



VSE

VSE S.r.l.

PIAZZALE LUIGI CADORNA N.14 - MILANO (MI)

C.F./P.IVA 02607460223

REA MI - 2615671

Regione Emilia-Romagna

Comune di Caorso

Provincia di Piacenza

P.A.U.R.

Titolo:

Impianto di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica
"VSE_CAORSO"

Oggetto:

RELAZIONE ABBAGLIAMENTO

Codifica Elaborato:

RT

09

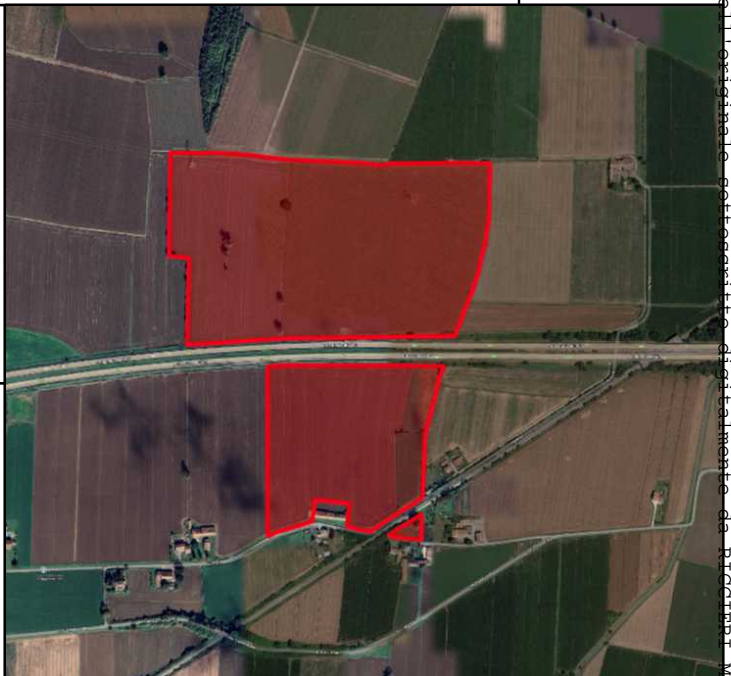
Impresa/Studio di progettazione:


WEPLAN
GROUP S.R.L.

Via dell'Industria, 1 - 40027 Osimo (AN) T. +39 071 7231280 F. +39 071 7235455
Web: www.weplaningegneria.it Email: info@weplaningegneria.it Pec: weplanstudio@pec.it

Progettista/Direttore Tecnico:


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



Latitudine: 45,058646°
Longitudine: 9,90172°

Cod. File:

RT.09_VSE_CAORSO_PD_01

Scala:

-

Formato:

A4

Codice:

PD

Rev.:

01

Rev.	Data	Descrizione revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
0	01/2025	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

Sommarrio

1	PREMESSA	2
2	ABBAGLIAMENTO VISIVO	2
2.1	ANALISI DEL FENOMENO DI ABBAGLIAMENTO	3
2.2	RIFLESSIONE DEI MODULI FOTOVOLTAICI	4
2.3	DENSITÀ OTTICA DELL'ARIA.....	5
3	ESPOSIZIONE DELL'IMPIANTO	5
3.1	POSIZIONAMENTO DELL'IMPIANTO IN RELAZIONE ALLA VIABILITÀ STRADALE ED AI RECETTORI RESIDENZIALI	5
3.2	VISIBILITÀ DELL'IMPIANTO DALLA SEDE STRADALE.....	6
4	CALCOLO DELL'ABBAGLIAMENTO VISIVO.....	8
5	CONCLUSIONI	8

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_CAORSO" di potenza di picco pari a 18.792,48 kW, di proprietà della società VSE S.r.l.

L'impianto di cui sopra sarà realizzato nel Comune di Caorso (PC).

È presente tra gli elaborati di progetto, anche una tavola relativa all'analisi dell'abbagliamento stradale (TAV.A08_VSE_VAORSO_PD_00) a supporto della presente relazione.

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).

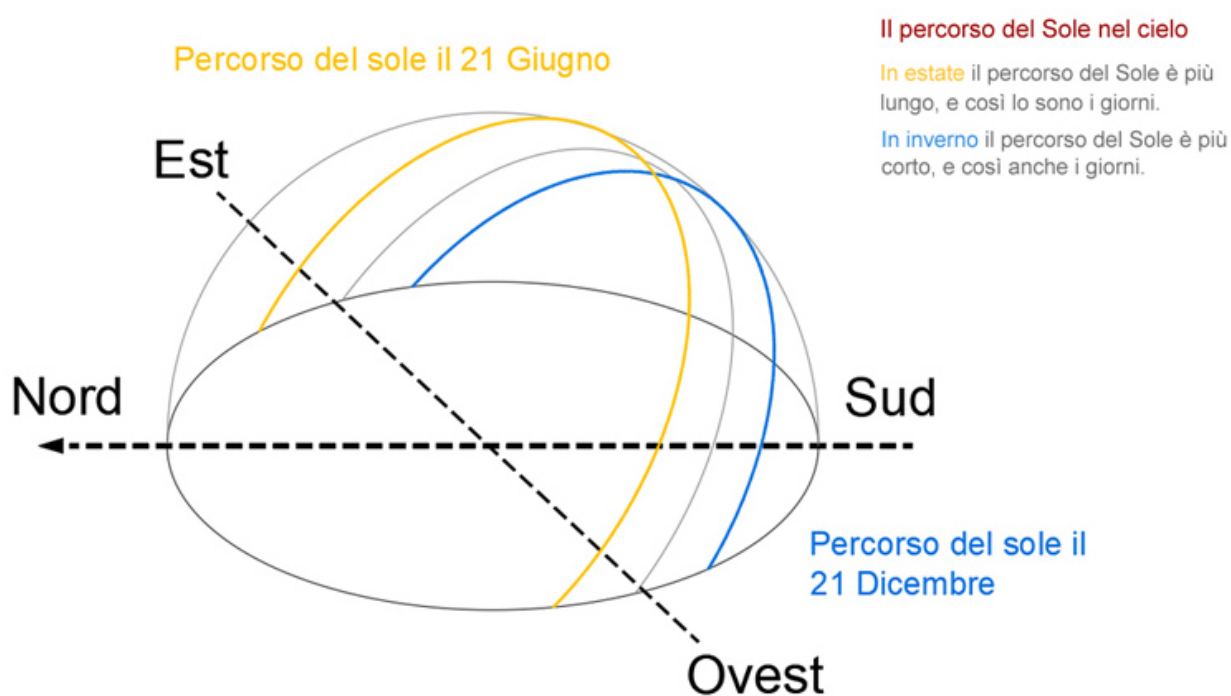


Figura 1 - Movimento apparente del disco solare per un osservatore situato ad una latitudine nord attorno ai 43°. Per tutte le località situate tra il Tropico del Cancro e il Polo Nord Geografico il disco solare non raggiunge mai lo zenit

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).

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.

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.

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 ESPOSIZIONE DELL'IMPIANTO

3.1 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 A21. Il piano stradale risulta essere 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.



3.2 VISIBILITÀ DELL'IMPIANTO DALLA SEDE STRADALE

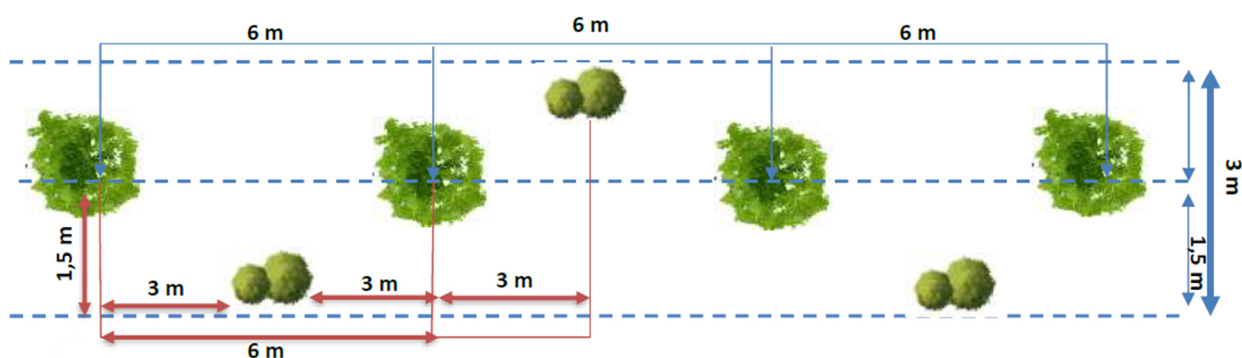
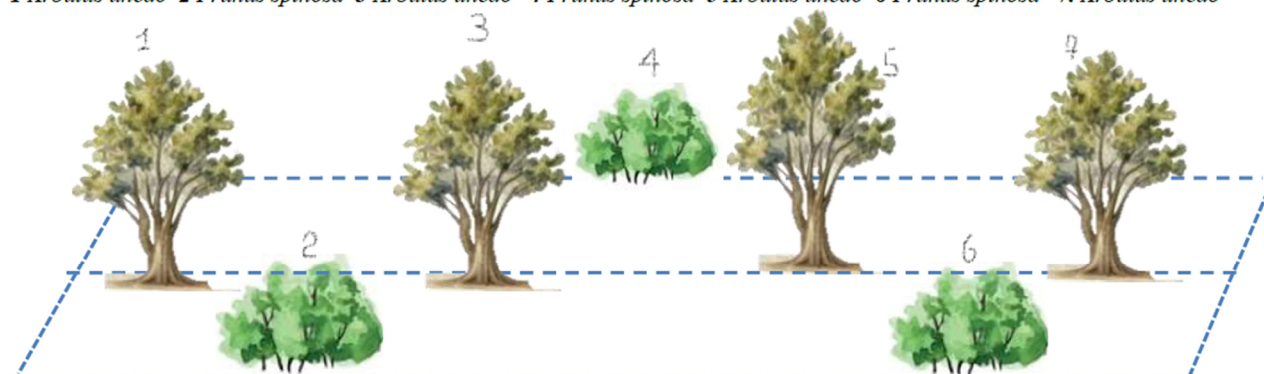
Sull'intero perimetro è prevista una fascia di mitigazione realizzata con siepe sempreverde di altezza pari a circa 2,5m, ovvero pari all'altezza massima dei moduli fotovoltaici.

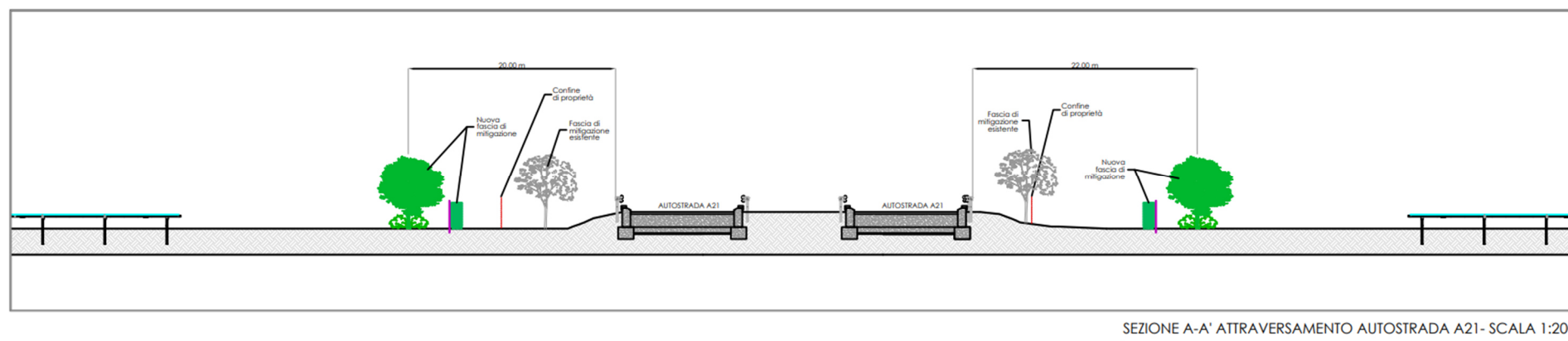
Inoltre, è prevista lungo la porzione di impianto confinante con la viabilità autostradale, il rafforzamento delle opere di mitigazione per mezzo della piantumazione di alberatura realizzata con specie arbustive ed arboree con altezza massima raggiungibile di 7 m, posta in essere per impedire la visibilità dell'impianto dalle sedi stradali adiacenti. Le mitigazioni sono ampiamente descritte all'interno della Relazione agronomica e la visibilità dell'impianto è descritta all'interno della tavola (TAV.A08_VSE_CAORSO_PD_00 – Planimetria analisi abbagliamento autostradale).

Lo scopo della fascia di mitigazione piantata su più file e con essenze che sviluppano la chioma ad altezze differenti è quello di rendere invisibile l'impianto dal lato confinante con l'Autostrada A21.

Questo viene reso possibile tramite alberi ed arbusti che mantengono una folta chioma durante tutto l'anno. Lo schema di piantumazione individuato dalla relazione agronomica è il seguente:

1 *Arbutus unedo* 2 *Prunus spinosa* 3 *Arbutus unedo* 4 *Prunus spinosa* 5 *Arbutus unedo* 6 *Prunus spinosa* 7. *Arbutus unedo*





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;
- L'abbagliamento non è possibile dall'Autostrada A21 in direzione Ovest;

In questo caso la mitigazione nasconde i moduli dalla visuale dei guidatori nella sede autostradale, perciò non sono presenti rischi di abbagliamento per i conducenti dei veicoli.

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 Caorso**

Abbagliamento stradale - Impianto fotovoltaico VSE_Caorso

Site configuration: **Impianto fotovoltaico Caorso**

Client: Vse Srl

Created 15 Apr, 2025

Updated 15 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 146892.24759

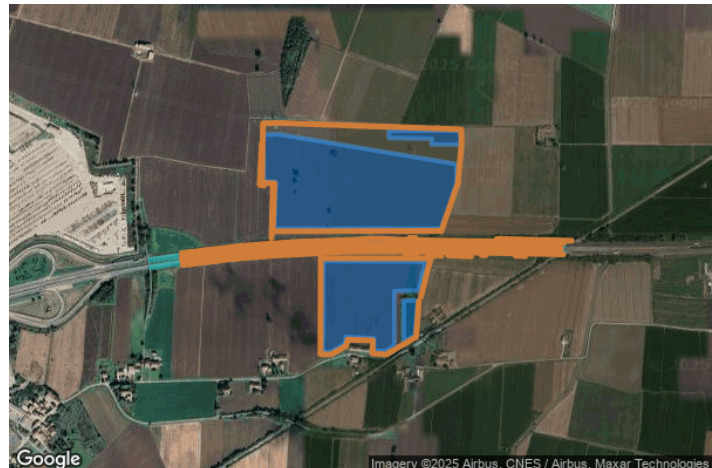
Ocular transmission coefficient 0.5

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	
Impianto fotovoltaico Nord 1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-
Impianto fotovoltaico Nord 2	0.0	180.0	0	0.0	0	0.0	-
Impianto fotovoltaico Sud 1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-
Impianto fotovoltaico Sud 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	0	0.0	0	0.0
Autostrada A21 direzione Ovest	0	0.0	0	0.0

Component Data

PV Arrays

Name: Impianto fotovoltaico Nord 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	45.060821	9.898059	41.07	1.50	42.57
2	45.060835	9.898604	40.89	1.50	42.39
3	45.060060	9.905135	41.03	1.50	42.53
4	45.059579	9.905151	40.73	1.50	42.23
5	45.058971	9.904881	41.19	1.50	42.69
6	45.058391	9.904581	41.09	1.50	42.59
7	45.058391	9.898457	41.37	1.50	42.87
8	45.059598	9.898514	40.76	1.50	42.26
9	45.059611	9.898071	40.57	1.50	42.07

Name: Impianto fotovoltaico Nord 2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 0.0°
Orientation: 180.0°
Rated power: -
Panel material: Smooth glass without AR coating
Reflectivity: Vary with sun
Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	45.060924	9.902661	40.33	1.50	41.83
2	45.060935	9.905284	40.18	1.50	41.68
3	45.060567	9.905300	40.44	1.50	41.94
4	45.060567	9.904222	40.60	1.50	42.10
5	45.060719	9.904229	40.68	1.50	42.18
6	45.060736	9.902661	40.29	1.50	41.79

Name: Impianto fotovoltaico Sud 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	45.055201	9.900238	40.23	1.50	41.73
2	45.057558	9.900249	40.62	1.50	42.12
3	45.057542	9.904025	40.43	1.50	41.93
4	45.056793	9.903752	40.33	1.50	41.83
5	45.056778	9.902858	40.60	1.50	42.10
6	45.055368	9.902864	40.59	1.50	42.09
7	45.055230	9.902526	40.62	1.50	42.12
8	45.055230	9.902107	40.66	1.50	42.16
9	45.055558	9.902125	40.29	1.50	41.79
10	45.055592	9.901082	40.28	1.50	41.78
11	45.055418	9.901071	40.70	1.50	42.20
12	45.055212	9.900534	40.26	1.50	41.76

Name: Impianto fotovoltaico Sud 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	45.056546	9.903718	40.29	1.50	41.79
2	45.056527	9.903200	40.28	1.50	41.78
3	45.055475	9.903203	40.41	1.50	41.91
4	45.055619	9.903627	40.71	1.50	42.21

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	45.057392	9.893958	43.39	1.20	44.59
2	45.057518	9.895092	43.09	1.20	44.29
3	45.057655	9.896714	42.84	1.20	44.04
4	45.057758	9.898255	42.59	1.20	43.79
5	45.057824	9.899840	42.47	1.20	43.67
6	45.057850	9.901215	41.92	1.20	43.12
7	45.057853	9.902442	42.28	1.20	43.48
8	45.057853	9.904043	42.23	1.20	43.43
9	45.057809	9.907692	44.04	1.20	45.24
10	45.057790	9.909050	43.02	1.20	44.22

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	45.057962	9.909067	43.13	1.20	44.33
2	45.057977	9.907703	43.67	1.20	44.87
3	45.058022	9.904047	41.80	1.20	43.00
4	45.058021	9.902451	42.87	1.20	44.07
5	45.058023	9.901220	42.39	1.20	43.59
6	45.057990	9.899836	42.54	1.20	43.74
7	45.057925	9.898252	43.01	1.20	44.21
8	45.057827	9.896707	43.09	1.20	44.29
9	45.057688	9.895063	42.89	1.20	44.09
10	45.057580	9.893917	43.83	1.20	45.03

Obstruction Components

Name: Alberature esistenti 1
Top height: 6.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.058079	9.909357	42.43
2	45.058130	9.906614	42.22

Name: Alberature esistenti 10
Top height: 3.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.057701	9.906213	42.45
2	45.057712	9.906052	42.32

Name: Alberature esistenti 10

Top height: 6.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.057681	9.907654	43.18
2	45.057689	9.907300	43.10

Name: Alberature esistenti 2

Top height: 7.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.058150	9.898360	41.41
2	45.059495	9.898411	41.17

Name: Alberature esistenti 3

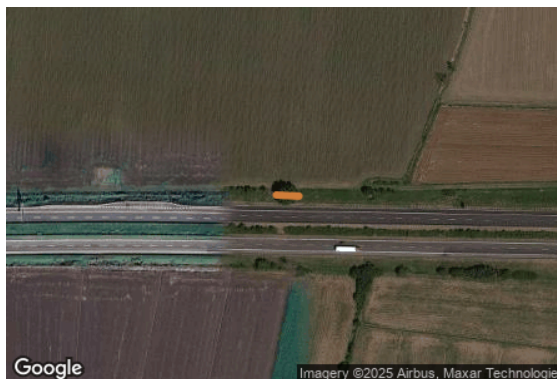
Top height: 7.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.059511	9.898092	40.92
2	45.059528	9.897931	41.18
3	45.060599	9.898006	40.93

Name: Alberature esistenti 4

Top height: 15.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.058157	9.903628	41.82
2	45.058164	9.903434	41.74

Name: Alberature esistenti 5

Top height: 7.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.057703	9.904090	41.11
2	45.057693	9.904331	41.33

Name: Alberature esistenti 6

Top height: 7.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.057698	9.904473	41.26
2	45.057692	9.904582	41.24

Name: Alberature esistenti 7

Top height: 7.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.057701	9.904834	41.55
2	45.057673	9.905668	41.26

Name: Alberature esistenti 8
Top height: 7.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.057668	9.904207	41.50
2	45.056631	9.903839	40.30

Name: Alberature esistenti 9
Top height: 5.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.057703	9.903682	41.25
2	45.057727	9.903263	41.15

Name: Guard rail 1

Top height: 1.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.057883	9.908968	43.22
2	45.057930	9.908303	44.06
3	45.057941	9.907701	43.81
4	45.057987	9.904042	41.90
5	45.057984	9.902447	43.11
6	45.057987	9.901219	42.40
7	45.057954	9.899842	42.74
8	45.057887	9.898255	42.91
9	45.057792	9.896708	43.02
10	45.057648	9.895069	43.00

Name: Guard rail 2

Top height: 1.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.057856	9.908930	43.23
2	45.057870	9.907168	44.33
3	45.057883	9.906657	43.54
4	45.057912	9.904078	42.09
5	45.057916	9.902500	42.89
6	45.057912	9.901230	42.20
7	45.057883	9.899841	42.78
8	45.057821	9.898270	42.74
9	45.057720	9.896714	42.99
10	45.057557	9.895084	43.22

Name: Guard rail 3
Top height: 0.5 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.057729	9.909046	42.81
2	45.057746	9.907976	44.21
3	45.057766	9.906530	43.47
4	45.057779	9.905291	42.04
5	45.057807	9.902966	42.17
6	45.057799	9.901057	41.35
7	45.057685	9.898255	42.19
8	45.057594	9.896708	42.56
9	45.057450	9.895115	42.18

Name: Guard rail 4
Top height: 0.5 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.058023	9.909060	43.04
2	45.058056	9.907103	43.34
3	45.058080	9.904738	41.79
4	45.058112	9.902909	42.99
5	45.058128	9.902508	42.89
6	45.058136	9.902034	42.23
7	45.058105	9.901435	41.09
8	45.058058	9.899361	42.26
9	45.057941	9.897183	42.63
10	45.057759	9.895073	42.58

Name: Mitigazione impianto Nord 1

Top height: 6.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.058337	9.904574	40.99
2	45.058324	9.898421	41.12

Name: Mitigazione impianto Nord 2

Top height: 2.7 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.058284	9.898402	41.03
2	45.059565	9.898469	40.88
3	45.059574	9.898015	40.77
4	45.061115	9.898049	41.66
5	45.061126	9.898631	40.41
6	45.060959	9.905318	40.18
7	45.060561	9.905324	40.45
8	45.060039	9.905249	40.66
9	45.059565	9.905189	40.88
10	45.058321	9.904578	40.99

Name: Mitigazione impianto Sud 1

Top height: 2.7 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.056510	9.903759	40.28
2	45.055593	9.903662	40.73
3	45.055137	9.902567	40.50
4	45.055163	9.902064	40.64
5	45.055502	9.902069	40.43
6	45.055523	9.901150	40.44
7	45.055365	9.901107	40.86
8	45.055138	9.900543	40.31
9	45.055148	9.900157	40.24

Name: Mitigazione impianto Sud 2

Top height: 2.7 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.055162	9.900156	40.24
2	45.057650	9.900168	40.73

Name: Mitigazione impianto Sud 3

Top height: 6.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	45.057625	9.900179	40.65
2	45.057624	9.904169	40.97

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	
Impianto fotovoltaico Nord 1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-
Impianto fotovoltaico Nord 2	0.0	180.0	0	0.0	0	0.0	-
Impianto fotovoltaico Sud 1	SA tracking	SA tracking	0	0.0	0	0.0	-
Impianto fotovoltaico Sud 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	0	0.0	0	0.0
Autostrada A21 direzione Ovest	0	0.0	0	0.0

PV: Impianto fotovoltaico Nord 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 Nord 1 and Route: Autostrada A21 direzione Est

No glare found

Impianto fotovoltaico Nord 1 and Route: Autostrada A21 direzione Ovest

No glare found

PV: Impianto fotovoltaico Nord 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 Nord 2 and Route: Autostrada A21 direzione Est

No glare found

Impianto fotovoltaico Nord 2 and Route: Autostrada A21 direzione Ovest

No glare found

PV: Impianto fotovoltaico Sud 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 Sud 1 and Route: Autostrada A21 direzione Est

No glare found

Impianto fotovoltaico Sud 1 and Route: Autostrada A21 direzione Ovest

No glare found

PV: Impianto fotovoltaico Sud 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 Sud 2 and Route: Autostrada A21 direzione Est

No glare found

Impianto fotovoltaico Sud 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

