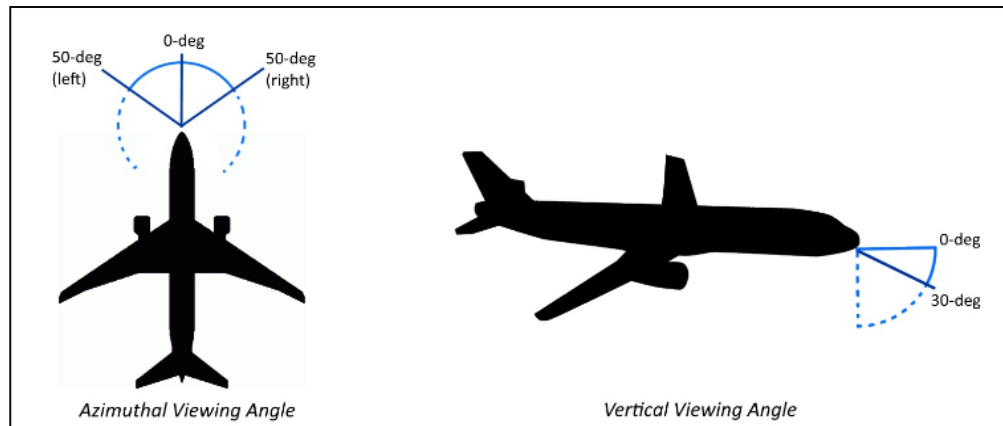


Figura 28 – Sulla base delle valutazioni eseguite dalla FAA, il campo visivo di un pilota viene considerato con un angolo di 30° verso il basso, rispetto al vettore del percorso di avvicinamento, e di 50° sia verso destra che verso sinistra.

3. se i vertici dell'impronta fotovoltaica hanno elevazioni differenti, l'impronta viene "appiattita" su un piano corrispondente alla media dei vettori normali dei piani che la compongono, ottenendo un unico vettore normale che definisce il piano finale su cui si considera che il sistema giace. L'impronta fotovoltaica, pertanto, non è necessariamente parallela all'orizzonte o al terreno. Quando viene modellato un array inclinato, inoltre, è comunque necessario definire un'inclinazione dei moduli: un'inclinazione di 0° (volendo indicare che gli stessi siano complanari al piano dell'array così come definito) indicherebbe, invece, che i pannelli sono paralleli alla superficie terrestre e rivolti verso l'alto.
4. sono disponibili diverse strategie di calcolo per i sistemi ad inseguimento solare; l'algoritmo qui utilizzato è di tipo "shade slope", progettato per considerare la pendenza del terreno nonché l'ombreggiamento generato tra le file di moduli. Questa opzione è selezionata per impostazione predefinita per questo tipo di array fotovoltaici ed è una strategia che deriva da (Anderson, 2020).
5. le strategie di backtracking simulate possono deviare dal comportamento di backtracking nel mondo reale a causa della progettazione del sistema, delle condizioni ambientali e di altri fattori. I dati ed i grafici di tracciamento devono essere sempre consultati nella programmazione del tracciamento solare (vedi **Allegato G**).

Sono inoltre da considerare alcuni aspetti, quali limitazioni dell'algoritmo, che, sebbene sfavoriscano i risultati delle analisi incrementano, nondimeno, la sicurezza complessiva dell'impianto. Lo strumento di calcolo, infatti:



- A. non considera eventuali ostacoli posizionati tra i moduli ed i punti di vista oggetto di analisi; gli effetti riflessivi prodotti potrebbero essere mitigati per la presenza di ostacoli quali alberature, edifici, etc... I fenomeni di abbagliamento, qualora rilevati, potrebbero essere inferiori o addirittura assenti nella realtà; questo è valido soprattutto nei confronti dei recettori più vicini al suolo, come la cabina della torre di controllo o i piloti prossimi alla soglia della pista
- B. non rappresenta rigorosamente la geometria dettagliata di un sistema; caratteristiche dettagliate come gli spazi tra i moduli, le strutture di supporto ed i relativi ombreggiamenti non vengono computati. L'array fotovoltaico, infatti, è simulato come un'impronta riempita con pannelli infinitamente piccoli che riflettono la luce solare nella traiettoria dell'inclinazione e dell'orientamento. Seppur trattasi di una limitazione dello strumento è bene precisare che questa incrementa notevolmente la sicurezza complessiva dell'impianto, in quanto, analizzato alla pari di un enorme specchio riflettente, sovrastima i potenziali punti di abbagliamento sulla sua superficie nonché l'intensità delle corrispondenti riflessioni luminose.

Alla luce di quanto sopra esposto e considerato, si è proceduto alla modellazione dell'impianto secondo la seguente configurazione oggetto di studio (**Fig. 29**):

- "PV_Array":
 - Altezza da terra: 1.52 ml (Hmedia);
 - Tipo di impianto: inseguitore monoassiale con asse di rotazione N-S;
 - Inclinazione massima moduli: $\pm 55^\circ$
 - Superficie impronta fotovoltaica modellata: 162.050 mq
 - Rapporto di Copertura del Suolo dell'impianto: 0.5 (default)
 - Superficie fotovoltaica analizzata: $162.050 \text{ mq} \times 0.5 = \mathbf{81.025 \text{ mq}}$
 - Backtracking: si

N.B. Oltre ad una maggiore computazione della superficie fotovoltaica, a causa della limitazione dell'algoritmo di cui al suddetto punto B, la superficie modellata è stata sovrastimata al fine di incrementare ulteriormente i livelli di sicurezza dell'impianto;



Figura 29 – Modellazione, su mappa satellitare, dell'array dell'impianto fotovoltaico.

Si noti come la superficie fotovoltaica analizzata, pari a 81.025 mq circa, corrisponda ad una superficie circa 2 volte più grande rispetto a quella captante (riflettente) effettiva dell'impianto, di 42.070 mq circa, sovrastimando l'intensità delle riflessioni luminose prodotte nonché la dimensione dei potenziali punti di abbagliamento, a tutto vantaggio della sicurezza.



9. Risultati delle verifiche e conclusioni

I risultati delle analisi hanno evidenziato quanto segue.

In condizioni di funzionamento “ordinario” (default) dell’impianto, ovvero del sistema di inseguimento solare monoassiale (vedi Cap. 7 e Fig. 21), sono emersi alcuni fenomeni di abbagliamento con basso potenziale di immagine residua temporanea (zona “verde” del diagramma di pericolosità di Fig. 16) ma anche con potenziale di immagine residua temporanea (zona “gialla”) (vedi report Allegato B), restituendo un esito delle verifiche, così come richieste dalla FAA, non pienamente soddisfatto (Fig. 29).

COMPONENT	STATUS	DESCRIPTION
Analysis parameters	PASS	Analysis time interval and eye characteristics used are acceptable
2-mile flight path(s)	FAIL	Flight path receptor(s) receive yellow glare
ATCT(s)	PASS	Receptor(s) marked as ATCT do not receive glare

Figura 29 - Un estratto dei risultati delle analisi. In condizioni di funzionamento “ordinario” (di default) dell’impianto fotovoltaico, le verifiche non risultano pienamente soddisfatte.

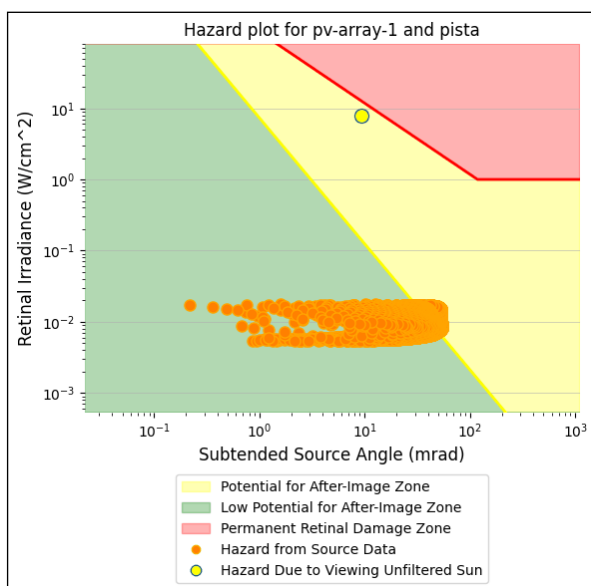


Figura 30 - Nell’immagine è riportato il Diagramma di Pericolosità di Fig. 16, che evidenzia i fenomeni generati dal sistema fotovoltaico (in condizioni di funzionamento “ordinario” del tracker monoassiale) nei confronti della traiettoria di volo “Pista 12”. Tali fenomeni corrispondono a un basso potenziale di immagine residua temporanea, ma anche a un potenziale di immagine residua temporanea, senza tuttavia mai superare gli effetti prodotti dalla visione diretta del Sole, quale valore di riferimento (pallino giallo in alto).

Tali fenomeni si manifestano unicamente verso la traiettoria di volo “Pista 12”, senza tuttavia mai superare, in termini di intensità luminosa, gli effetti prodotti dalla visione diretta del Sole, restituendo, al contrario, valori nettamente inferiori (Fig. 30); inoltre, si manifestano soltanto durante la fase di backtracking al tramonto nei mesi compresi tra aprile e agosto (Fig. 31). In questa fase, quando il Sole è prossimo all’orizzonte, i moduli ruotano “all’indietro” per limitare l’ombreggiamento tra di essi, generando, però, riflessioni più basse e vicine al suolo, interferendo con i piloti in avvicinamento alla Pista 12. In questa configurazione, gli angoli di incidenza sono maggiori, il che comporta anche una maggiore quantità delle riflessioni luminose (vedi approf. al Cap. 4).

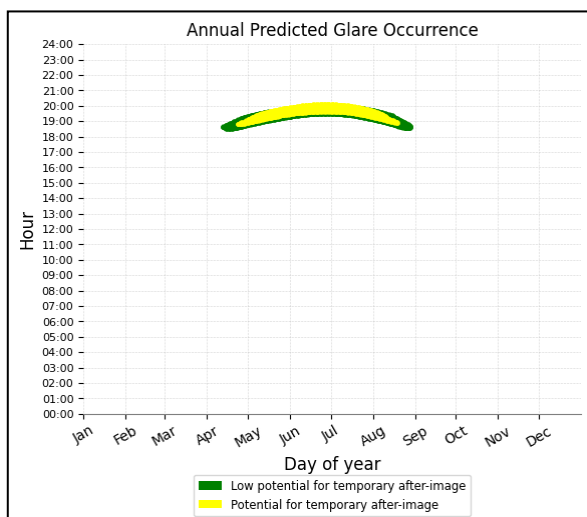


Figura 31 – Nell'immagine sono evidenziati i periodi dell'anno in cui sono stimati verificarsi i fenomeni di riflessione luminosa nei confronti della traiettoria di volo della Pista 12, generati dal sistema fotovoltaico in condizioni di funzionamento "ordinario" (default) dei tracker monoassiali. Tali fenomeni si manifestano nel tardo pomeriggio (tramonto) durante il backtracking, nei mesi compresi tra aprile e agosto.

Tuttavia, la durata complessiva dei fenomeni con intensità superiore ai valori limite (ossia ricadenti nella "zona gialla") è di soli 2.935 minuti durante l'intero periodo di riferimento. Pertanto, si può dedurre che questi si manifestano effettivamente soltanto per pochi minuti al giorno.

È importante precisare, inoltre, che tali fenomeni si manifestano solo considerando un campo visivo illimitato per i piloti, ovvero senza tenere conto della visuale limitata dalla cabina di pilotaggio, assumendo, per assurdo, che gli stessi godano di una visione a 360° durante le procedure di volo, con un notevole aggravio nella rilevazione dei fenomeni. In queste condizioni di analisi, infatti, le riflessioni colpiscono i piloti esclusivamente dal basso e da dietro.

Gli stessi fenomeni, in effetti, cessano del tutto in considerazione di un campo visivo del pilota alla pari di quello realmente osservabile dalla cabina di pilotaggio, ovvero di 30° verso il basso (rispetto al vettore del percorso di avvicinamento) e di 50° sia verso destra che verso sinistra, così come stabilito dalla FAA (vedi Allegato C). In questo caso, la durata complessiva stimata dei fenomeni di abbagliamento ricadenti nella "zona gialla" si riduce a zero, mentre è di soli 381 minuti -nell'intero periodo di riferimento- la durata di quelli ricadenti nella "zona verde", dimostrando la sussistenza di elevati margini di sicurezza.

Oltretutto, deve essere rammentato che **i risultati sopra discussi derivano dall'analisi di una superficie fotovoltaica circa 2 volte più grande rispetto a quella captante (riflettente) effettiva (vedi Cap. 8), sovrastimando i potenziali punti di abbagliamento nonché l'intensità dei raggi riflessi, penalizzando fortemente l'impianto.**

In ogni caso, anche se nell'ipotesi di un campo visivo dei piloti *illimitato*, è dimostrato che una restrizione nella programmazione dei tracker elimina efficacemente le riflessioni luminose che possono provocare un potenziale di immagine residua temporanea (zona "gialla"). Questa limitazione riguarda esclusivamente la fase di backtracking al tramonto e prevede che l'"angolo di riposo" venga programmato su un valore non inferiore ai 10 gradi di inclinazione (vedi approf. al Cap. 7). Tale restrizione, pur consentendo ai moduli di ruotare all'indietro durante questa fase, impedisce loro di



posizionarsi su angoli compresi tra 10° e 0° per tutta la durata del backtracking, limitando in modo più efficace le riflessioni nei confronti dell'aeroporto nonché eccessive interferenze con i piloti della Pista 12 (vedi report Allegato D).

In questo caso, nessun fenomeno di riflessione luminosa ricadente nella “zona gialla” viene rilevato, evidenziando la presenza di elevati margini di sicurezza nonché la piena conformità ai criteri della Federal Aviation Administration (Fig. 32).

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)	PASS	Receptor(s) marked as ATCT do not receive glare

Figura 32– Un estratto dei risultati delle analisi in cui è evidenziato l'esito positivo delle verifiche nonché la conformità ai criteri della Federal Aviation Administration.

Per quanto riguarda la traiettoria di volo 'Pista 30' e la cabina della torre di controllo (ATCT), è opportuno precisare che non si sono mai registrati fenomeni di abbagliamento ricadenti nella 'zona gialla', indipendentemente dalla casistica sopra discussa. La torre di controllo, inoltre, è sempre risultata esente da qualunque fenomeno di abbagliamento.

Le verifiche sono state eseguite anche verso le traiettorie di volo delle elisuperfici, al fine di garantire una completa analisi della sicurezza aerea, riscontrando soltanto esigui fenomeni di abbagliamento ricadenti nella “zona verde” in condizioni di funzionamento ordinario del sistema di inseguimento solare monoassiale (vedi report **Allegato E**). Tuttavia, nel caso di restrizione della movimentazione dei tracker, come discusso in precedenza, non si registra alcun fenomeno di abbagliamento (vedi report **Allegato F**).

È doveroso precisare, infine, che le strategie di inseguimento solare, nonché di backtracking, utilizzate dal tool possono deviare dal comportamento del mondo reale a causa della progettazione del sistema, delle condizioni ambientali e di altri fattori. I dati e i grafici di tracciamento, a cui si rimanda nell'**Allegato G**, devono essere sempre consultati durante la programmazione del sistema, verificando e/o allineando il comportamento del tracciamento laddove necessario.

In conclusione, visto e considerato quanto sopra, è possibile affermare la sussistenza di ampi margini di sicurezza sia per l'Aeroporto che per il corretto esercizio dell'impianto nel suo complesso. Tuttavia, è fondamentale un adeguato monitoraggio, da eseguire a cura dell'installatore e/o proprietario, subito dopo la messa in esercizio cosicché, qualora pervenissero segnalazioni da parte del personale aeronautico riguardo eventuali fenomeni di abbagliamento nei periodi dell'anno sopra indicati, con particolare riguardo ai piloti in avvicinamento alla Pista 12, si



adottino i provvedimenti discussi (restrizione nella movimentazione dei tracker). Allo stesso modo, qualora dovessero manifestarsi eventuali ed ulteriori imprevedibili fenomeni di riflessione luminosa verso qualsiasi altra direzione rilevante per la sicurezza aeronautica, *anche durante gli altri periodi dell'anno*, per motivi attualmente non quantificabili e/o individuabili (quali differenti condizioni in situ nonché in caso di guasti o una differente programmazione del sistema di movimentazione dei moduli rispetto a quella analizzata), dovranno essere intraprese tutte le azioni necessarie per la loro eliminazione.

IL TECNICO



Allegati

Allegato A – Scheda tecnica dei moduli fotovoltaici Longi SOLAR modello LR7-72HGD 585-620M

**Allegato B - Verifica dei pericoli di abbagliamento verso i piloti e la torre di controllo dell'aeroporto (funzionamento "ordinario" del sistema di inseguimento solare)
(*campo visivo dei piloti illimitato*)**

**Allegato C - Verifica dei pericoli di abbagliamento verso i piloti e la torre di controllo dell'aeroporto (funzionamento "ordinario" del sistema di inseguimento solare)
(*campo visivo dei piloti reale*)**

**Allegato D - Verifica dei pericoli di abbagliamento verso i piloti e la torre di controllo dell'aeroporto (funzionamento limitato del sistema di inseguimento solare – angolo di riposo=10°)
(*campo visivo dei piloti illimitato*)**

**Allegato E - Verifica dei pericoli di abbagliamento verso le elisuperfici (funzionamento "ordinario" del sistema di inseguimento solare)
(*campo visivo dei piloti illimitato*)**

**Allegato F - Verifica dei pericoli di abbagliamento verso le elisuperfici (funzionamento limitato del sistema di inseguimento solare – angolo di riposo=10°)
(*campo visivo dei piloti illimitato*)**

**Allegato G - Tabulati (dati e grafici) del sistema di inseguimento solare monoassiale
(*angolo di riposo=10°*)**



ALLEGATO A

- Scheda Tecnica moduli fotovoltaici Longi SOLAR modello LR7-72HGD 585-620M –

Hi-MO 7

LR7-72HGD 585~620M

- High-performance PV modules for utility power plants
- Advanced HPDC cell technology delivers superior module efficiency and power
- High bifaciality and excellent power temperature coefficient achieves high energy yield
- LONGi lifecycle quality ensures long-term performance

12

12-year Warranty for
Materials and Processing

30

30-year Warranty for Extra
Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: ISO Quality Management System

ISO14001: 2015: ISO Environment Management System

ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety

IEC62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGi



23.0%
MAX MODULE
EFFICIENCY

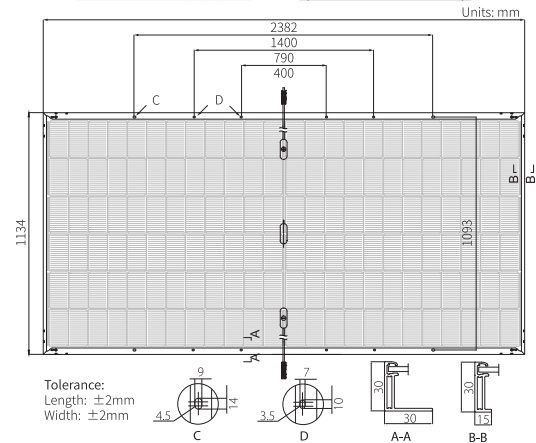
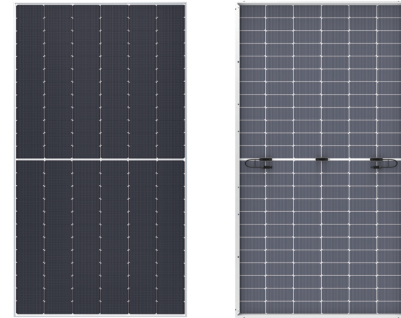
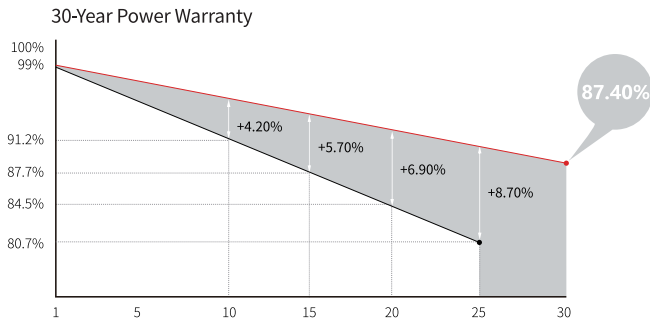
0~3%
POWER
TOLERANCE

<1%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.4%
YEAR 2-30
POWER DEGRADATION

HALF-CELL
Lower operating temperature

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm semi-tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	33.5kg
Dimension	2382×1134×30mm
Packaging	36pcs per pallet / 144pcs per 20' GP / 720pcs per 40' HC

Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C

NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s

Test uncertainty for Pmax: ±3%

Module Type	LR7-72HGD-585M		LR7-72HGD-590M		LR7-72HGD-595M		LR7-72HGD-600M		LR7-72HGD-605M		LR7-72HGD-610M		LR7-72HGD-615M		LR7-72HGD-620M	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	585	445.3	590	449.1	595	452.9	600	456.7	605	460.6	610	464.4	615	468.2	620	472.0
Open Circuit Voltage (Voc/V)	52.01	49.43	52.12	49.53	52.23	49.64	52.34	49.74	52.44	49.84	52.55	49.94	52.66	50.04	52.77	50.15
Short Circuit Current (Isc/A)	14.29	11.48	14.37	11.54	14.45	11.61	14.53	11.67	14.61	11.74	14.69	11.80	14.77	11.86	14.85	11.92
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	43.57	41.41	43.68	41.51	43.79	41.63	43.90	41.72	44.00	41.82	44.11	41.92	44.22	42.03	44.33	42.13
Current at Maximum Power (Imp/A)	13.43	10.76	13.51	10.82	13.59	10.88	13.67	10.95	13.75	11.02	13.83	11.08	13.91	11.14	13.99	11.21
Module Efficiency(%)	21.7		21.8		22.0		22.2		22.4		22.6		22.8		23.0	

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 605W front)

Pmax/W	Voc/V	Isc/A	Vmp/V	Imp/A	Pmax gain
635	52.44	15.35	44.00	14.44	5%
666	52.44	16.08	44.00	15.13	10%
696	52.54	16.81	44.10	15.81	15%
726	52.54	17.54	44.10	16.50	20%
756	52.54	18.27	44.10	17.19	25%

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Bifaciality	80±5%
Fire Rating	UL type 29 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.045%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.230%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.280%/°C

To: Whom It May Concern

From: LONGi Solar Technology Co., Ltd

Regarding: Anti-Reflective

Statement for Anti-Reflective

To Whom it May Concern,

We, LONGi Solar Technology Co., Ltd, a company incorporated under the laws of China with principal office address at No. 8369, Shangyuan Road, Xian Economic and Technological Development Zone (hereinafter “LONGI”), hereby confirm that:

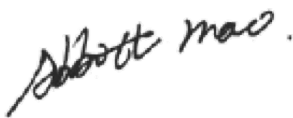
- The offered solar modules with module type LR5-72HGD/LR7-72HGD/LR7-72HGDF/LR8-66HGD are equipped with anti-reflective coating on front side glass surface.

Thank your for your cooperation.

Sincerely

Authorized Representative

Head of Technical Service dept.



04.07.2024





ALLEGATO B

**- Verifica dei pericoli di abbagliamento verso i piloti e la torre di controllo dell'aeroporto -
(funzionamento "ordinario" del sistema di inseguimento solare)
(campo visivo dei piloti illimitato)**

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Aeroporto Militare di Piacenza-San Damiano.**

Site configuration: **Comunita Energetiche_Vigolzone**

Analysis conducted by Pierpaolo Vittorini (pierpaolovitt@gmail.com) at 13:59 on 25 Oct, 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)	FAIL	Flight path receptor(s) receive yellow glare
ATCT(s)	PASS	Receptor(s) marked as ATCT do not receive glare

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>

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Aeroporto Militare di Piacenza-San Damiano.**

Site configuration: **Comunita Energetiche_Vigolzone**

Created 25 Oct, 2024

Updated 25 Oct, 2024

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

DNI peaks at 1,000.0 W/m²

Category 5 MW to 10 MW

Site ID 132393.22557

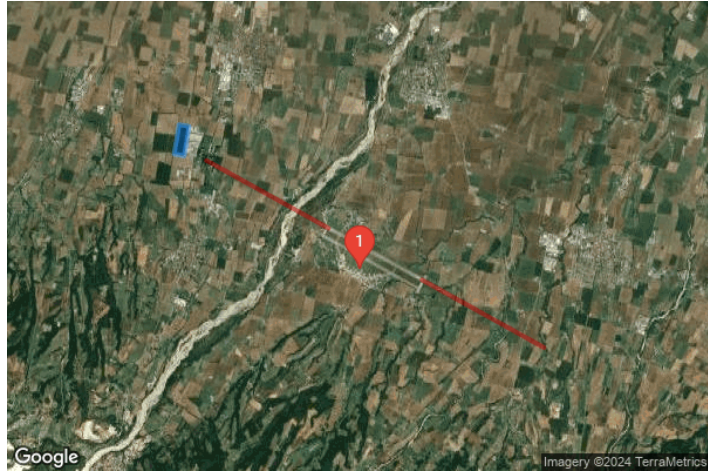
Ocular transmission coefficient 0.5

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 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	2,448	40.8	2,935	48.9	23,370,000.0

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
Pista 12	1,990	33.2	2,935	48.9
Pista 30	458	7.6	0	0.0
1-ATCT	0	0.0	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: 55.0°
Resting angle: 0.0° ←
Ground Coverage Ratio: 0.5
Rated power: 9500.14 kW
Panel material: Smooth glass with AR coating
Reflectivity: Vary with sun
Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	44.941308	9.664685	133.35	1.52	134.87
2	44.935264	9.663230	139.99	1.52	141.51
3	44.934823	9.666169	140.60	1.52	142.12
4	44.940954	9.667625	134.14	1.52	135.66

Flight Path Receptors

Name: Pista 12
Description:
Threshold height: 15 m
Direction: 119.0°
Glide slope: 2.6°
Pilot view restricted? Yes ←
Vertical view: 90.0° ←
Azimuthal view: 180.0°



Point	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
Threshold	44.919857	9.708455	138.36	15.24	153.60
Two-mile	44.933874	9.672701	144.02	155.74	299.76

Name: Pista 30
Description:
Threshold height: 15 m
Direction: 299.0°
Glide slope: 2.6°
Pilot view restricted? Yes
Vertical view: 90.0°
Azimuthal view: 180.0°



Point	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
Threshold	44.909176	9.735837	132.82	15.24	148.06
Two-mile	44.895159	9.771585	133.79	160.44	294.23

Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
1-ATCT	1	44.911227	9.717622	140.44	20.00

Map image of 1-ATCT



Glare Analysis Results

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

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy
	°	°	min	hr	min	hr	kWh
PV array 1	SA tracking	SA tracking	2,448	40.8	2,935	48.9	23,370,000.0

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
Pista 12	1,990	33.2	2,935	48.9
Pista 30	458	7.6	0	0.0
1-ATCT	0	0.0	0	0.0

PV: PV array 1 potential temporary after-image

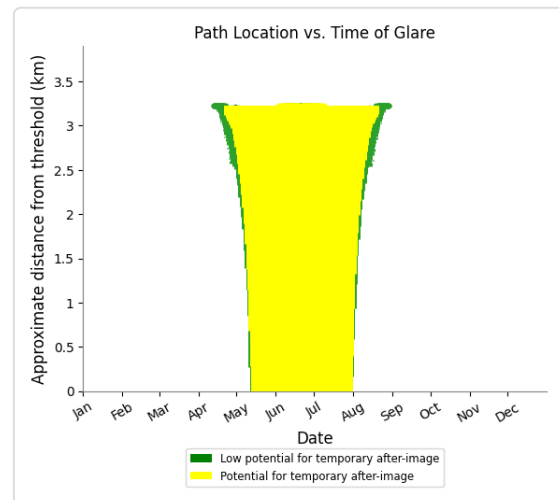
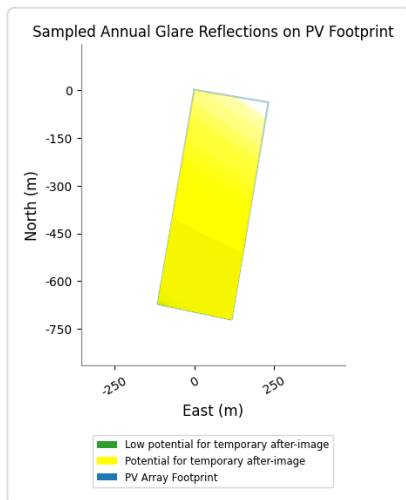
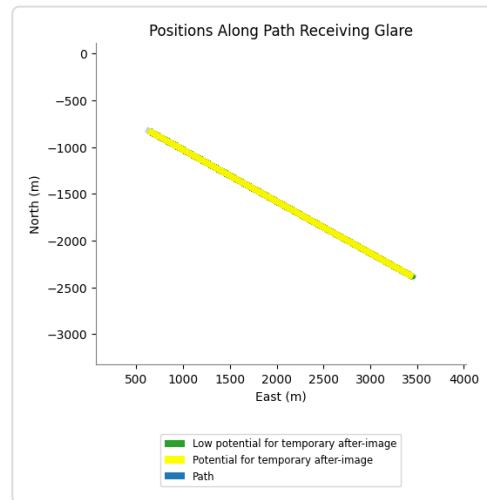
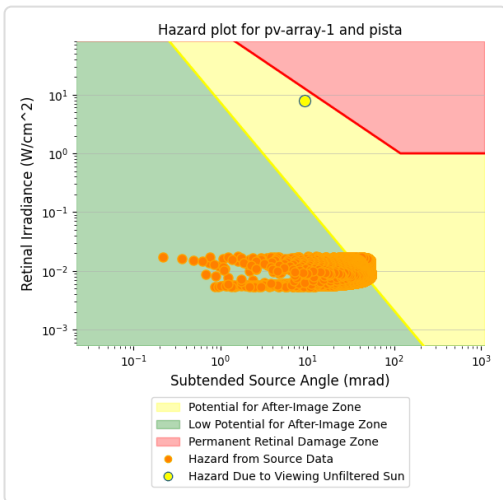
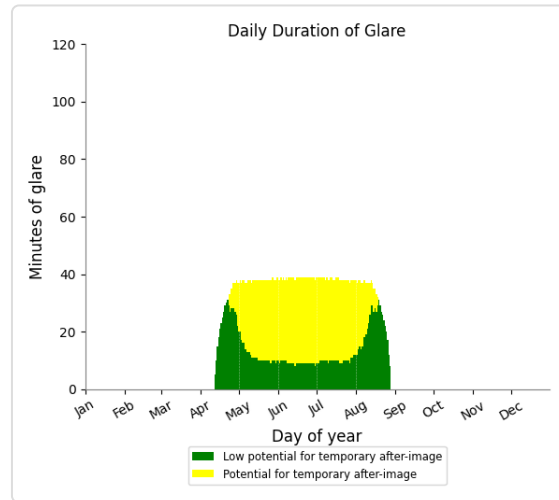
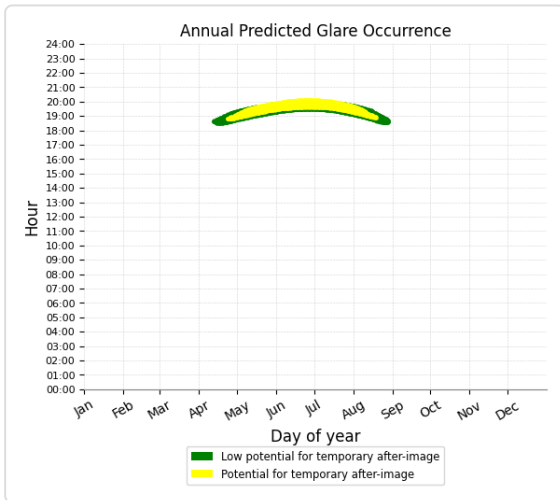
Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Pista 12	1,990	33.2	2,935	48.9
Pista 30	458	7.6	0	0.0
1-ATCT	0	0.0	0	0.0

PV array 1 and FP: Pista 12

Yellow glare: 2,935 min.

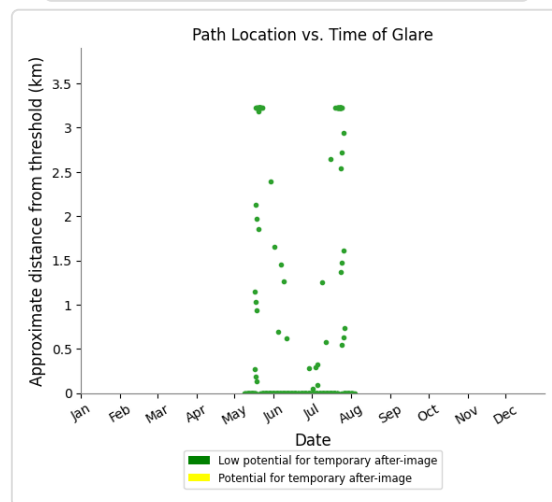
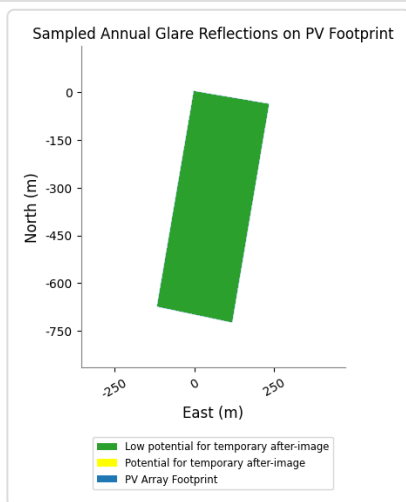
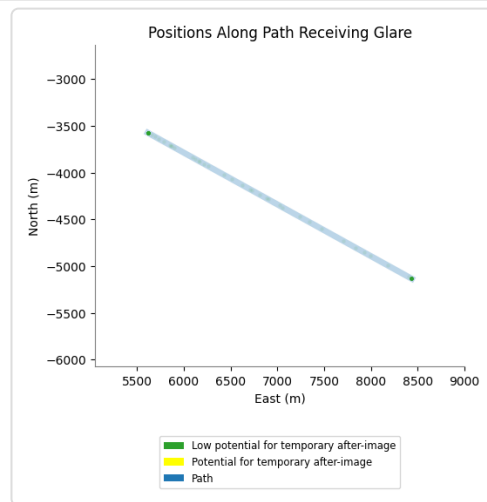
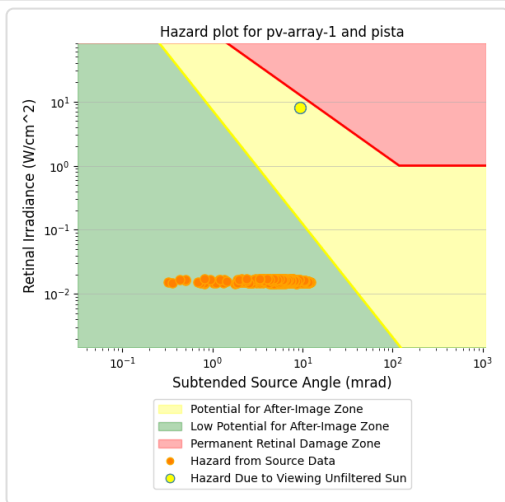
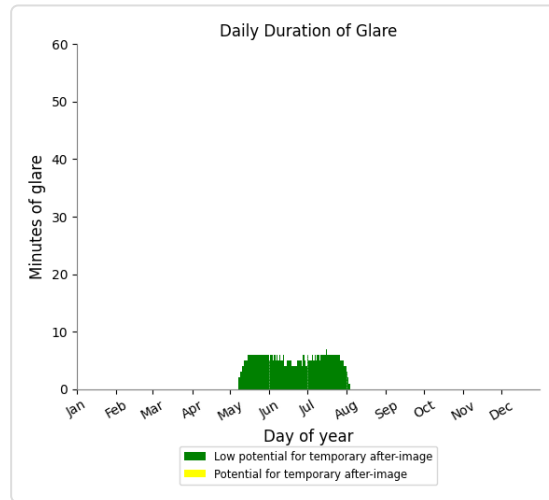
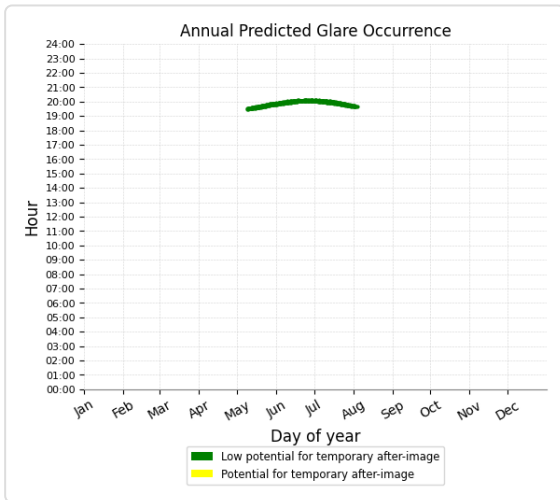
Green glare: 1,990 min.



PV array 1 and FP: Pista 30

Yellow glare: none

Green glare: 458 min.



PV array 1 and 1-ATCT

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

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



ALLEGATO C

**- Verifica dei pericoli di abbagliamento verso i piloti e la torre di controllo dell'aeroporto -
(funzionamento "ordinario" del sistema di inseguimento solare)
(campo visivo dei piloti reale)**

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Aeroporto Militare di Piacenza-San Damiano.**

Site configuration: **Comunita Energetiche_Vigolzone-temp-0**

Analysis conducted by Pierpaolo Vittorini (pierpaolovitt@gmail.com) at 14:04 on 25 Oct, 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)	PASS	Receptor(s) marked as ATCT do not receive glare

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>

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Aeroporto Militare di Piacenza-San Damiano.**

Site configuration: **Comunita Energetiche_Vigolzone-temp-0**

Created 25 Oct, 2024

Updated 25 Oct, 2024

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

DNI peaks at 1,000.0 W/m²

Category 5 MW to 10 MW

Site ID 132405.22557

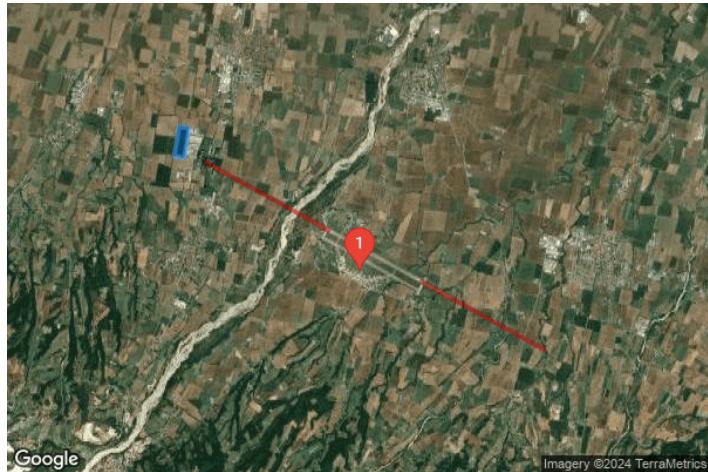
Ocular transmission coefficient 0.5

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	381	6.3	0	0.0	23,370,000.0

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
Pista 12	0	0.0	0	0.0
Pista 30	381	6.3	0	0.0
1-ATCT	0	0.0	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: 55.0°
Resting angle: 0.0° ←
Ground Coverage Ratio: 0.5
Rated power: 9500.14 kW
Panel material: Smooth glass with AR coating
Reflectivity: Vary with sun
Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	44.941308	9.664685	133.35	1.52	134.87
2	44.935264	9.663230	139.99	1.52	141.51
3	44.934823	9.666169	140.60	1.52	142.12
4	44.940954	9.667625	134.14	1.52	135.66

Flight Path Receptors

Name: Pista 12
Description:
Threshold height: 15 m
Direction: 119.0°
Glide slope: 2.6°
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	44.919857	9.708455	138.36	15.24	153.60
Two-mile	44.933874	9.672701	144.02	155.74	299.76

Name: Pista 30
Description:
Threshold height: 15 m
Direction: 299.0°
Glide slope: 2.6°
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	44.909176	9.735837	132.82	15.24	148.06
Two-mile	44.895159	9.771585	133.79	160.44	294.23

Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
1-ATCT	1	44.911227	9.717622	140.44	20.00

Map image of 1-ATCT



Glare Analysis Results

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

PV Array	Tilt °	Orient °	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy kWh
			min	hr	min	hr	
PV array 1	SA tracking	SA tracking	381	6.3	0	0.0	23,370,000.0

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
Pista 12	0	0.0	0	0.0
Pista 30	381	6.3	0	0.0
1-ATCT	0	0.0	0	0.0

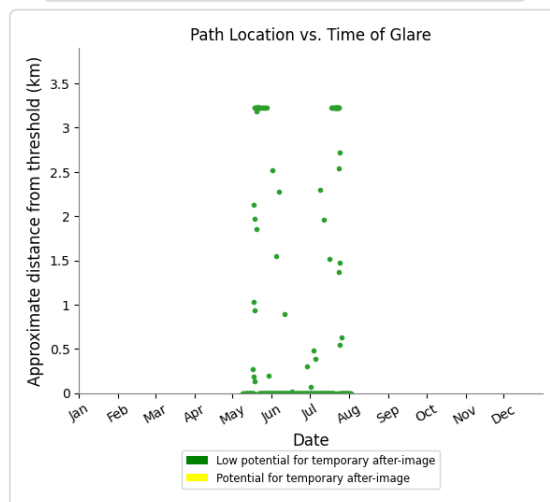
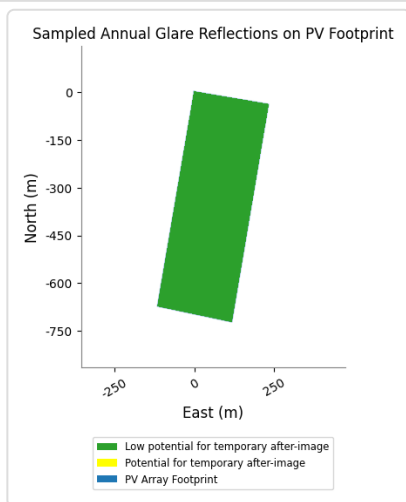
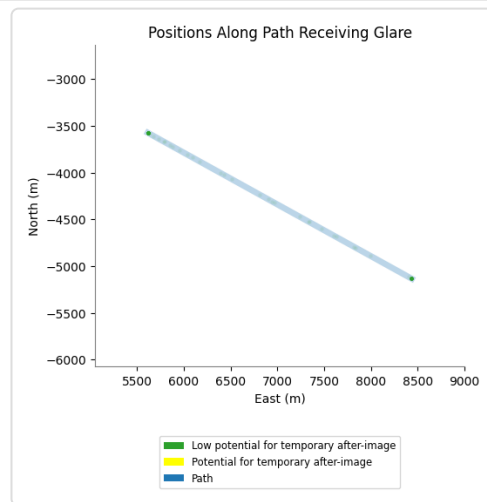
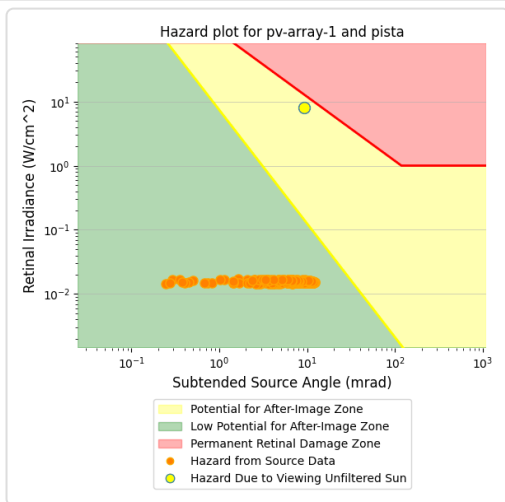
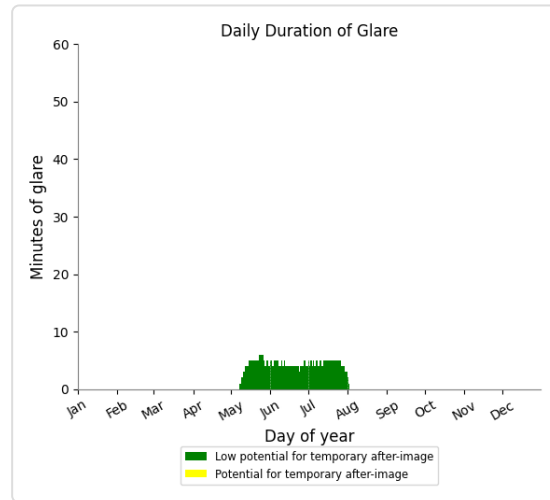
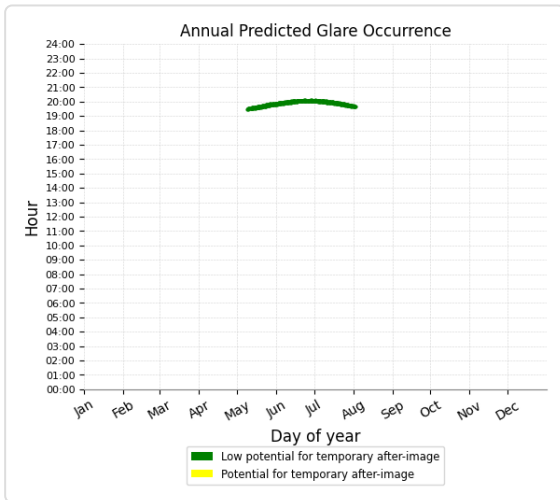
PV: PV array 1 low potential for temporary after-image

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Pista 30	381	6.3	0	0.0
Pista 12	0	0.0	0	0.0
1-ATCT	0	0.0	0	0.0

PV array 1 and FP: Pista 30

Yellow glare: none
Green glare: 381 min.



PV array 1 and FP: Pista 12

No glare found

PV array 1 and 1-ATCT

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

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



ALLEGATO D

**- Verifica dei pericoli di abbagliamento verso i piloti e la torre di controllo dell'aeroporto -
(funzionamento limitato del sistema di inseguimento solare – angolo di riposo=10°)
(campo visivo dei piloti illimitato)**

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Aeroporto Militare di Piacenza-San Damiano.**

Site configuration: **Comunita Energetiche_Vigolzone-temp-1**

Analysis conducted by Pierpaolo Vittorini (pierpaolovitt@gmail.com) at 14:06 on 25 Oct, 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)	PASS	Receptor(s) marked as ATCT do not receive glare

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>

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Aeroporto Militare di Piacenza-San Damiano.**
 Site configuration: **Comunita Energetiche_Vigolzone-temp-1**

Created 25 Oct, 2024
 Updated 25 Oct, 2024
 Time-step 1 minute
 Timezone offset UTC1
 Minimum sun altitude 0.0 deg
 DNI peaks at 1,000.0 W/m²
 Category 5 MW to 10 MW
 Site ID 132406.22557



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	732	12.2	0	0.0	23,660,000.0

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
Pista 12	732	12.2	0	0.0
Pista 30	0	0.0	0	0.0
1-ATCT	0	0.0	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: 55.0°
Resting angle: 10.0° ←
Ground Coverage Ratio: 0.5
Rated power: 9500.14 kW
Panel material: Smooth glass with AR coating
Reflectivity: Vary with sun
Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	44.941308	9.664685	133.35	1.52	134.87
2	44.935264	9.663230	139.99	1.52	141.51
3	44.934823	9.666169	140.60	1.52	142.12
4	44.940954	9.667625	134.14	1.52	135.66

Flight Path Receptors

Name: Pista 12
Description:
Threshold height: 15 m
Direction: 119.0°
Glide slope: 2.6°
Pilot view restricted? Yes ←
Vertical view: 90.0° ←
Azimuthal view: 180.0°



Point	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
Threshold	44.919857	9.708455	138.36	15.24	153.60
Two-mile	44.933874	9.672701	144.02	155.74	299.76

Name: Pista 30
Description:
Threshold height: 15 m
Direction: 299.0°
Glide slope: 2.6°
Pilot view restricted? Yes
Vertical view: 90.0°
Azimuthal view: 180.0°



Point	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
Threshold	44.909176	9.735837	132.82	15.24	148.06
Two-mile	44.895159	9.771585	133.79	160.44	294.23

Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
1-ATCT	1	44.911227	9.717622	140.44	20.00

Map image of 1-ATCT



Glare Analysis Results

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

PV Array	Tilt °	Orient °	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy kWh
			min	hr	min	hr	
PV array 1	SA tracking	SA tracking	732	12.2	0	0.0	23,660,000.0

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
Pista 12	732	12.2	0	0.0
Pista 30	0	0.0	0	0.0
1-ATCT	0	0.0	0	0.0

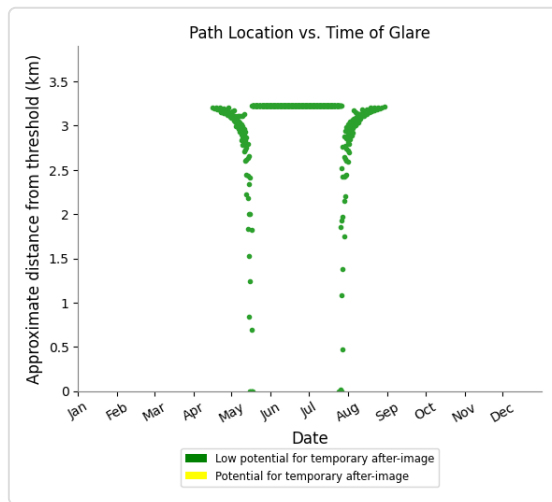
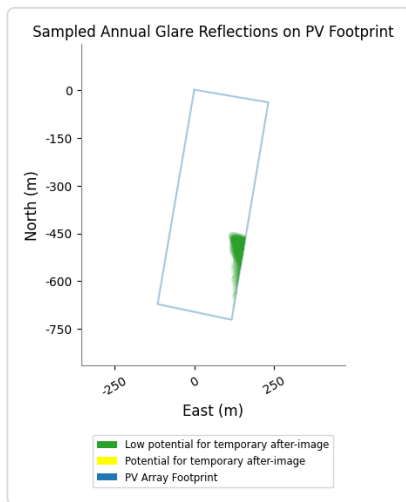
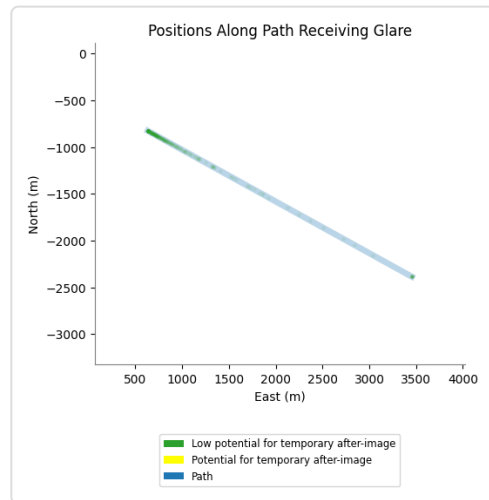
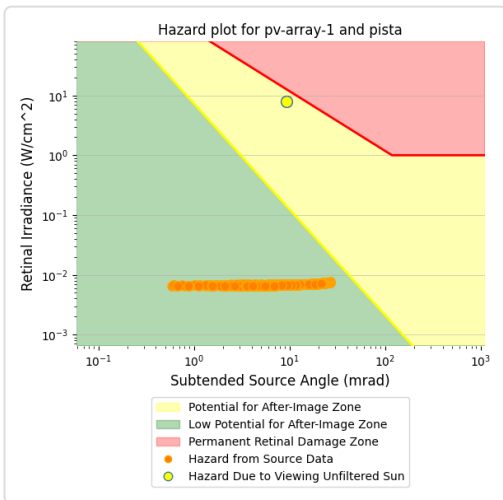
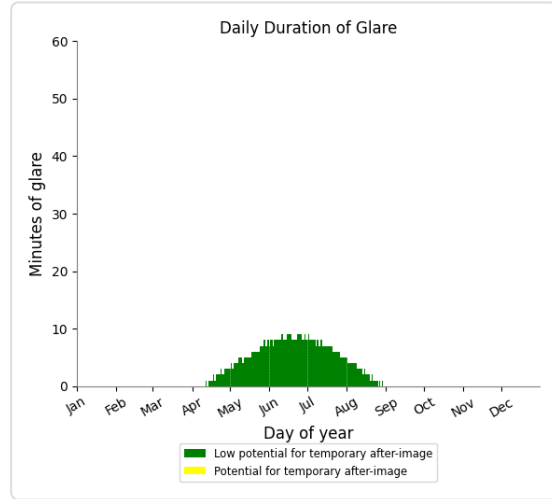
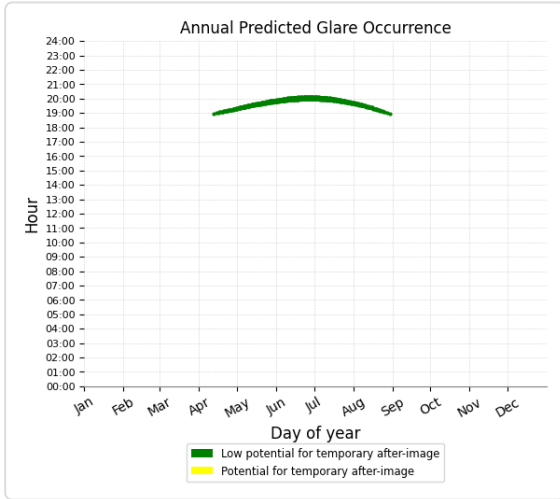
PV: PV array 1 low potential for temporary after-image

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Pista 12	732	12.2	0	0.0
Pista 30	0	0.0	0	0.0
1-ATCT	0	0.0	0	0.0

PV array 1 and FP: Pista 12

Yellow glare: none
Green glare: 732 min.



PV array 1 and FP: Pista 30

No glare found

PV array 1 and 1-ATCT

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

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



ALLEGATO E

**- Verifica dei pericoli di abbagliamento verso le elisuperfici -
(funzionamento "ordinario" del sistema di inseguimento solare)
(campo visivo dei piloti illimitato)**

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Aeroporto Militare di Piacenza-San Damiano.**

Site configuration: **Comunita Energetiche_Vigolzone_HELI**

Analysis conducted by Pierpaolo Vittorini (pierpaolovitt@gmail.com) at 14:19 on 25 Oct, 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)	PASS	Receptor(s) marked as ATCT do not receive glare

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>

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Aeroporto Militare di Piacenza-San Damiano.**
 Site configuration: **Comunita Energetiche_Vigolzone_HELI**

Created 25 Oct, 2024
 Updated 25 Oct, 2024
 Time-step 1 minute
 Timezone offset UTC1
 Minimum sun altitude 0.0 deg
 DNI peaks at 1,000.0 W/m²
 Category 5 MW to 10 MW
 Site ID 132407.22557



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	3,543	59.0	0	0.0	23,370,000.0

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 1	808	13.5	0	0.0
FP 2	28	0.5	0	0.0
FP 3	924	15.4	0	0.0
FP 4	0	0.0	0	0.0
FP 5	1,764	29.4	0	0.0
FP 6	19	0.3	0	0.0
1-ATCT	0	0.0	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: 55.0°
Resting angle: 0.0° ←
Ground Coverage Ratio: 0.5
Rated power: 9500.14 kW
Panel material: Smooth glass with AR coating
Reflectivity: Vary with sun
Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	44.941308	9.664685	133.35	1.52	134.87
2	44.935264	9.663230	139.99	1.52	141.51
3	44.934823	9.666169	140.60	1.52	142.12
4	44.940954	9.667625	134.14	1.52	135.66

Flight Path Receptors

Name: FP 1
Description:
Threshold height: 15 m
Direction: 250.0°
Glide slope: 3.0°
Pilot view restricted? Yes ←
Vertical view: 90.0° ←
Azimuthal view: 180.0°



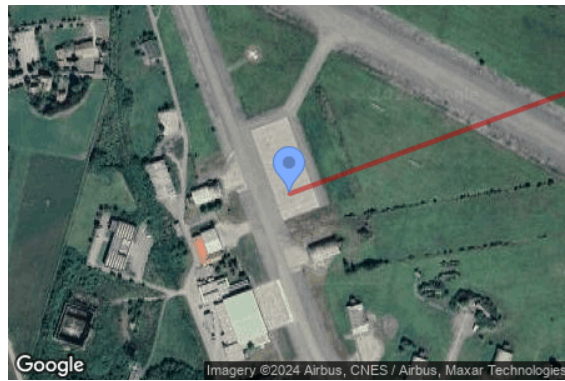
Point	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
Threshold	44.914015	9.712744	140.71	15.24	155.95
Two-mile	44.923904	9.751154	113.06	211.57	324.63

Name: FP 2
Description:
Threshold height: 15 m
Direction: 70.0°
Glide slope: 3.0°
Pilot view restricted? Yes
Vertical view: 90.0° ←
Azimuthal view: 180.0° ←



Point	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
Threshold	44.913987	9.712617	141.08	15.24	156.32
Two-mile	44.904098	9.674207	165.00	160.00	325.01

Name: FP 3
Description:
Threshold height: 15 m
Direction: 250.0°
Glide slope: 3.0°
Pilot view restricted? Yes
Vertical view: 90.0° ←
Azimuthal view: 180.0° ←



Point	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
Threshold	44.913422	9.713058	141.33	15.24	156.57
Two-mile	44.923311	9.751468	113.65	211.61	325.25

Name: FP 4
Description:
Threshold height: 15 m
Direction: 70.0°
Glide slope: 3.0°
Pilot view restricted? Yes
Vertical view: 90.0° ←
Azimuthal view: 180.0° ←



Point	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
Threshold	44.913392	9.712927	141.51	15.24	156.75
Two-mile	44.903503	9.674517	166.03	159.40	325.43

Name: FP 5

Description:

Threshold height: 15 m

Direction: 160.0°

Glide slope: 3.0°

Pilot view restricted? Yes

Vertical view: 90.0°

Azimuthal view: 180.0°



Point	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
Threshold	44.909609	9.720046	139.77	15.24	155.01
Two-mile	44.936778	9.706067	125.05	198.65	323.70

Name: FP 6

Description:

Threshold height: 15 m

Direction: 340.0°

Glide slope: 3.0°

Pilot view restricted? Yes

Vertical view: 90.0°

Azimuthal view: 180.0°



Point	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
Threshold	44.909538	9.720087	140.19	15.24	155.43
Two-mile	44.882369	9.734066	186.94	137.18	324.12

Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
1-ATCT	1	44.911227	9.717622	140.44	20.00

Map image of 1-ATCT



Glare Analysis Results

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

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy
	°	°	min	hr	min	hr	kWh
PV array 1	SA tracking	SA tracking	3,543	59.0	0	0.0	23,370,000.0

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 1	808	13.5	0	0.0
FP 2	28	0.5	0	0.0
FP 3	924	15.4	0	0.0
FP 4	0	0.0	0	0.0
FP 5	1,764	29.4	0	0.0
FP 6	19	0.3	0	0.0
1-ATCT	0	0.0	0	0.0

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

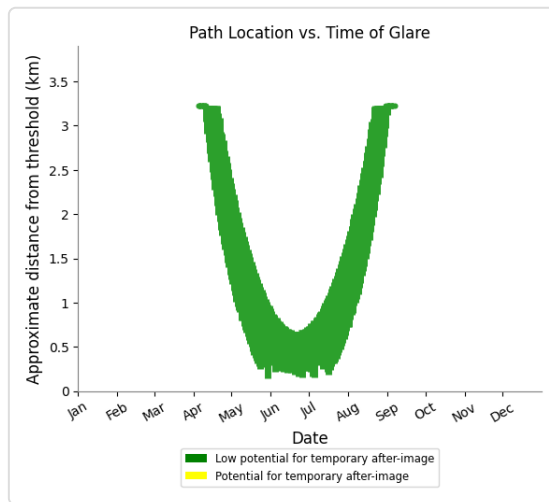
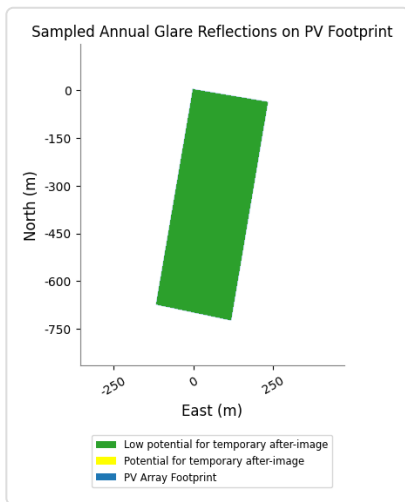
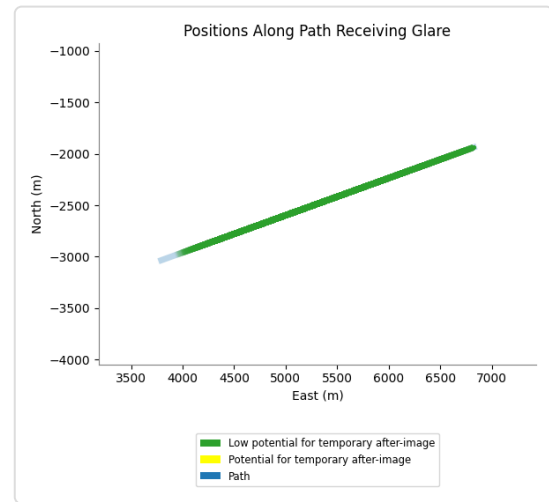
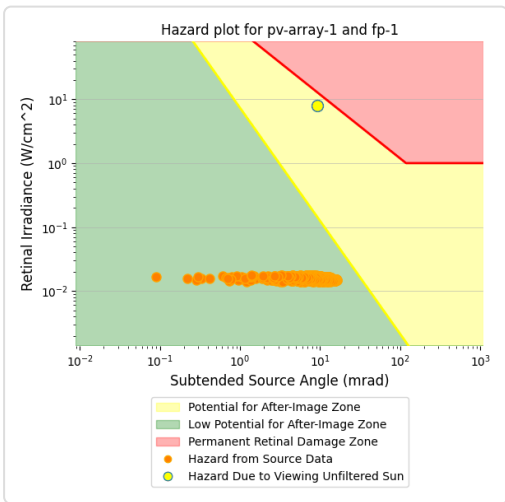
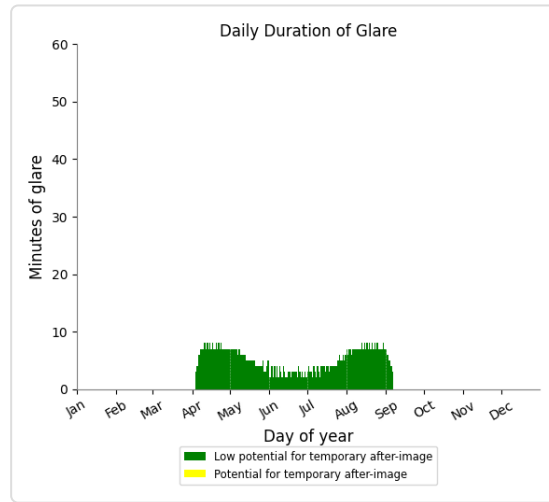
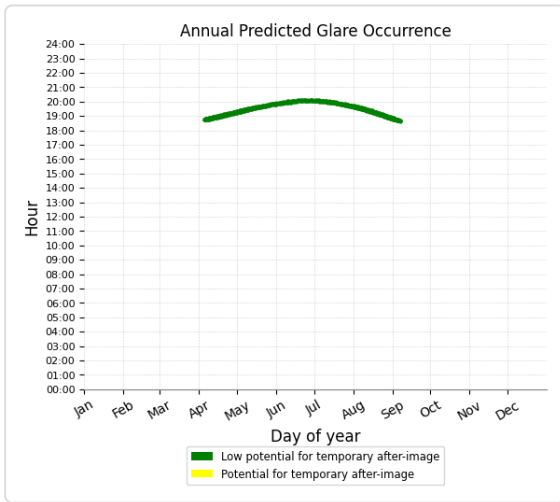
Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
FP 1	808	13.5	0	0.0
FP 2	28	0.5	0	0.0
FP 3	924	15.4	0	0.0
FP 5	1,764	29.4	0	0.0
FP 6	19	0.3	0	0.0
FP 4	0	0.0	0	0.0
1-ATCT	0	0.0	0	0.0

PV array 1 and FP: FP 1

Yellow glare: none

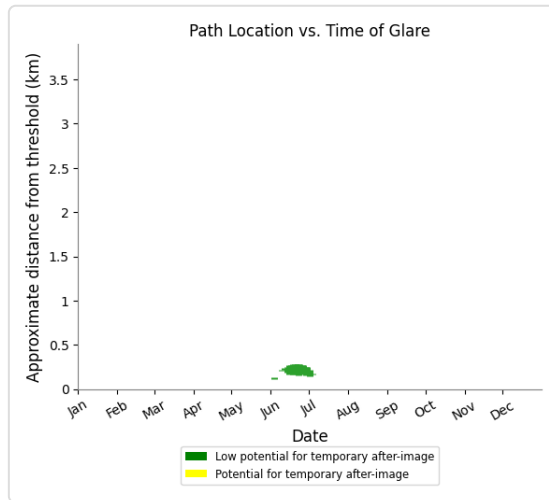
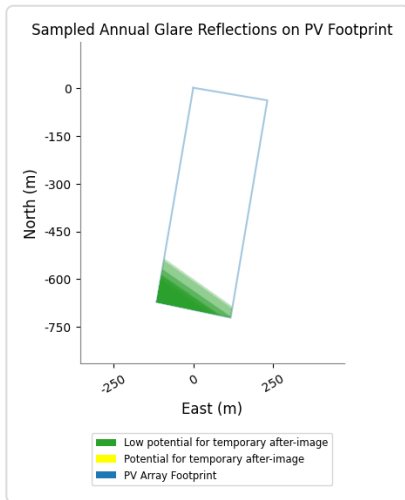
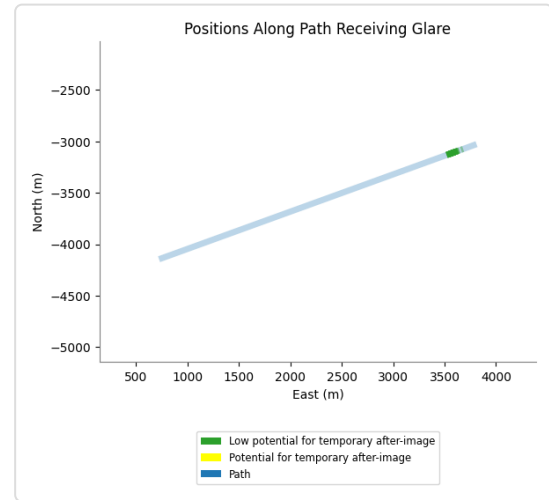
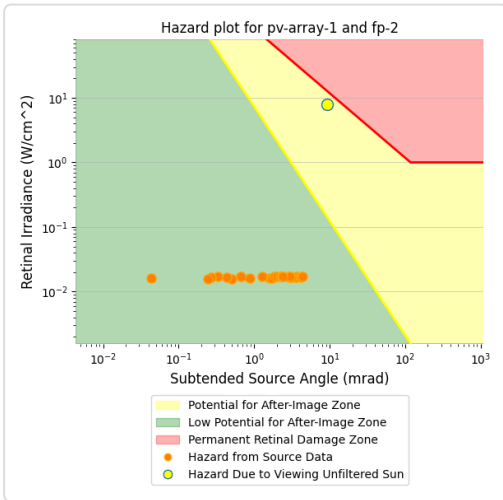
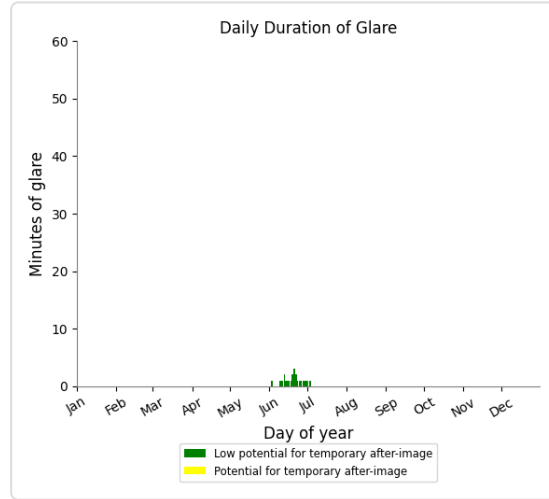
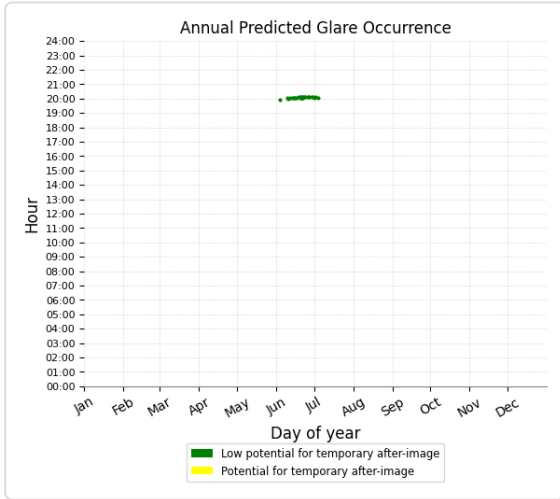
Green glare: 808 min.



PV array 1 and FP: FP 2

Yellow glare: none

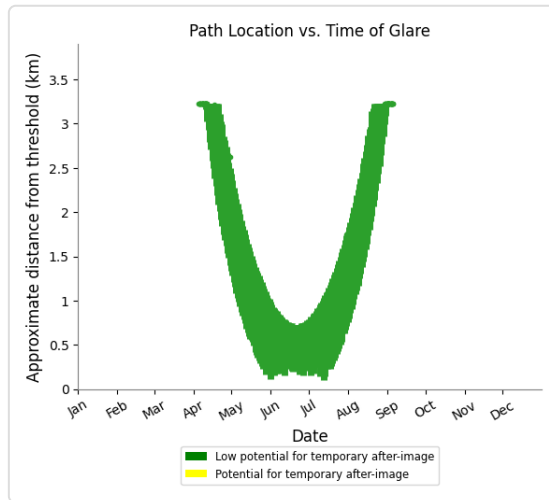
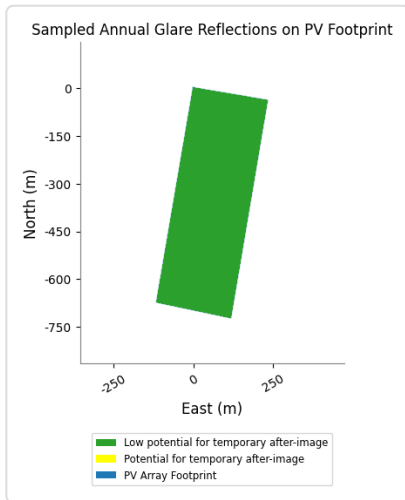
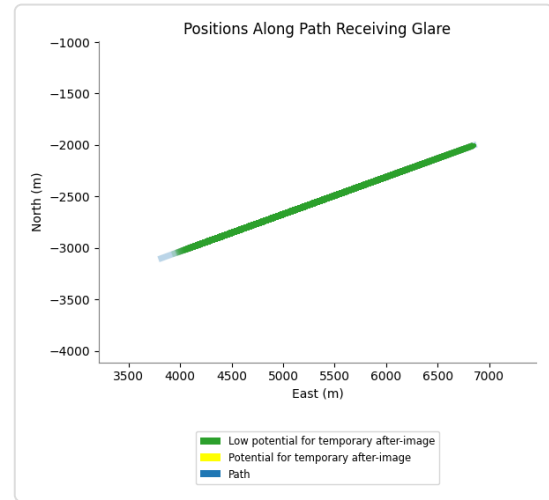
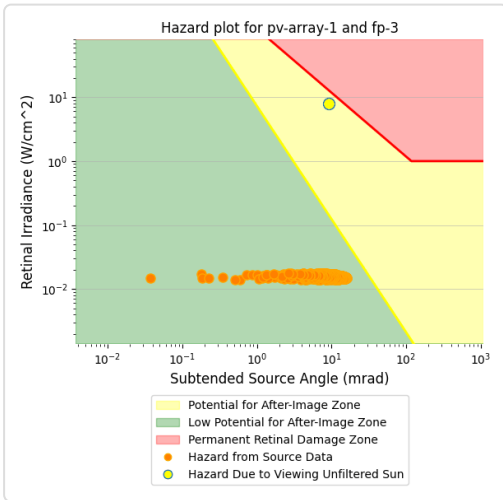
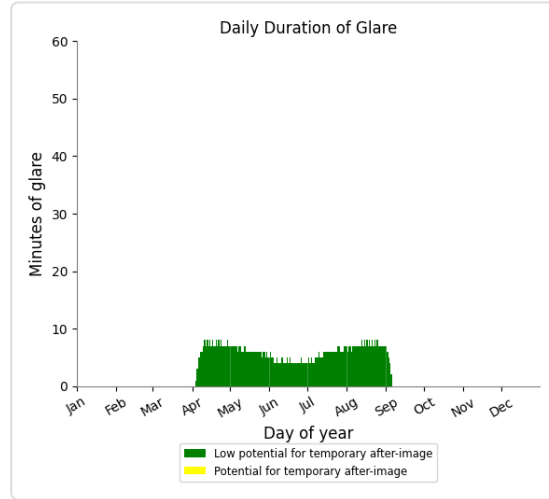
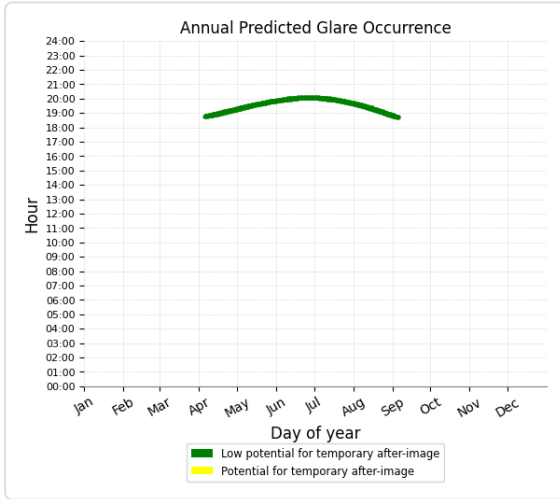
Green glare: 28 min.



PV array 1 and FP: FP 3

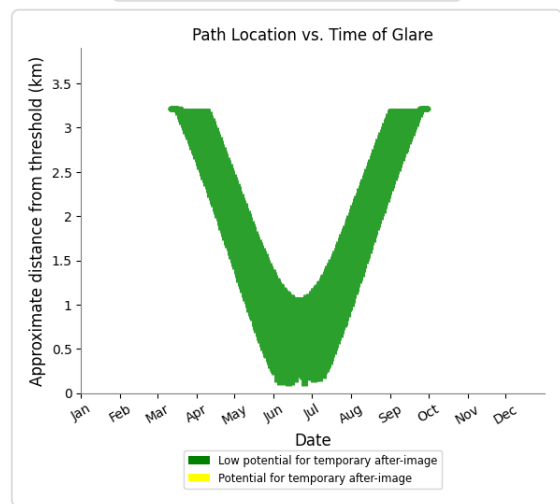
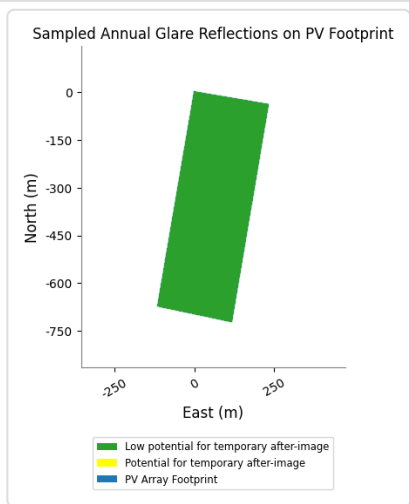
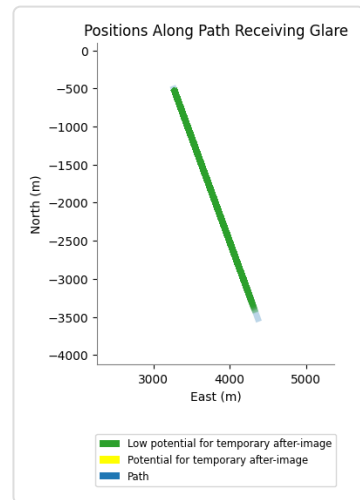
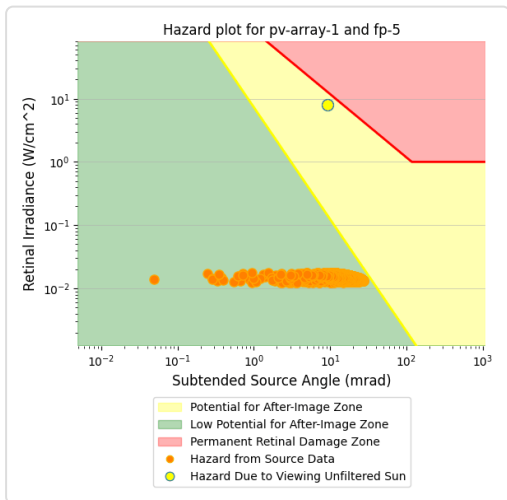
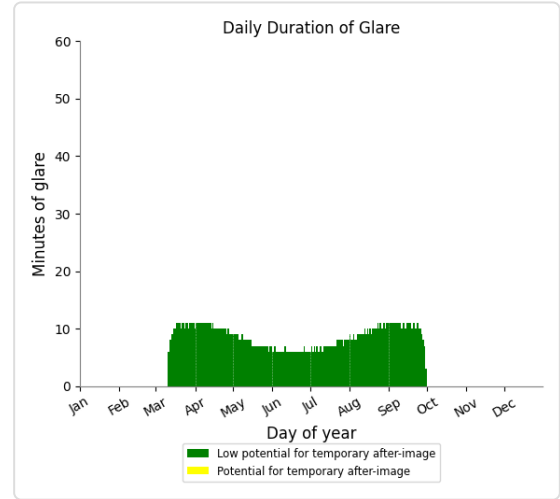
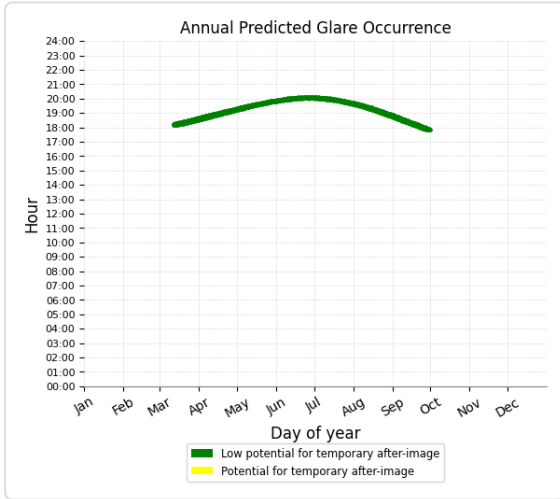
Yellow glare: none

Green glare: 924 min.



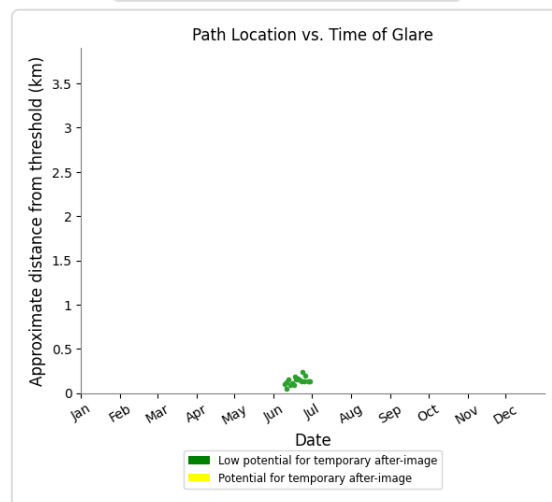
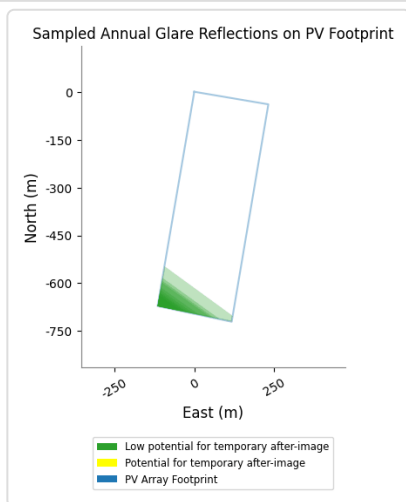
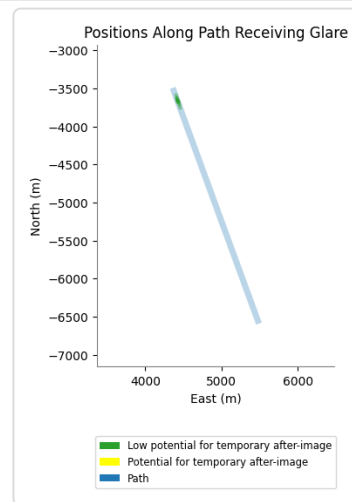
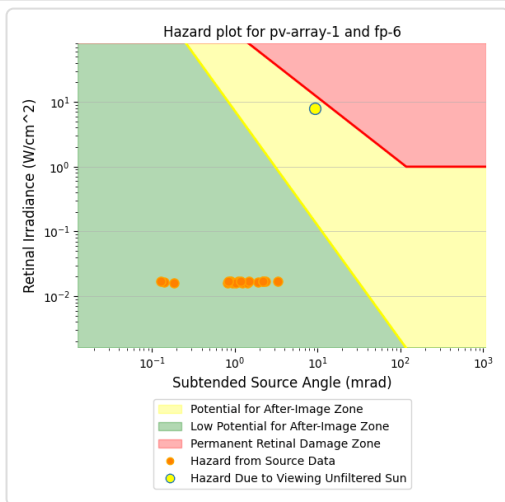
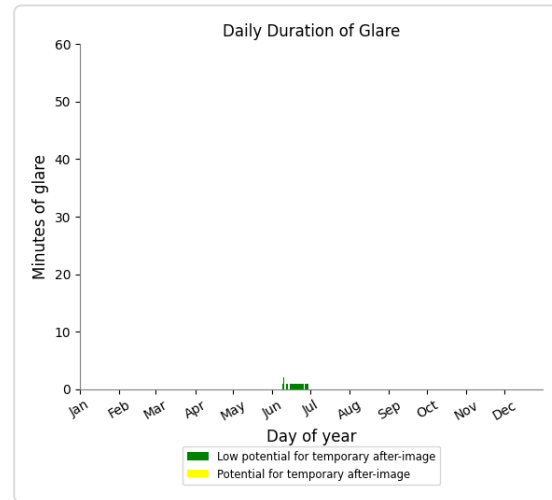
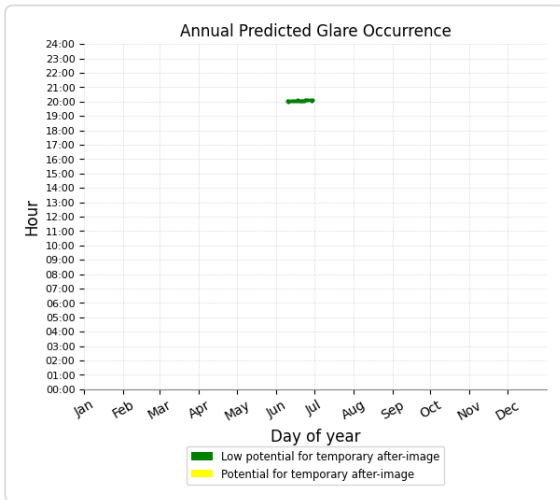
PV array 1 and FP: FP 5

Yellow glare: none
 Green glare: 1,764 min.



PV array 1 and FP: FP 6

Yellow glare: none
Green glare: 19 min.



PV array 1 and FP: FP 4

No glare found

PV array 1 and 1-ATCT

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

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



ALLEGATO F

**- Verifica dei pericoli di abbagliamento verso le elisuperfici -
(funzionamento limitato del sistema di inseguimento solare – angolo di riposo=10°)
(campo visivo dei piloti illimitato)**

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Aeroporto Militare di Piacenza-San Damiano.**

Site configuration: **Comunita Energetiche_Vigolzone_HELI-temp-2**

Analysis conducted by Pierpaolo Vittorini (pierpaolovitt@gmail.com) at 14:21 on 25 Oct, 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)	PASS	Receptor(s) marked as ATCT do not receive glare

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>

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Aeroporto Militare di Piacenza-San Damiano.**
 Site configuration: **Comunita Energetiche_Vigolzone_HELI-temp-2**

Created 25 Oct, 2024
 Updated 25 Oct, 2024
 Time-step 1 minute
 Timezone offset UTC1
 Minimum sun altitude 0.0 deg
 DNI peaks at 1,000.0 W/m²
 Category 5 MW to 10 MW
 Site ID 132409.22557



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 No glare predicted

PV Array	Tilt °	Orient °	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy kWh
			min	hr	min	hr	
PV array 1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	23,660,000.0

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 1	0	0.0	0	0.0
FP 2	0	0.0	0	0.0
FP 3	0	0.0	0	0.0
FP 4	0	0.0	0	0.0
FP 5	0	0.0	0	0.0
FP 6	0	0.0	0	0.0
1-ATCT	0	0.0	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: 55.0°
Resting angle: 10.0° ←
Ground Coverage Ratio: 0.5
Rated power: 9500.14 kW
Panel material: Smooth glass with AR coating
Reflectivity: Vary with sun
Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	44.941308	9.664685	133.35	1.52	134.87
2	44.935264	9.663230	139.99	1.52	141.51
3	44.934823	9.666169	140.60	1.52	142.12
4	44.940954	9.667625	134.14	1.52	135.66

Flight Path Receptors

Name: FP 1
Description:
Threshold height: 15 m
Direction: 250.0°
Glide slope: 3.0°
Pilot view restricted? Yes ←
Vertical view: 90.0° ←
Azimuthal view: 180.0° ←



Point	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
Threshold	44.914015	9.712744	140.71	15.24	155.95
Two-mile	44.923904	9.751154	113.06	211.57	324.63

Name: FP 2
Description:
Threshold height: 15 m
Direction: 70.0°
Glide slope: 3.0°
Pilot view restricted? Yes
Vertical view: 90.0°
Azimuthal view: 180.0°



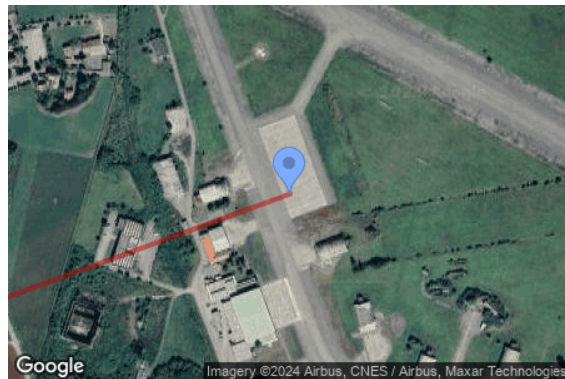
Point	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
Threshold	44.913987	9.712617	141.08	15.24	156.32
Two-mile	44.904098	9.674207	165.00	160.00	325.01

Name: FP 3
Description:
Threshold height: 15 m
Direction: 250.0°
Glide slope: 3.0°
Pilot view restricted? Yes
Vertical view: 90.0°
Azimuthal view: 180.0°



Point	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
Threshold	44.913422	9.713058	141.33	15.24	156.57
Two-mile	44.923311	9.751468	113.65	211.61	325.25

Name: FP 4
Description:
Threshold height: 15 m
Direction: 70.0°
Glide slope: 3.0°
Pilot view restricted? Yes
Vertical view: 90.0°
Azimuthal view: 180.0°



Point	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
Threshold	44.913392	9.712927	141.51	15.24	156.75
Two-mile	44.903503	9.674517	166.03	159.40	325.43

Name: FP 5

Description:

Threshold height: 15 m

Direction: 160.0°

Glide slope: 3.0°

Pilot view restricted? Yes

Vertical view: 90.0°

Azimuthal view: 180.0°



Point	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
Threshold	44.909609	9.720046	139.77	15.24	155.01
Two-mile	44.936778	9.706067	125.05	198.65	323.70

Name: FP 6

Description:

Threshold height: 15 m

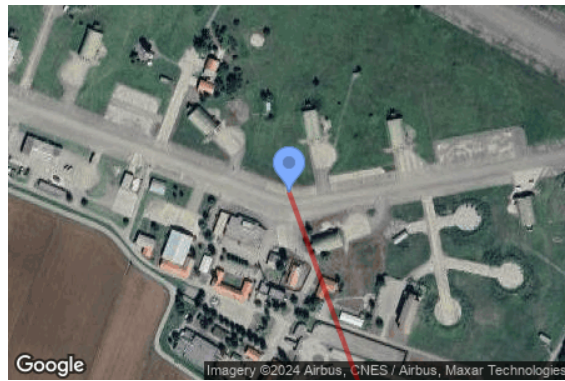
Direction: 340.0°

Glide slope: 3.0°

Pilot view restricted? Yes

Vertical view: 90.0°

Azimuthal view: 180.0°



Point	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
Threshold	44.909538	9.720087	140.19	15.24	155.43
Two-mile	44.882369	9.734066	186.94	137.18	324.12

Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
1-ATCT	1	44.911227	9.717622	140.44	20.00

Map image of 1-ATCT



Glare Analysis Results

Summary of Results No glare predicted

PV Array	Tilt °	Orient °	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy kWh
			min	hr	min	hr	
PV array 1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	23,660,000.0

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 1	0	0.0	0	0.0
FP 2	0	0.0	0	0.0
FP 3	0	0.0	0	0.0
FP 4	0	0.0	0	0.0
FP 5	0	0.0	0	0.0
FP 6	0	0.0	0	0.0
1-ATCT	0	0.0	0	0.0

PV: PV array 1 no glare found

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
FP 1	0	0.0	0	0.0
FP 2	0	0.0	0	0.0
FP 3	0	0.0	0	0.0
FP 4	0	0.0	0	0.0
FP 5	0	0.0	0	0.0
FP 6	0	0.0	0	0.0
1-ATCT	0	0.0	0	0.0

PV array 1 and FP: FP 1

No glare found

PV array 1 and FP: FP 2

No glare found

PV array 1 and FP: FP 3

No glare found

PV array 1 and FP: FP 4

No glare found

PV array 1 and FP: FP 5

No glare found

PV array 1 and FP: FP 6

No glare found

PV array 1 and 1-ATCT

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

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



ALLEGATO G

**- Tabulati (dati e grafici) del sistema di inseguimento solare monoassiale -
(angolo di riposo=10°)**

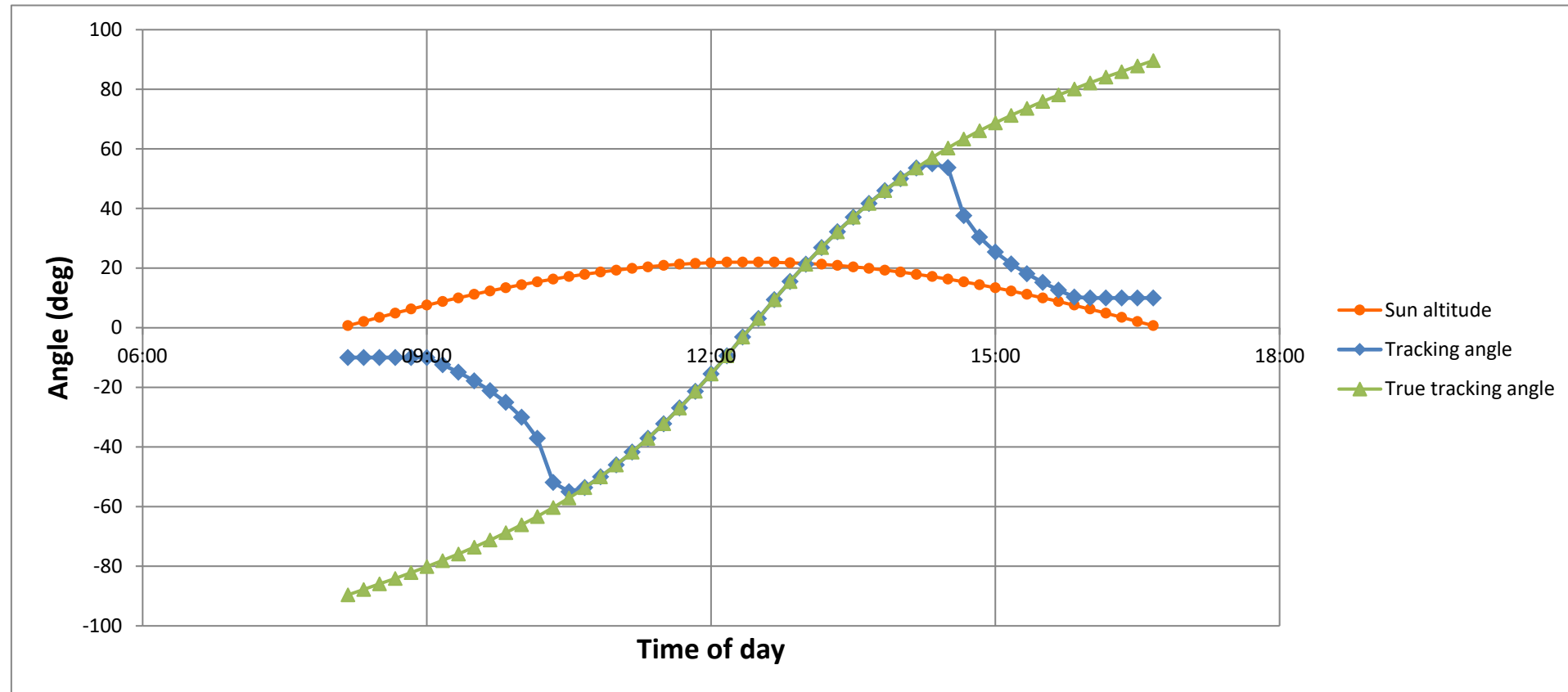
Jan. 1 Sample PV Tracking Data

	Sun Azimuth (deg)	Sun Altitude (deg)	PV Normal Vector (i)	PV Normal Vector (j)	PV Normal Vector (k)	PV Rotation Angle (deg)	PV True Tracking Angle (deg)
2024-01-01 08:10:00	124,4	0,7	0,174	0,01	0,985	-10	-89,6
2024-01-01 08:20:00	126,1	2,1	0,174	0,01	0,985	-10	-87,8
2024-01-01 08:30:00	128	3,5	0,174	0,01	0,985	-10	-85,9
2024-01-01 08:40:00	129,8	4,9	0,174	0,01	0,985	-10	-84,1
2024-01-01 08:50:00	131,7	6,3	0,174	0,01	0,985	-10	-82,1
2024-01-01 09:00:00	133,6	7,6	0,174	0,01	0,985	-10	-80,1
2024-01-01 09:10:00	135,5	8,8	0,214	0,01	0,977	-12,4	-78,1
2024-01-01 09:20:00	137,5	10	0,258	0,01	0,966	-14,9	-75,9
2024-01-01 09:30:00	139,5	11,2	0,306	0,009	0,952	-17,8	-73,6
2024-01-01 09:40:00	141,6	12,3	0,36	0,009	0,933	-21,1	-71,2
2024-01-01 09:50:00	143,7	13,4	0,423	0,009	0,906	-25	-68,7
2024-01-01 10:00:00	145,8	14,4	0,501	0,009	0,866	-30	-66,1
2024-01-01 10:10:00	148	15,4	0,603	0,008	0,798	-37,1	-63,3
2024-01-01 10:20:00	150,2	16,3	0,787	0,006	0,616	-51,9	-60,3
2024-01-01 10:30:00	152,4	17,2	0,819	0,006	0,574	-55	-57,1
2024-01-01 10:40:00	154,7	17,9	0,805	0,006	0,593	-53,6	-53,6
2024-01-01 10:50:00	157	18,7	0,766	0,006	0,643	-50	-50
2024-01-01 11:00:00	159,3	19,3	0,719	0,007	0,695	-46	-46
2024-01-01 11:10:00	161,7	19,9	0,665	0,007	0,746	-41,7	-41,7
2024-01-01 11:20:00	164	20,4	0,603	0,008	0,797	-37,1	-37,1
2024-01-01 11:30:00	166,5	20,9	0,533	0,008	0,846	-32,2	-32,2
2024-01-01 11:40:00	168,9	21,3	0,453	0,009	0,892	-26,9	-26,9
2024-01-01 11:50:00	171,3	21,6	0,364	0,009	0,931	-21,3	-21,3
2024-01-01 12:00:00	173,8	21,8	0,267	0,01	0,964	-15,5	-15,5
2024-01-01 12:10:00	176,3	22	0,163	0,01	0,987	-9,4	-9,4
2024-01-01 12:20:00	178,8	22	0,055	0,01	0,998	-3,1	-3,1
2024-01-01 12:30:00	181,2	22	-0,055	0,01	0,998	3,1	3,1
2024-01-01 12:40:00	183,7	22	-0,163	0,01	0,987	9,4	9,4
2024-01-01 12:50:00	186,2	21,8	-0,267	0,01	0,964	15,5	15,5
2024-01-01 13:00:00	188,7	21,6	-0,364	0,009	0,931	21,3	21,3
2024-01-01 13:10:00	191,1	21,3	-0,453	0,009	0,892	26,9	26,9
2024-01-01 13:20:00	193,5	20,9	-0,533	0,008	0,846	32,2	32,2
2024-01-01 13:30:00	196	20,4	-0,603	0,008	0,797	37,1	37,1
2024-01-01 13:40:00	198,3	19,9	-0,665	0,007	0,746	41,7	41,7
2024-01-01 13:50:00	200,7	19,3	-0,719	0,007	0,695	46	46
2024-01-01 14:00:00	203	18,7	-0,766	0,006	0,643	50	50
2024-01-01 14:10:00	205,3	17,9	-0,805	0,006	0,593	53,6	53,6
2024-01-01 14:20:00	207,6	17,2	-0,819	0,006	0,574	55	57,1
2024-01-01 14:30:00	209,8	16,3	-0,806	0,006	0,592	53,7	60,3
2024-01-01 14:40:00	212	15,4	-0,61	0,008	0,792	37,6	63,3
2024-01-01 14:50:00	214,2	14,4	-0,507	0,009	0,862	30,4	66,1
2024-01-01 15:00:00	216,3	13,4	-0,429	0,009	0,903	25,4	68,7
2024-01-01 15:10:00	218,4	12,3	-0,365	0,009	0,931	21,4	71,2
2024-01-01 15:20:00	220,5	11,2	-0,311	0,009	0,95	18,1	73,6
2024-01-01 15:30:00	222,5	10	-0,263	0,01	0,965	15,2	75,9
2024-01-01 15:40:00	224,5	8,8	-0,219	0,01	0,976	12,6	78,1
2024-01-01 15:50:00	226,4	7,6	-0,179	0,01	0,984	10,3	80,1

2024-01-01 16:00:00
2024-01-01 16:10:00
2024-01-01 16:20:00
2024-01-01 16:30:00
2024-01-01 16:40:00

228,3	6,3	-0,174	0,01	0,985	10	82,1
230,2	4,9	-0,174	0,01	0,985	10	84,1
232	3,5	-0,174	0,01	0,985	10	85,9
233,9	2,1	-0,174	0,01	0,985	10	87,8
235,6	0,7	-0,174	0,01	0,985	10	89,6

PV Name	PV array 1
Tracking	single-axis
Backtracking method	shade-slope
Axis orientation	180
Maximum tracking angle	55
Tracking rest angle	10
GCR	0,5
Grade slope azimuth	353,4
Grade slope tilt	0,6
Cross-axis slope angle	0,1

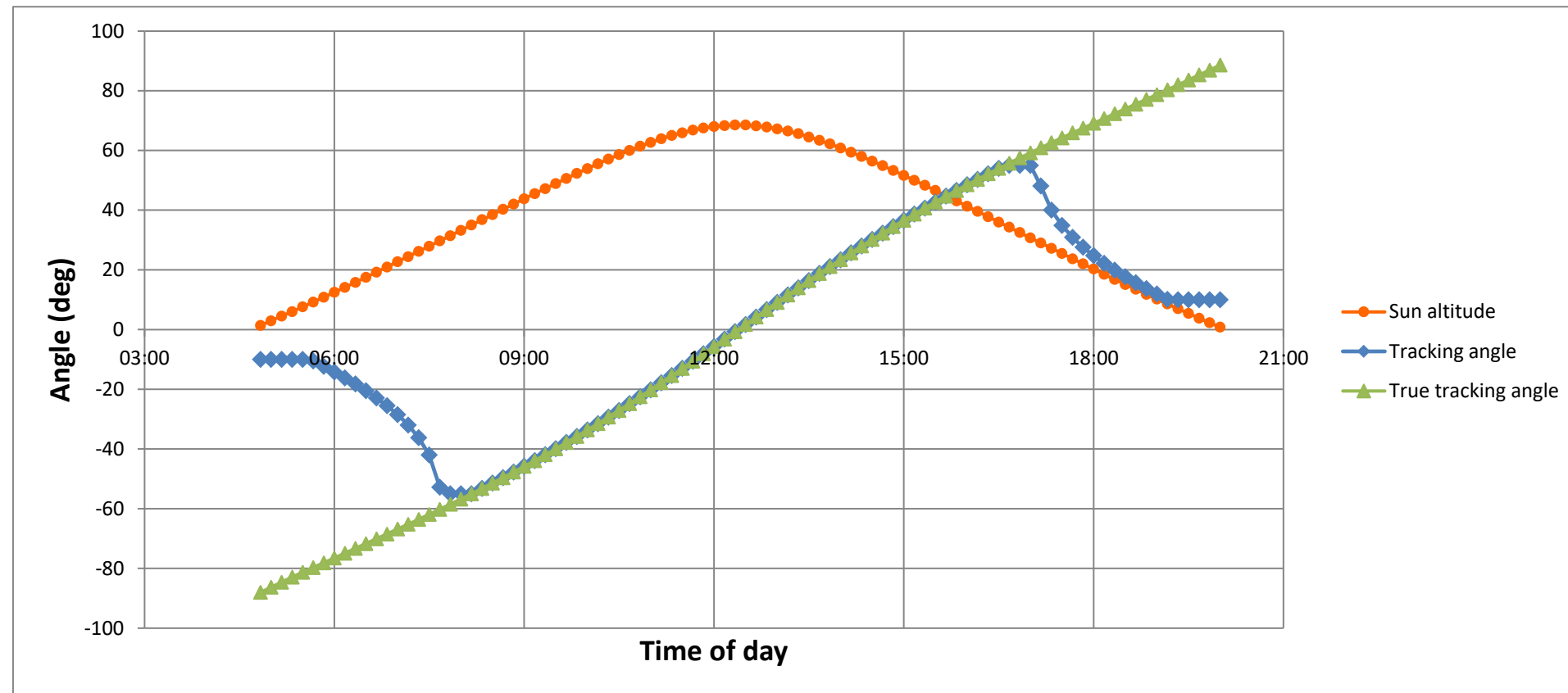


Jun. 21 Sample PV Tracking Data

	Sun Azimuth (deg)	Sun Altitude (deg)	PV Normal Vector (i)	PV Normal Vector (j)	PV Normal Vector (k)	PV Rotation Angle (deg)	PV True Tracking Angle (deg)
2024-06-21 04:50:00	57,5	1,4	0,174	0,01	0,985	-10	-88
2024-06-21 05:00:00	59,2	2,9	0,174	0,01	0,985	-10	-86,3
2024-06-21 05:10:00	60,9	4,5	0,174	0,01	0,985	-10	-84,6
2024-06-21 05:20:00	62,6	6	0,174	0,01	0,985	-10	-82,9
2024-06-21 05:30:00	64,3	7,6	0,174	0,01	0,985	-10	-81,3
2024-06-21 05:40:00	65,9	9,2	0,183	0,01	0,983	-10,5	-79,7
2024-06-21 05:50:00	67,6	10,8	0,214	0,01	0,977	-12,3	-78,1
2024-06-21 06:00:00	69,2	12,5	0,245	0,01	0,969	-14,2	-76,5
2024-06-21 06:10:00	70,8	14,1	0,279	0,01	0,96	-16,2	-74,9
2024-06-21 06:20:00	72,4	15,8	0,313	0,009	0,95	-18,2	-73,3
2024-06-21 06:30:00	74,1	17,5	0,35	0,009	0,937	-20,5	-71,7
2024-06-21 06:40:00	75,7	19,2	0,389	0,009	0,921	-22,9	-70,1
2024-06-21 06:50:00	77,3	20,9	0,431	0,009	0,902	-25,5	-68,5
2024-06-21 07:00:00	78,9	22,7	0,477	0,009	0,879	-28,5	-66,8
2024-06-21 07:10:00	80,5	24,4	0,53	0,008	0,848	-32	-65,2
2024-06-21 07:20:00	82,2	26,2	0,591	0,008	0,807	-36,2	-63,6
2024-06-21 07:30:00	83,8	27,9	0,669	0,007	0,743	-42	-61,9
2024-06-21 07:40:00	85,5	29,7	0,796	0,006	0,605	-52,8	-60,2
2024-06-21 07:50:00	87,2	31,4	0,819	0,006	0,574	-55	-58,5
2024-06-21 08:00:00	88,9	33,2	0,819	0,006	0,574	-55	-56,8
2024-06-21 08:10:00	90,7	35	0,819	0,006	0,574	-55	-55
2024-06-21 08:20:00	92,5	36,8	0,801	0,006	0,598	-53,2	-53,2
2024-06-21 08:30:00	94,4	38,5	0,782	0,006	0,623	-51,4	-51,4
2024-06-21 08:40:00	96,3	40,3	0,761	0,006	0,648	-49,6	-49,6
2024-06-21 08:50:00	98,2	42	0,74	0,007	0,673	-47,7	-47,7
2024-06-21 09:00:00	100,2	43,8	0,717	0,007	0,697	-45,8	-45,8
2024-06-21 09:10:00	102,4	45,5	0,693	0,007	0,721	-43,9	-43,9
2024-06-21 09:20:00	104,5	47,2	0,668	0,007	0,744	-41,9	-41,9
2024-06-21 09:30:00	106,8	48,9	0,641	0,008	0,767	-39,9	-39,9
2024-06-21 09:40:00	109,3	50,6	0,613	0,008	0,79	-37,8	-37,8
2024-06-21 09:50:00	111,8	52,3	0,584	0,008	0,811	-35,8	-35,8
2024-06-21 10:00:00	114,5	53,9	0,554	0,008	0,833	-33,6	-33,6
2024-06-21 10:10:00	117,4	55,5	0,522	0,008	0,853	-31,5	-31,5
2024-06-21 10:20:00	120,4	57,1	0,489	0,009	0,872	-29,3	-29,3
2024-06-21 10:30:00	123,7	58,6	0,455	0,009	0,891	-27,1	-27,1
2024-06-21 10:40:00	127,2	60	0,419	0,009	0,908	-24,8	-24,8
2024-06-21 10:50:00	130,9	61,4	0,383	0,009	0,924	-22,5	-22,5
2024-06-21 11:00:00	134,9	62,7	0,345	0,009	0,939	-20,2	-20,2
2024-06-21 11:10:00	139,3	63,9	0,306	0,009	0,952	-17,8	-17,8
2024-06-21 11:20:00	143,9	65	0,266	0,01	0,964	-15,4	-15,4
2024-06-21 11:30:00	148,9	65,9	0,225	0,01	0,974	-13	-13
2024-06-21 11:40:00	154,3	66,8	0,184	0,01	0,983	-10,6	-10,6
2024-06-21 11:50:00	159,9	67,5	0,142	0,01	0,99	-8,1	-8,1
2024-06-21 12:00:00	165,8	68	0,099	0,01	0,995	-5,7	-5,7
2024-06-21 12:10:00	171,9	68,3	0,056	0,01	0,998	-3,2	-3,2
2024-06-21 12:20:00	178,1	68,5	0,013	0,01	1	-0,7	-0,7

2024-06-21 12:30:00	184,4	68,5	-0,03	0,01	0,999	1,7	1,7
2024-06-21 12:40:00	190,6	68,2	-0,073	0,01	0,997	4,2	4,2
2024-06-21 12:50:00	196,6	67,8	-0,116	0,01	0,993	6,7	6,7
2024-06-21 13:00:00	202,4	67,2	-0,159	0,01	0,987	9,1	9,1
2024-06-21 13:10:00	207,9	66,5	-0,2	0,01	0,98	11,6	11,6
2024-06-21 13:20:00	213,1	65,6	-0,242	0,01	0,97	14	14
2024-06-21 13:30:00	218	64,5	-0,282	0,01	0,959	16,4	16,4
2024-06-21 13:40:00	222,5	63,4	-0,322	0,009	0,947	18,8	18,8
2024-06-21 13:50:00	226,7	62,2	-0,36	0,009	0,933	21,1	21,1
2024-06-21 14:00:00	230,6	60,8	-0,397	0,009	0,918	23,4	23,4
2024-06-21 14:10:00	234,3	59,4	-0,434	0,009	0,901	25,7	25,7
2024-06-21 14:20:00	237,7	58	-0,469	0,009	0,883	28	28
2024-06-21 14:30:00	240,8	56,4	-0,503	0,009	0,865	30,2	30,2
2024-06-21 14:40:00	243,8	54,9	-0,535	0,008	0,845	32,3	32,3
2024-06-21 14:50:00	246,6	53,3	-0,566	0,008	0,824	34,5	34,5
2024-06-21 15:00:00	249,2	51,6	-0,596	0,008	0,803	36,6	36,6
2024-06-21 15:10:00	251,7	50	-0,625	0,008	0,781	38,7	38,7
2024-06-21 15:20:00	254,1	48,3	-0,652	0,008	0,758	40,7	40,7
2024-06-21 15:30:00	256,3	46,6	-0,678	0,007	0,735	42,7	42,7
2024-06-21 15:40:00	258,5	44,8	-0,703	0,007	0,711	44,7	44,7
2024-06-21 15:50:00	260,6	43,1	-0,726	0,007	0,687	46,6	46,6
2024-06-21 16:00:00	262,6	41,3	-0,749	0,007	0,663	48,5	48,5
2024-06-21 16:10:00	264,5	39,6	-0,77	0,006	0,638	50,3	50,3
2024-06-21 16:20:00	266,4	37,8	-0,79	0,006	0,614	52,2	52,2
2024-06-21 16:30:00	268,2	36	-0,809	0,006	0,588	54	54
2024-06-21 16:40:00	270	34,3	-0,819	0,006	0,574	55	55,7
2024-06-21 16:50:00	271,8	32,5	-0,819	0,006	0,574	55	57,5
2024-06-21 17:00:00	273,5	30,7	-0,819	0,006	0,574	55	59,2
2024-06-21 17:10:00	275,2	29	-0,744	0,007	0,668	48,1	60,9
2024-06-21 17:20:00	276,8	27,2	-0,643	0,008	0,766	40	62,6
2024-06-21 17:30:00	278,5	25,5	-0,572	0,008	0,82	34,9	64,2
2024-06-21 17:40:00	280,1	23,7	-0,514	0,009	0,858	30,9	65,9
2024-06-21 17:50:00	281,7	22	-0,464	0,009	0,886	27,6	67,5
2024-06-21 18:00:00	283,4	20,3	-0,419	0,009	0,908	24,8	69,1
2024-06-21 18:10:00	285	18,5	-0,378	0,009	0,926	22,2	70,7
2024-06-21 18:20:00	286,6	16,8	-0,34	0,009	0,94	19,9	72,3
2024-06-21 18:30:00	288,2	15,1	-0,304	0,009	0,953	17,7	73,9
2024-06-21 18:40:00	289,8	13,5	-0,27	0,01	0,963	15,7	75,5
2024-06-21 18:50:00	291,4	11,8	-0,237	0,01	0,971	13,7	77,1
2024-06-21 19:00:00	293,1	10,2	-0,206	0,01	0,979	11,9	78,7
2024-06-21 19:10:00	294,7	8,6	-0,175	0,01	0,984	10,1	80,3
2024-06-21 19:20:00	296,4	7	-0,174	0,01	0,985	10	82
2024-06-21 19:30:00	298,1	5,4	-0,174	0,01	0,985	10	83,6
2024-06-21 19:40:00	299,8	3,8	-0,174	0,01	0,985	10	85,3
2024-06-21 19:50:00	301,5	2,3	-0,174	0,01	0,985	10	86,9
2024-06-21 20:00:00	303,2	0,8	-0,174	0,01	0,985	10	88,6

PV Name PV array 1
Tracking single-axis
Backtracking method shade-slope
Axis orientation 180
Maximum tracking angl 55
Tracking rest angle 10
GCR 0,5
Grade slope azimuth 353,4
Grade slope tilt 0,6
Cross-axis slope angle 0,1



Dec. 21 Sample PV Tracking Data

	Sun Azimuth (deg)	Sun Altitude (deg)	PV Normal Vector (i)	PV Normal Vector (j)	PV Normal Vector (k)	PV Rotation Angle (deg)	PV True Tracking Angle (deg)
2024-12-21 08:10:00	125,5	1,1	0,174	0,01	0,985	-10	-89,1
2024-12-21 08:20:00	127,3	2,5	0,174	0,01	0,985	-10	-87,3
2024-12-21 08:30:00	129,1	3,9	0,174	0,01	0,985	-10	-85,4
2024-12-21 08:40:00	131	5,2	0,174	0,01	0,985	-10	-83,6
2024-12-21 08:50:00	132,9	6,6	0,174	0,01	0,985	-10	-81,6
2024-12-21 09:00:00	134,8	7,8	0,185	0,01	0,983	-10,7	-79,6
2024-12-21 09:10:00	136,8	9,1	0,226	0,01	0,974	-13,1	-77,5
2024-12-21 09:20:00	138,8	10,3	0,271	0,01	0,963	-15,7	-75,3
2024-12-21 09:30:00	140,8	11,4	0,321	0,009	0,947	-18,7	-72,9
2024-12-21 09:40:00	142,8	12,5	0,378	0,009	0,926	-22,2	-70,5
2024-12-21 09:50:00	144,9	13,5	0,445	0,009	0,895	-26,4	-67,9
2024-12-21 10:00:00	147,1	14,5	0,529	0,008	0,849	-31,9	-65,2
2024-12-21 10:10:00	149,2	15,5	0,646	0,008	0,763	-40,2	-62,3
2024-12-21 10:20:00	151,4	16,3	0,819	0,006	0,574	-55	-59,2
2024-12-21 10:30:00	153,7	17,2	0,819	0,006	0,574	-55	-55,9
2024-12-21 10:40:00	156	17,9	0,792	0,006	0,61	-52,4	-52,4
2024-12-21 10:50:00	158,3	18,6	0,749	0,007	0,662	-48,5	-48,5
2024-12-21 11:00:00	160,6	19,2	0,7	0,007	0,714	-44,4	-44,4
2024-12-21 11:10:00	163	19,8	0,642	0,008	0,767	-40	-40
2024-12-21 11:20:00	165,3	20,3	0,576	0,008	0,818	-35,2	-35,2
2024-12-21 11:30:00	167,7	20,7	0,5	0,009	0,866	-30	-30
2024-12-21 11:40:00	170,2	21	0,415	0,009	0,91	-24,5	-24,5
2024-12-21 11:50:00	172,6	21,3	0,321	0,009	0,947	-18,7	-18,7
2024-12-21 12:00:00	175,1	21,5	0,219	0,01	0,976	-12,6	-12,6
2024-12-21 12:10:00	177,5	21,6	0,111	0,01	0,994	-6,4	-6,4
2024-12-21 12:20:00	180	21,6	0	0,01	1	0	0
2024-12-21 12:30:00	182,5	21,6	-0,111	0,01	0,994	6,4	6,4
2024-12-21 12:40:00	184,9	21,5	-0,219	0,01	0,976	12,6	12,6
2024-12-21 12:50:00	187,4	21,3	-0,321	0,009	0,947	18,7	18,7
2024-12-21 13:00:00	189,8	21	-0,415	0,009	0,91	24,5	24,5
2024-12-21 13:10:00	192,3	20,7	-0,5	0,009	0,866	30	30
2024-12-21 13:20:00	194,7	20,3	-0,576	0,008	0,818	35,2	35,2
2024-12-21 13:30:00	197	19,8	-0,642	0,008	0,767	40	40
2024-12-21 13:40:00	199,4	19,2	-0,7	0,007	0,714	44,4	44,4
2024-12-21 13:50:00	201,7	18,6	-0,749	0,007	0,662	48,5	48,5
2024-12-21 14:00:00	204	17,9	-0,792	0,006	0,61	52,4	52,4
2024-12-21 14:10:00	206,3	17,2	-0,819	0,006	0,574	55	55,9
2024-12-21 14:20:00	208,6	16,3	-0,819	0,006	0,574	55	59,2
2024-12-21 14:30:00	210,8	15,5	-0,654	0,008	0,756	40,9	62,3
2024-12-21 14:40:00	212,9	14,5	-0,535	0,008	0,845	32,4	65,2
2024-12-21 14:50:00	215,1	13,5	-0,451	0,009	0,893	26,8	67,9
2024-12-21 15:00:00	217,2	12,5	-0,383	0,009	0,924	22,5	70,5
2024-12-21 15:10:00	219,2	11,4	-0,326	0,009	0,945	19	72,9
2024-12-21 15:20:00	221,2	10,3	-0,276	0,01	0,961	16	75,3
2024-12-21 15:30:00	223,2	9,1	-0,231	0,01	0,973	13,3	77,5
2024-12-21 15:40:00	225,2	7,8	-0,19	0,01	0,982	10,9	79,6
2024-12-21 15:50:00	227,1	6,6	-0,174	0,01	0,985	10	81,6

2024-12-21 16:00:00
2024-12-21 16:10:00
2024-12-21 16:20:00
2024-12-21 16:30:00

229	5,2	-0,174	0,01	0,985	10	83,6
230,9	3,9	-0,174	0,01	0,985	10	85,4
232,7	2,5	-0,174	0,01	0,985	10	87,3
234,5	1,1	-0,174	0,01	0,985	10	89,1

PV Name	PV array 1
Tracking	single-axis
Backtracking method	shade-slope
Axis orientation	180
Maximum tracking angle	55
Tracking rest angle	10
GCR	0,5
Grade slope azimuth	353,4
Grade slope tilt	0,6
Cross-axis slope angle	0,1

