

Firmato digitalmente da

**Filippo Lusignani**

CN = Lusignani Filippo  
O = Ordine dei Geologi  
dell'Emilia Romagna  
C = IT



# Impianto fotovoltaico Fabbrico

Analisi abbagliamento Autostrada A22



## Sommario

1	Introduzione .....	3
2	Dati generali.....	4
3	Scopo del documento.....	5
4	I fenomeni di abbagliamento .....	6
4.1	Aspetti generali.....	6
4.2	Moto apparente del sole ed individuazione dell'angolo di incidenza.....	9
5	Metodologia di analisi.....	13
5.1	Modello utilizzato .....	13
5.2	Input del modello .....	14
5.3	Ipotesi e limitazioni del modello .....	15
6	Conclusioni .....	17

# 1 Introduzione

Il presente elaborato costituisce parte integrante del Progetto Definitivo redatto ai sensi della norma CEI 0-2 a corredo dell'istanza di Procedimento Unico di VIA, in favore della società Atlas Solar 13 s.r.l., con sede legale in Udine via Andreuzzi 12, per la costruzione e l'esercizio dell'impianto fotovoltaico denominato "Fabbrico" da realizzarsi lungo la Strada Provinciale n°46 nel comune di Fabbrico (RE) all'interno delle particelle catastali n°20, 21, 116, 118, 120 e 122 del Foglio 24 e delle relative opere connesse.

L'impianto avrà una potenza installata di 16.806,2 kW<sub>p</sub>, con massima potenza ammessa in rete pari a 15.360 kW, sarà esercito in parallelo alla RTN e l'intera produzione sarà immessa in rete e venduta secondo le modalità previste dal mercato libero dell'energia.

Il presente rapporto tecnico costituisce aggiornamento al precedente depositato (ottobre 2025) a seguito della richiesta da parte di Autostrada del Brennero SPA della verifica delle quote topografiche utilizzate.

Sono state quindi rielaborate la simulazioni utilizzando come dati topografici di input quelli gentilmente forniti da Autostrada del Brennero SPA.

Tabella 1: Progettista

<b>Progettista</b>	Filippo Lusignani
<b>Albo dei Geologi dell'emilia Romagna numero di iscrizione</b>	647
<b>Indirizzo</b>	Via Arata 18 Piacenza
<b>PEC</b>	lusignanifilippo@pec.epap.it
<b>e-mail</b>	glusig@tin.it
<b>Recapito telefonico</b>	0523-454120

## 2 Dati generali

Tabella 2: Ubicazione impianto fotovoltaico

<b>Nome dell'impianto</b>	Fabbrico
<b>Indirizzo</b>	Strada Provinciale n°46 Fabbrico (RE)
<b>Dati Catastali</b>	Foglio 24 Particelle n°20, 21, 116, 118, 120 e 122
<b>Coordinate Geografiche</b>	44,864567° N – 10.842032° E
<b>Potenza nominale DC</b>	16.806,24 kWp
<b>Potenza in immissione AC</b>	15. 360,00 kW

Tabella 3: Impianto di connessione (utenza e rete)

<b>Tipologia collegamento</b>	Connessione in antenna Ampliamento Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/132 kV denominata "Carpi Fossoli".
<b>Tensione nominale</b>	36 kV
<b>Dati Catastali</b>	Fabbrico (RE) F. 24 P. 118, 21, 41, 75 Fabbrico (RE) F.24 aree demanial

### 3 Scopo del documento

Il presente documento ha lo scopo di fornire un'analisi legata alla valutazione di potenziali fenomeni di abbagliamento visivo causati dall'impianto oggetto della presente istanza, denominato "*Fabbrico*" da realizzarsi nel Comune di Fabbrico (RE).

La presente analisi ha l'obiettivo di verificare che l'orientamento dei pannelli, in qualunque condizione di esercizio, non possa generare fenomeni di abbagliamento pericolosi in direzione dell'adiacente Autostrada A22 in entrambi i sensi di marcia considerando l'angolo di visuale di un conducente di mezzi pesanti con gli occhi posti a 3 m dal piano stradale.

L'analisi è stata effettuata con utilizzando un software specifico per questo tipo di valutazioni, ForgeSolar GlareGauge, reso disponibile sotto licenza dalla Sandia National Laboratories, reputato a livello internazionale lo strumento più attendibile per la valutazione del rischio di abbagliamento.

I risultati vengono presentati sotto forma di report relativo alla simulazione svolta, al fine di dimostrare come non sussistano rischi di abbagliamento significativo nell'area circostante l'impianto fotovoltaico.

## 4 I fenomeni di abbagliamento

### 4.1 Aspetti generali

Con abbagliamento visivo si intende la compromissione temporanea della capacità visiva dell'osservatore a seguito dell'improvvisa esposizione diretta ad una intensa sorgente luminosa.

Per argomentare il fenomeno dell'abbagliamento generato da moduli fotovoltaici (FV) occorre considerare diversi aspetti legati alla loro tecnologia, struttura e orientamento, nonché al movimento apparente del sole nella volta celeste e alle leggi fisiche che regolano la diffusione della luce nell'atmosfera.

Gli impianti fotovoltaici sono ad oggi tra i sistemi di generazione da fonti rinnovabili più installati in tutto il mondo ed esiste ormai una consistente letteratura scientifica relativa alla valutazione dei fenomeni di abbagliamento riconducibili alla presenza di impianti fotovoltaici di medie o grandi dimensioni. Sono studi riconducibili, in primo luogo, alla valutazione dell'impatto su aeroporti o piste di atterraggio minori, ma in secondo luogo per quanto riguarda punti di osservazione più prossimi al livello del terreno.

A titolo di esempio, si riporta come siano stati installati impianti solari FV in molti aeroporti senza rilevare nessun incidente ad essi riconducibile. La ricerca su questo argomento dimostra come i moduli FV comportino meno abbagliamento di finestre o specchi d'acqua. I moduli fotovoltaici sono infatti progettati specificamente per ridurre la riflessione, in quanto la luce riflessa non può essere convertita in elettricità **[Research and Analysis Demonstrate the Lack of Impacts of Glare from Photovoltaic Modules, NREL, July 2018]**.

I moderni pannelli fotovoltaici riflettono solo il 2% della luce solare incidente, più o meno come uno specchio d'acqua, ma meno, ad esempio, della terra o di tegole di legno. Gran parte dell'errata percezione che circonda il solare e l'abbagliamento ad esso associato può essere ricondotta alla confusione tra solare fotovoltaico e solare a concentrazione (CSP), il quale invece utilizza un sistema di grandi specchi per direzionare e concentrare in un singolo punto la luce del sole.

La preoccupazione per un potenziale abbagliamento trae prevalentemente origine dalla comune esperienza dei fenomeni riflessivi determinati da grandi superfici vetrate, metalliche o specchi d'acqua, vedi ad esempio Figura 1

Nella produzione dei moduli fotovoltaici si pone invece grande attenzione e cura affinché i fenomeni di riflessione risultino il più possibile contenuti, non solo per ragioni di carattere ambientale, ma soprattutto per ragioni di efficienza. Ogni raggio luminoso riflesso dal modulo è, infatti, un raggio luminoso perso ai fini della conversione fotovoltaica e della produzione di energia.

Le tecnologie per limitare le perdite da riflessione sono molteplici e complementari e prevedono:

- impiego di vetri a basso contenuto di ferro ed elevata trasparenza;
- realizzazione di vetri con superficie appositamente "texturizzata" (es. trama a piramide rovesciata) per intrappolare i raggi riflessi dagli strati sottostanti;
- apposizione di rivestimenti anti-riflesso (Anti Reflective Coatings – ARC) sulla superficie delle celle.

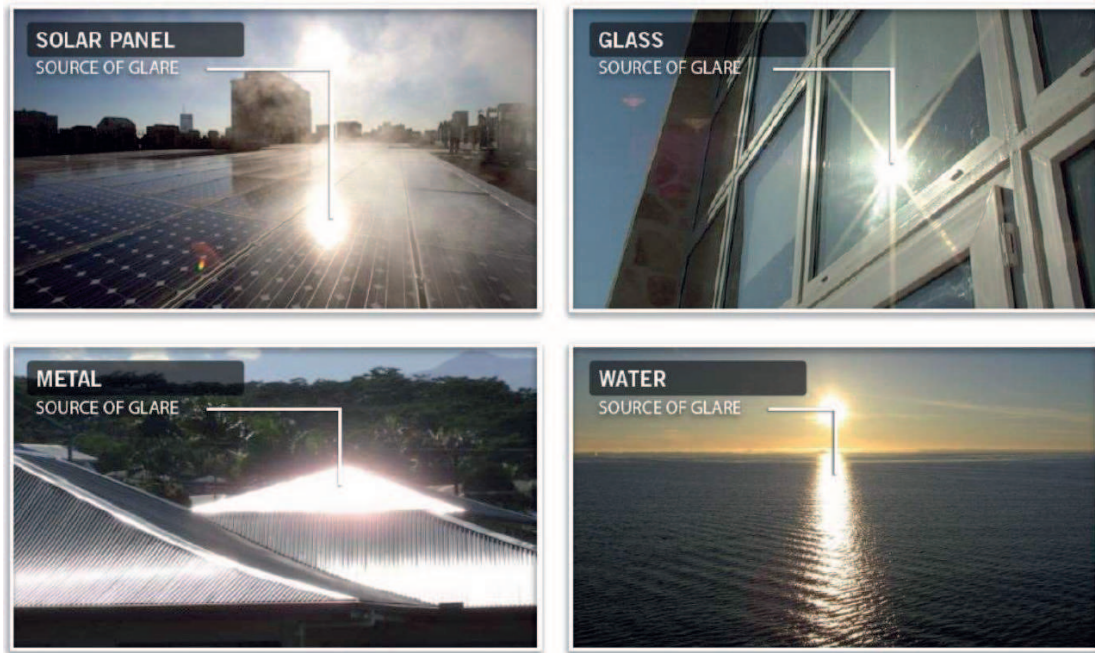


Figura 1: Esempio di riflessione imputabile e diverse superfici

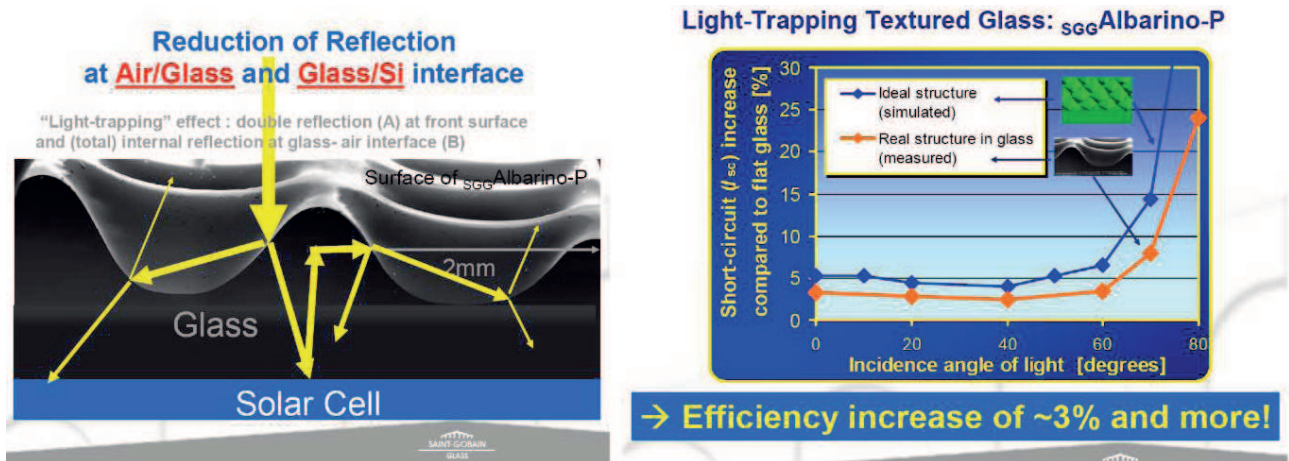
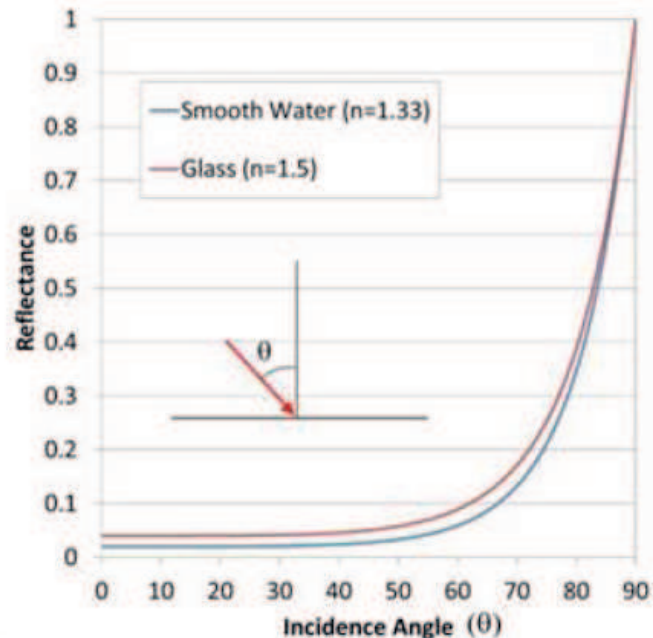
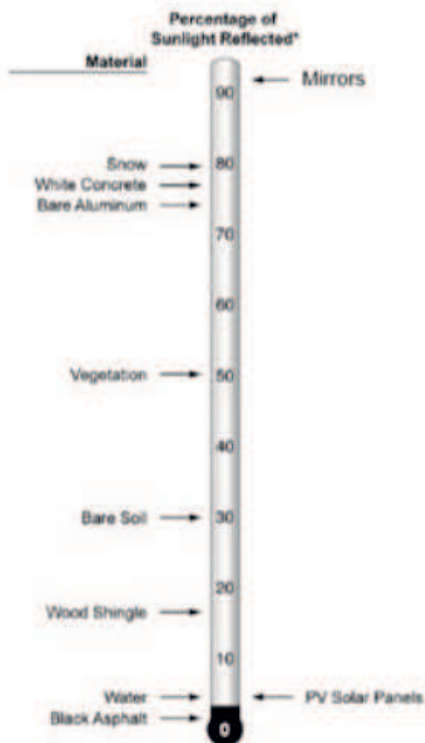


Figura 2: Tecnologie per limitare i fenomeni di riflessione nei moduli fotovoltaici.

Nonostante questi accorgimenti di carattere tecnico adottati in tutti i moduli fotovoltaici di recente produzione, i fenomeni di riflessione non sono mai completamente annullabili per la presenza di superfici di interfaccia fra materiali caratterizzati da indice di rifrazione differenti e dipendono prevalentemente dall'angolo di incidenza  $\theta$  dei raggi luminosi, definito come l'angolo tra il raggio incidente e la normale al piano del modulo (Figura 3):

- la componente riflessa è minima quando il sole è perpendicolare alla superficie del modulo ( $\theta = 0^\circ$ ) e si mantiene nell'ordine qualche punto percentuale per angoli di incidenza fino a circa  $70^\circ$ ;
- per angoli di incidenza tra  $70^\circ$  e  $80^\circ$ , la componente riflessa cresce progressivamente fino al 30% della componente incidente;
- per angoli di incidenza superiori a  $80^\circ - 85^\circ$ , la riflessione all'interfaccia aria-vetro è prevalente rispetto alla trasmissione attraverso il vetro

# Reflectivity



Adapted from ACRP Synthesis 28 "Investigating Safety Impacts of Energy Technologies on Airports and Aviation"

Figura 3: Riflessione in funzione dell'angolo di incidenza  $\theta$ .

Con buona approssimazione, sia ai fini del calcolo delle perdite di riflessione, sia ai fini della valutazione dei potenziali problemi di abbagliamento, il comportamento ai riflessi dei moduli si può quindi definire riconducibile ad un parametro principale, rappresentato dall'angolo di incidenza.

Di conseguenza, l'identificazione dei potenziali fenomeni di abbagliamento può essere ottenuta prendendo in considerazione:

- la posizione del sole rispetto al piano dei moduli, nell'arco dell'anno e delle giornate;
- l'angolo limite che discrimina tra raggi riflessi e raggi trasmessi (ovvero individua le posizioni del sole che possono determinare riflessione totale sui moduli);
- la direzione assunta dai raggi riflessi rispetto ai punti di osservazione significativi.

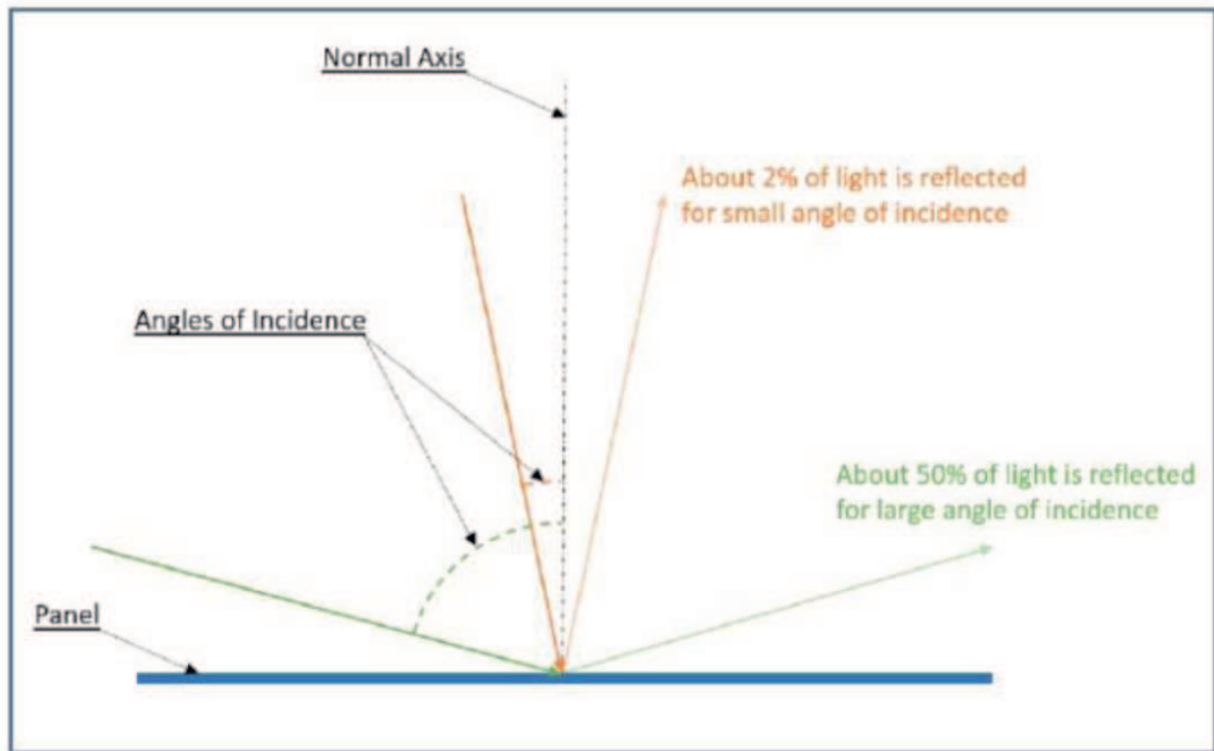


Figura 4: Rappresentazione dell'angolo di incidenza  $\theta$  sul piano dei moduli

## 4.2 Moto apparente del sole ed individuazione dell'angolo di incidenza

Come è ben noto, in conseguenza della rotazione del globo terrestre attorno al proprio asse e del contemporaneo moto di rivoluzione attorno al sole, nell'arco della giornata il disco solare ha un movimento apparente che raggiunge il punto più alto nel cielo (zenit) al mezzogiorno locale e descrive un semicerchio inclinato verso la linea dell'orizzonte tanto più in direzione sud quanto più ci si avvicina al solstizio d'inverno (21 Dicembre) e tanto più in direzione nord quanto più ci si avvicina al solstizio d'estate (21 Giugno).

In considerazione quindi dell'altezza dal suolo dei moduli fotovoltaici e del loro angolo di inclinazione variabile nel corso della giornata secondo una logica di inseguimento, il verificarsi e l'entità di fenomeni di riflessione rilevabili all'altezza di interesse sarebbero teoricamente ciclici in quanto legati al momento della giornata, alla stagione dell'anno nonché estremamente variabili in quanto dipendenti dalle condizioni meteorologiche.

Il diagramma polare in Figura 5 mostra l'involuppo delle posizioni assunte dal sole rispetto al suolo a Fabbrico. La posizione è espressa in azimuth (angolo di rotazione rispetto al Nord -  $0^\circ$  -  $360^\circ$ ) e tilt (angolo di inclinazione rispetto al piano orizzontale  $0^\circ$  -  $90^\circ$ ):

- La curva più in alto rappresenta il percorso al 21 giugno (solstizio d'estate);
- La curva più in basso è il percorso del 21 dicembre (solstizio d'inverno);
- La curva in arancione corrisponde agli equinozi (marzo e settembre).

La Figura 6 rappresenta mostra lo stesso diagramma solare secondo una rappresentazione cartesiana

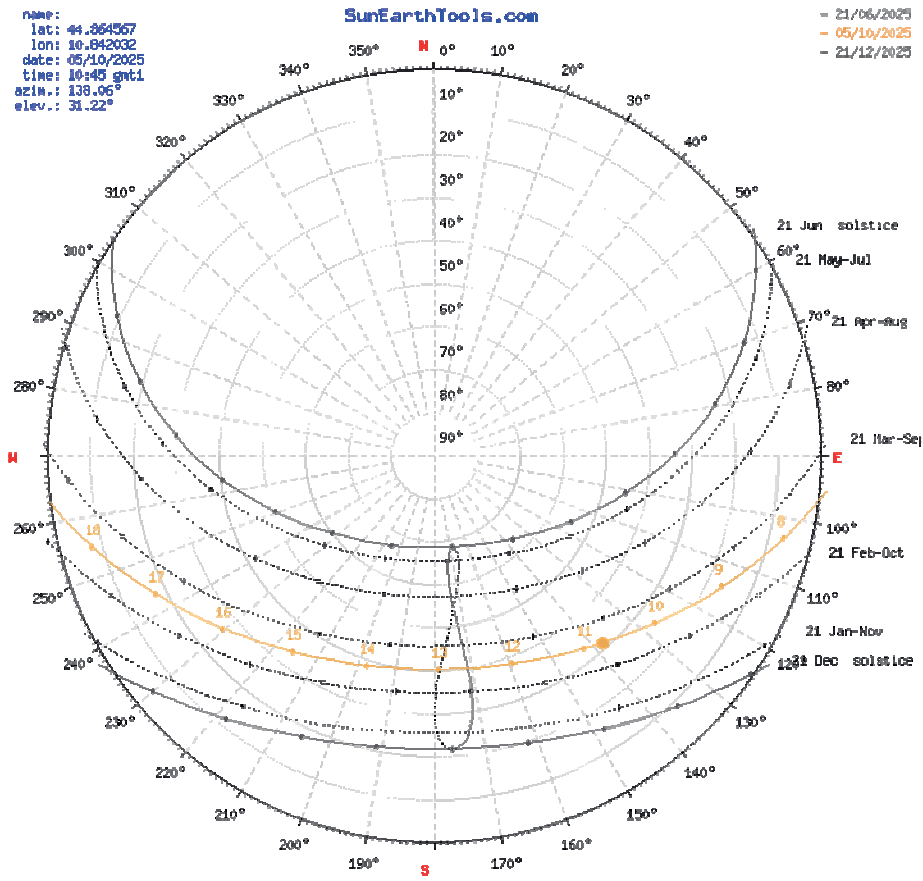


Figura 5: Diagramma solare per Reggio Emilia - Rappresentazione polare

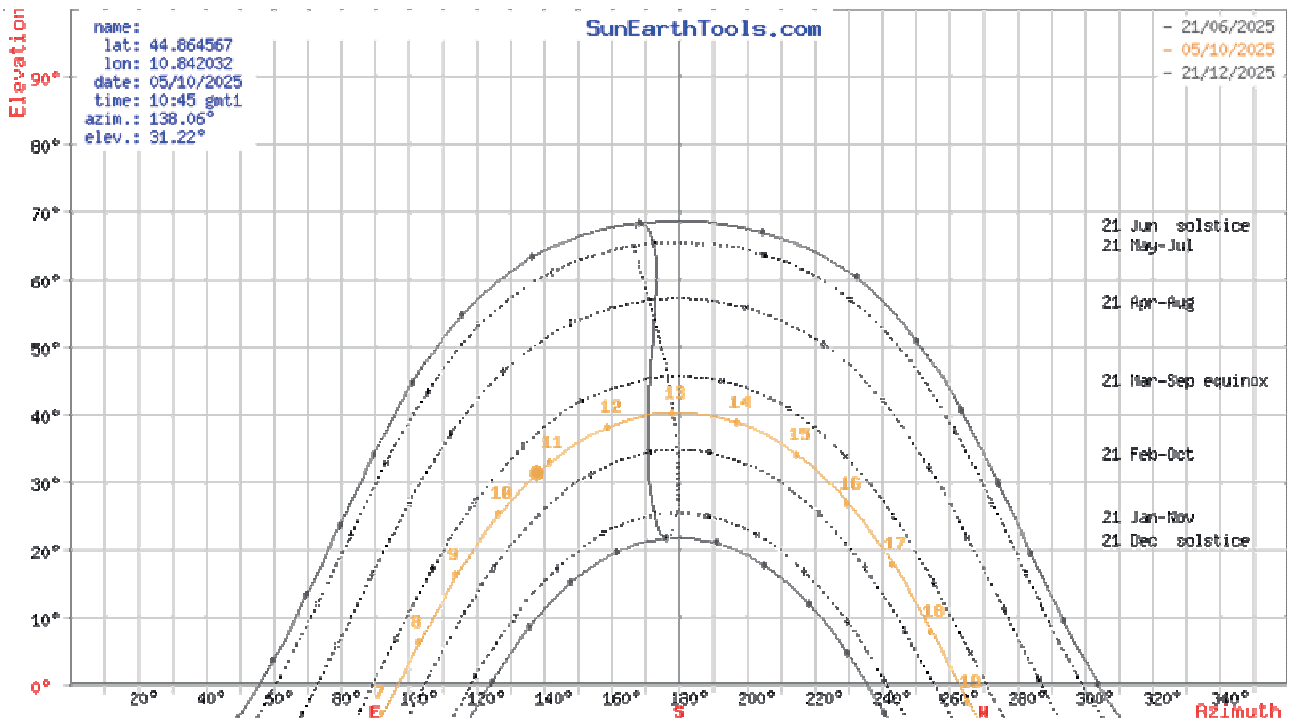


Figura 6: Diagramma solare per Reggio Emilia – Rappresentazione cartesiana

Come descritto in precedenza, le posizioni del sole che danno luogo a riflessi significativi sono quelle per cui l'angolo di incidenza dei raggi solari rispetto al piano dei moduli ha valori elevati (tipicamente  $\theta > 70^\circ$ ). Per il sito in questione, nel caso di un impianto con inseguitori monoassiali e logica di backtracking, valori così elevati relativi all'angolo di incidenza possono verificarsi solamente nelle primissime ore del mattino e alla sera, in ogni caso quando la luminosità del sole è relativamente modesta, e di conseguenza anche l'intensità del suo riflesso. Infatti, in queste fasce orarie gli inseguitori presentano limitati angoli di inclinazione per limitare fenomeni di ombreggiamento reciproco, mentre il sole si trova molto basso sull'orizzonte. Per una migliore comprensione, in Figura 8 viene descritto il tipico funzionamento di un inseguitore monoassiale con logica di backtracking, secondo quattro cinque fasi primarie: sveglia, alzata, inseguimento, backtracking e riposo:

- **Sveglia** - La posizione stazionaria di un campo solare prima dell'alba corrisponde tipicamente a  $0 \div 5$  gradi di inclinazione rispetto al terreno, rivolto ad est.
- **Alzata** - Il processo con il quale i moduli vengono progressivamente orientati verso il sole fino a raggiungere l'angolo limite di inizio dell'inseguimento. Questa fase permette di evitare ombreggiamenti fra array adiacenti.
- **Inseguimento** - Il processo attraverso il quale gli array solari ruotano attorno al proprio asse fisso N-S per mantenere il minore angolo di incidenza possibile rispetto alla luce solare ricevuta.
- **Backtracking** - Il processo con cui gli array solari ruotano in direzione opposta rispetto al sole per evitare l'ombreggiamento reciproco tra file adiacenti. Questo avviene quando un array raggiunge il suo massimo angolo di inseguimento.
- **Riposo** - La posizione stazionaria di un campo solare che non è in fase di inseguimento o backtracking, corrispondente a  $0 \div 5$  gradi di inclinazione rispetto al terreno, rivolto ad ovest, mantenuta per tutte le ore notturne.

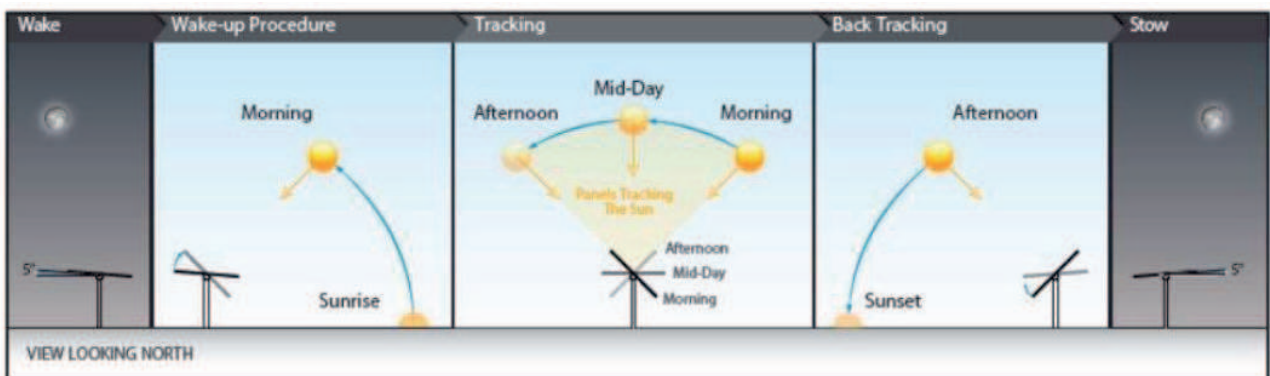


Figura 7: Tipico funzionamento di un inseguitore solare monoassiale con logica di backtracking

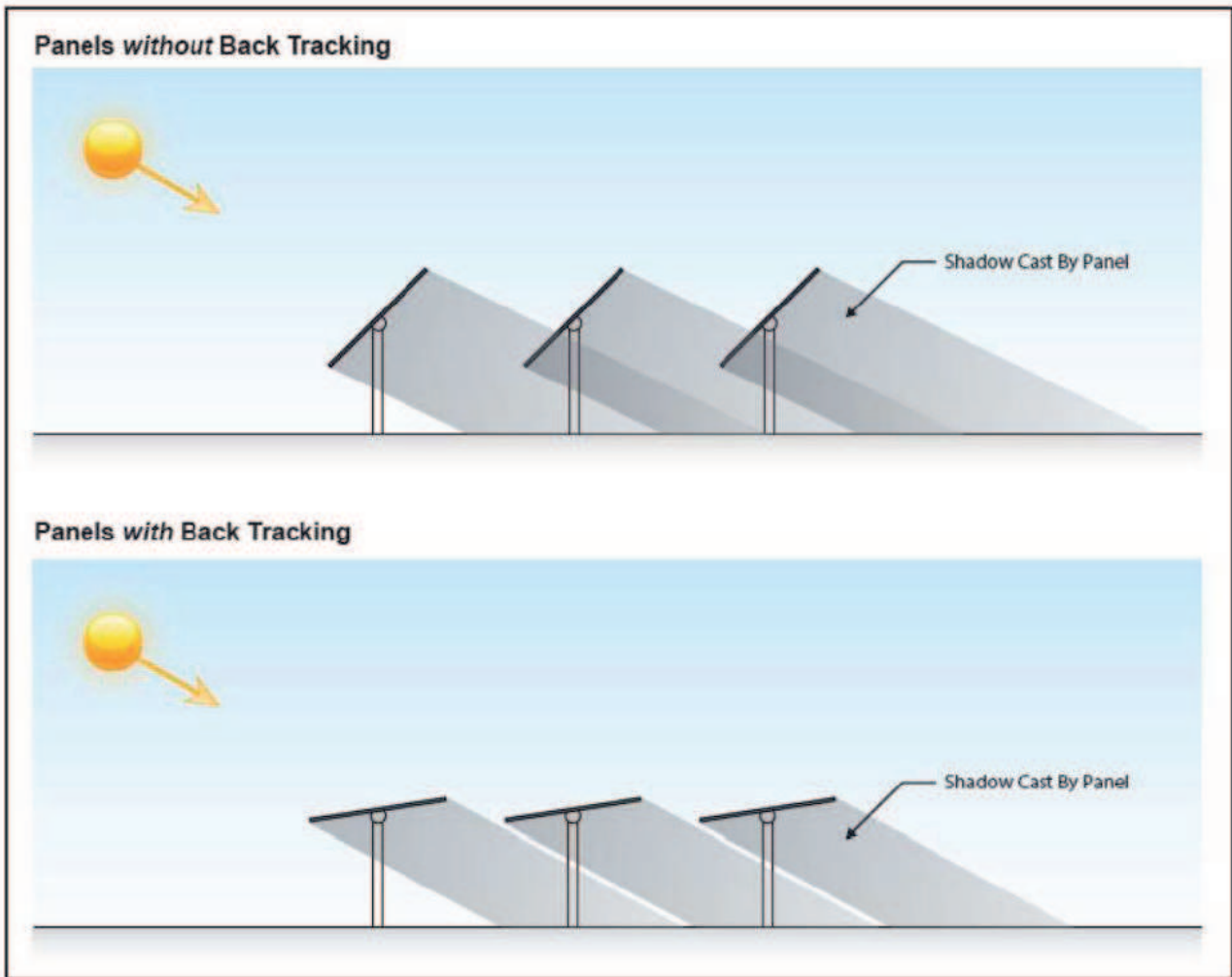


Figura 8: Confronto tra funzionamento senza e con logica di backtracking ed effetto risultante sull'ombreggiamento reciproco tra file adiacenti.

## 5 Metodologia di analisi

### 5.1 Modello utilizzato

L'analisi per la valutazione del potenziale abbagliamento è stata eseguita utilizzando il software ForgeSolar GlareGauge, reso disponibile sotto licenza dalla Sandia National Laboratories come piattaforma web-based. Questo software fornisce una valutazione quantitativa di quando e dove può verificarsi un abbagliamento dovuto ad un impianto solare durante tutto l'anno e identifica i potenziali effetti sull'occhio umano in caso di abbagliamento. Questo strumento utilizza gli input del progetto ed i calcoli di posizionamento solare per determinare se e quando l'abbagliamento si verificherà nei punti di osservazione identificati o durante la percorrenza di un percorso prestabilito. Se viene riscontrato un fenomeno di abbagliamento, i dati relativi al momento della giornata in cui si è verificato e la relativa durata vengono registrati e resi disponibili in un report finale, per ciascun punto di osservazione stabilito.

Lo strumento inoltre calcola l'illuminamento retinico (luminosità) e l'angolo sotteso (dimensione divisa per la distanza) della sorgente di abbagliamento. Questi due fattori predicono i pericoli oculari che vanno dall'abbagliamento a bassa intensità con temporanea riduzione del contrasto dell'immagine retinica, fino a danni permanenti della retina stessa. L'illuminamento retinico viene così classificato in tre categorie a pericolosità crescente, dal "verde" che indica un basso potenziale di abbagliamento, al "giallo" che indica il potenziale temporaneo abbagliamento, al "rosso" che indica potenziali danni fisiologici alla retina.

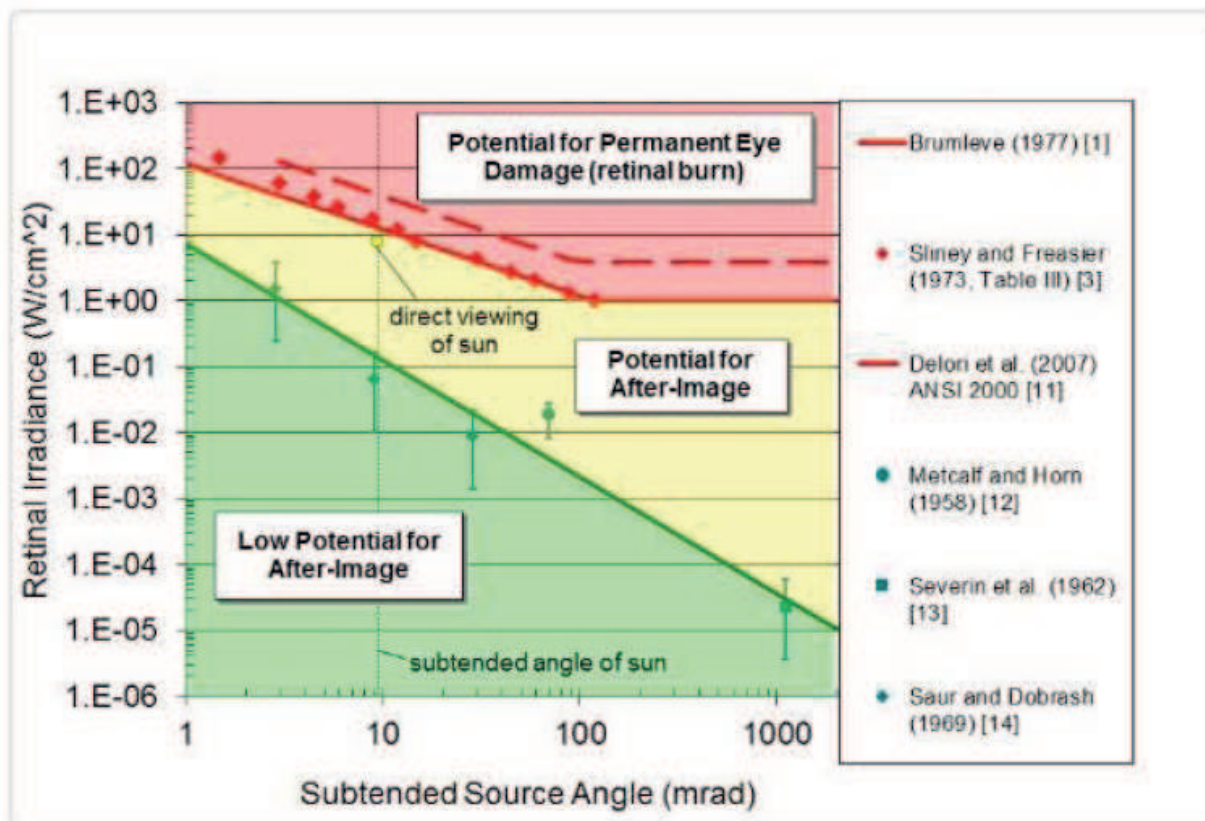


Figura 9: Classificazione del potenziale di abbagliamento sulla base dell'angolo sotteso e dell'illuminamento retinico – fasce a pericolosità crescente verde, gialla e rossa.

Il comportamento generale degli inseguitori solari monoassiali utilizzato ai fini dell'analisi è descritto come segue:

- Tutti i pannelli saranno posizionati ad un angolo di 3 gradi verso est prima dell'alba;
- Una volta che il sole sorge ad est, gli array solari iniziano l'inseguimento, ruotando lentamente fino ad un angolo massimo di 55 gradi verso Est, al fine di ridurre l'angolo di incidenza senza causare ombreggiamenti reciproci tra file adiacenti;
- Gli array seguono il sole per tutto il giorno fino a quando l'angolo di inclinazione non raggiunge il massimo di 55 gradi in direzione Ovest;
- Gli array solari smettono di seguire il sole ed iniziano la fase di backtracking, ruotando all'indietro fino ad un angolo di riposo di 3 gradi in direzione Ovest;
- Il mattino seguente il ciclo ricomincia da capo.

## 5.2 Input del modello

L'analisi è stata effettuata con un tempo di campionamento di 1', considerando i seguenti input al modello:

- Il campo fotovoltaico (in azzurro) è stato rappresentato con le modalità riportate in Figura 10. L'altezza da terra del piano di giacenza dei moduli fotovoltaici è stata considerata pari a 2 m.
- E' stata inoltre modellata la mitigazione dell'impianto fotovoltaico (in marrone) costituita da siepi ed alberature di altezza pari 1, 1,5 ed 2,5 m nelle varie fase di crescita dalla piantumazione al pieno sviluppo dello stato di progetto.

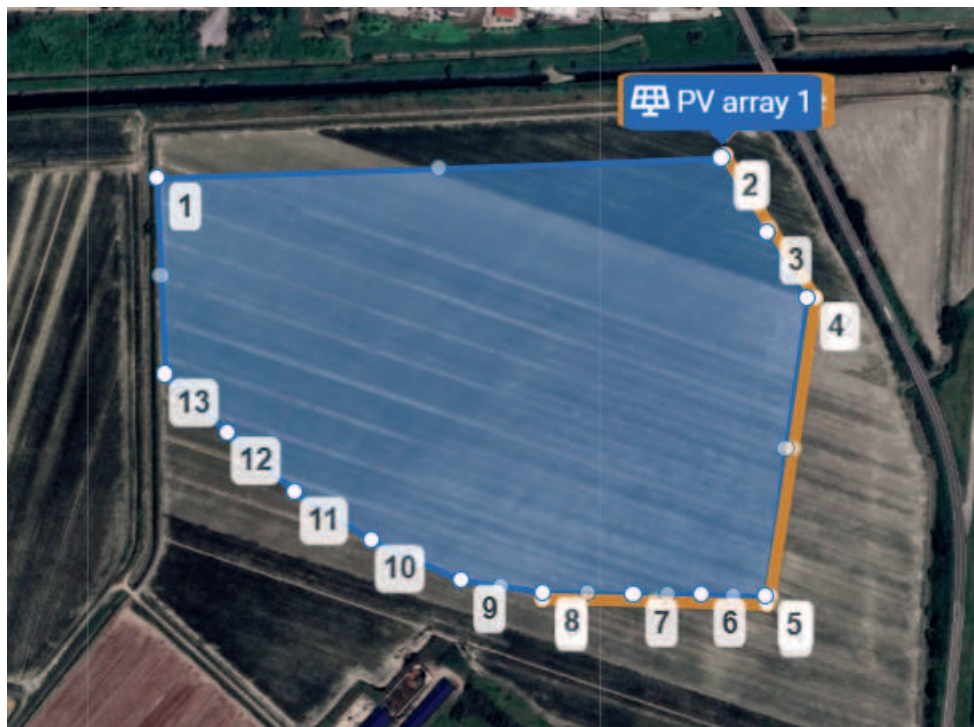


Figura 10: Rappresentazione del campo FV

- l'oggetto della valutazione di abbagliamento è stata l'Autostrada A22 all'altezza del km 291 in entrambe le direzioni di marcia verso nord e verso sud nel tratto compreso tra gli edifici dell'area industriale di Fortinella – Campogrande ed il cavalcavia di via Argine Canale.



Figura 11: Rappresentazione del tratto autostradale considerato

- Le quote del piano autostradale sono state definite sulla base dei rilievi forniti dalla stessa società A22 Auto-Brennero.
- È stata considerata come ipotesi un'altezza degli occhi dell'osservatore pari a 3 m dal piano stradale equivalente a quella di un conducente di un mezzo pesante.
- È stato considerato un angolo di visuale durante la guida pari a 50° a destra e a sinistra rispetto alla direzione di marcia.
- La massima radiazione incidente DNI considerata per l'analisi è pari a 1000 W/m<sup>2</sup>.
- Il massimo angolo di inseguimento è stato considerato pari a 55 gradi, con una posizione di riposo di 0 gradi
- Si suppone l'utilizzo di moduli fotovoltaici con trattamento anti riflesso standard (ARC).
- È stata considerata la presenza di un guard-rail di altezza pari a 90 cm frapposto tra i due sensi di marcia.

### 5.3 Ipotesi e limitazioni del modello

Il software utilizzato presenta alcune inevitabili limitazioni dovute alla complessità dell'algoritmo e alla grossa mole di dati necessari per questo tipo di calcolo. Di seguito sono elencate le principali limitazioni inerenti all'analisi effettuata:

- Il modello di base presuppone cieli limpidi in ogni momento (clear-sky, massima componente di radiazione diretta). Sulla base di questa ipotesi procede al calcolo della radiazione normale incidente sul piano dei moduli a seconda dell'ora della giornata, senza considerare riduzioni della massima radiazione effettivamente disponibile a seconda dei diversi mesi dell'anno. Il modello non utilizza quindi dati storici di modelli meteorologici, ma si basa esclusivamente sulla posizione astronomica relativa del sole per il sito scelto. Ne risultano inevitabilmente una sovrastima della durata cumulativa e un'intensità dell'abbagliamento superiore a quella che si potrà verificare realmente nel corso di un anno, ottenendo quindi risultati tanto più conservativi quanto più ci si allontana dalla bella stagione.
- Il software considera l'area di studio priva di ostacoli (laddove questi non vengano esplicitamente inseriti nel modello come nel caso delle mitigazioni perimetrali) l'intera area su ogni percorso tra sorgente (posizione del sole), superficie di riflessione (piano dei moduli fotovoltaici) e ricettore (osservatore), trascurando così l'effettivo profilo dell'orizzonte (ad esempio rilievi che schermano alcune regioni del percorso solare) ed eventuali elementi di ombreggiamento (ostacoli come fogliame, edifici o altre strutture) che si interpongono sulle direzioni valutate. Ne risulta ancora una volta che i risultati ottenuti rappresentano una sovrastima dei fenomeni riscontrabili nelle condizioni reali.
- Il modello utilizza una semplificazione per quanto riguarda la logica di backtracking, per cui i moduli vengono mantenuti nella posizione di riposo ( $0\div 5^\circ$ ) fino a che il sole la mattina non abbia raggiunto l'angolo limite di inseguimento ( $55^\circ$ ), per poi sganciarsi immediatamente e tornare nella posizione di riposo una volta superato l'angolo limite in direzione speculare nel pomeriggio. Con questa limitazione la permanenza dei moduli nella posizione di riposo è ampiamente superiore rispetto a quanto avvenga nella realtà, in cui il back-tracking è progressivo. Poiché il back-tracking determina un aumento dell'angolo di incidenza della radiazione diretta sui moduli, sovrastimare l'occorrenza del back-tracking si traduce in una sovrastima della durata e dell'intensità dei potenziali fenomeni di abbagliamento rispetto a quanto potrà essere determinato dal funzionamento del sistema reale.
- Il software modella le superfici di giacenza dei moduli fotovoltaici come superfici convesse complanari continue, senza la possibilità di modellare disomogeneità topografiche o gli spazi tra i moduli all'interno dell'area definita come area di impianto. Il progetto in oggetto sorge su un terreno totalmente pianeggiante, così come sostanzialmente risulta essere l'area che lo circonda, per cui la topografia non influenza i risultati.
- La DNI massima definita in input al modello viene mantenuta costante durante tutto l'anno. Ne consegue una sovrastima dell'intensità del potenziale abbagliamento durante le stagioni autunnale ed invernale.
- È opportuno considerare come la pericolosità oculare e la percezione dell'abbagliamento differiscano da persona a persona, a seconda di molteplici fattori ambientali, ottici e umani.

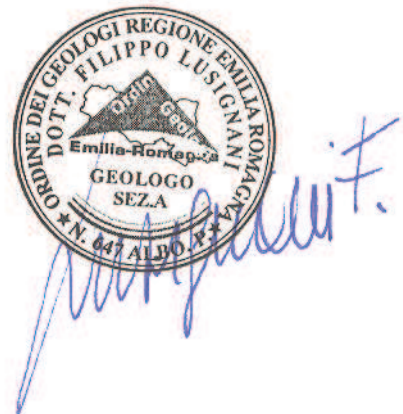
## 6 Conclusioni

Il report completo generato dalla simulazione elaborata con il software ForgeSolar, realizzata secondo il modello ed i parametri descritti nei paragrafi precedenti sono riportati nell'allegato

- ALLEGATO 4 - Impianto fotovoltaico con mitigazione di altezza 2,5 m (fase di pieno sviluppo)

I risultati della simulazione evidenzia come l'impianto fotovoltaico con le mitigazioni a verde nello stadio di crescita pari a 2,5 m di altezza (ALLEGATO 4), non causi riflessi o tantomeno fenomeni di abbagliamento ad un osservatore che percorra l'autostrada in uno qualsiasi dei sensi di marcia in qualsiasi condizione di funzionamento ed in qualsiasi periodo dell'anno.

Al fine di evitare rischi di abbagliamento, per quanto minimi, durante la fase di crescita delle mitigazioni il proponente, come per altro già previsto nella precedente versione del presente documento, predisporrà, e ne garantirà l'integrità con periodica manutenzione, teli frangivista verdi di almeno 2 m di altezza installati sulla recinzione in direzione dell'Autostrada A22 fino a che le mitigazioni non saranno pienamente sviluppate.



# FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Fabbrico FV**

Impianto Fotovoltaico da 16.806,24 kWp in comune di Fabbrico Analisi interferenze con Autostrada A22

Site configuration: **Fabbrico FV - A22 - mitigazione 2p5 m**

Client: Atlas Solar 13 srl

Created 27 Sep, 2025

Updated 04 Nov, 2025

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

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

Category 10 MW to 100 MW

Site ID 163570.26952

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	43,820,000.0

*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
A22 - corsia direzione Nord	0	0.0	0	0.0
A22 - corsia direzione Sud	0	0.0	0	0.0

# Component Data

## PV Arrays

**Name:** PV array 1  
**Axis tracking:** Single-axis rotation  
**Backtracking:** Shade  
**Tracking axis orientation:** 180.0°  
**Max tracking angle:** 55.0°  
**Resting angle:** 0.0°  
**Ground Coverage Ratio:** 0.5  
**Rated power:** 16806.0 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	44.866034	10.838768	19.74	2.00	21.74
2	44.866180	10.844823	19.03	2.00	21.03
3	44.865617	10.845316	19.16	2.00	21.16
4	44.865116	10.845745	19.20	2.00	21.20
5	44.862849	10.845277	19.09	2.00	21.09
6	44.862864	10.844601	19.22	2.00	21.22
7	44.862871	10.843872	19.69	2.00	21.69
8	44.862879	10.842896	19.18	2.00	21.18
9	44.862970	10.842026	19.51	2.00	21.51
10	44.863274	10.841061	19.29	2.00	21.29
11	44.863639	10.840246	19.21	2.00	21.21
12	44.864103	10.839505	19.53	2.00	21.53
13	44.864537	10.838840	19.52	2.00	21.52

## Route Receptors

**Name:** A22 - corsia direzione Nord  
**Path type:** One-way (toward increasing index)  
**Azimuthal view angle:** 50.0°  
**Downward view angle:** 90.0°



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	44.855608	10.851815	21.23	3.00	24.23
2	44.857491	10.851752	21.20	3.00	24.20
3	44.859098	10.851696	21.16	3.00	24.16
4	44.860618	10.851646	21.25	3.00	24.25
5	44.862076	10.851589	21.22	3.00	24.22
6	44.862392	10.851557	21.30	3.00	24.30
7	44.864154	10.851345	22.00	3.00	25.00
8	44.864867	10.851235	22.70	3.00	25.70
9	44.869247	10.850609	21.85	3.00	24.85
10	44.872265	10.850174	21.67	3.00	24.67

**Name:** A22 - corsia direzione Sud  
**Path type:** One-way (toward increasing index)  
**Azimuthal view angle:** 50.0°  
**Downward view angle:** 90.0°



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	44.872222	10.849922	21.70	3.00	24.70
2	44.867885	10.850551	23.50	3.00	26.50
3	44.865534	10.850881	23.70	3.00	26.70
4	44.863033	10.851237	21.30	3.00	24.30
5	44.862293	10.851320	21.20	3.00	24.20
6	44.855608	10.851551	21.22	3.00	24.22

## Obstruction Components

Name: Guard-rail

Top height: 0.9 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	44.855609	10.851697	21.10
2	44.856726	10.851658	20.88
3	44.859230	10.851566	20.92
4	44.861841	10.851482	20.90
5	44.862289	10.851440	20.90
6	44.862791	10.851391	21.02
7	44.864792	10.851131	22.43
8	44.866703	10.850853	16.55
9	44.872243	10.850061	21.54

Name: Mitigazione

Top height: 2.5 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	44.866166	10.842796	19.87
2	44.866195	10.844851	19.07
3	44.865120	10.845823	19.11
4	44.862845	10.845330	19.13
5	44.862798	10.845313	19.04
6	44.862834	10.842944	19.35

# Glare Analysis Results

## Summary of Results No glare predicted

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy
	°	°	min	hr	min	hr	kWh
PV array 1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	43,820,000.0

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
A22 - corsia direzione Nord	0	0.0	0	0.0
A22 - corsia direzione Sud	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
A22 - corsia direzione Nord	0	0.0	0	0.0
A22 - corsia direzione Sud	0	0.0	0	0.0

## PV array 1 and Route: A22 - corsia direzione Nord

No glare found

## PV array 1 and Route: A22 - corsia direzione Sud

No glare found

# Assumptions

---

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Refer to the Help page at [www.forgesolar.com/help/](http://www.forgesolar.com/help/) for assumptions and limitations not listed here.

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

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

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