



VSE

VSE S.r.l.

PIAZZALE CADORNA N. 14 - MILANO (MI)

C.F./P.IVA 02607460223

REA MI - 2615671

Emilia-Romagna - Comune di Monticelli d'Ongina e San Pietro in Cerro - Provincia di Piacenza - 19/04/2025 - 0399193-E - Copia conforme all'originale sottoscritto digitalmente da Riccardo Marini, Baleani Michele

Regione Emilia - Romagna

Comuni di Monticelli d'Ongina e San Pietro in Cerro

Provincia di Piacenza

AUTORIZZAZIONE UNICA

Titolo:

Impianto di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica

"MONTICELLI D'ONGINA"

Oggetto:

RELAZIONE ABBAGLIAMENTO

Codifica Elaborato:

RT

0.9

Impresa/Studio di progettazione:



Via dell'Industria, 1 - 60027 Osimo (AN) T. +39 071 7231280 F. +39 071 7235455
Web www.weplaningegneria.it Email info@weplaningegneria.it Pec weplanstudio@pec.it

Progettista:

Dott. Ing. Michele BALEANI
Ordine degli Ingegneri prov. Ancona n. 2319



Latitudine: 45,060661°

Longitudine: 9,921256°

Cod. File:

RT.09_MONTICELLI_D'ONGINA_PD_01

Scala:

-

Formato:

A4

Codice:

PD

Rev.:

01

Rev.	Data	Descrizione revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
0	07/2024	Prima emissione	Ing. Michele Baleani	Ing. Michele Baleani	Ing. Michele Baleani
1	04/2025	Seconda emissione	Ing. Michele Baleani	Ing. Michele Baleani	Ing. Michele Baleani
2	-	-	-	-	-

Sommario

1	PREMESSA	1
2	ABBAGLIAMENTO VISIVO	1
2.1	<i>Analisi del fenomeno di abbagliamento</i>	2
2.2	<i>RIFLESSIONE DEI MODULI FOTOVOLTAICI</i>	3
2.3	<i>DENSITÀ OTTICA DELL'ARIA</i>	4
3	POSIZIONAMENTO DELL'IMPIANTO IN RELAZIONE ALLA VIABILITÀ STRADALE ED AI RECETTORI RESIDENZIALI.....	5
4	CALCOLO DELL'ABBAGLIAMENTO VISIVO.....	6
5	CONCLUSIONI	7

1 PREMESSA

All'interno della presente relazione si verificano e approfondiscono eventuali fenomeni di abbagliamento da ricondursi alla rifrazione della luce solare sui moduli fotovoltaici in progetto tali da creare rischio per la circolazione stradale o navigazione aerea oltre a disturbo ai recettori residenziali eventualmente presenti in prossimità all'impianto.

L'impianto oggetto di analisi è l'impianto fotovoltaico a terra denominato "VSE_MONTICELLI D'ONGINA" di potenza di picco pari a 24.998,40 kWp, di proprietà della società VSE S.r.l e sarà suddiviso in due sezioni d'impianto:

- La "Sezione impianto fotovoltaico" nell'area entro i 300 m dall'Autostrada A21 ("Area idonea per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili" secondo l'Art.20 comma 8 del D.lgs. 199/2021), nel quale sarà installato un impianto fotovoltaico a terra di tipo "tradizionale" su tracker monoassiali;
- La "Sezione impianto agrivoltaico" nell'area oltre i 300 m dall'Autostrada A21 (Non rientrante nella "disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili), nel quale sarà installato un impianto "Agrivoltaico avanzato" su tracker monoassiali;

L'impianto di cui sopra sarà realizzato nei Comuni di Monticelli d'Ongina e San Pietro in Cerro (PC).

2 ABBAGLIAMENTO VISIVO

L'abbagliamento è definito come una condizione visiva che determina un disagio o una riduzione dell'abilità di percepire dettagli o interi oggetti, determinata da una distribuzione inadeguata delle luminanze o da variazioni estreme delle luminanze nel tempo e nello spazio, a causa della presenza nel campo visivo di sorgenti luminose primarie (abbagliamento diretto) o di superfici riflettenti (abbagliamento indiretto).

È possibile identificare due categorie di abbagliamento:

- abbagliamento molesto o psicologico (discomfort glare), che causa fastidio senza necessariamente compromettere la visione degli oggetti;
- abbagliamento debilitante o fisiologico (disability glare), che compromette temporaneamente la visione degli oggetti.

Con abbagliamento visivo, quindi, s'intende la compromissione temporanea della capacità visiva dell'osservatore a seguito dell'improvvisa esposizione diretta ad un'intensa sorgente luminosa.

L'irraggiamento globale è la somma dell'irraggiamento diretto e di quello diffuso, ossia l'irraggiamento che non giunge al punto di osservazione seguendo un percorso geometricamente diretto a partire dal sole, ma che viene precedentemente riflesso o scomposto.

Per argomentare il fenomeno dell'abbagliamento generato da moduli fotovoltaici nelle ore diurne occorre considerare diversi aspetti legati alla loro tecnologia, struttura e orientazione, nonché al movimento apparente del disco solare nella volta celeste e alle leggi fisiche che regolano la diffusione della luce nell'atmosfera.

2.1 Analisi del fenomeno di abbagliamento

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 sorge ad est e tramonta ad ovest (ciò in realtà è letteralmente vero solo nei giorni degli equinozi). In questo movimento apparente il disco solare raggiunge il punto più alto nel cielo 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).

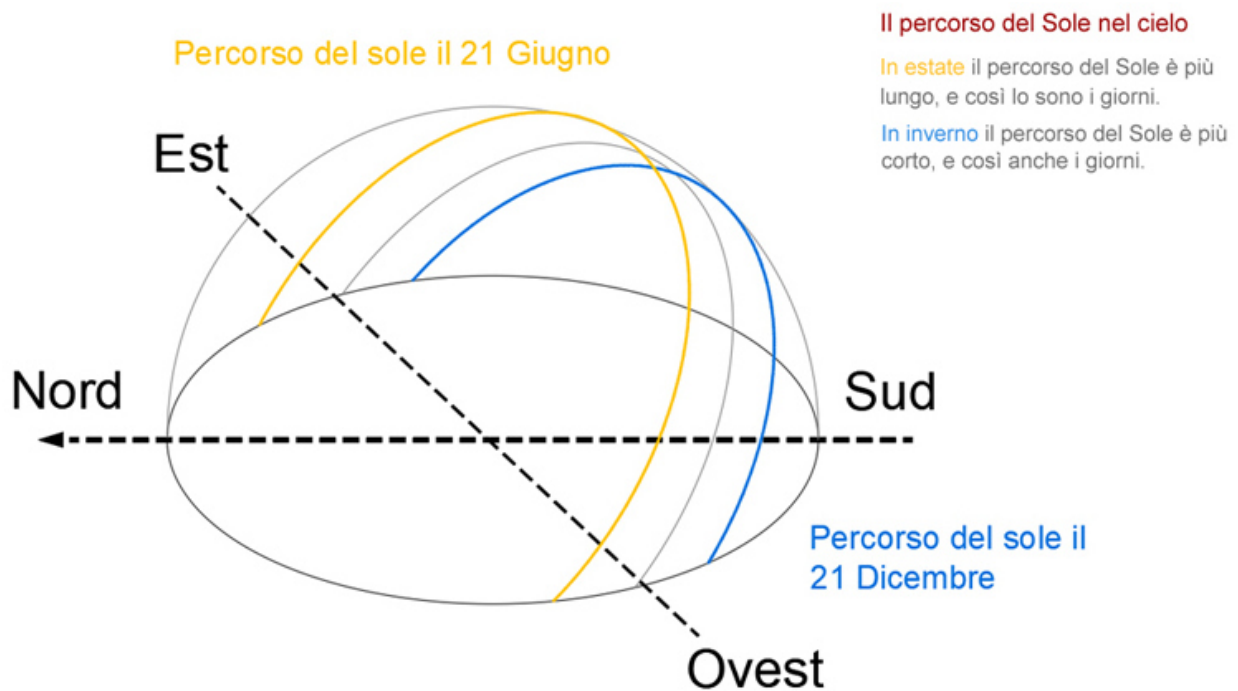


Figura 1 - Movimento apparente del disco solare per un osservatore situato ad una latitudine nord attorno ai 43°. Per tutte le località situate tra il Tropico del Cancro e il Polo Nord Geografico il disco solare non raggiunge mai lo zenit

In considerazione quindi dell'altezza dal suolo dei moduli fotovoltaici entro i 3 m dal suolo di sedime e del loro angolo di inclinazione che in questo caso è pari a 0° rispetto al piano orizzontale, il verificarsi e l'entità di fenomeni di riflessione ad altezza d'uomo della radiazione luminosa incidente alla latitudine a cui è posto l'impianto fotovoltaico in esame sarebbero teoricamente ciclici in quanto legati al momento della giornata, alla stagione nonché alle condizioni meteorologiche.

In ogni caso, inoltre, la radiazione riflessa viene ri-direzionata verso l'alto con un angolo rispetto al piano orizzontale che difficilmente possa creare disturbo ad abitazioni tantomeno ad osservatori posti al suolo e/o transitanti nei pressi dell'impianto.

Una tale considerazione è valida tanto per i moduli fissi quanto per quelli dotati di sistemi di inseguimento (tracker).

La "Sezione impianto agrivoltaico" nell'area oltre i 300 m dall'Autostrada A21 anche se con altezze maggiori provoca ancor meno disturbo data la lontananza.

2.2 RIFLESSIONE DEI MODULI FOTOVOLTAICI

La riflessione indica la quantità di raggi che viene respinta dalla superficie del vetro.

Sostanzialmente, secondo la legge della riflessione, l'angolo del raggio solare incidente, riferito alla normale della superficie, è uguale all'angolo del raggio solare riflesso. In caso di luce diffusa o di superficie strutturata del modulo questa regola vale per ogni singolo raggio, rendendo la riflessione diffusa.

I moduli fotovoltaici, normalmente non producono riflessione o bagliore significativi in quanto sono realizzati con vetro studiato appositamente per aver un effetto "non riflettente". Il vetro solare è pensato per ridurre la luce riflessa e permettere alla luce di passare attraverso arrivando alle celle per essere convertita in energia elettrica nel modulo.

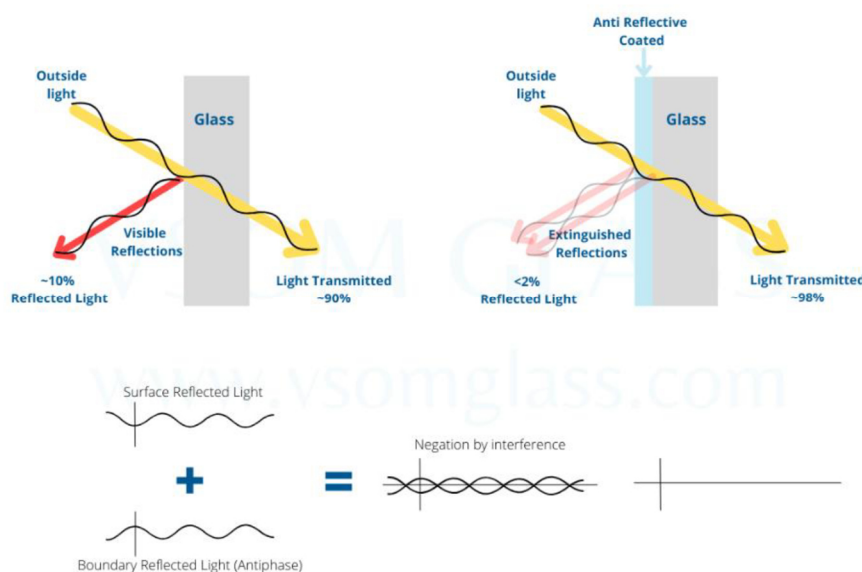


Figura 2: Le due immagini dimostrano come, al contrario di un vetro comune, il vetro anti-riflesso (Anti- Reflecting glass) che riveste i moduli fotovoltaici riduca drasticamente la riflessione dei raggi luminosi

L'efficienza di conversione di una cella fotovoltaica dipende fortemente dalla sua capacità di assorbire la radiazione solare incidente. Tanto più una cella appare scura, tanto maggiore è la sua capacità di assorbire la luce. Per ridurre al minimo la riflessione della luce incidente sono state sviluppate diverse tecnologie capaci di ridurre la riflettanza superficiale delle celle solari a livelli prossimi all'1%.

In generale, per ottenere questo scopo, si agisce con due tecniche: la deposizione sulla superficie frontale della cella di film sottili di ossido di titanio di spessori tali da realizzare un particolare effetto interferenziale e il trattamento della morfologia della superficie stessa. Questa ultima tecnica prende il nome di testurizzazione.

La testurizzazione consiste nella formazione di microstrutture sulla superficie del silicio, tali da ridurre la riflessione incrementando le probabilità della luce riflessa di essere rinviata alla superficie del wafer invece che perdersi in aria.

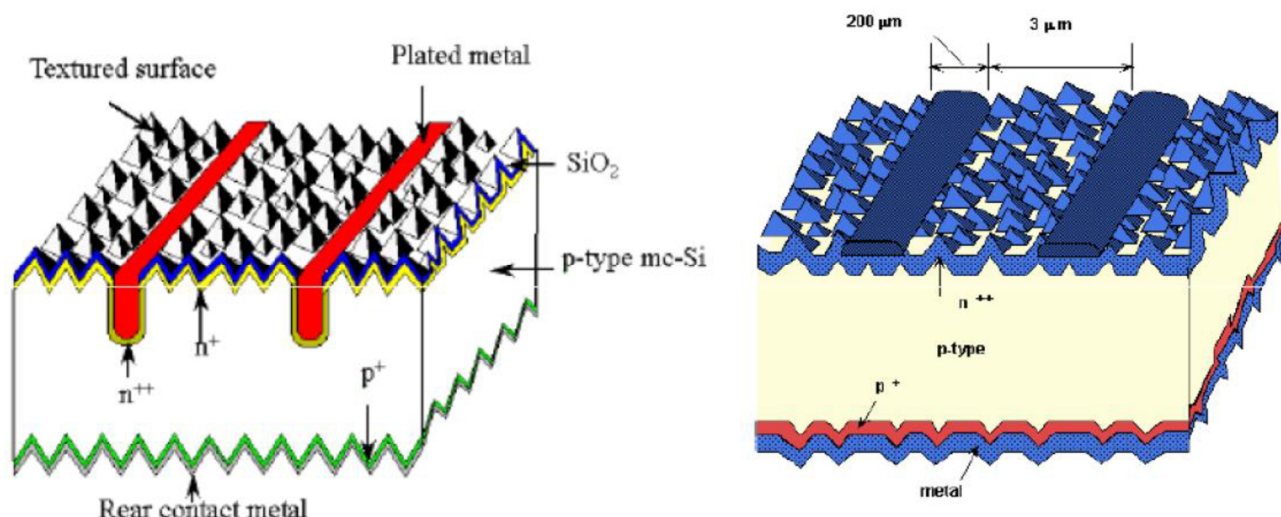


Figura 3: Testurizzazione sulle celle fotovoltaiche

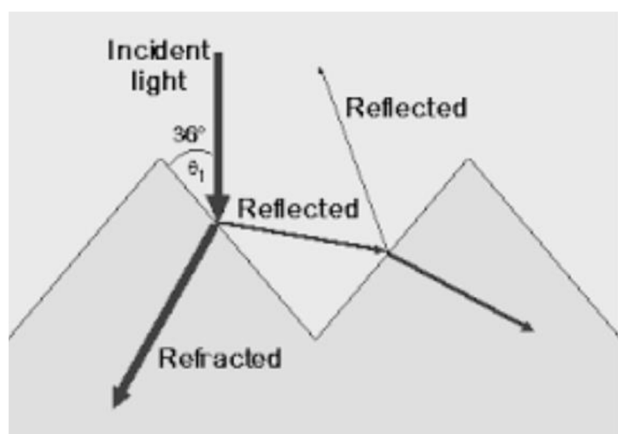


Figura 4: Percorso della luce su celle testurizzate

La luce viene riflessa verso il basso e subisce almeno due riflessioni (double bounce effect) con maggiore probabilità di assorbimento.

Si tratta, in sostanza, di minimizzare la perdita ottica per riflessione sulla superficie della cella sia in funzione della lunghezza d'onda che dell'angolo d'incidenza della luce.

Per quanto su esposto si conclude affermando che, la riflessione della luce su essi incidente, dei moduli fotovoltaici è già di per sé ridotta dagli accorgimenti costruttivi dei moduli stessi rivolti al miglioramento dell'efficienza di riflessione.

2.3 DENSITÀ OTTICA DELL'ARIA

Le stesse molecole componenti l'aria, al pari degli oggetti, danno luogo a fenomeni di assorbimento, riflessione e scomposizione delle radiazioni luminose su di esse incidenti; pertanto, la minoritaria percentuale di luce solare che viene riflessa dalla superficie del modulo fotovoltaico grazie alla densità ottica dell'aria è comunque destinata nel corto raggio ad essere ri-direzionata, scomposta, ma soprattutto convertita in energia termica.

3 POSIZIONAMENTO DELL'IMPIANTO IN RELAZIONE ALLA VIABILITÀ STRADALE ED AI RECETTORI RESIDENZIALI

L'impianto fotovoltaico è collocato in un contesto di pianura, su un'area agricola a margine dell'Autostrada Adriatica A21. Il piano stradale di questa arteria risulta essere di poco superiore al campo fotovoltaico.

Le strutture di sostegno sono distanziate tra loro con un interasse di 4,50 m e la distanza tra i pannelli varia dai 2,12 m (quando i pannelli sono paralleli al terreno) ai 3,10 m (quando i pannelli hanno l'inclinazione massima di 55°).

I tracker sono orientati con asse nord-sud, con pannelli che si affacciano dunque al mattino verso est e nel pomeriggio verso ovest. Il lembo superiore dei pannelli è, al massimo, a 2,50 m di altezza.

Come accennato nel capitolo 2, i moduli della "Sezione impianto agrivoltaico" sono eccessivamente lontani per provocare abbagliamento.

Inoltre, il raggio incidente del sole che va a colpire una superficie specchiante viene riflesso sempre con un angolo simmetrico a quello incidente rispetto alla verticale della superficie.

Quindi, nel caso di moduli ad esempio con inclinazione sul piano orizzontale di 55°, valutando i vari angoli di incidenza del sole nei vari periodi dell'anno, i raggi vengono riflessi sempre con angolazioni molto elevate che non possono normalmente interessare strutture terrestri.

Sull'intero perimetro è prevista una fascia di mitigazione con alberature in grado di prevenire apprezzabili fenomeni di abbagliamento. Le mitigazioni sono ampiamente descritte all'interno della Relazione agronomica.



Figura 6 – tracker monoassiali

4 CALCOLO DELL'ABBAGLIAMENTO VISIVO

Al fine di confermare le affermazioni precedenti, sono stati effettuati dei calcoli sul possibile abbagliamento dei moduli verso gli utenti delle strade adiacenti l'impianto.

Con l'ausilio del software "ForgeSolar" è stata modellata l'area di impianto, i possibili recettori dell'abbagliamento e gli ostacoli, sia esistenti che di progetto, interposti tra l'impianto ed i recettori. Il calcolo è stato quindi effettuato a seconda della posizione del sole per ogni minuto all'interno di un intero anno. Per interpretare i dati emersi, di seguito, vengono descritti i possibili risultati relativi all'abbagliamento dovuto ai riflessi di luce solare.

L'impatto oculare dell'abbagliamento solare è quantificato in tre categorie:

- Verde - basso potenziale di causare immagini residue (cecità da flash)
- Giallo - potenziale causa di immagine residua temporanea
- Rosso - potenziale causa di ustioni alla retina (danni permanenti agli occhi)

Queste categorie presuppongono una tipica risposta di ammiccamento nell'osservatore. Si noti che l'ustione retinica non è in genere possibile per l'abbagliamento fotovoltaico, poiché i moduli fotovoltaici non focalizzano la luce solare riflessa.

I risultati emersi affermano che:

- L'abbagliamento non è possibile dall'Autostrada A21 in direzione Ovest;
- Un basso potenziale di causare immagini residue è possibile dall'Autostrada A21 in direzione Est solamente per 24 minuti all'anno;

Questi 24 minuti all'anno sono suddivisi in alcune giornate di maggio, giugno e luglio per una durata inferiore ai 5 minuti al giorno.

All'interno del grafico "Hazard plot for impianto-mis and autostrada-a" possiamo vedere che i risultati non escono in nessun caso al di fuori dell'area "verde" ossia a basso potenziale di causare immagini residue. All'interno dello stesso grafico è possibile vedere, come punto di riferimento, l'abbagliamento dovuto alla visione del sole senza filtro, ovvero fissando il sole (Indicato come "Hazard Due to Viewing Unfiltered Sun").

Di seguito i grafici risultanti dal calcolo.

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	
Impianto agrivoltaico 1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-
Impianto agrivoltaico 2	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-
Impianto fotovoltaico 1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-
Impianto fotovoltaico 2	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-
Impianto misto 1	SA tracking	SA tracking	24	0.4	0	0.0	-
Impianto misto 2	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-

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

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Autostrada A21 - Direzione Est	24	0.4	0	0.0
Autostrada A21 - Direzione Ovest	0	0.0	0	0.0

PV: Impianto agrivoltaico 1 no glare found

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Autostrada A21 - Direzione Est	0	0.0	0	0.0
Autostrada A21 - Direzione Ovest	0	0.0	0	0.0

Impianto agrivoltaico 1 and Route: Autostrada A21 - Direzione Est

No glare found

Impianto agrivoltaico 1 and Route: Autostrada A21 - Direzione Ovest

No glare found

PV: Impianto agrivoltaico 2 no glare found

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Autostrada A21 - Direzione Est	0	0.0	0	0.0
Autostrada A21 - Direzione Ovest	0	0.0	0	0.0

Impianto agrivoltaico 2 and Route: Autostrada A21 - Direzione Est

No glare found

Impianto agrivoltaico 2 and Route: Autostrada A21 - Direzione Ovest

No glare found

PV: Impianto fotovoltaico 1 no glare found

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Autostrada A21 - Direzione Est	0	0.0	0	0.0
Autostrada A21 - Direzione Ovest	0	0.0	0	0.0

Impianto fotovoltaico 1 and Route: Autostrada A21 - Direzione Est

No glare found

Impianto fotovoltaico 1 and Route: Autostrada A21 - Direzione Ovest

No glare found

PV: Impianto fotovoltaico 2 no glare found

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Autostrada A21 - Direzione Est	0	0.0	0	0.0
Autostrada A21 - Direzione Ovest	0	0.0	0	0.0

Impianto fotovoltaico 2 and Route: Autostrada A21 - Direzione Est

No glare found

Impianto fotovoltaico 2 and Route: Autostrada A21 - Direzione Ovest

No glare found

PV: Impianto misto 1 low potential for temporary after-image

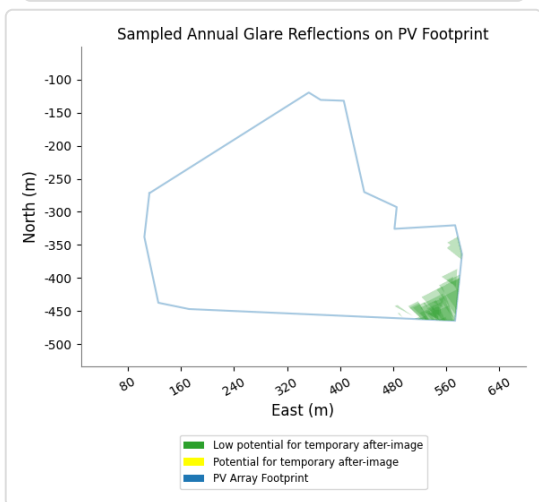
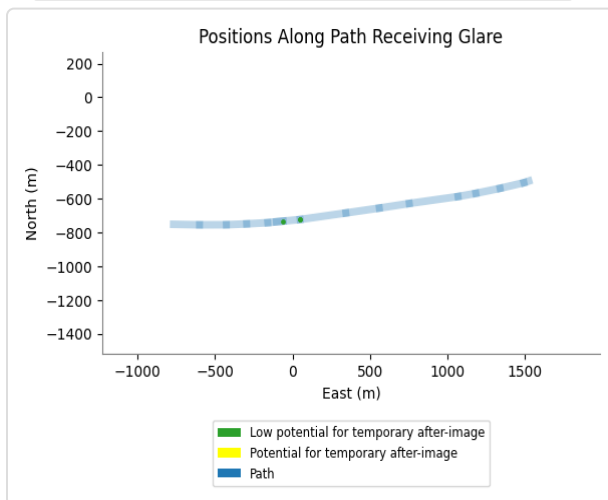
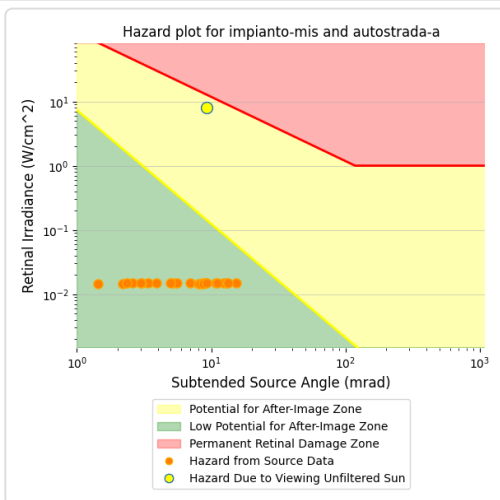
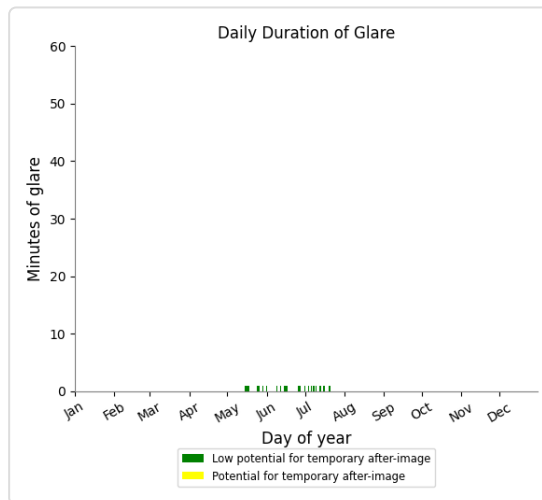
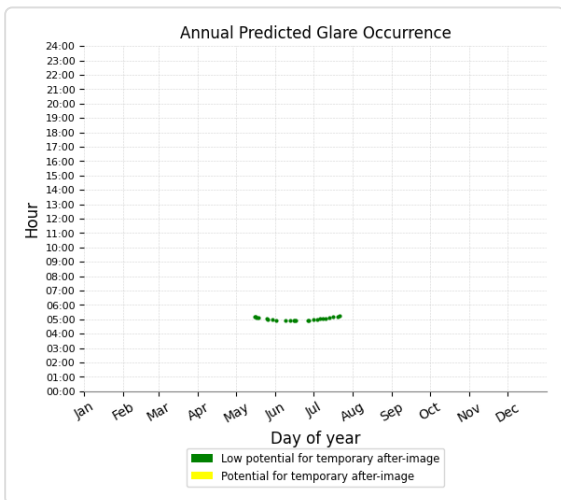
Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Autostrada A21 - Direzione Est	24	0.4	0	0.0
Autostrada A21 - Direzione Ovest	0	0.0	0	0.0

Impianto misto 1 and Route: Autostrada A21 - Direzione Est

Yellow glare: none

Green glare: 24 min.



Impianto misto 1 and Route: Autostrada A21 - Direzione Ovest

No glare found

PV: Impianto misto 2 no glare found

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Autostrada A21 - Direzione Est	0	0.0	0	0.0
Autostrada A21 - Direzione Ovest	0	0.0	0	0.0

Impianto misto 2 and Route: Autostrada A21 - Direzione Est

No glare found

Impianto misto 2 and Route: Autostrada A21 - Direzione Ovest

No glare found

5 CONCLUSIONI

Sulla base dei calcoli effettuati, si può affermare che il fenomeno dell'abbagliamento visivo dovuto ai moduli fotovoltaici nelle ore diurne, durante tutto l'anno, a scapito della viabilità prossimale è da ritenersi **trascurabile**.

REPORT DI CALCOLO

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Impianto PV Monticelli d'Ongina**

Abbagliamento stradale - Impianto fotovoltaico VSE_Monticelli d'Ongina

Site configuration: **Impianto_PV_Monticelli_dongina**

Client: Vse Srl

Created 10 Apr, 2025

Updated 11 Apr, 2025

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

DNI peaks at 1,000.0 W/m²

Category 10 MW to 100 MW

Site ID 146566.24713

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	
Impianto agrivoltaico 1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-
Impianto agrivoltaico 2	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-
Impianto fotovoltaico 1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-
Impianto fotovoltaico 2	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-
Impianto misto 1	SA tracking	SA tracking	24	0.4	0	0.0	-
Impianto misto 2	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-

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

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Autostrada A21 - Direzione Est	24	0.4	0	0.0
Autostrada A21 - Direzione Ovest	0	0.0	0	0.0

Component Data

PV Arrays

Name: Impianto agrivoltaico 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: 0.3
Rated power: -
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	45.064567	9.918154	39.57	0.00	39.57
2	45.064551	9.918660	39.30	0.00	39.30
3	45.062644	9.919001	39.54	0.00	39.54
4	45.062653	9.918051	40.05	0.00	40.05

Name: Impianto agrivoltaico 2
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: Shade
Tracking axis orientation: 180.0°
Max tracking angle: 55.0°
Resting angle: 0.0°
Ground Coverage Ratio: 0.3
Rated power: -
Panel material: Light textured glass with AR coating
Reflectivity: Vary with sun
Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	45.064534	9.919102	39.39	0.00	39.39
2	45.062772	9.919430	39.53	0.00	39.53
3	45.063278	9.920572	39.52	0.00	39.52
4	45.063843	9.920607	39.09	0.00	39.09
5	45.063911	9.920422	39.62	0.00	39.62
6	45.064136	9.920411	39.15	0.00	39.15
7	45.064228	9.920359	39.13	0.00	39.13
8	45.064404	9.920013	39.13	0.00	39.13
9	45.064501	9.919490	39.32	0.00	39.32

Name: Impianto fotovoltaico 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: -
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	45.059250	9.919548	39.91	0.00	39.91
2	45.059500	9.916710	40.92	0.00	40.92
3	45.060535	9.916013	40.61	0.00	40.61
4	45.061010	9.916949	40.50	0.00	40.50
5	45.060582	9.919161	40.02	0.00	40.02

Name: Impianto fotovoltaico 2
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: -
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	45.060495	9.919796	39.83	0.00	39.83
2	45.060410	9.920273	39.64	0.00	39.64
3	45.060246	9.925412	39.25	0.00	39.25
4	45.059272	9.925015	39.02	0.00	39.02
5	45.058957	9.922069	39.77	0.00	39.77
6	45.059189	9.920188	39.53	0.00	39.53

Name: Impianto misto 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: 0.4

Rated power: -

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	45.062122	9.919580	39.53	0.00	39.53
2	45.061527	9.919484	39.56	0.00	39.56
3	45.060632	9.919752	40.16	0.00	40.16
4	45.060547	9.920341	39.98	0.00	39.98
5	45.060388	9.925438	39.27	0.00	39.27
6	45.061294	9.925569	39.19	0.00	39.19
7	45.061686	9.925438	39.34	0.00	39.34
8	45.061637	9.924276	39.36	0.00	39.36
9	45.061933	9.924318	39.67	0.00	39.67
10	45.062137	9.923696	39.42	0.00	39.42
11	45.063378	9.923305	41.92	0.00	41.92
12	45.063390	9.922862	41.94	0.00	41.94
13	45.063490	9.922634	40.55	0.00	40.55

Name: Impianto misto 2

Axis tracking: Single-axis rotation

Backtracking: Shade

Tracking axis orientation: 180.0°

Max tracking angle: 55.0°

Resting angle: 0.0°

Ground Coverage Ratio: 0.4

Rated power: -

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	45.063250	9.925276	38.93	0.00	38.93
2	45.062652	9.927685	38.87	0.00	38.87
3	45.060185	9.928473	39.80	0.00	39.80
4	45.060075	9.927224	39.22	0.00	39.22
5	45.060321	9.926172	39.70	0.00	39.70

Route Receptors

Name: Autostrada A21 - Direzione Est

Path type: One-way (toward increasing index)

Observer view angle: 50.0°



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	45.057797	9.908393	44.64	0.00	44.64
2	45.057771	9.910533	43.78	0.00	43.78
3	45.057774	9.912733	45.89	0.00	45.89
4	45.057820	9.914396	43.75	0.00	43.75
5	45.057884	9.916128	41.95	0.00	41.95
6	45.057932	9.916831	41.68	0.00	41.68
7	45.057968	9.917397	41.69	0.00	41.69
8	45.058055	9.918781	41.73	0.00	41.73
9	45.058401	9.922531	41.24	0.00	41.24
10	45.058662	9.925274	40.79	0.00	40.79
11	45.058908	9.927730	40.93	0.00	40.93
12	45.059278	9.931726	40.73	0.00	40.73
13	45.059449	9.933186	40.70	0.00	40.70
14	45.059716	9.935174	40.37	0.00	40.37
15	45.060017	9.937129	39.57	0.00	39.57
16	45.060106	9.937537	39.74	0.00	39.74

Name: Autostrada A21 - Direzione Ovest
Path type: One-way (toward increasing index)
Observer view angle: 50.0°



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	45.060274	9.937485	40.07	0.00	40.07
2	45.060186	9.937074	39.17	0.00	39.17
3	45.059880	9.935137	39.95	0.00	39.95
4	45.059617	9.933173	40.54	0.00	40.54
5	45.059455	9.931702	40.73	0.00	40.73
6	45.059080	9.927713	40.69	0.00	40.69
7	45.058830	9.925252	41.33	0.00	41.33
8	45.058573	9.922511	41.42	0.00	41.42
9	45.058225	9.918766	41.96	0.00	41.96
10	45.058138	9.917388	41.81	0.00	41.81
11	45.058101	9.916829	41.62	0.00	41.62
12	45.058062	9.916111	42.83	0.00	42.83
13	45.057985	9.914391	43.88	0.00	43.88
14	45.057945	9.912732	46.31	0.00	46.31
15	45.057942	9.910551	44.21	0.00	44.21
16	45.057973	9.908407	43.85	0.00	43.85

Obstruction Components

Name: Edifici esistenti

Top height: 10.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.059514	9.926923	39.16
2	45.059594	9.926499	40.33
3	45.059781	9.926593	40.49
4	45.059827	9.926354	41.14
5	45.060037	9.926448	40.78
6	45.059963	9.926789	40.86
7	45.060020	9.926826	40.15
8	45.059929	9.927180	39.74
9	45.059514	9.926923	39.16

Name: Mitigazione 1

Top height: 2.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.061523	9.919423	39.57
2	45.059133	9.920122	39.47
3	45.058885	9.922077	39.80
4	45.059210	9.925075	39.02
5	45.060304	9.925548	39.16
6	45.061297	9.925687	39.45
7	45.061737	9.925510	39.34

Name: Mitigazione 2

Top height: 2.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.061747	9.925493	39.34
2	45.061714	9.924384	39.38
3	45.061975	9.924419	40.17
4	45.062181	9.923766	39.26
5	45.063425	9.923377	40.38
6	45.063441	9.922897	41.22
7	45.063559	9.922627	39.69
8	45.062154	9.919512	39.52
9	45.061522	9.919424	39.57

Name: Mitigazione 3

Top height: 2.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.059183	9.919649	40.19
2	45.059409	9.916635	41.05
3	45.060547	9.915874	40.62
4	45.061074	9.916932	40.53
5	45.060623	9.919241	40.00
6	45.059183	9.919649	40.19

Name: Mitigazione 4

Top height: 2.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.062465	9.918023	40.42
2	45.062368	9.918962	39.84
3	45.062474	9.919034	39.61
4	45.063434	9.921196	39.47
5	45.063842	9.921145	39.10
6	45.063929	9.920526	39.65
7	45.064166	9.920488	38.79
8	45.064287	9.920367	38.68

Name: Mitigazione 5

Top height: 2.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.064297	9.920354	38.69
2	45.064428	9.920052	38.91
3	45.064538	9.919352	39.21
4	45.064578	9.918144	39.57
5	45.062472	9.918022	40.48

Name: Mitigazione 6

Top height: 2.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.060113	9.928568	40.17
2	45.059988	9.927240	39.26
3	45.060271	9.926121	39.74
4	45.063329	9.925188	38.99
5	45.062702	9.927755	38.85
6	45.060113	9.928568	40.17

Name: Vegetazione esistente Autostrada 1

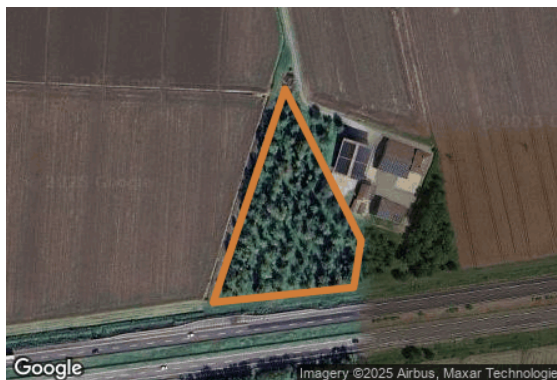
Top height: 3.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.058268	9.917118	40.70
2	45.058248	9.916713	40.53

Name: Vegetazione esistente Autostrada 2

Top height: 15.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.059129	9.926522	40.20
2	45.059038	9.925315	39.55
3	45.060328	9.925932	39.47
4	45.059413	9.926586	40.66
5	45.059129	9.926522	40.20

Name: Vegetazione esistente Autostrada 3

Top height: 12.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.059340	9.928985	40.07
2	45.062891	9.927789	38.85
3	45.063599	9.927923	40.52

Name: Vegetazione esistente Autostrada 4

Top height: 10.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.059861	9.927256	39.73
2	45.059234	9.927441	39.65
3	45.059143	9.926593	40.24
4	45.059480	9.926668	39.14
5	45.059410	9.926955	40.03
6	45.059861	9.927256	39.73

Name: Vegetazione esistente Autostrada 5

Top height: 10.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.058279	9.917381	40.38
2	45.058266	9.917133	40.71

Name: Vegetazione esistente impianto 1

Top height: 15.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.061931	9.925041	39.67
2	45.062211	9.923947	39.46

Name: Vegetazione esistente strada sopraelevata 1

Top height: 15.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.058232	9.916709	40.68
2	45.058203	9.916265	44.07
3	45.058568	9.916158	44.98
4	45.058818	9.915937	43.88
5	45.059271	9.915400	44.56

Name: Vegetazione esistente strada sopraelevata 2

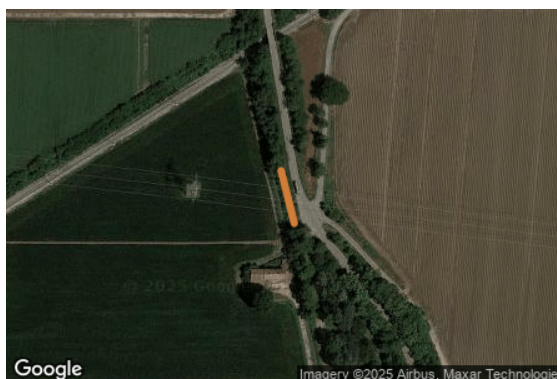
Top height: 15.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.058182	9.916130	44.48
2	45.058544	9.916012	45.98
3	45.059296	9.915189	44.36
4	45.059277	9.915052	42.43
5	45.058137	9.915527	41.52
6	45.058182	9.916130	44.48

Name: Vegetazione esistente strada sopraelevata 3

Top height: 4.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.059300	9.915116	43.53
2	45.059618	9.915004	43.71

Name: Vegetazione esistente strada sopraelevata 4

Top height: 15.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.059630	9.914988	43.68
2	45.060711	9.914741	43.06
3	45.061306	9.915004	39.72
4	45.062000	9.916093	40.50

Name: Vegetazione esistente strada sopraelevata 5

Top height: 15.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.059494	9.930734	41.10
2	45.060911	9.931533	39.67

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	
Impianto agrivoltaico 1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-
Impianto agrivoltaico 2	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-
Impianto fotovoltaico 1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-
Impianto fotovoltaico 2	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-
Impianto misto 1	SA tracking	SA tracking	24	0.4	0	0.0	-
Impianto misto 2	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-

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

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Autostrada A21 - Direzione Est	24	0.4	0	0.0
Autostrada A21 - Direzione Ovest	0	0.0	0	0.0

PV: Impianto agrivoltaico 1 no glare found

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Autostrada A21 - Direzione Est	0	0.0	0	0.0
Autostrada A21 - Direzione Ovest	0	0.0	0	0.0

Impianto agrivoltaico 1 and Route: Autostrada A21 - Direzione Est

No glare found

Impianto agrivoltaico 1 and Route: Autostrada A21 - Direzione Ovest

No glare found

PV: Impianto agrivoltaico 2 no glare found

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Autostrada A21 - Direzione Est	0	0.0	0	0.0
Autostrada A21 - Direzione Ovest	0	0.0	0	0.0

Impianto agrivoltaico 2 and Route: Autostrada A21 - Direzione Est

No glare found

Impianto agrivoltaico 2 and Route: Autostrada A21 - Direzione Ovest

No glare found

PV: Impianto fotovoltaico 1 no glare found

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Autostrada A21 - Direzione Est	0	0.0	0	0.0
Autostrada A21 - Direzione Ovest	0	0.0	0	0.0

Impianto fotovoltaico 1 and Route: Autostrada A21 - Direzione Est

No glare found

Impianto fotovoltaico 1 and Route: Autostrada A21 - Direzione Ovest

No glare found

PV: Impianto fotovoltaico 2 no glare found

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Autostrada A21 - Direzione Est	0	0.0	0	0.0
Autostrada A21 - Direzione Ovest	0	0.0	0	0.0

Impianto fotovoltaico 2 and Route: Autostrada A21 - Direzione Est

No glare found

Impianto fotovoltaico 2 and Route: Autostrada A21 - Direzione Ovest

No glare found

PV: Impianto misto 1 low potential for temporary after-image

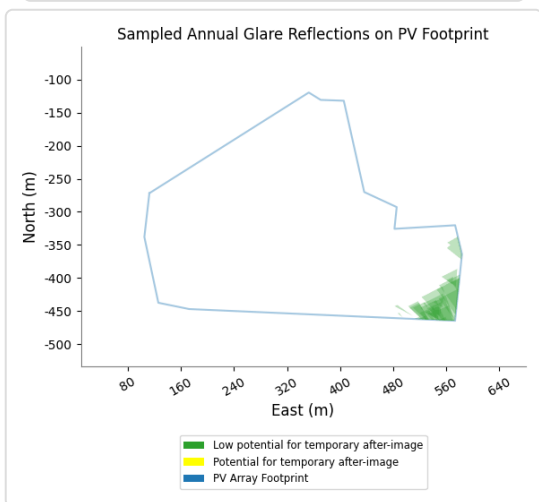
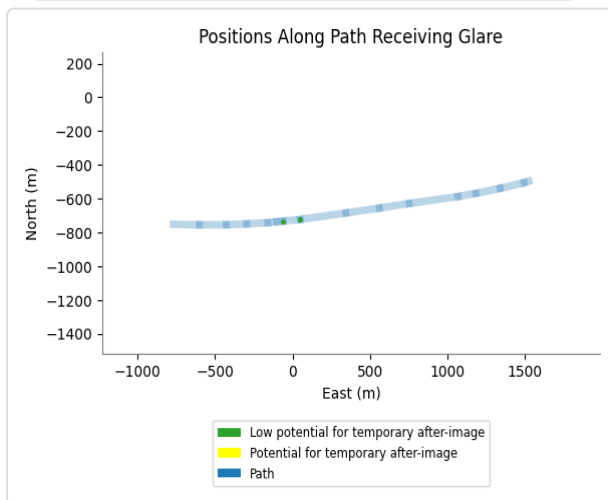
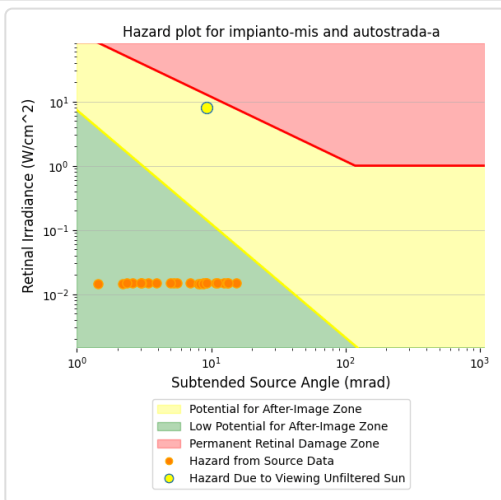
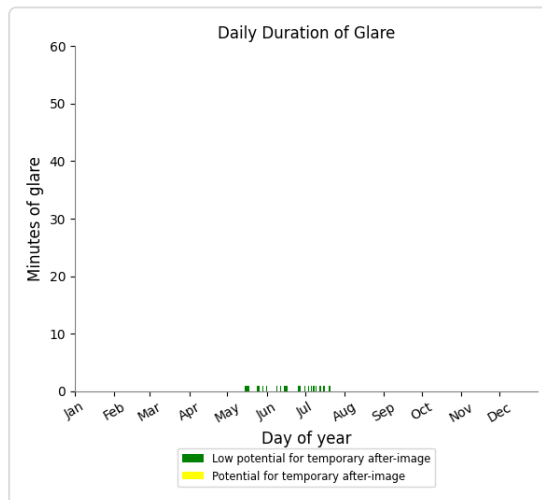
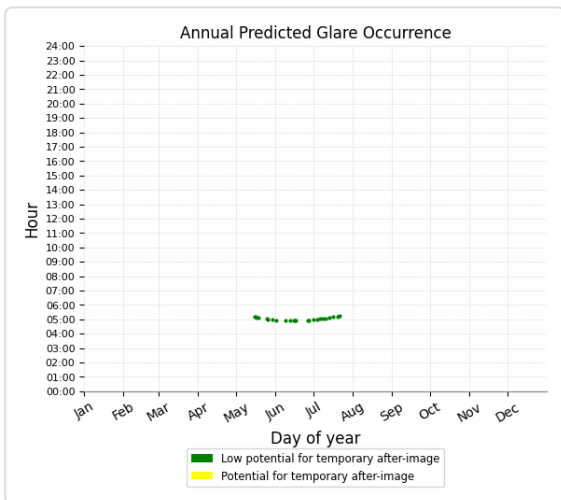
Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Autostrada A21 - Direzione Est	24	0.4	0	0.0
Autostrada A21 - Direzione Ovest	0	0.0	0	0.0

Impianto misto 1 and Route: Autostrada A21 - Direzione Est

Yellow glare: none

Green glare: 24 min.



Impianto misto 1 and Route: Autostrada A21 - Direzione Ovest

No glare found

PV: Impianto misto 2 no glare found

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Autostrada A21 - Direzione Est	0	0.0	0	0.0
Autostrada A21 - Direzione Ovest	0	0.0	0	0.0

Impianto misto 2 and Route: Autostrada A21 - Direzione Est

No glare found

Impianto misto 2 and Route: Autostrada A21 - Direzione Ovest

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.