

Blendgutachten

Photovoltaikanlage bei Siegelbach



Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: BayernAtlas

Flächen	Siehe Abbildung 1
Immissionsorte	Kästenbergstraße / In den Langen Ruten / Flachsäcker / Landesstraße 367 / Wirtschaftsweg in den Simulationen „An den Flachsäckern“ genannt
Vorhabenträger	WVE GmbH Kaiserslautern Blechhammerweg 50 67659 Kaiserslautern

Gutachter

Solwerk GmbH
Rotdornweg 4
96163 Gundelsheim
www.solwerk.net

Solwerk
Ihr unabhängiger Dienstleister für Erneuerbare
Energien seit 2009


Philipp Saffer
M. Sc. Geoökologie


Sascha Sebald
Geschäftsführer

27.04.2026

Inhaltsverzeichnis

1. Fragestellung	4
1.1. Anlass.....	4
1.2. Fazit	4
2. Grundlagen	6
2.1. Situation vor Ort	6
2.2. Reflexionsgesetz	6
2.3. Bewertungsbasis.....	8
2.4. Autofahrer	9
2.5. Bahnlinie	9
2.6. Haftungshinweise	9
2.7. Herangehensweise.....	10
3. Untersuchung	12
3.1. Gefährdungsbereich	12
3.2. Einsehbarkeit und Sichtbeziehung	12
3.3. Simulationsaufbau	13
3.4. Grad der Beeinträchtigung	15
4. Untersuchung	16
4.1. Übersicht über die Simulationen.....	16
4.2. Einordnung der Blendung für den westlichen Teil der Anlage	17
5. Anlagen.....	20

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: BayernAtlas.....	1
Abbildung 2 - Technische Zeichnung - Quelle: Auftraggeber	6
Abbildung 3 - Reflexion eines Lichtstrahls an einer spiegelnden Oberfläche - Quelle: Wikipedia	7
Abbildung 4 - Sicht aus einem ICE (links) und einem RE (rechts) Lokführerhaus - Quelle: gettyimages.at & imago-images.de	9
Abbildung 5 - Backward Ray Tracing - Quelle: Wikipedia	11
Abbildung 6 - Lage der Immissionsorte im Verhältnis zur geplanten Anlage - Quelle: Google Earth Pro ..	12
Abbildung 7 – Übersicht über die Anlage und anliegende Immissionsorte mittels Drohne - Quelle: Auftraggeber	13
Abbildung 8 - Zeitpunkt der Blendung ohne Bewuchs - Quelle: Forge Solar	13
Abbildung 9 - Simulationsaufbau - Quelle: ForgeSolar	14
Abbildung 10 - Lage und Höhe der Beobachtungspunkte - Quelle: ForgeSolar.....	14
Abbildung 11 - Sonnenstanddiagramm über das Jahr - Quelle: SunOrb.....	15
Abbildung 12 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar	17
Abbildung 13 - Zeitpunkt der Blendung – Quelle: ForgeSolar.....	17
Abbildung 14 - Helligkeit in cd/m^2 - Quelle: ForgeSolar.....	18
Abbildung 15 - Verteilung von green und yellow glare - Quelle: ForgeSolar	19
Abbildung 16 - Sonnenuntergang hinter einer Modulreihe - Quelle: https://www.innotech-safety.com/fileadmin/_processed_/c/4/csm_5_Tipps_rund_um_Ihre_PV-Anlage_am_Dach-Header_356649df9b.jpg	19

1. Fragestellung

1.1. Anlass

Im Rahmen des Verfahrens des Bebauungsplanverfahrens "Industriegebiet Nord, Teil B, Änderung 3" welches das Baurecht für die Errichtung der Freiflächen-Photovoltaikanlage im Bereich des Industriegebiets schaffen soll, ist zu prüfen, ob die Wohnbebauung und die Fahrzeuge auf der Landesstraße 367 einer Blendung durch die geplante Freiflächen-Photovoltaikanlage ausgesetzt wird. Daher wurde vom Auftraggeber zur Prüfung der möglichen Blendung des zuvor genannten Bereichs ein Blendgutachten in Auftrag gegeben. Dies ist Anlass und Inhalt des Gutachtens.

1.2. Fazit

Der im Osten liegende Anlagenteil erzeugt nur eine geringe Blendung an der Wohnbebauung, welche sich innerhalb der LAI-Richtlinie befindet. Für den westlichen Anlagenteil wurde eine etwas höhere Blendung ermittelt, welche sich aber auch an die Vorgaben der Richtlinie hält. Die Straße wird keiner oder nur einer sehr geringen Blendung ausgesetzt welche sich innerhalb der LAI-Richtlinie befindet. Daher kann die Freiflächen-Photovoltaikanlage in der vorgesehenen Form errichtet werden. **Es sind keine Maßnahmen zur Abschirmung erforderlich.**

Tabelle 1: Übersicht der Immissionsorte

Immissionsort (östlicher Anlagenteil)	Simuliertes Blendpotential	Vereinbarkeit mit der LAI-Richtlinie	Gefährdungspotential
OP 1 (In den Langen Ruthen 32 – Erdgeschoß)	keines	Ja	keines
OP 2 (In den Langen Ruthen 32 – 1. Stockwerk)	gering	Ja	keines
OP 3 (In den Langen Ruthen 32 – 2. Stockwerk)	gering	Ja	keines
OP 4 (In den Langen Ruthen 10 – Erdgeschoß)	keines	Ja	keines
OP 5 (In den Langen Ruthen 10 – 1. Stockwerk)	gering	Ja	keines
OP 6 (In den Langen Ruthen 10 – 2. Stockwerk)	gering	Ja	keines
OP 7 (Kästenbergstraße 85 West – Erdgeschoß)	keines	Ja	keines
OP 8 (Kästenbergstraße 85 West – 1. Stockwerk)	gering	Ja	keines
OP 9 (Kästenbergstraße 85 Ost – Erdgeschoß)	keines	Ja	keines
OP 10 (Kästenbergstraße 85 Ost – 1. Stockwerk)	keines	Ja	keines
OP 11 (Kästenbergstraße 79 – Erdgeschoß)	keines	Ja	keines

OP 12 (Kästenbergstraße 79 – 1. Stockwerk)	gering	Ja	keines
Wirtschaftsweg „An den Flachsäckern“ Ost nach West	keines	Ja	keines
Wirtschaftsweg „An den Flachsäckern“ West nach Ost	keines	Ja	keines
L 367 Nord nach Süd	keines	Ja	keines
L 367 Süd nach Nord	keines	Ja	keines
Immissionsort (westlicher Anlagenteil)			
OP 1 (In den Langen Ruthen 32 – Erdgeschoß)	keines	Ja	keines
OP 2 (In den Langen Ruthen 32 – 1. Stockwerk)	gering	Ja	keines
OP 3 (In den Langen Ruthen 32 – 2. Stockwerk)	gering	Ja	keines
OP 4 (In den Langen Ruthen 10 – Erdgeschoß)	keines	Ja	keines
OP 5 (In den Langen Ruthen 10 – 1. Stockwerk)	gering	Ja	keines
OP 6 (In den Langen Ruthen 10 – 2. Stockwerk)	gering	Ja	keines
OP 7 (Kästenbergstraße 85 West – Erdgeschoß)	keines	Ja	keines
OP 8 (Kästenbergstraße 85 West – 1. Stockwerk)	gering	Ja	keines
OP 9 (Kästenbergstraße 85 Ost – Erdgeschoß)	keines	Ja	keines
OP 10 (Kästenbergstraße 85 Ost – 1. Stockwerk)	keines	Ja	keines
OP 11 (Kästenbergstraße 79 – Erdgeschoß)	keines	Ja	keines
OP 12 (Kästenbergstraße 79 – 1. Stockwerk)	keines	Ja	keines
Wirtschaftsweg „An den Flachsäckern“ Ost nach West	gering	Ja	keines
Wirtschaftsweg „An den Flachsäckern“ West nach Ost	keines	Ja	keines
L 367 Nord nach Süd	keines	Ja	keines
L 367 Süd nach Nord	keines	Ja	keines

2. Grundlagen

2.1. Situation vor Ort

Im Plangebiet sollen entsprechend den aktuellen technischen und baulichen Standards für Freiflächenphotovoltaikanlagen Modulreihen montiert werden.

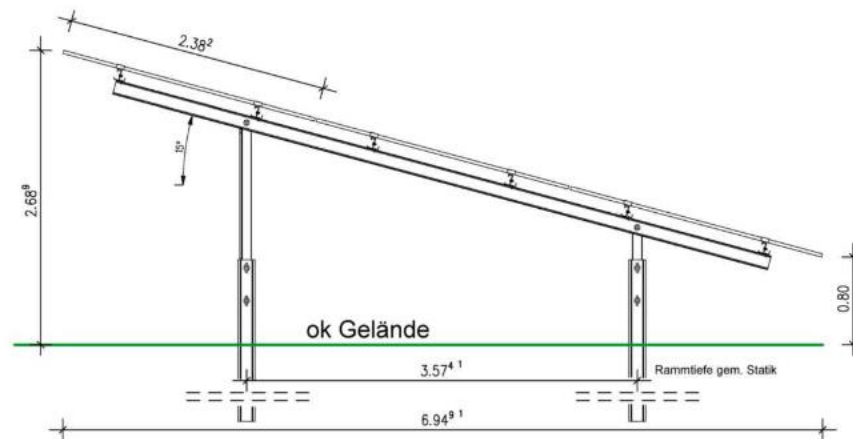


Abbildung 2 - Technische Zeichnung - Quelle: Auftraggeber

Die Photovoltaikmodule der Anlage sollen auf einer Unterkonstruktion aufgeständert aufgestellt werden. Die Ausrichtung der Elemente erfolgt laut Angabe des Auftraggebers, abhängig von der Geländeneigung, gegen Südosten hin. Die maximale Höhe der Module beträgt 2,68 m, die Modulunterkante soll 0,8m über dem Boden verlaufen. Zusätzlich beträgt die Tischneigung 15°.

2.2. Reflexionsgesetz

Jede glatte und nicht durchsichtige Oberfläche kann grundsätzlich reflektieren – somit theoretisch auch Teile eines Solarmoduls. Nach dem Reflexionsgesetz ist dabei der Winkel des einfallenden Lichtstrahls bezogen auf die Flächennormale (Senkrechte, Lot zur Fläche) gleich dem Winkel des reflektierten Strahls zur Normalen – oder anders ausgedrückt: Ausfallswinkel = Einfallswinkel.

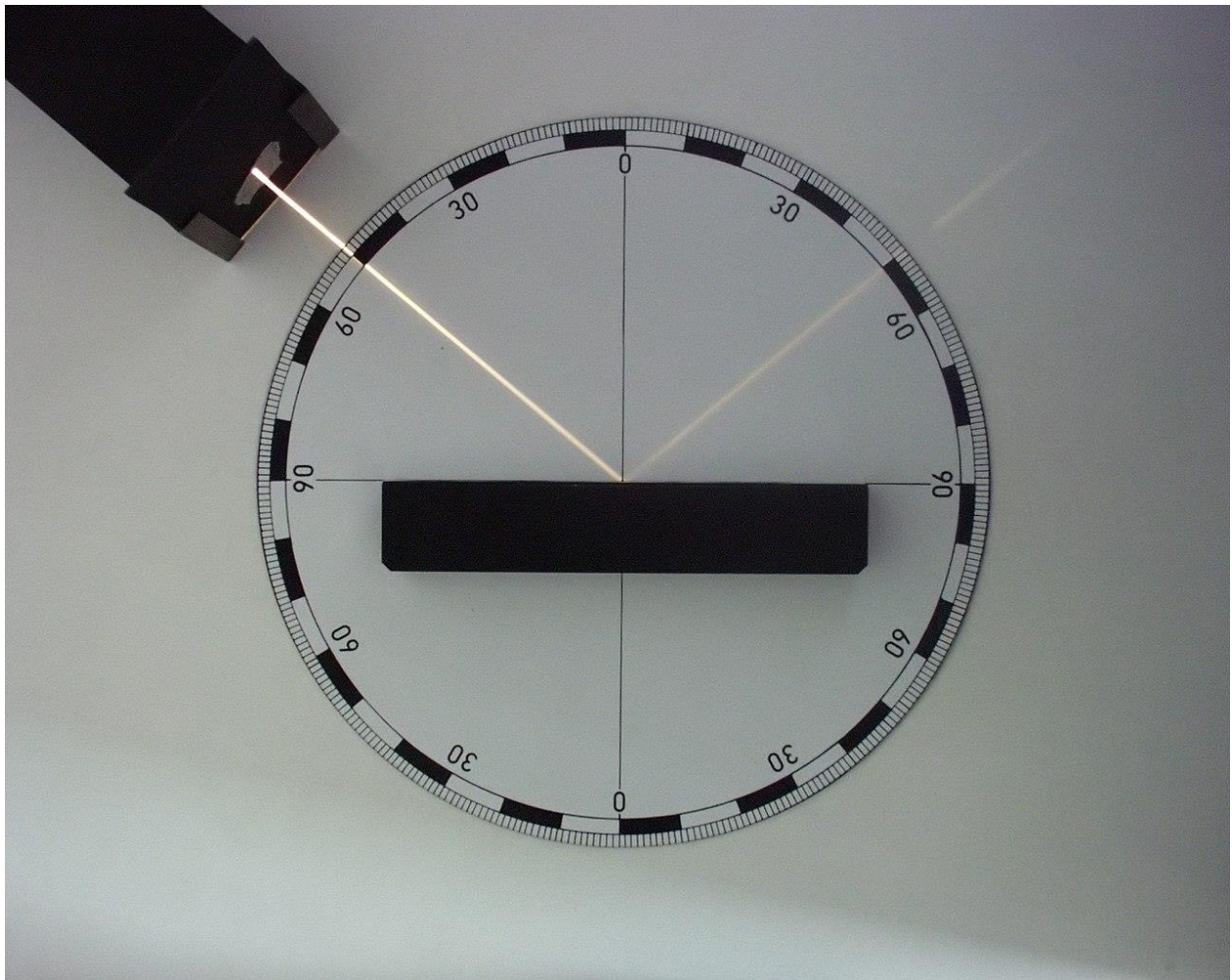


Abbildung 3 - Reflexion eines Lichtstrahls an einer spiegelnden Oberfläche - Quelle: Wikipedia

Das Reflexionsgesetz gilt grundsätzlich bei Reflexion von Lichtstrahlen, auch wenn die reflektierende Oberfläche nicht eben ist oder diffuses Licht einfällt. In diesen Fällen ist jeder einzelne Teillichtstrahl individuell zu betrachten.

Eine Reflexion bedeutet für ein Solarmodul, dass auftreffendes Licht nicht bis zu der stromerzeugenden Solarzelle vordringt, sondern bereits an der gläsernen Frontscheibe abgelenkt wird. So „wegreflektiertes“ Licht kann keinen Strom erzeugen und erwirtschaftet dadurch auch keine Erlöse für den Betreiber des Solarmoduls. Es ist daher ein großes Bestreben aller Hersteller von Solarmodulen Frontgläser zu verwenden, welche möglichst kein einfallendes Licht reflektieren. Derartige, mit sog. „blendarmen Solarglas“ ausgestattete Module reflektieren bei einem durchschnittlichen Sonneinfallswinkel nur ca. 4-6% der einfallenden Sonnenstrahlen. Eine normale Fensterscheibe reflektiert bei diesen Bedingungen zum Vergleich etwa 15%.

Die Streuung der reflektierten Strahlung ist demnach relativ hoch, so dass Blendwirkungen durch gerichtete Strahlung mit zunehmendem Abstand eher als helle Flecken der bestrahlten Oberflächen und als kurzzeitiges Aufblitzen wahrgenommen werden.

Da diese Streuung und Abschwächung mit zweckmäßigem Aufwand nicht greifbar gemacht werden kann, wird bei Betrachtung eines Reflektionsverhaltens von Modulen im Modell zu deren Ungunsten angenommen, diese würden ideal reflektieren – also zu 100%.

Eine nennenswerte Reflexion weist ein Modul erst auf, wenn Licht mit einem Einfallswinkel von über 50° auf dieses trifft. Eine intensive Blendwirkung könnte folglich unter Berücksichtigung der Modulneigung

nur erreicht werden, wenn eine Sonnenstandhöhe von unter 15° vorliegt und dadurch genügend Licht reflektiert wird. Dies kann vorwiegend nur in den frühen Morgenstunden oder am Abend erfolgen, wenn die Sonne tief genug steht. Zu diesem Zeitpunkt ist eine Blendung durch die Sonne selbst jedoch wahrscheinlicher und intensiver als die Reflektion durch ein Solarmodul.

Zusätzlich setzt sich in kurzer Zeit Staub auf dem Modul ab, welches die Oberfläche „abstumpfen“ lässt und eine Reflektion abschwächt. Da dieser Umstand jedoch nur schwer in Zahlen zu fassen ist, wird er bei der folgenden Betrachtung vernachlässigt, sollte jedoch abschließend honoriert werden.

2.3. Bewertungsbasis

Wie aus der vorangegangenen Erläuterung zum Reflektionsverhalten hervorgeht, ist die Grundlage im Detail sehr komplex. Neben schwer abbildbaren Umständen – z.B. Teilstreuung des Lichts oder Verschmutzung – spielen auch subjektive Belange – z.B. wahrgenommener Grad einer Blendung – eine Rolle.

Um dennoch eine nachvollziehbare und objektive Beurteilung der Situation vornehmen zu können, arbeitet dieses Gutachten anhand des Bewertungsmodelles für großflächige Photovoltaikanlagen der LAI-Richtlinie „Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen“ (Ministerium für Umwelt, 2012).

Diese definiert

unter der idealisierten Annahme

- die Sonne ist punktförmig
- das Modul ist ideal verspiegelt
- die Sonne scheint von Aufgang bis Untergang

eine Anlage als problematisch, wenn

- eine Sichtbeziehung zwischen Anlage und Immissionsort existiert
 - o Grundvoraussetzung für eine Blendung
- diese weniger als 100m vom Immissionsort entfernt liegt
 - o Stärke einer möglichen Blendung
- Immissionsorte im Besonderen westlich und östlich der Anlage liegen
 - o Zu nördlichen und direkt südlich gelegenen Orten ist nur in Sonderfällen Reflektionen durch Modulneigung und Ausrichtung möglich
- die Summe der maximal möglichen astronomischen Blenddauer unter Berücksichtigung umliegender Anlagen über 30 Minuten am Tag oder 30 Stunden (1.800 Minuten) pro Jahr beträgt
 - o Eindeutige Beeinträchtigung
- es sich um eine zusätzliche Blendung handelt
 - o Bei streifendem Einfall der Sonne auf ein Photovoltaikmodul dominiert der direkte Blick in die Sonne die Blendwirkung. Erst ab einem Differenzwinkel von ca. 10° kommt es zu einer zusätzlichen Blendung durch das Modul.

2.4. Autofahrer

Ein Lichtstrahl, der ab einem bestimmten Winkel auf das Auge des Betrachters fällt, wird in der Regel nicht mehr als störend wahrgenommen. Dies bezeichnet man auch als Peripherie. Es gibt in Europa Studien, die einen Winkel von 60°¹ (was im Programm ForgeSolar 30° darstellen würde, da der Winkel links und rechts der Sichtachse gerechnet wird) rechtfertigen. Auch andere Gutachten in Deutschland verwenden den Sichtwinkel von 30° als Standard, beispielsweise die Gutachten der ifb Eigenschenk GmbH². Nach einem im April veröffentlichten Leitfaden des Bundesfernstraßenamtes muss für Autobahnen mindestens ein Sichtwinkel von 30 Grad angenommen werden. Zusätzlich wurden die Höhen der Fahrer mit einer Höhe von 1 bis 2,7m angenommen um auch LKW oder Busfahrer abzudecken. Diese Höhen finden sich auch im Leitfaden des Bundesfernstraßenamtes wieder

2.5. Bahnlinie

Ähnlich wie bei einem Autofahrer, gilt auch für den Lokführer, dass der Sichtwinkel eine Rolle spielt. Der Arbeitsplatz des Zugführers bietet ein eingeschränktes Sichtfeld, um während der Fahrt Ablenkungen aus dem seitlichen Sichtbereich zu minimieren. Die folgenden Bilder zeigen den Fahrerbereich verschiedener gängiger Lokomotiven und Triebwagen. Aufgrund der Konstruktion haben auch moderne Lokomotiven und Triebwagen nur ein begrenztes Sichtfeld, wodurch potenzielle Reflexionen den Zugführer kaum beeinträchtigen können.



Abbildung 4 - Sicht aus einem ICE (links) und einem RE (rechts) Lokführerhaus - Quelle: gettyimages.at & imago-images.de

Diese Aspekte unterstützen die übliche Annahme, dass der relevante Sichtbereich für Zug- und Fahrzeugführer auf +/-20° zur Fahrtrichtung beschränkt ist, was auch in der Simulation angenommen wurde.

2.6. Haftungshinweise

Dieses Gutachten wurde nach bestem Wissen und Gewissen erstellt. Es entspricht den allgemeinen anerkannten Regeln der Technik. Irrtümer und Abweichungen sind jedoch nicht vollständig auszuschließen, ebenso wenig wie Fehler der verwendeten Hilfsmittel. Dafür haften wir ausdrücklich nicht. Gewährleistungen jeder Art sind somit ausgeschlossen.

¹ https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352146520301162?ref=pdf_download&fr=RR-2&rr=7c8a3b40c88f1635 (Stand: 16.05.2023)

² Siehe z.B.: https://www.alzey-land.de/vg/buergerservice/Offenlagen/Wahlheim-Photovoltaik/5_1_PVA-Wahlheim_Blendgutachten_Textteil.pdf (Stand: 13.06.2023)

Bei der Erstellung eines Gutachtens wird auch auf die Informationen des Kunden / Bauherren / Vorhabenträger zurückgegriffen. Dieser übernimmt die Gewähr dafür, dass diese vollständig und richtig sind.

Die Firma Solwerk gewährleistet, dass das Gutachten nach den allgemeinen Regeln der Technik zum Zeitpunkt der Auftragserteilung ausgeführt wurde. Im Falle eines Verstoßes dieser Gewährleistung haften wir als Ersteller unter Ausschluss weiterer Rechte und Ansprüche auf kostenfreie Erbringung solcher Leistungen, die zur Korrektur der fehlerhaften Leistungen notwendig sind. Ansprüche verjähren innerhalb von einem Jahr nach Erbringung der Leistung.

Die Gesamthaftung der Fa. Solwerk aus der Erstellung des Gutachtens ist begrenzt auf die vom Kunden / Bauherren / Vorhabenträger hierfür gezahlte Vergütung. Die Haftung für indirekte oder Folgeschäden ist – außer im Falle des Vorsatzes – ausgeschlossen. Als indirekte oder Folgeschäden gelten z.B. Nutzungsausfall, entgangener Gewinn, Minderverfügbarkeit oder fehlende Verfügbarkeit der Anlage, Kosten der Ersatzbeschaffung, Mehrkosten bei der Realisierung des Projektes, erhöhte Investitionskosten oder Minderleistung oder Mindererträge der Anlage sowie sonstige zusätzliche oder erhöhte Kosten.

2.7. Herangehensweise

Die Überlegungen und Herangehensweisen dieser Stellungnahme gründen auf den Angaben des Auftraggebers, sowie den vom Ihm zur Verfügung gestellten Plänen. Zu diesen gehören vor allem:

- Geokoordinaten der PV-Freiflächenanlage
- Technische Daten der voraussichtlich eingesetzten PV-Module inkl. Angaben zur Ausrichtung und Höhe
- Einsehbarkeit der Anlage
- Gefährdungsbereiche

In einem ersten Schritt wird geprüft, ob die sich die Immissionsorte in einem 100m Gefährdungsbereich befinden und wenn ja, ob eine Blickbeziehung zu diesem herrscht.

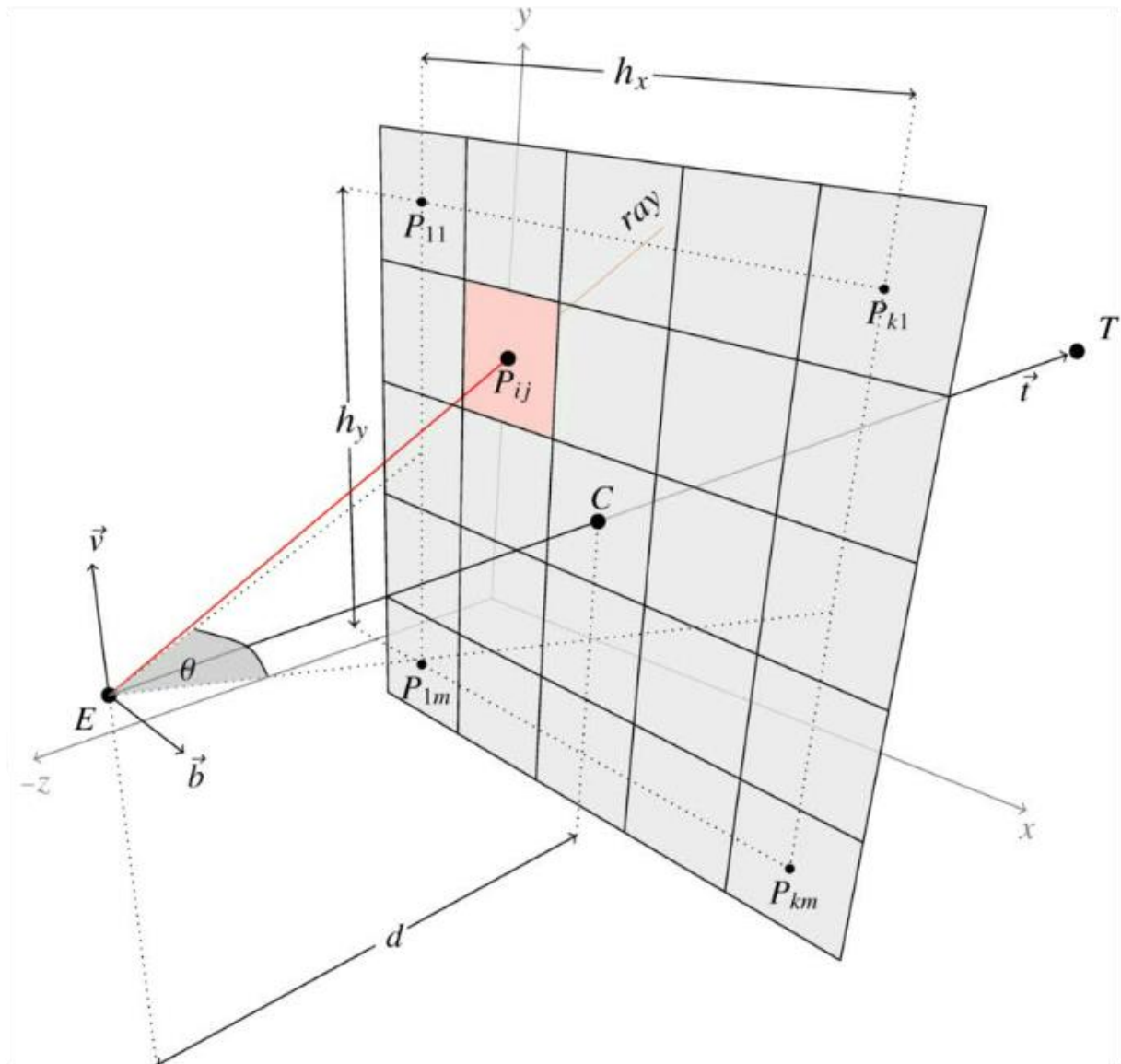


Abbildung 5 - Backward Ray Tracing - Quelle: Wikipedia

Ist beides zutreffend, eine Reflektion also möglich und potential ausreichend stark, wird rechnerisch mittels Backward Ray Tracing anhand der geometrischen Lage und Geländetopografie der Verlauf der Sonne im Minutentakt simuliert und die Dauer einer möglichen Einwirkung auf einzelne Immissionsorte bestimmt. Dies erfolgt mittels der Software ForgeSolar.

Abschließend werden die Ergebnisse zusammengeführt und fachlich beurteilt.

3. Untersuchung

3.1. Gefährdungsbereich

Gemäß der Richtlinie „Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen“ der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) ist eine Blendung ab einer Entfernung von mehr als 100m oftmals nicht mehr als relevant zu betrachten. Im vorliegenden Fall ist im Umkreis von 100m ein Teil der Wohnbebauung betroffen, sowie der Wirtschaftsweg und die Landstraße 367. **Die Hofstelle direkt an der Anlage ist im Besitz des Verpächters und wurde in Absprache mit dem Vorhabenträger nicht betrachtet.**

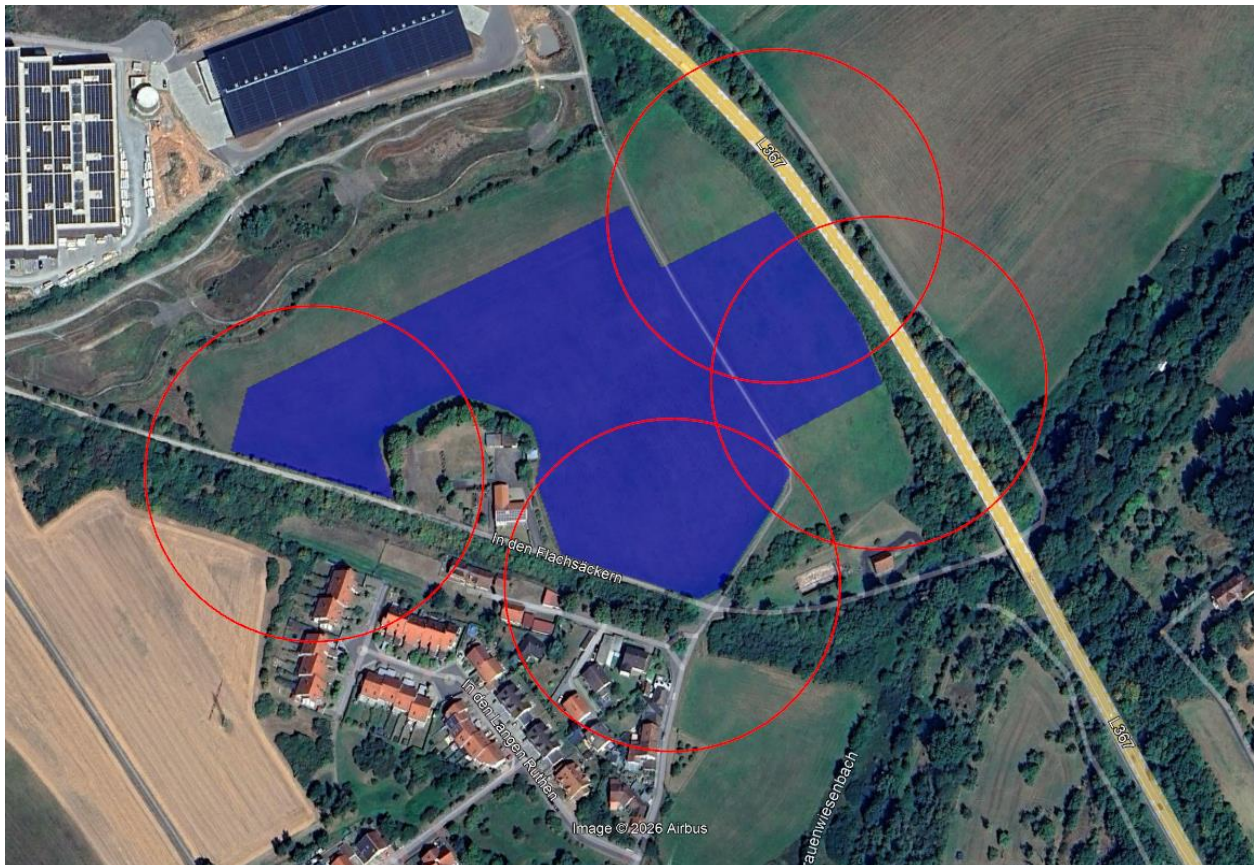


Abbildung 6 - Lage der Immissionsorte im Verhältnis zur geplanten Anlage - Quelle: Google Earth Pro

3.2. Einsehbarkeit und Sichtbeziehung

Zusätzlich zur Lage der Anlage muss auch die Einsehbarkeit berücksichtigt werden. Ist die Anlage signifikant höher oder tiefer als der zu untersuchende Bereich, so kann die Blendung unterbrochen werden. Auch die Sichtbeziehung spielt eine Rolle, sei es durch Bewuchs oder Bebauung, die als Hindernis eine Blendung unwahrscheinlich machen.

Die Anlage liegt zwischen 239 und 242m über NN, die Immissionsorte zwischen 242m und 250m über NN. Somit ist hier festzustellen, sich die Immissionsorte sich etwa auf gleicher Höhe der Anlage befinden. Dies wird auch durch Fotos bestätigt.



Abbildung 7 – Übersicht über die Anlage und anliegende Immissionsorte mittels Drohne - Quelle: Auftraggeber

Wie auf dem Bild zu sehen ist, herrscht vor allem im Bereich südlich der Anlage zur Wohnbebauung hin teilweise signifikanter Bewuchs. In einer ersten Simulation wurde ohne Bewuchs gerechnet.

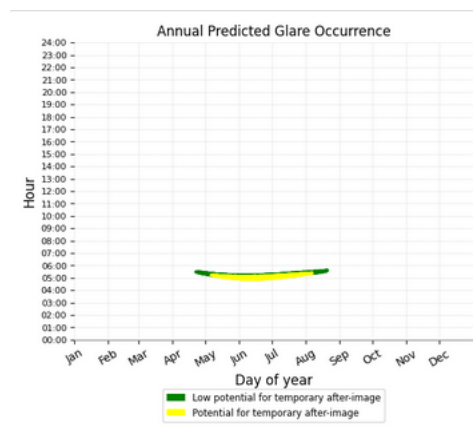


Abbildung 8 - Zeitpunkt der Blendung ohne Bewuchs - Quelle: Forge Solar

Wie man sieht, tritt die Blendung in den Sommermonaten von Ende April bis August auf. Damit tritt die Blendung in den Grünmonaten auf, womit der Bewuchs als Sichthindernis gewertet werden kann.

3.3. Simulationsaufbau

Die blauen Flächen in Abbildung 9 sind die geplanten Anlagenteile. Die roten Punkte sind Beobachtungspunkte, die beispielhaft für die Wohnbebauung angenommen wurden. Diese befinden sich in einer Höhe zwischen 2 und 8 Metern, um die verschiedenen Stockwerkshöhen zu berücksichtigen. Die türkisenen Strecken sind der Wirtschaftsweg „An den Flachsäckern“ Und Landstraße 367 in beide

Richtungen. Die ockerfarbenen Linien sind Sichthindernisse in Form von Bewuchs, Modulen oder Gebäuden.



Abbildung 9 - Simulationsaufbau - Quelle: ForgeSolar

Abbildung 10 zeigt die Lage und Höhen für die Beobachtungspunkte.

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	49.475286	7.690987	246.04	2.00	248.04
OP 2	49.475286	7.690987	246.04	5.00	251.04
OP 3	49.475286	7.690987	246.04	8.00	254.04
OP 4	49.475073	7.691419	246.11	2.00	248.11
OP 5	49.475068	7.691419	246.11	5.00	251.11
OP 6	49.475315	7.691928	244.36	2.00	246.36
OP 7	49.475308	7.691918	244.30	5.00	249.30
OP 8	49.475256	7.692229	243.81	2.00	245.81
OP 9	49.475246	7.692234	243.72	5.00	248.72
OP 10	49.474930	7.693189	242.89	2.00	244.89
OP 11	49.474925	7.693182	242.89	5.00	247.89

Abbildung 10 - Lage und Höhe der Beobachtungspunkte - Quelle: ForgeSolar

Bevor eine Simulation stattfinden kann, muss zuerst die geographische Lage der Photovoltaikanlage festgelegt werden. Da es sich um ein relativ kleines Gebiet handelt, wird im Allgemeinen ein Breitengrad von $49^{\circ}47'$ und ein Längengrad von $7^{\circ}69'$ für die Anlage angenommen.



Laut Belegungsplan werden die Module in Reihen Südosten hin ausgerichtet. Durch die Ausrichtung ist eine Blendung im Norden und Süden unwahrscheinlich. Im Norden steht die Sonne niemals und kann deswegen auch nicht in die südliche Richtung abgelenkt werden. Im Süden steht die Sonne im Allgemeinen zu hoch, um durch Reflexion eine Blendung zu erzeugen. Für die südwestlich gelegene Wohnbebauung ist es durchaus möglich, dass eine Blendung auftreten kann, wenn die Sonne vom Osten (Sonnenaufgang) gen Süden (Mittag) oder von Süden (Mittag) gen Westen (Abend) wandert. Nachfolgend wurden mit dem Programm ForgeSolar einige Berechnungen durchgeführt, um eine mögliche Blendung zu simulieren.

4. Untersuchung

4.1. Übersicht über die Simulationen

Insgesamt wurden 2 Teilanlagen simuliert. Einmal eine sich weiter weg im Osten befindende Anlage und einmal eine westliche in Hof Nähe. Die Ergebnisse sind in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2 - Blendungsdauer in Minuten

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	0	0	0
OP: OP 2	1131	0	58,186
OP: OP 3	1479	0	76,604
OP: OP 4	0	0	0
OP: OP 5	1162	0	65,463
OP: OP 6	1528	0	81,552
OP: OP 7	0	0	0
OP: OP 8	1222	0	61,691
OP: OP 9	0	0	0
OP: OP 10	0	0	0
OP: OP 11	0	0	0
OP: OP 12	46	0	1,666
Route: An den Flachsaeckern Ost nach West	0	0	0
Route: An den Flachsaeckern West nach Ost	0	0	0
Route: L367 Nord nach Sued	0	0	0
Route: L367 Sued nach Nord	0	0	0

PVA Siegelbach West low potential for temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	0	0	0
OP: OP 2	910	0	105,322
OP: OP 3	1447	0	111,084
OP: OP 4	0	0	0
OP: OP 5	792	0	283
OP: OP 6	1722	0	141,022
OP: OP 7	0	0	0
OP: OP 8	821	0	339
OP: OP 9	0	0	0
OP: OP 10	0	0	0
OP: OP 11	0	0	0
OP: OP 12	0	0	0
Route: An den Flachsaeckern Ost nach West	524	0	168,167
Route: An den Flachsaeckern West nach Ost	0	0	0
Route: L367 Nord nach Sued	0	0	0
Route: L367 Sued nach Nord	0	0	0

Beide Anlagenteile befinden sich mit einer Blendungsdauer von unter 1.800 Minuten im Jahr pro Beobachtungspunkt innerhalb der Vorgaben der LAI-Richtlinie. Für den westlichen Teil allerdings nur knapp.

4.2. Einordnung der Blendung für den westlichen Teil der Anlage

In der LAI-Richtlinie ist für eine zulässige Blendung die Dauer von maximal 1800 Minuten im Jahr genannt. Zusätzlich ist für die LAI-Richtlinie die tägliche Dauer ausschlaggebend. Es sollten 30 Minuten Blendung pro Tag nicht überschritten werden. OP 6 weist die höchste Blendung auf. Deswegen wird OP 6 hier betrachtet.

Die tägliche Dauer liegt mit bis zu 28 Minuten innerhalb der in LAI geforderten 30 Minuten. Zudem wird die Gesamtdauer von 1800 Minuten, wenn auch nur knapp, unterschritten. Damit werden die Vorgaben der Richtlinie eingehalten.

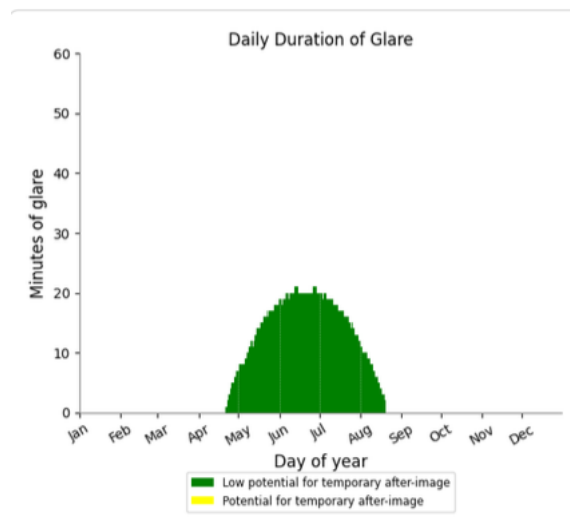


Abbildung 12 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar

Der Zeitpunkt der Blendung liegt hierbei ausschließlich in den frühen Morgenstunden.

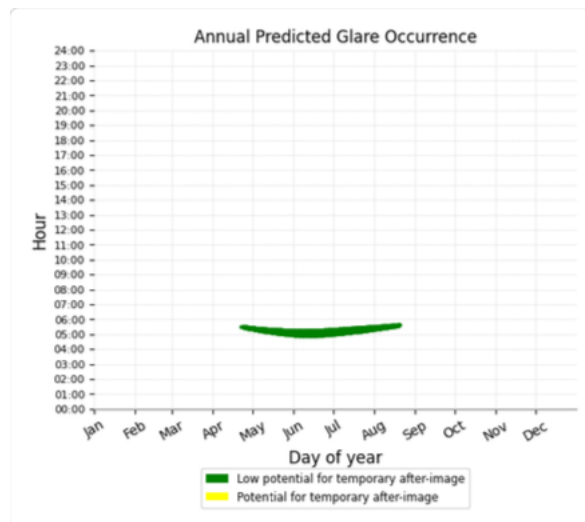


Abbildung 13 - Zeitpunkt der Blendung – Quelle: ForgeSolar

Zusätzlich zur Dauer der Blendung spielt auch die Intensität eine Rolle. Diese wird im Programm ForgeSolar durch green und yellow glare dargestellt.

Zur Intensität schreibt die LAI:

Bei etwa 10^5 cd/m² tritt Absolutblendung ein. Das bedeutet, dass ein Photovoltaikmodul dann zu einer Absolutblendung führt, wenn auch nur ein Bruchteil des einfallenden Sonnenlichts reflektiert wird.

Für das weitere Vorgehen wird der von der LAI-Richtlinie vorgegebene Wert von 100.000 cd/m² als Grenzwert angenommen und Werte darunter als nicht blendend angenommen. Das Programm ForgeSolar gibt die Werte in cd/m² aus, welche ausschnittsweise in Abbildung 14 abgebildet werden. Insgesamt ist es hier so, dass die Werte zwischen 5.000 und 140.000 cd/m² liegen. Zum Vergleich: Eine 100 Watt Glühlampe hat einen cd/m² von etwa 120.000 cd/m².

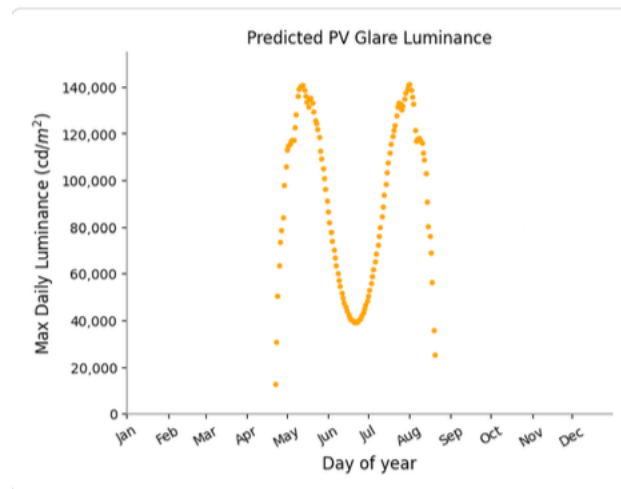


Abbildung 14 - Helligkeit in cd/m² - Quelle: ForgeSolar

Zusätzlich gibt das Programm auch an, wie sich die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität durch den Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm²) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad) verhält. Dies wird durch green und yellow glare dargestellt.

Zur Unterscheidung von green und yellow glare: Im Gegensatz zu der deutschen LAI-Richtlinie, welche eine rein rechnerische Herangehensweise heranzieht und eine Absolutblendung bei einer Helligkeit von 100.000 candela pro m² ansetzt, geht die amerikanische Forschung mit einem anderen Gedanken heran. Hier wird betrachtet, ob nach Betrachtung einer Blendquelle auf dem Auge ein heller Fleck (after-image) zurückbleibt. Dies geschieht unter der Annahme, dass eine direkte Blendung durch diverse Maßnahmen (Zusammenkneifen der Augen, leichte Änderung des Blickwinkels, nur kurzes Aufblitzen bei Autofahrern) recht einfach abgewendet werden kann, die Beeinträchtigung des Auges durch den berühmten hellen Fleck aber nicht. Green glare bedeutet, dass die Wahrscheinlichkeit für einen solchen Fleck sehr gering ist, bei yellow glare kann dies auftreten. Red glare, welcher in dieser Simulation nicht auftritt, bedeutet mit ziemlicher Sicherheit einen Sichtfleck.

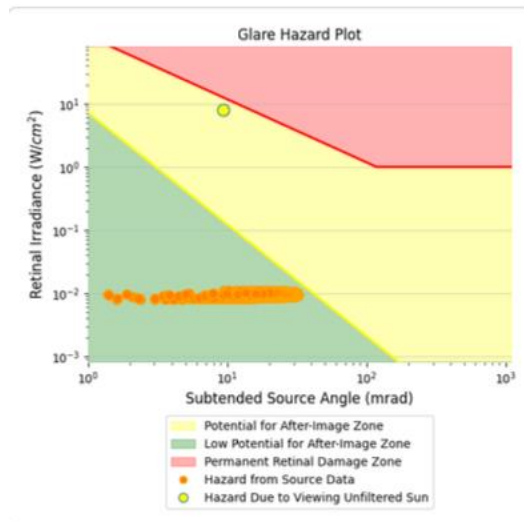


Abbildung 15 - Verteilung von green und yellow glare - Quelle: ForgeSolar

Zusätzlich geht die LAI-Richtlinie davon aus, dass ein Solarmodul keine zusätzliche Blendwirkung entfaltet, wenn sich die Sonne und das Solarmodul in Blickrichtung nicht weiter als etwa 10° auseinanderbefinden. Dies ist vor allem morgens und abends der Fall, wenn die Sonne tief im Osten bzw. Westen steht. Blickt man dann auf das Modul, so wird eine eventuelle Blendwirkung des Moduls dadurch überdeckt, dass im Hintergrund mit der Sonne eine viel größere Blendquelle im Sichtfenster liegt. Das Programm ForgeSolar gibt in den Daten die Winkelverhältnisse zwischen Sonne und gezeichnetem Modulfeld an. Im Vorliegenden Fall befindet sich die Sonne für sämtlichen Blendminuten nicht innerhalb der von der Licht-Leitlinie vorgegebenen 10° , so dass die simulierte Blendung als zusätzliche Blendung gewertet werden muss.



Abbildung 16 - Sonnenuntergang hinter einer Modulreihe - Quelle: https://www.innotech-safety.com/fileadmin/_processed_/c/4/csm_5_Tipps_rund_um_Ihre_PV-Anlage_am_Dach-Header_356649df9b.jpg

In Summe lässt sich aber trotzdem sagen, dass die Vorgaben der Richtlinie hier unter Berücksichtigung des Bewuchses eingehalten werden.

5. Anlagen

(1) Simulationsergebnis

PVA Siegelbach

Siegelbach Grundsimulation ohne Hof Bewuchs

Client: Stabstelle Energie

Created Apr 27, 2026

Updated Apr 27, 2026

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

Site ID 176925.28995

Project type Advanced

Project status: active

Category 500 kW to 1 MW

Sun dominance mitigation Enabled



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² peak)

Ocular transmission coefficient: 0.5

Pupil diameter: 0.002 m

Eye focal length: 0.017 m

Sun subtended angle: 9.3 mrad

Sun dominance mitigation: **Enabled**

Summary of Results

Glare with potential for temporary after-image predicted
ForgeSolar Radiometric Physics Engine 3.1.2

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Peak Luminance
	deg	deg	min	min	kWh	cd/m ²
PVA Siegelbach Ost	15.0	148.0	11,038	0	-	93,611
PVA Siegelbach West	15.0	148.0	9,611	10,618	-	424,158

PV Array(s)

Name: PVA Siegelbach Ost
Footprint area: 11,176 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0 deg
Orientation: 148.0 deg
Rated power: -
Panel material: Light textured glass with AR coating



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.477141	7.693509	237.27	0.80	238.07
2	49.477261	7.693874	237.26	2.70	239.96
3	49.477388	7.694271	239.28	0.80	240.08
4	49.477172	7.694555	239.70	2.70	242.40
5	49.476862	7.694925	241.94	0.80	242.74
6	49.476579	7.695215	242.16	2.70	244.86
7	49.476269	7.695392	240.41	0.80	241.21
8	49.476095	7.695483	239.64	2.70	242.34
9	49.475992	7.695091	238.56	0.80	239.36
10	49.475882	7.694689	239.30	2.70	242.00
11	49.476220	7.694362	240.84	0.80	241.64
12	49.476541	7.694029	240.25	2.70	242.95
13	49.476834	7.693777	239.19	0.80	239.99

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.475743	7.691311	242.86	0.80	243.66
2	49.476015	7.689885	240.80	2.70	243.50
3	49.476184	7.689772	240.36	0.80	241.16
4	49.476331	7.690029	239.89	2.70	242.59
5	49.476461	7.690260	239.13	0.80	239.93
6	49.476726	7.690957	238.39	2.70	241.09
7	49.476859	7.691371	237.72	0.80	238.52
8	49.477002	7.691955	236.86	2.70	239.56
9	49.477190	7.692561	236.08	0.80	236.88
10	49.477361	7.693184	236.34	2.70	239.04
11	49.477193	7.693329	237.15	0.80	237.95
12	49.477010	7.693492	237.54	2.70	240.24
13	49.476796	7.693683	238.83	0.80	239.63
14	49.476583	7.693881	239.89	2.70	242.59
15	49.476353	7.694101	240.97	0.80	241.77
16	49.476184	7.694283	240.74	2.70	243.44
17	49.476054	7.694428	240.17	0.80	240.97
18	49.475879	7.694573	239.50	2.70	242.20
19	49.475586	7.694281	239.86	0.80	240.66
20	49.475280	7.694120	240.13	2.70	242.83
21	49.475179	7.693790	240.60	0.80	241.40
22	49.475346	7.692760	243.00	2.70	245.70
23	49.475674	7.692545	242.81	0.80	243.61
24	49.475987	7.692513	242.00	2.70	244.70
25	49.476113	7.692417	241.21	0.80	242.01
26	49.476224	7.691923	240.44	2.70	243.14
27	49.476078	7.691505	241.57	0.80	242.37
28	49.476071	7.691290	241.15	2.70	243.85

Route Receptor(s)

Name: An den Flachsaeckern Ost nach West

Route type One-way

Azimuthal view angle: 30.0 deg

Downward view angle: 1.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.475064	7.694006	241.04	1.00	242.04
2	49.475214	7.693379	242.20	2.70	244.90
3	49.475347	7.692681	243.23	1.00	244.23
4	49.475514	7.691968	244.37	2.70	247.07
5	49.475713	7.690997	242.73	1.00	243.73
6	49.475922	7.689833	242.72	2.70	245.42
7	49.476061	7.689136	242.65	1.00	243.65
8	49.476263	7.688116	242.21	2.70	244.91

Name: An den Flachsaeckern West nach Ost

Route type One-way

Azimuthal view angle: 30.0 deg

Downward view angle: 1.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.476274	7.688125	242.11	1.00	243.11
2	49.476055	7.689160	242.81	2.70	245.51
3	49.475919	7.689836	242.68	1.00	243.68
4	49.475710	7.691022	242.67	2.70	245.37
5	49.475518	7.691966	244.28	1.00	245.28
6	49.475342	7.692694	243.29	2.70	245.99
7	49.475217	7.693364	242.25	1.00	243.25
8	49.475071	7.694012	240.96	2.70	243.66

Name: L367 Nord nach Sued

Route type One-way

Azimuthal view angle: 30.0 deg

Downward view angle: 1.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.479134	7.691428	243.88	1.00	244.88
2	49.478904	7.692072	243.68	2.70	246.38
3	49.478597	7.692705	243.49	1.00	244.49
4	49.478332	7.693241	243.26	2.70	245.96
5	49.477886	7.694046	243.39	1.00	244.39
6	49.477503	7.694540	244.58	2.70	247.28
7	49.476896	7.695205	244.99	1.00	245.99
8	49.476422	7.695688	246.07	2.70	248.77
9	49.475899	7.696106	246.86	1.00	247.86
10	49.475123	7.696762	250.01	2.70	252.71
11	49.475011	7.696827	251.35	1.00	252.35

Name: L367 Sued nach Nord
Route type One-way
Azimuthal view angle: 30.0 deg
Downward view angle: 1.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.475039	7.696827	251.33	1.00	252.33
2	49.475123	7.696752	249.88	2.70	252.58
3	49.475904	7.696097	246.87	1.00	247.87
4	49.476413	7.695657	246.15	2.70	248.85
5	49.476887	7.695196	244.97	1.00	245.97
6	49.477500	7.694477	244.34	2.70	247.04
7	49.477863	7.694005	243.63	1.00	244.63
8	49.478288	7.693286	243.22	2.70	245.92
9	49.478574	7.692685	243.47	1.00	244.47
10	49.478887	7.692095	243.63	2.70	246.33
11	49.479110	7.691419	243.79	1.00	244.79

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	49.475286	7.690987	246.04	2.00	248.04
OP 2	49.475286	7.690987	246.04	5.00	251.04
OP 3	49.475286	7.690987	246.04	8.00	254.04
OP 4	49.475073	7.691419	246.11	2.00	248.11
OP 5	49.475068	7.691419	246.11	5.00	251.11
OP 6	49.475064	7.691421	246.15	8.00	254.15
OP 7	49.475319	7.691920	244.32	2.00	246.32
OP 8	49.475319	7.691920	244.32	5.00	249.32
OP 9	49.475258	7.692245	243.76	2.00	245.76
OP 10	49.475256	7.692253	243.70	5.00	248.70
OP 11	49.474923	7.693142	242.85	2.00	244.85
OP 12	49.474939	7.693144	242.86	5.00	247.86

Obstruction Components

Name: Module
Upper edge height: 2.7 m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	49.475873	7.694603	239.49
2	49.476375	7.694104	240.96
3	49.476947	7.693599	237.94
4	49.477389	7.693202	236.36

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Peak Luminance	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	cd/m ²	
PVA Siegelbach Ost	15.0	148.0	11,038	0	-	93,611	
PVA Siegelbach West	15.0	148.0	9,611	10,618	-	424,158	

Distinct glare per month

Excludes overlapping glare from PV array for multiple receptors at matching time(s)

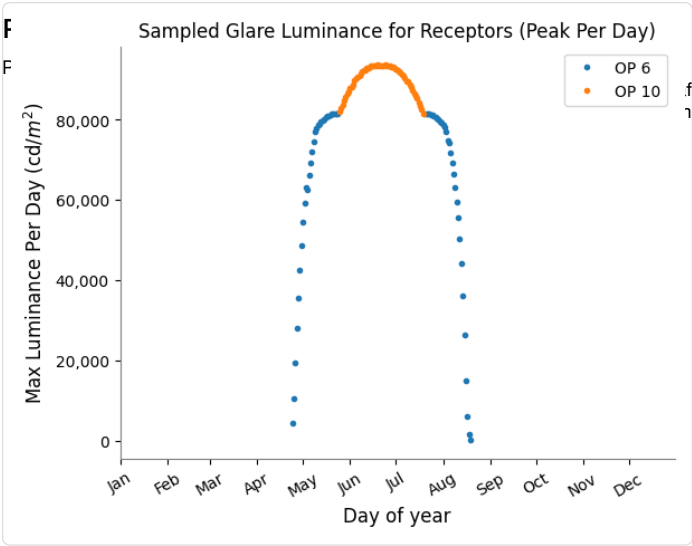
PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pva-siegelba (green)	0	0	0	26	359	558	475	110	0	0	0	0
pva-siegelba (yellow)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pva-siegelba (green)	0	0	0	155	312	772	359	278	0	0	0	0
pva-siegelba (yellow)	0	0	0	48	473	682	600	171	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

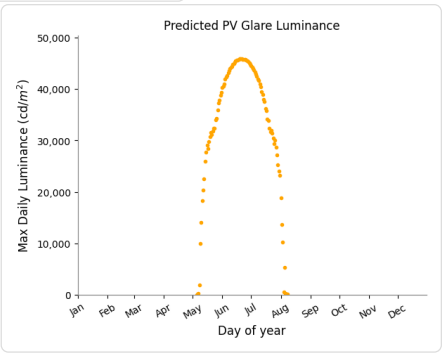
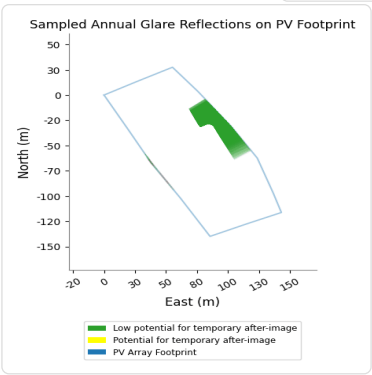
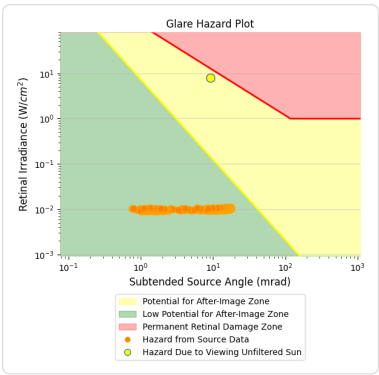
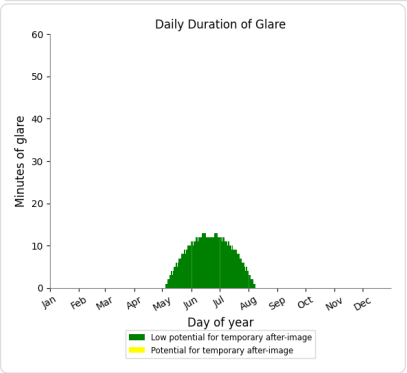
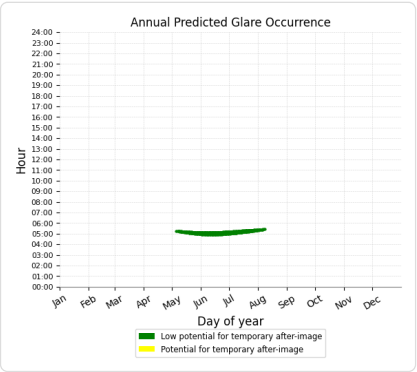
Results for each PV array and receptor

PVA Siegelbach Ost low potential for temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	814	0	45,837
OP: OP 2	1131	0	66,057
OP: OP 3	1479	0	76,604
OP: OP 4	833	0	46,642
OP: OP 5	1162	0	66,678
OP: OP 6	1528	0	81,552
OP: OP 7	811	0	42,571
OP: OP 8	1222	0	73,841
OP: OP 9	786	0	56,536
OP: OP 10	1226	0	93,611
OP: OP 11	0	0	0
OP: OP 12	46	0	1,666
Route: An den Flachsaeckern Ost nach West	0	0	0
Route: An den Flachsaeckern West nach Ost	0	0	0
Route: L367 Nord nach Sued	0	0	0
Route: L367 Sued nach Nord	0	0	0



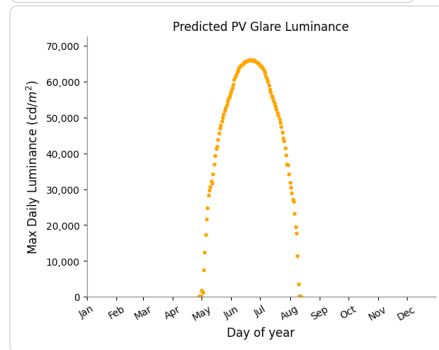
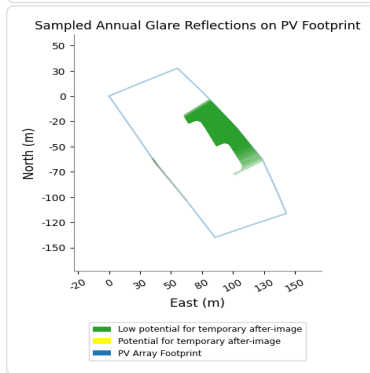
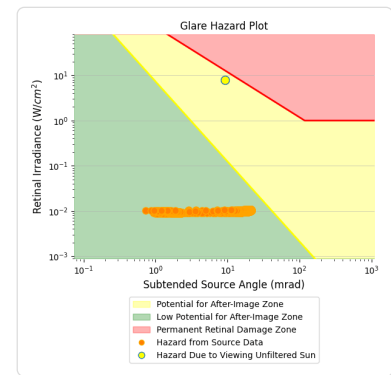
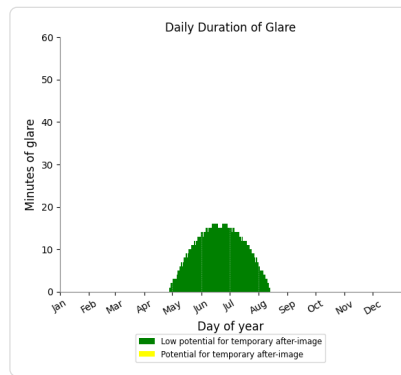
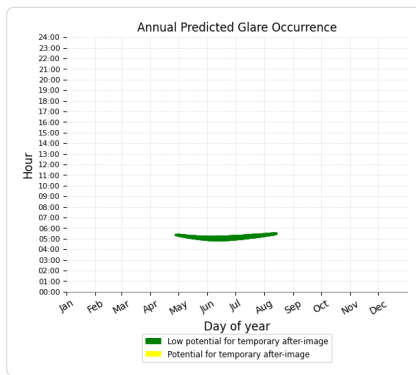
after-image.
image.



PVA Siegelbach Ost: OP 2

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

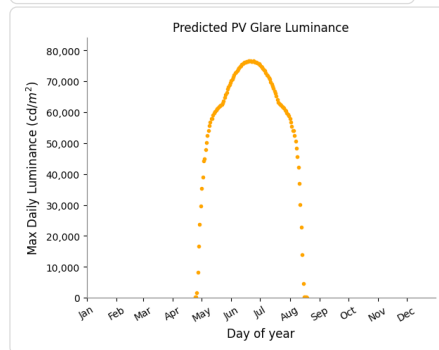
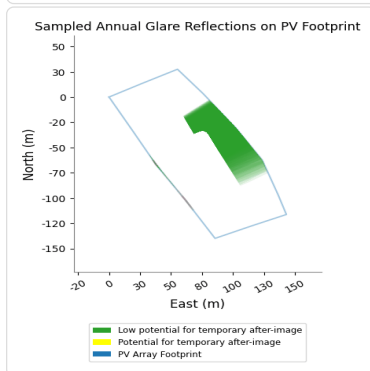
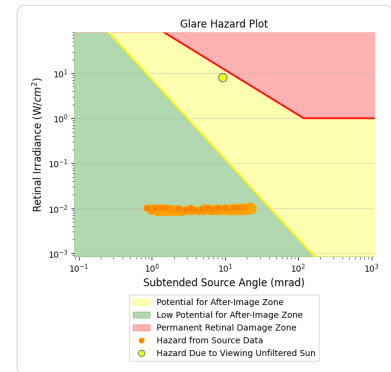
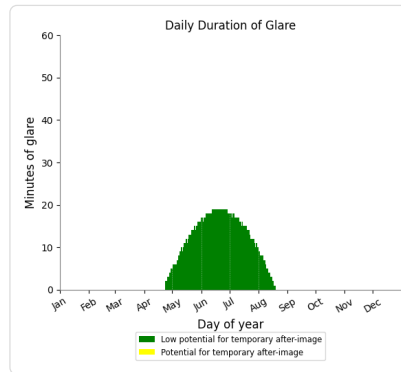
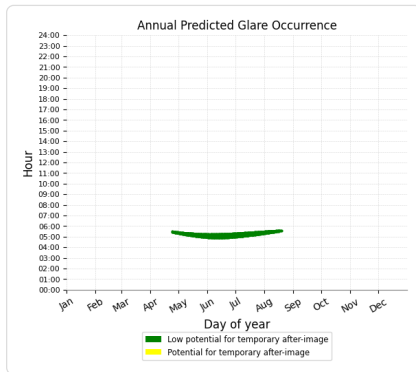
- 1,131 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Siegelbach Ost: OP 3

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

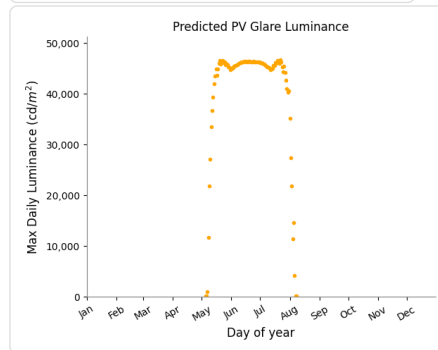
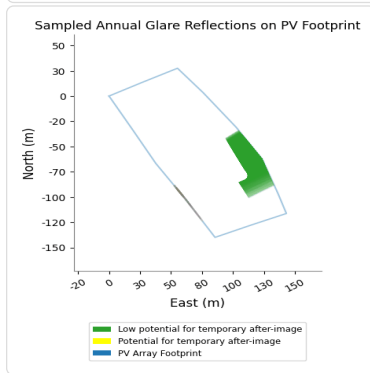
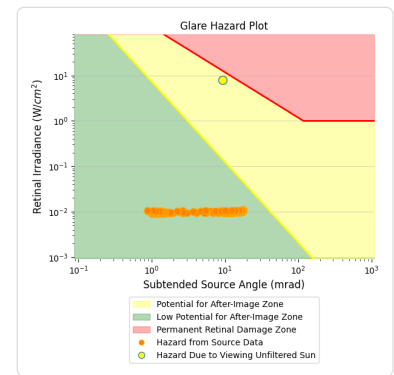
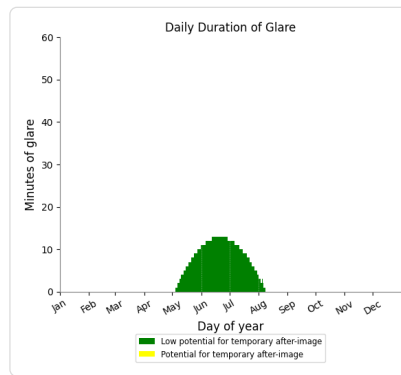
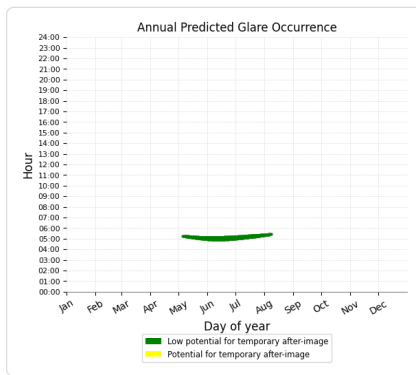
- 1,479 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Siegelbach Ost: OP 4

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

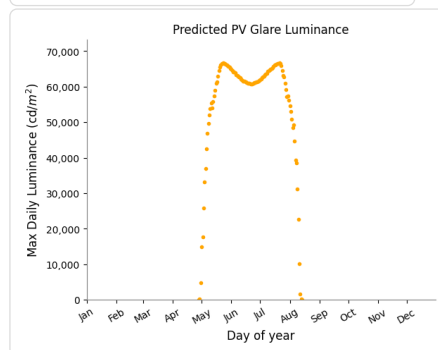
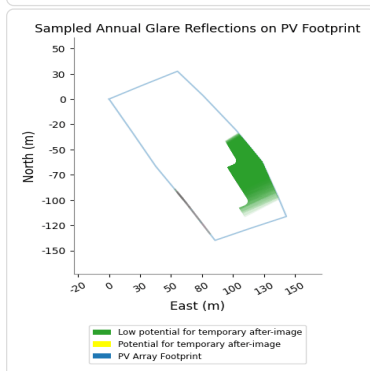
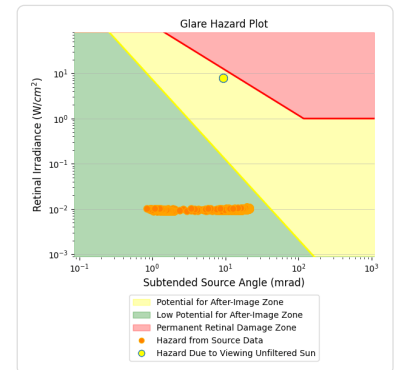
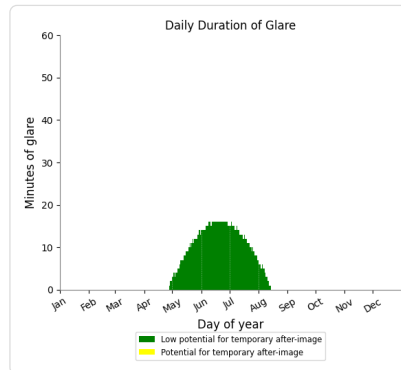
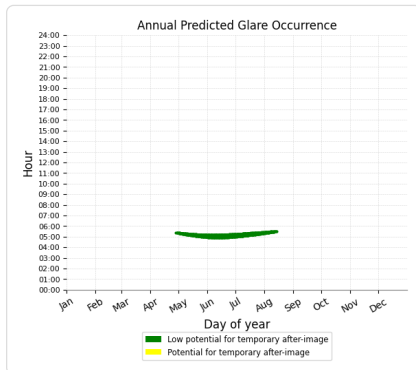
- 833 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Siegelbach Ost: OP 5

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

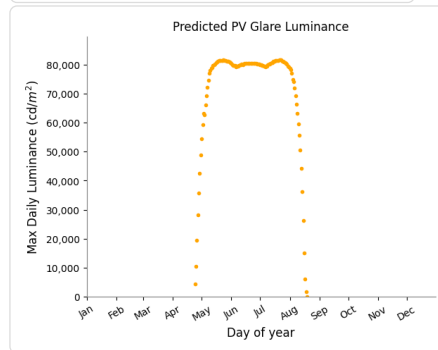
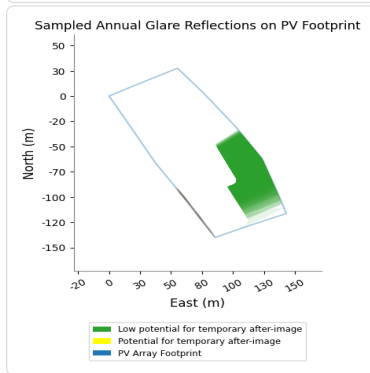
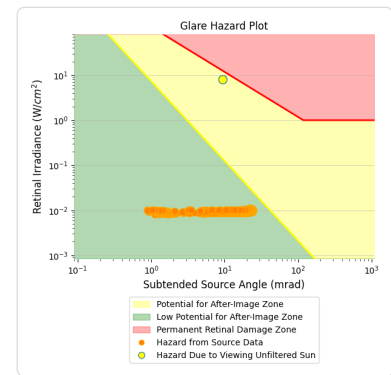
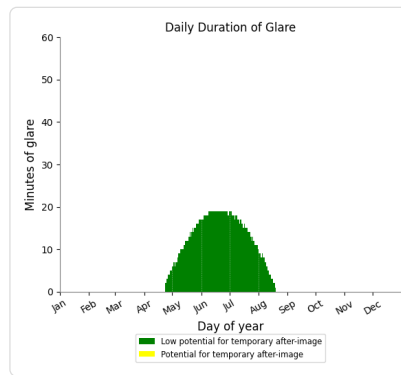
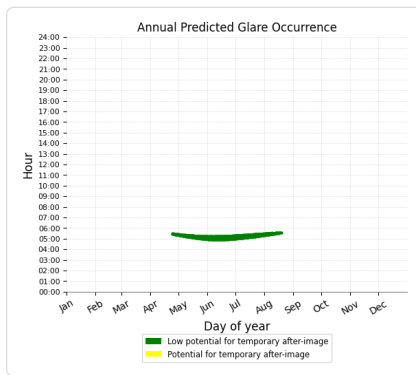
- 1,162 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Siegelbach Ost: OP 6

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

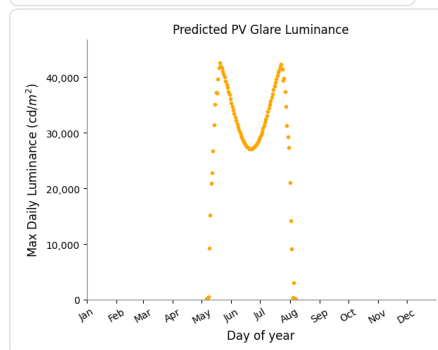
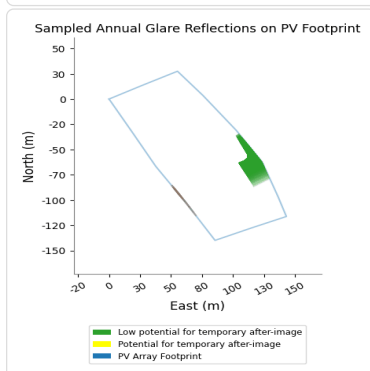
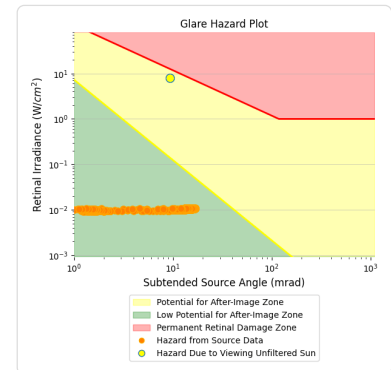
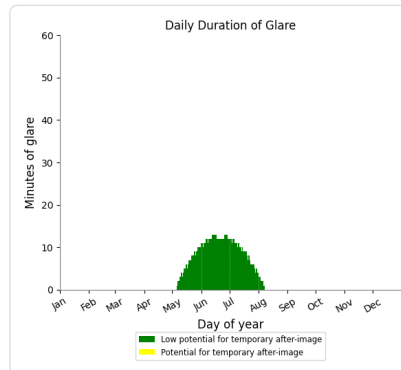
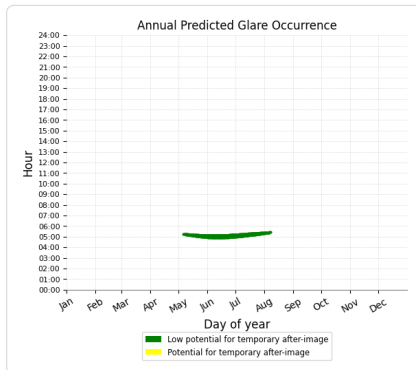
- 1,528 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Siegelbach Ost: OP 7

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

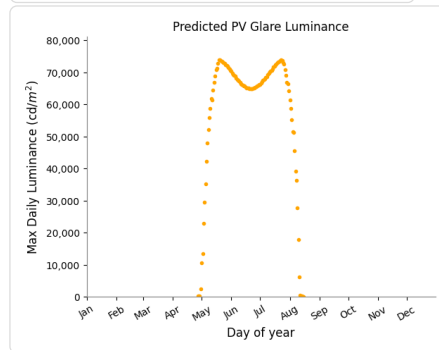
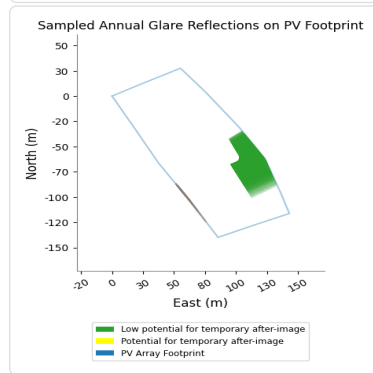
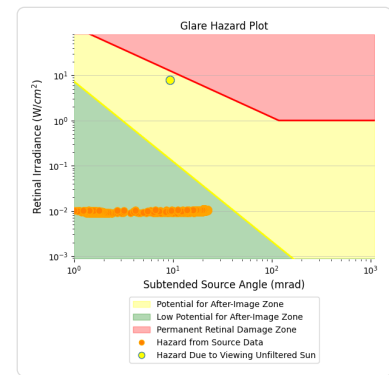
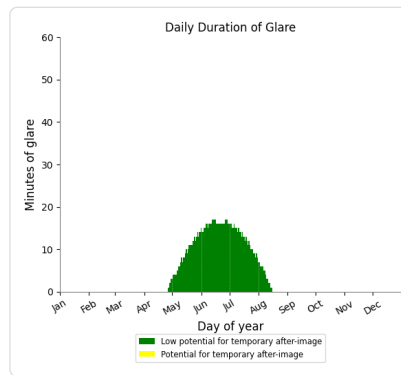
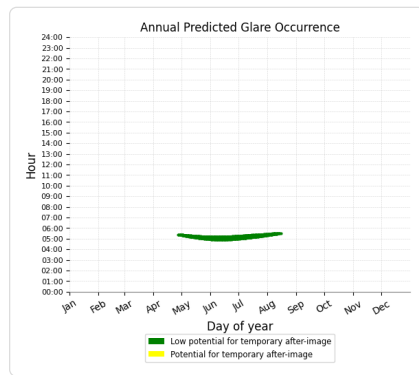
- 811 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Siegelbach Ost: OP 8

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

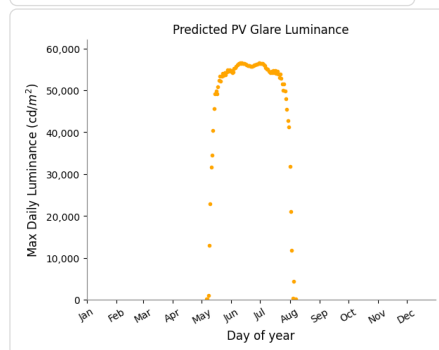
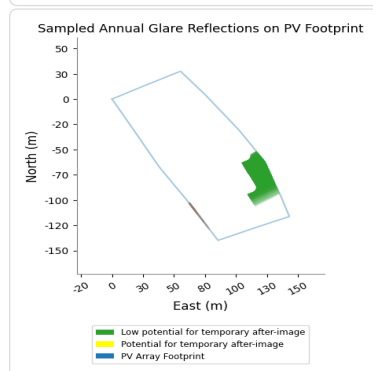
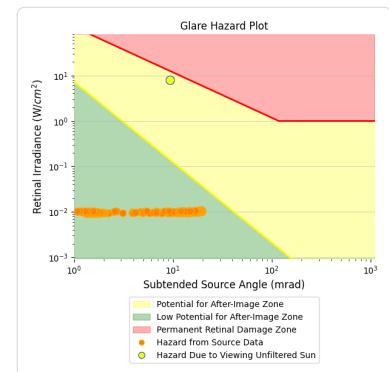
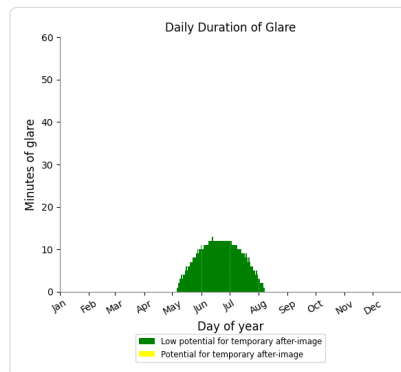
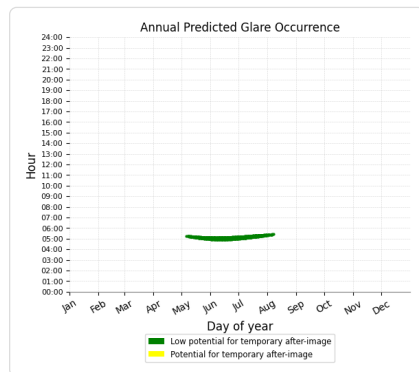
- 1,222 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Siegelbach Ost: OP 9

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

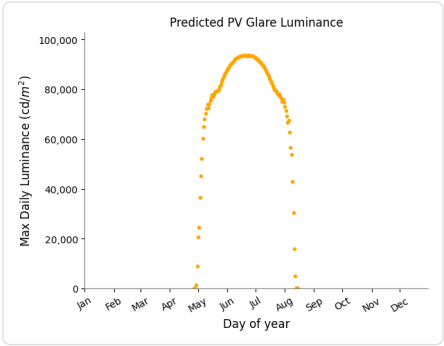
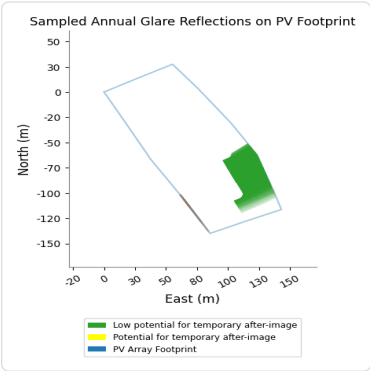
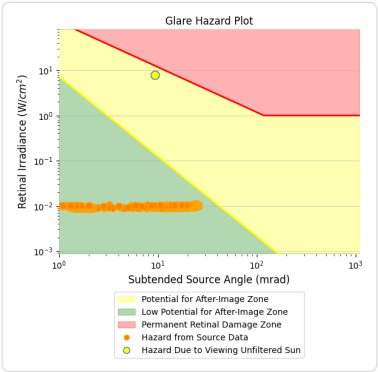
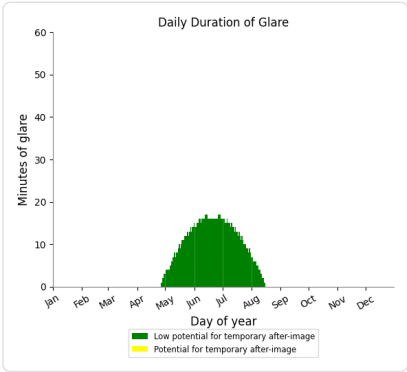
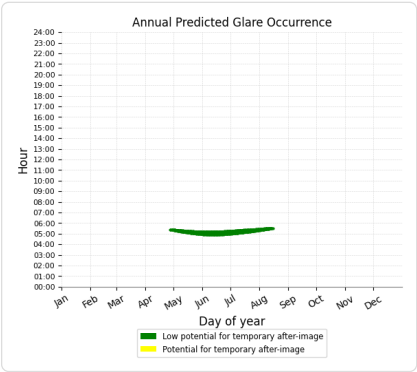
- 786 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Siegelbach Ost: OP 10

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 1,226 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



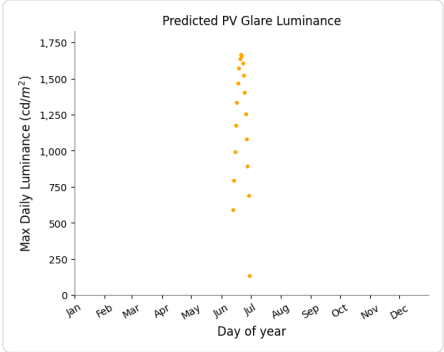
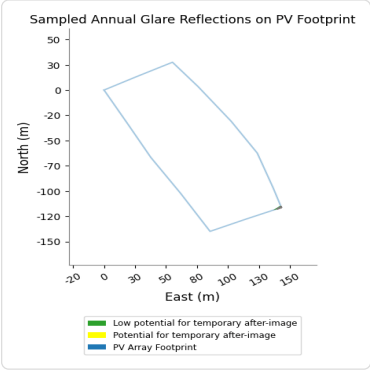
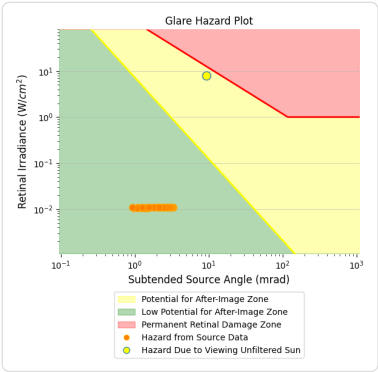
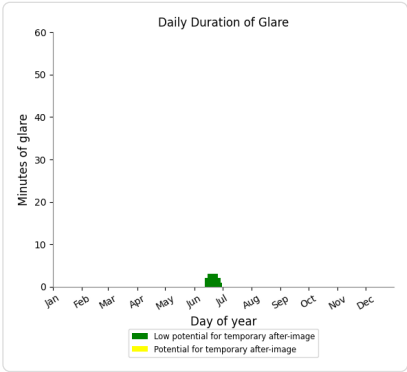
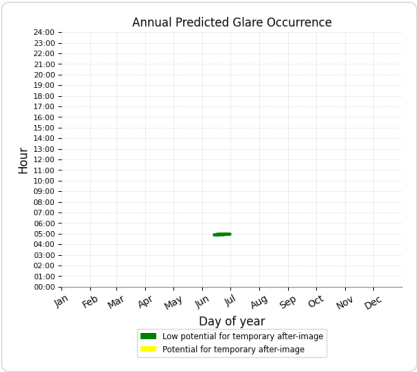
PVA Siegelbach Ost: OP 11

No glare found

PVA Siegelbach Ost: OP 12

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 46 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Siegelbach Ost: An den Flachsaeckern Ost nach West

No glare found

PVA Siegelbach Ost: An den Flachsaeckern West nach Ost

No glare found

PVA Siegelbach Ost: L367 Nord nach Sued

No glare found

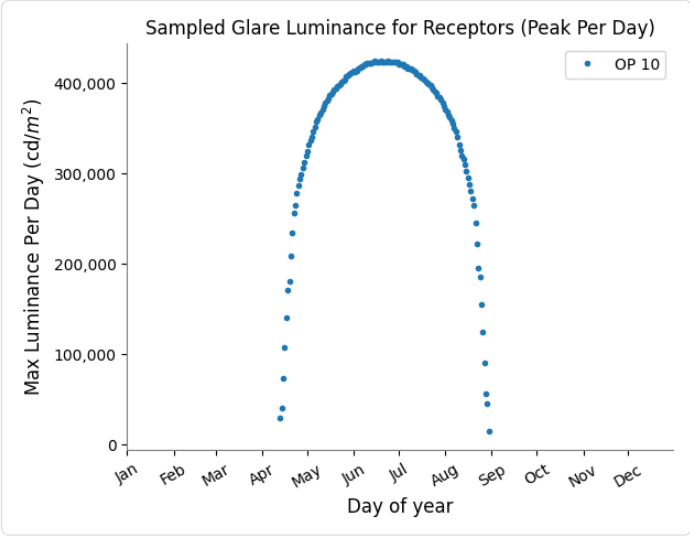
PVA Siegelbach Ost: L367 Sued nach Nord

No glare found

PVA Siegelbach West potential temporary after-image

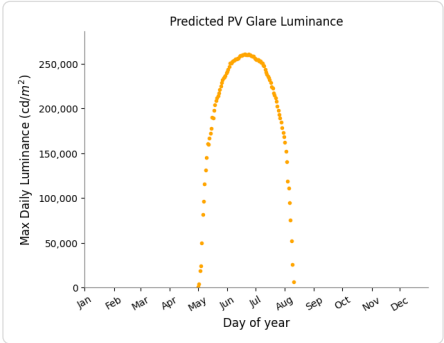
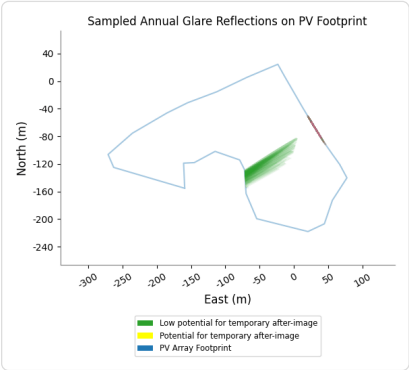
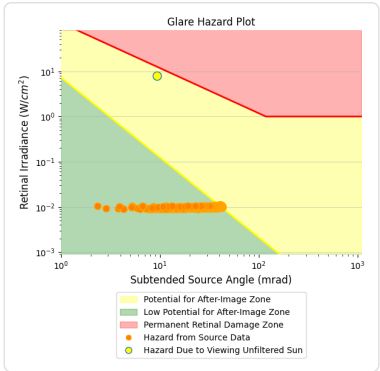
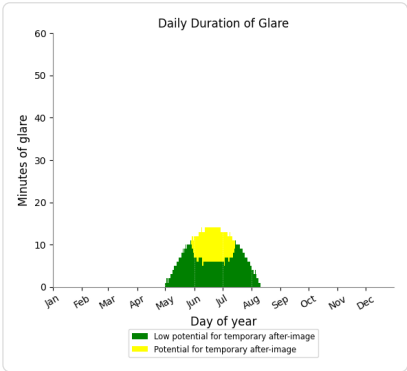
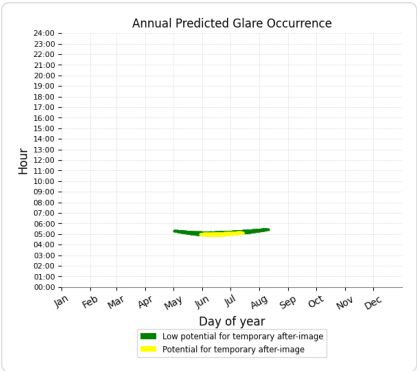
Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m^2)
OP: OP 1	641	300	260,386
OP: OP 2	939	705	282,722
OP: OP 3	1260	1161	294,882
OP: OP 4	413	534	307,983
OP: OP 5	798	1029	332,909
OP: OP 6	1182	1620	347,324
OP: OP 7	401	622	361,483
OP: OP 8	1112	1544	392,692
OP: OP 9	318	548	392,327

OP: OP 10	1352	1974	424,158
OP: OP 11	0	0	0
OP: OP 12	671	581	303,266
Route: An den Flachsaeckern Ost nach West	524	0	168,167
Route: An den Flachsaeckern West nach Ost	0	0	0
Route: L367 Nord nach Sued	0	0	0
Route: L367 Sued nach Nord	0	0	0



PVA Siegelbach West: OP 1

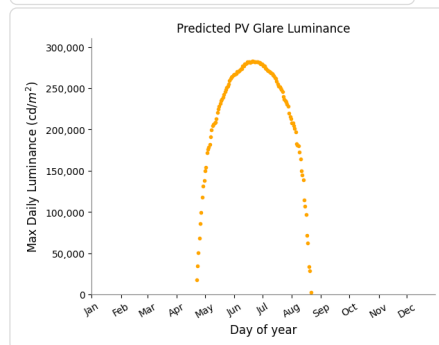
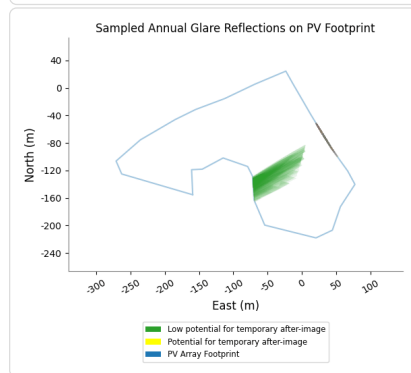
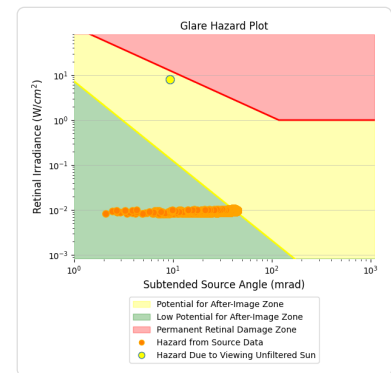
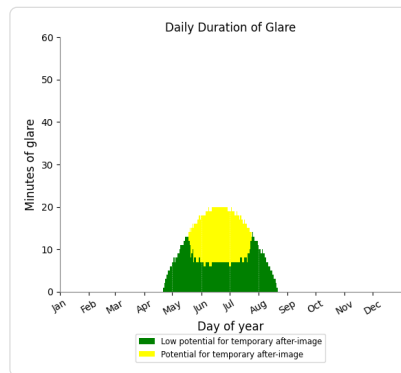
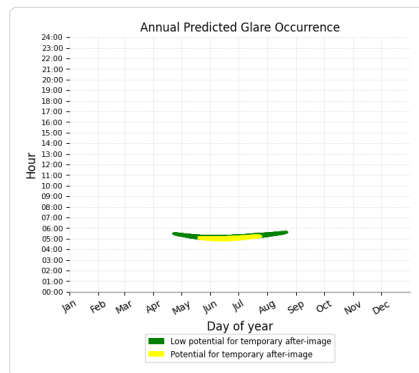
- PV array is expected to produce the following glare for this receptor:
- 641 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
 - 300 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Siegelbach West: OP 2

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

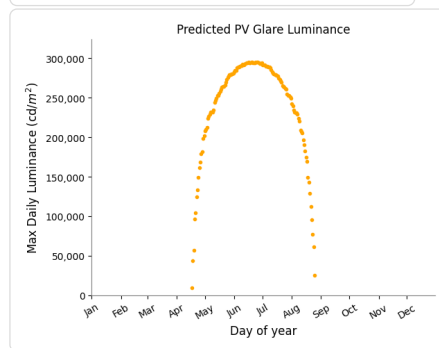
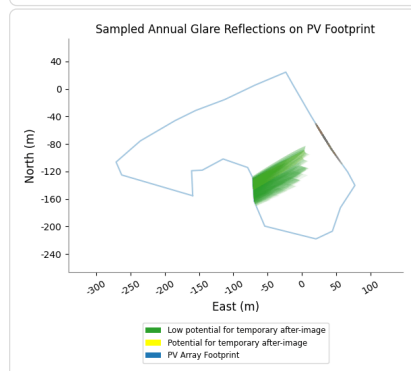
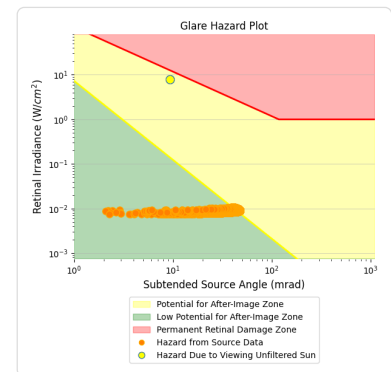
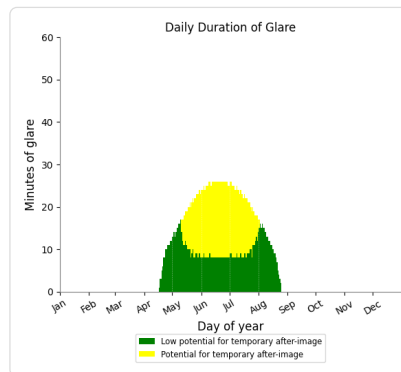
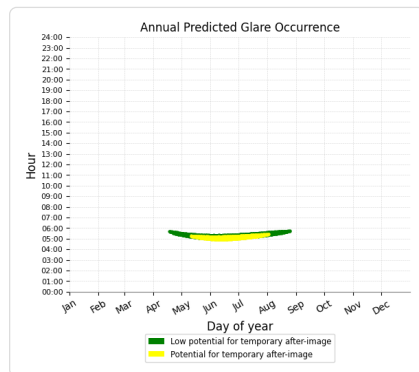
- 939 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 705 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Siegelbach West: OP 3

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

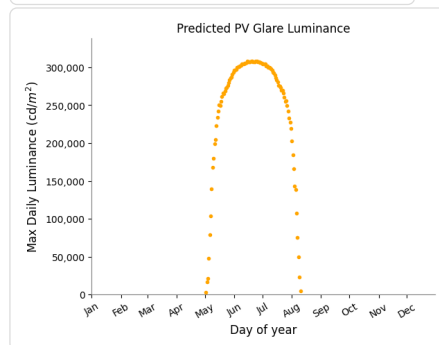
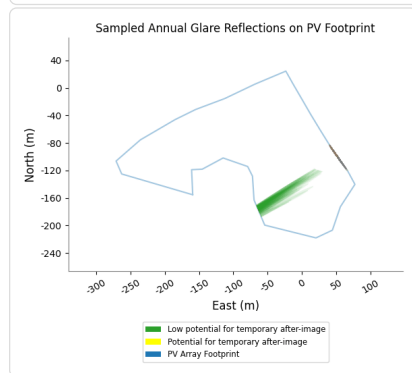
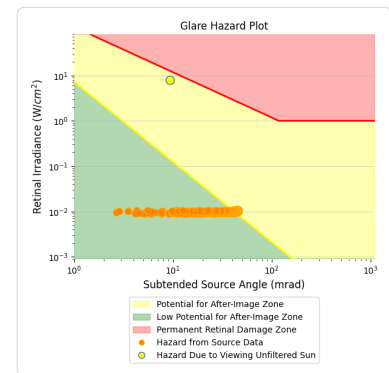
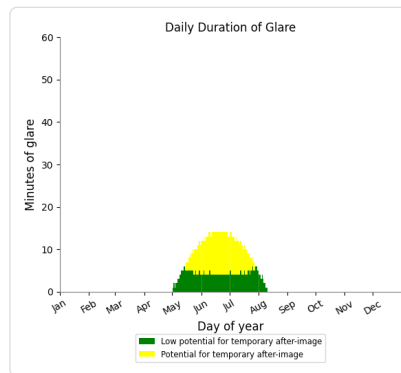
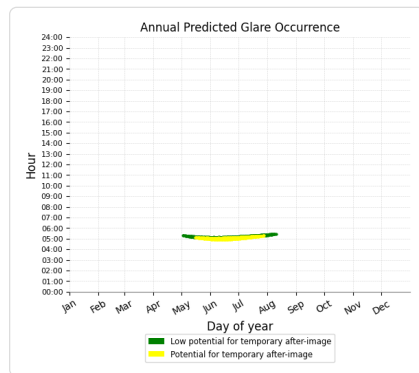
- 1,260 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,161 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Siegelbach West: OP 4

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

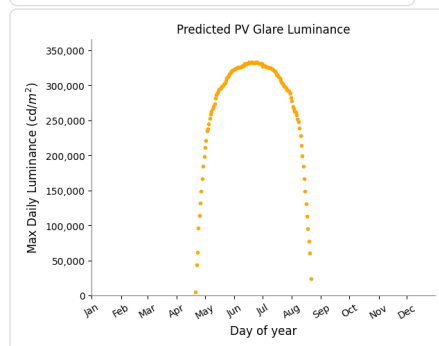
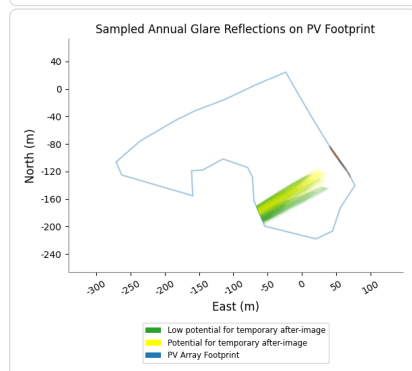
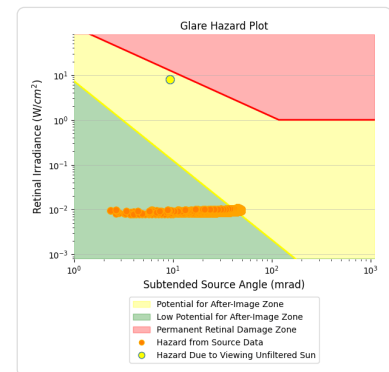
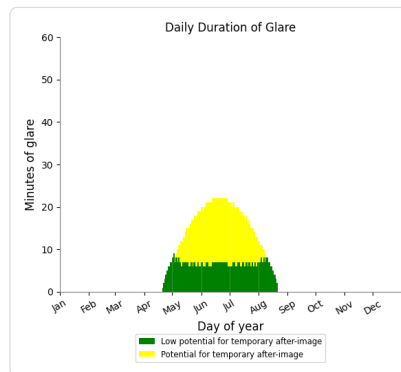
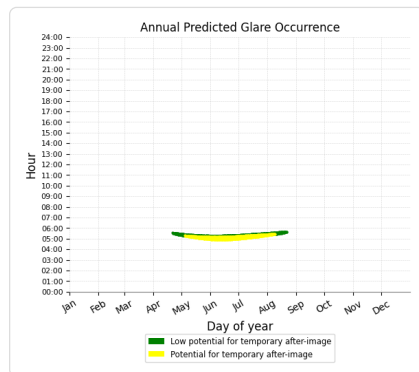
- 413 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 534 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Siegelbach West: OP 5

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

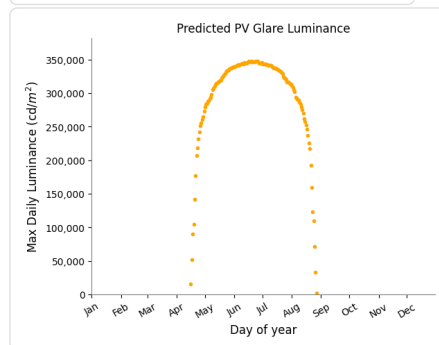
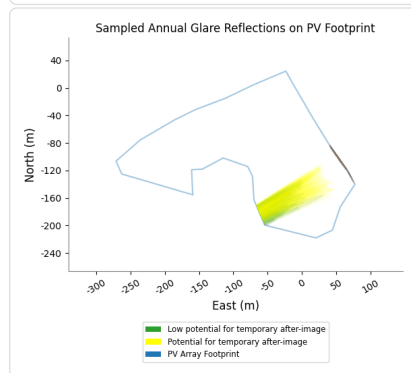
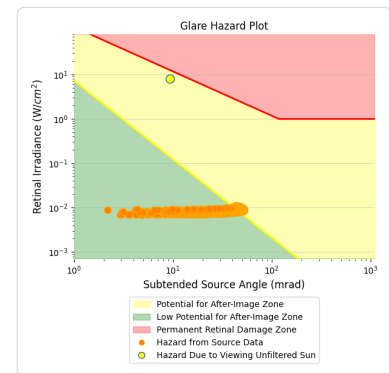
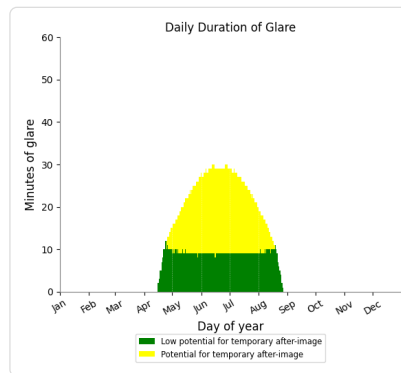
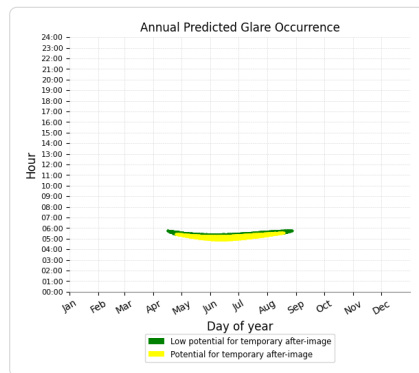
- 798 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,029 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Siegelbach West: OP 6

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

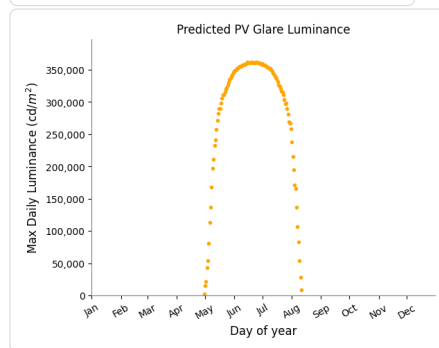
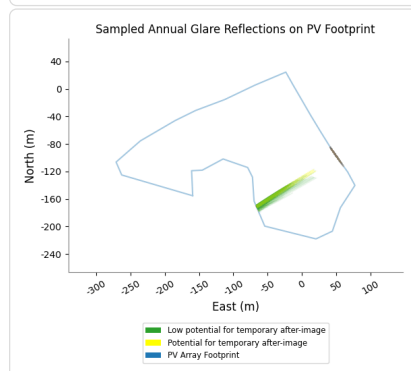
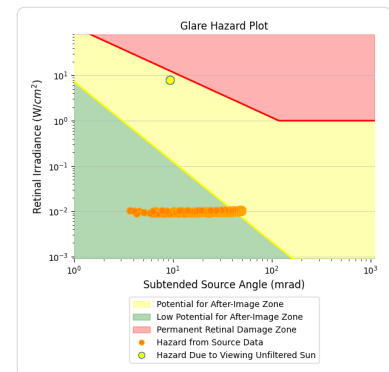
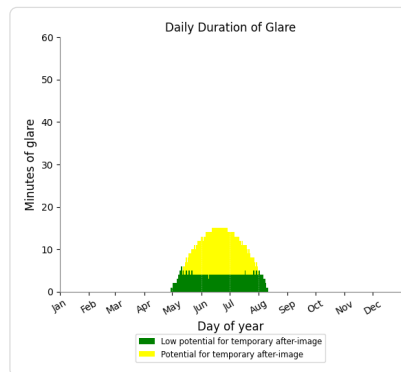
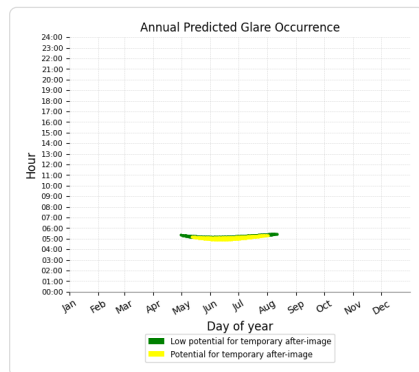
- 1,182 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,620 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Siegelbach West: OP 7

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

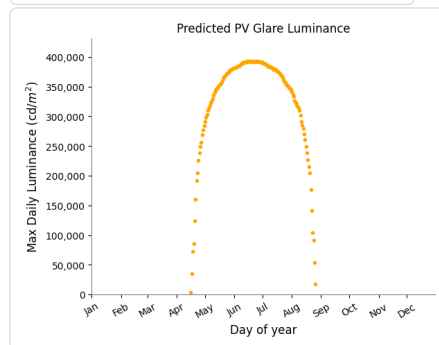
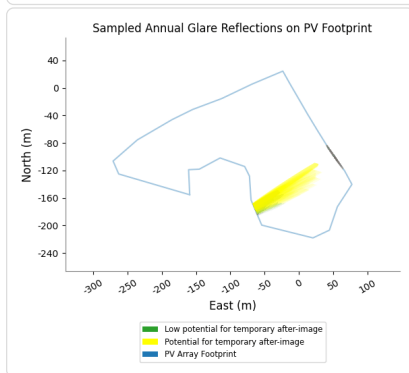
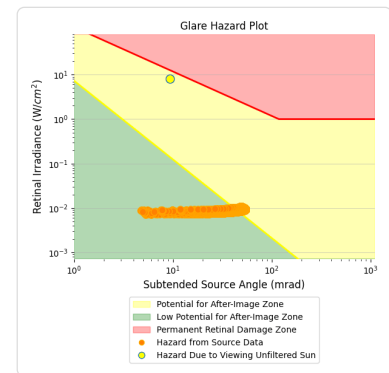
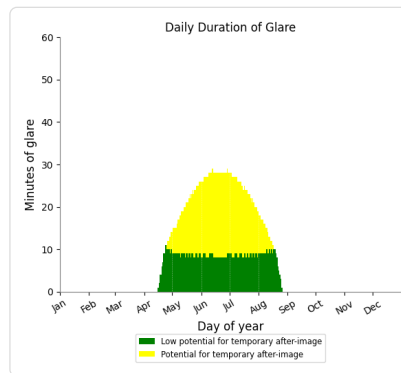
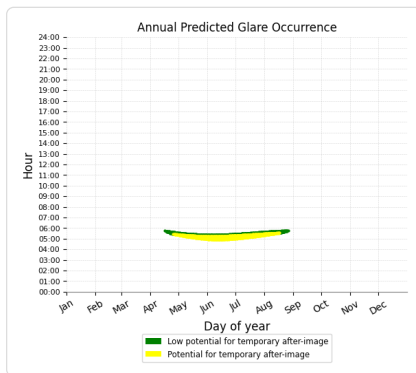
- 401 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 622 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Siegelbach West: OP 8

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

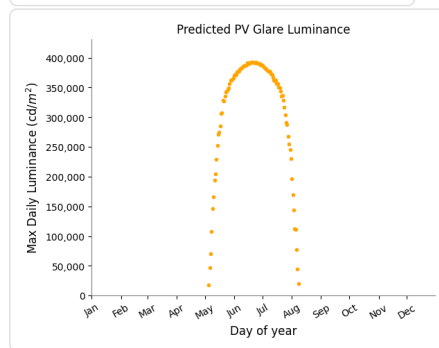
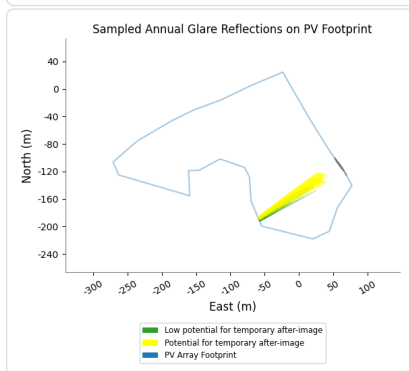
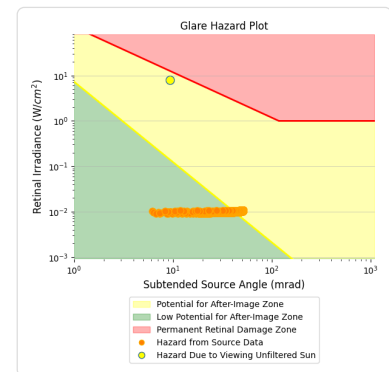
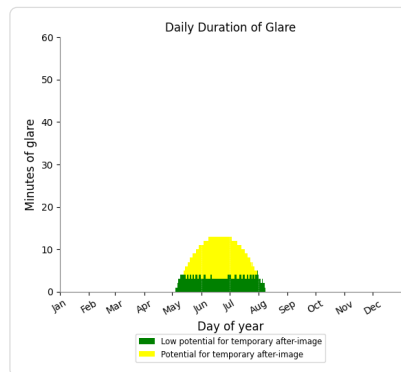
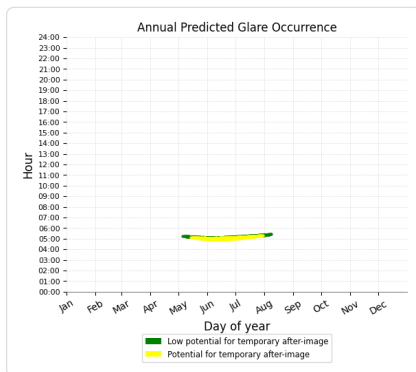
- 1,112 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,544 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Siegelbach West: OP 9

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

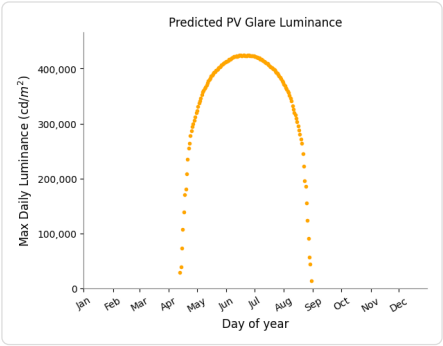
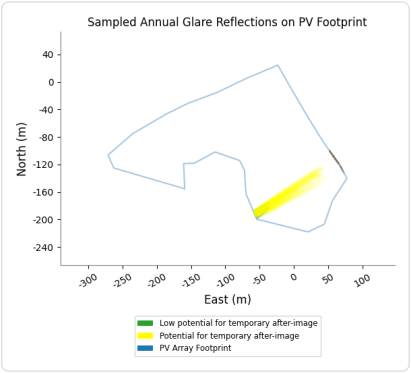
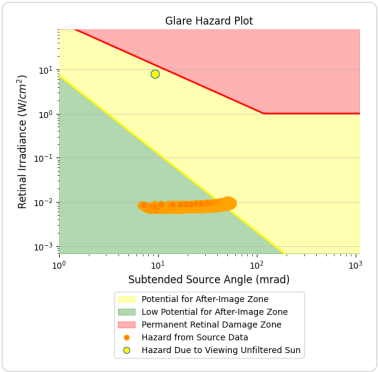
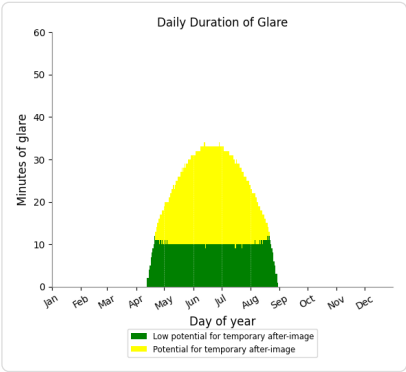
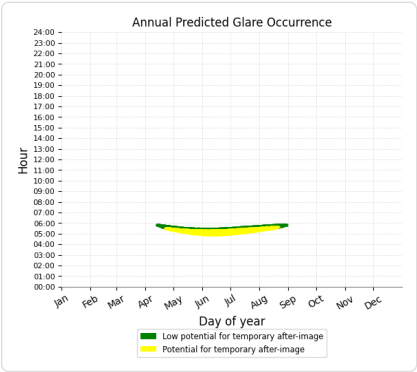
- 318 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 548 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Siegelbach West: OP 10

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 1,352 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,974 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



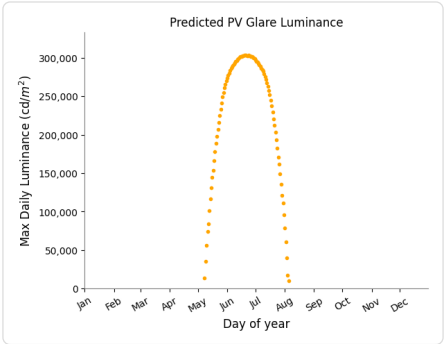
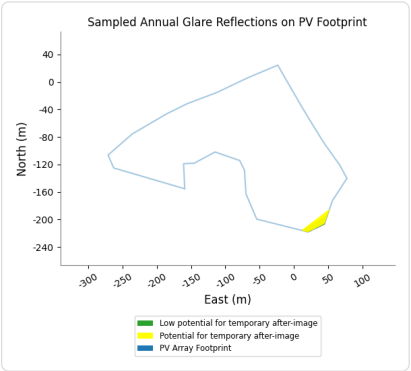
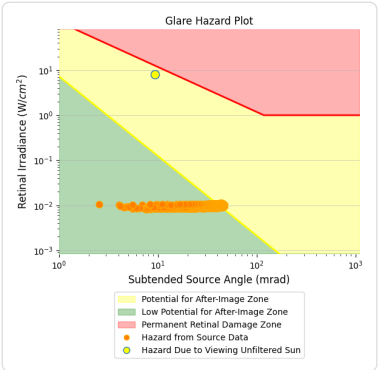
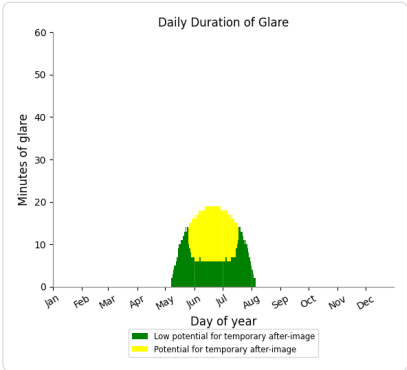
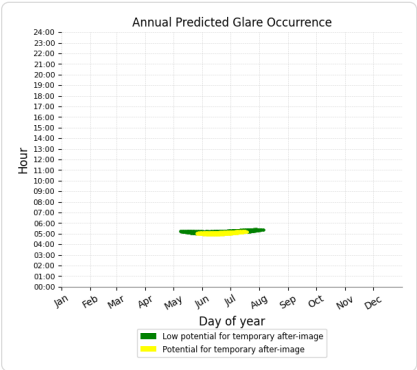
PVA Siegelbach West: OP 11

No glare found

PVA Siegelbach West: OP 12

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

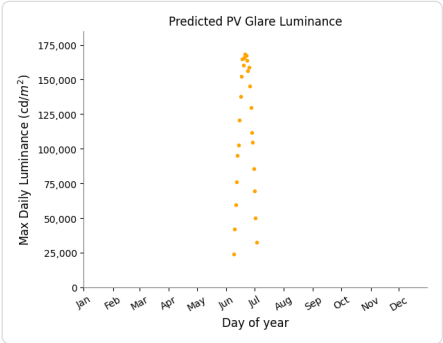
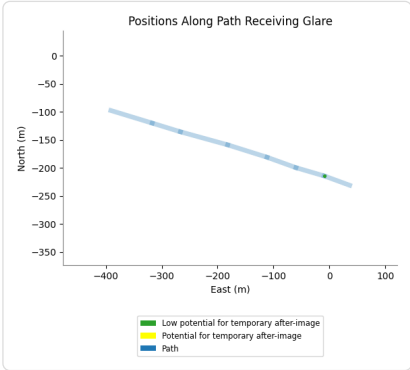
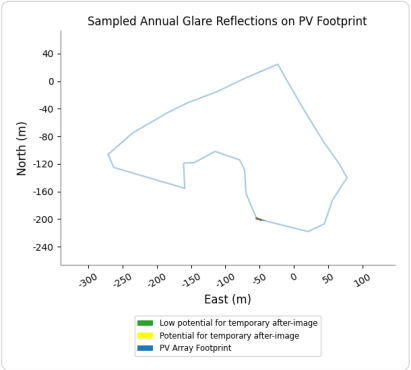
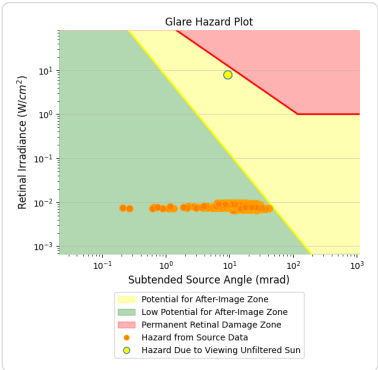
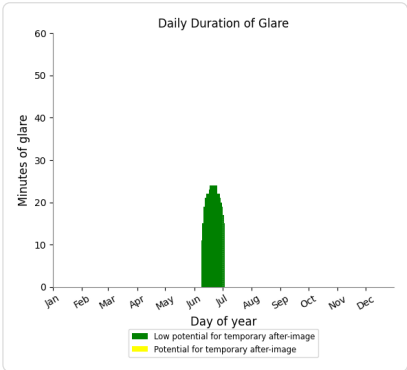
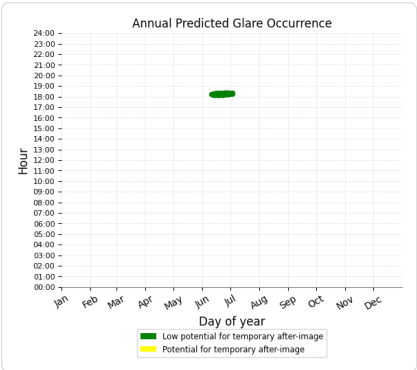
- 671 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 581 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Siegelbach West: An den Flachsaeckern Ost nach West

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 524 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Siegelbach West: An den Flachsaeckern West nach Ost

No glare found

PVA Siegelbach West: L367 Nord nach Sued

No glare found

PVA Siegelbach West: L367 Sued nach Nord

No glare found

Summary of Vertical Surface Glare Analysis

Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- 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.
- 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.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. 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** for detailed assumptions and limitations not listed here.

PVA Siegelbach

Siegelbach mit Hof als Sichthindernis version 2

Client: Stabstelle Energie

Created Apr 27, 2026

Updated Apr 27, 2026

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC+1

Minimum sun altitude 0.0 deg

Site ID 176895.28995

Project type Advanced

Project status: active

Category 500 kW to 1 MW

Sun dominance mitigation Enabled



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² peak)

Ocular transmission coefficient: 0.5

Pupil diameter: 0.002 m

Eye focal length: 0.017 m

Sun subtended angle: 9.3 mrad

Sun dominance mitigation: **Enabled**

Summary of Results

Glare with low potential for temporary after-image predicted
ForgeSolar Radiometric Physics Engine 3.1.2

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Peak Luminance
	deg	deg	min	min	kWh	cd/m ²
PVA Siegelbach Ost	15.0	148.0	6,568	0	-	81,552
PVA Siegelbach West	15.0	148.0	6,216	0	-	168,167

Route Receptor(s)

Name: An den Flachsaeckern Ost nach West

Route type One-way

Azimuthal view angle: 30.0 deg

Downward view angle: 1.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.475064	7.694006	241.04	1.00	242.04
2	49.475214	7.693379	242.20	2.70	244.90
3	49.475347	7.692681	243.23	1.00	244.23
4	49.475514	7.691968	244.37	2.70	247.07
5	49.475713	7.690997	242.73	1.00	243.73
6	49.475922	7.689833	242.72	2.70	245.42
7	49.476061	7.689136	242.65	1.00	243.65
8	49.476263	7.688116	242.21	2.70	244.91

Name: An den Flachsaeckern West nach Ost

Route type One-way

Azimuthal view angle: 30.0 deg

Downward view angle: 1.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.476274	7.688125	242.11	1.00	243.11
2	49.476055	7.689160	242.81	2.70	245.51
3	49.475919	7.689836	242.68	1.00	243.68
4	49.475710	7.691022	242.67	2.70	245.37
5	49.475518	7.691966	244.28	1.00	245.28
6	49.475342	7.692694	243.29	2.70	245.99
7	49.475217	7.693364	242.25	1.00	243.25
8	49.475071	7.694012	240.96	2.70	243.66

Name: L367 Nord nach Sued

Route type One-way

Azimuthal view angle: 30.0 deg

Downward view angle: 1.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.479134	7.691428	243.88	1.00	244.88
2	49.478904	7.692072	243.68	2.70	246.38
3	49.478597	7.692705	243.49	1.00	244.49
4	49.478332	7.693241	243.26	2.70	245.96
5	49.477886	7.694046	243.39	1.00	244.39
6	49.477503	7.694540	244.58	2.70	247.28
7	49.476896	7.695205	244.99	1.00	245.99
8	49.476422	7.695688	246.07	2.70	248.77
9	49.475899	7.696106	246.86	1.00	247.86
10	49.475123	7.696762	250.01	2.70	252.71
11	49.475011	7.696827	251.35	1.00	252.35

Name: L367 Sued nach Nord
Route type One-way
Azimuthal view angle: 30.0 deg
Downward view angle: 1.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.475039	7.696827	251.33	1.00	252.33
2	49.475123	7.696752	249.88	2.70	252.58
3	49.475904	7.696097	246.87	1.00	247.87
4	49.476413	7.695657	246.15	2.70	248.85
5	49.476887	7.695196	244.97	1.00	245.97
6	49.477500	7.694477	244.34	2.70	247.04
7	49.477863	7.694005	243.63	1.00	244.63
8	49.478288	7.693286	243.22	2.70	245.92
9	49.478574	7.692685	243.47	1.00	244.47
10	49.478887	7.692095	243.63	2.70	246.33
11	49.479110	7.691419	243.79	1.00	244.79

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	49.475286	7.690987	246.04	2.00	248.04
OP 2	49.475286	7.690987	246.04	5.00	251.04
OP 3	49.475286	7.690987	246.04	8.00	254.04
OP 4	49.475073	7.691419	246.11	2.00	248.11
OP 5	49.475068	7.691419	246.11	5.00	251.11
OP 6	49.475064	7.691421	246.15	8.00	254.15
OP 7	49.475319	7.691920	244.32	2.00	246.32
OP 8	49.475319	7.691920	244.32	5.00	249.32
OP 9	49.475258	7.692245	243.76	2.00	245.76
OP 10	49.475256	7.692253	243.70	5.00	248.70
OP 11	49.474923	7.693142	242.85	2.00	244.85
OP 12	49.474939	7.693144	242.86	5.00	247.86

Obstruction Components

Name: Bewuchs Upper edge height: 4.0 m	Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
		deg	deg	m
	1	49.475786	7.690341	242.91
	2	49.475667	7.690955	243.01
	3	49.475540	7.691609	243.77
	4	49.475385	7.692317	244.46
	5	49.475238	7.692992	244.04
	6	49.475081	7.693726	241.48

Name: Hof Upper edge height: 6.0 m	Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
		deg	deg	m
	1	49.475519	7.692195	244.65
	2	49.475739	7.692183	243.07
	3	49.475743	7.692300	243.21
	4	49.475645	7.692311	244.02
	5	49.475649	7.692462	243.45
	6	49.475539	7.692458	243.68
	7	49.475519	7.692195	244.65

Name: Module Upper edge height: 2.7 m	Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
		deg	deg	m
	1	49.475873	7.694603	239.49
	2	49.476375	7.694104	240.96
	3	49.476947	7.693599	237.94
	4	49.477389	7.693202	236.36

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Peak Luminance	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	cd/m ²	
PVA Siegelbach Ost	15.0	148.0	6,568	0	-	81,552	
PVA Siegelbach West	15.0	148.0	6,216	0	-	168,167	

Distinct glare per month

Excludes overlapping glare from PV array for multiple receptors at matching time(s)

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pva-siegelba (green)	0	0	0	26	359	558	475	110	0	0	0	0
pva-siegelba (yellow)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pva-siegelba (green)	0	0	0	39	413	1143	588	144	0	0	0	0
pva-siegelba (yellow)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

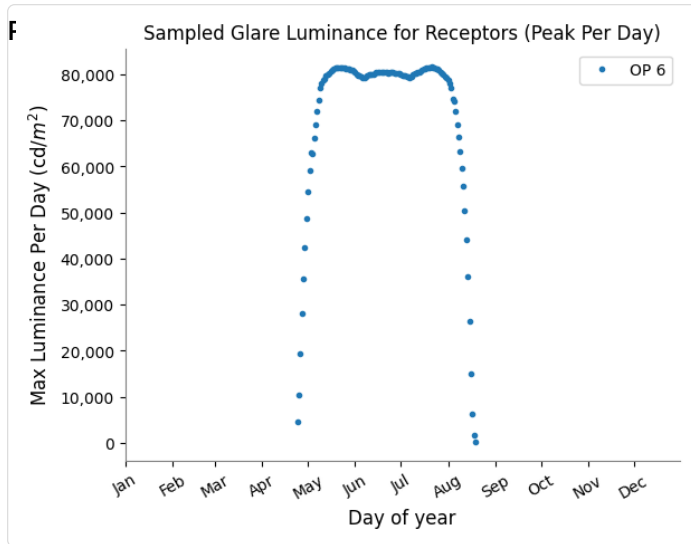
Results for each PV array and receptor

PVA Siegelbach Ost low potential for temporary after-image

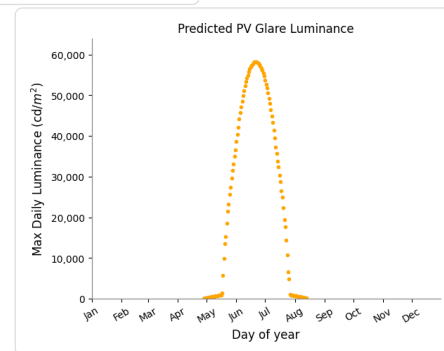
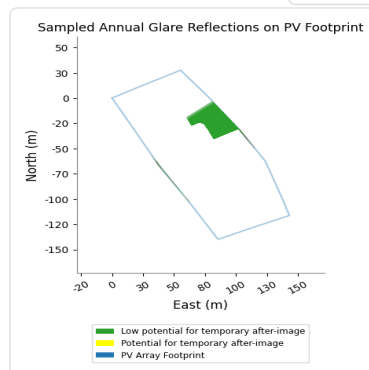
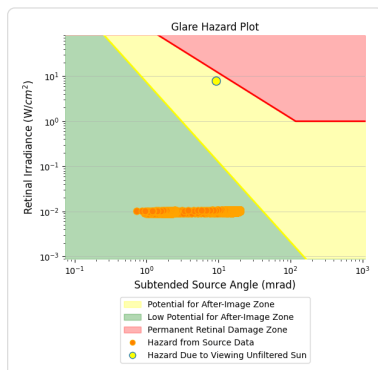
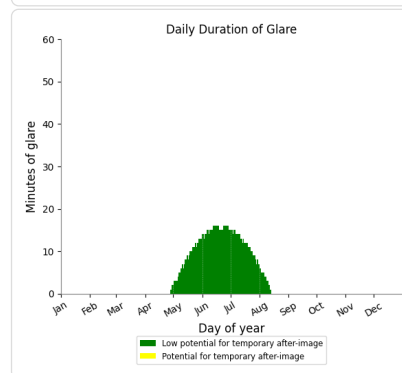
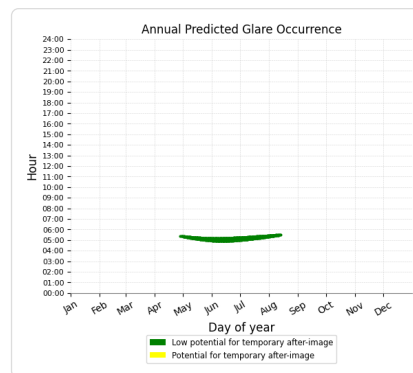
Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	0	0	0
OP: OP 2	1131	0	58,186
OP: OP 3	1479	0	76,604
OP: OP 4	0	0	0
OP: OP 5	1162	0	65,463
OP: OP 6	1528	0	81,552
OP: OP 7	0	0	0
OP: OP 8	1222	0	61,691
OP: OP 9	0	0	0
OP: OP 10	0	0	0
OP: OP 11	0	0	0
OP: OP 12	46	0	1,666
Route: An den Flachsaeckern Ost nach West	0	0	0
Route: An den Flachsaeckern West nach Ost	0	0	0
Route: L367 Nord nach Sued	0	0	0
Route: L367 Sued nach Nord	0	0	0

PVA Siegelbach Ost: OP 1

No glare found



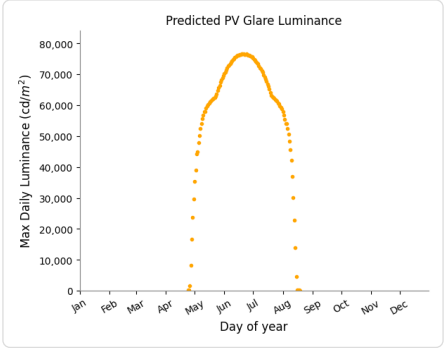
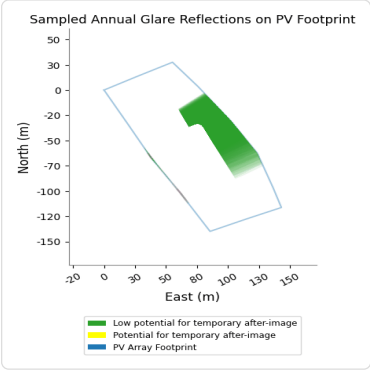
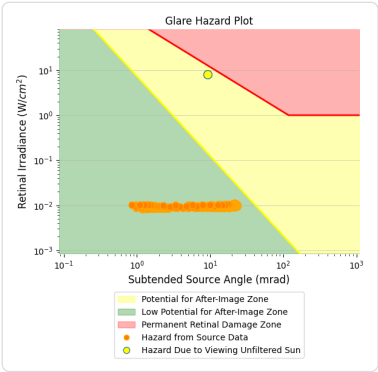
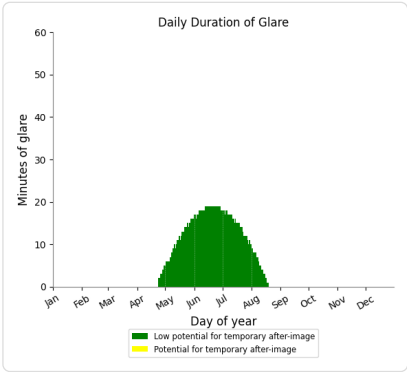
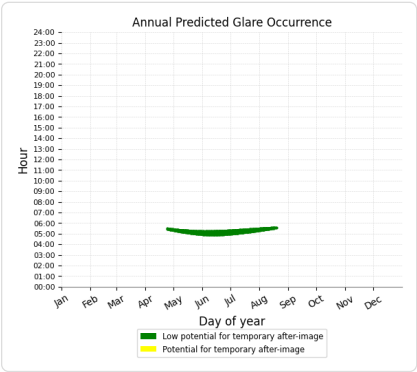
- PV array is expected to produce the following glare for this receptor:
- 1,131 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
 - 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Siegelbach Ost: OP 3

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 1,479 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



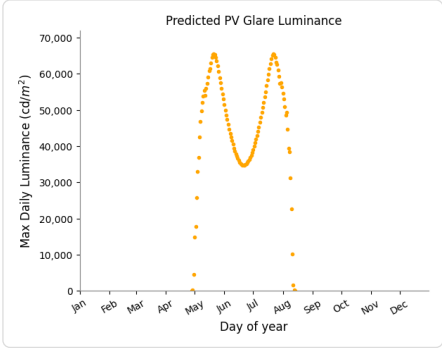
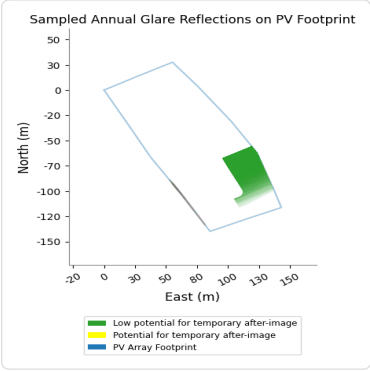
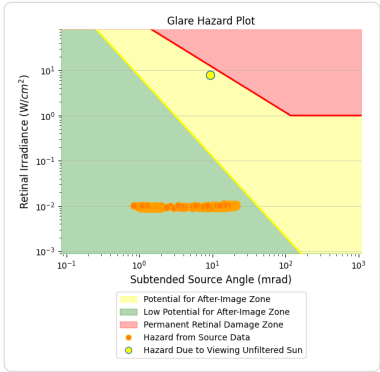
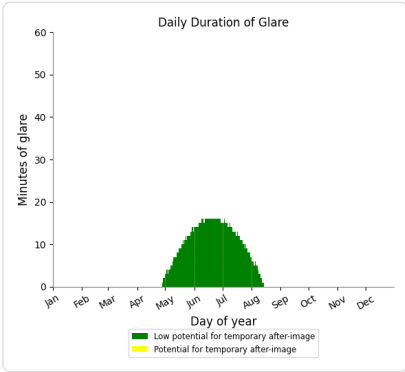
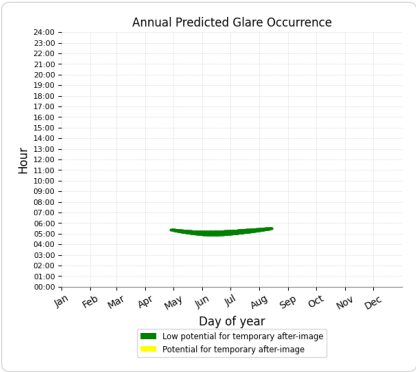
PVA Siegelbach Ost: OP 4

No glare found

PVA Siegelbach Ost: OP 5

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

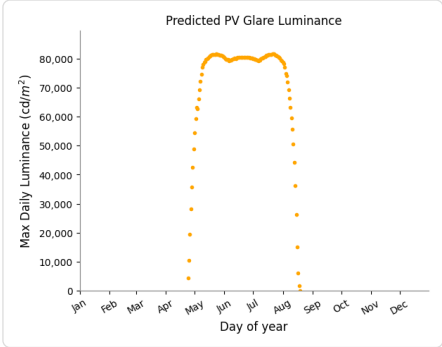
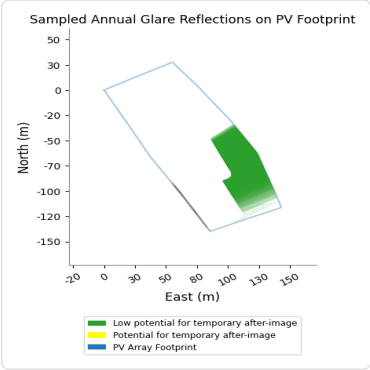
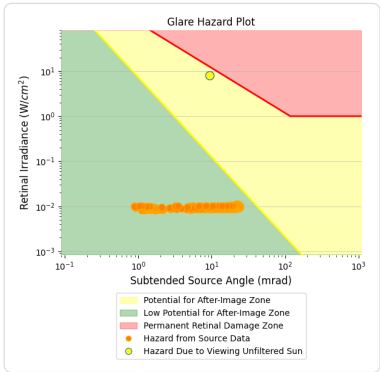
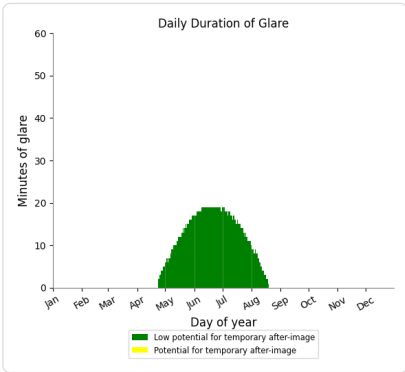
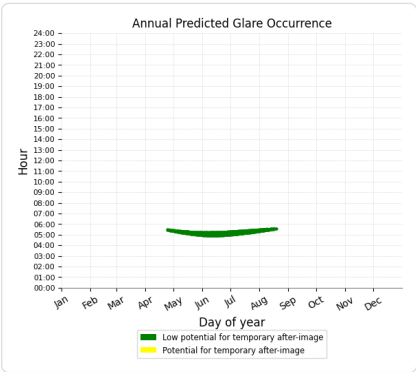
- 1,162 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Siegelbach Ost: OP 6

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 1,528 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



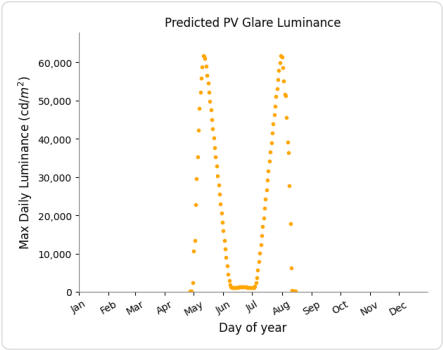
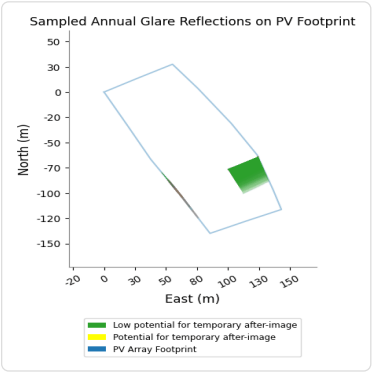
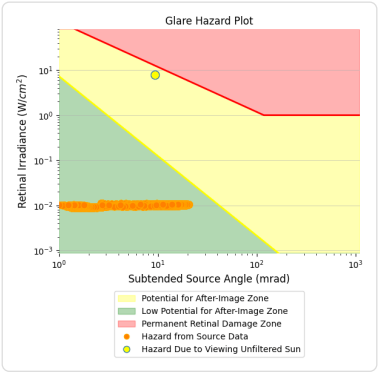
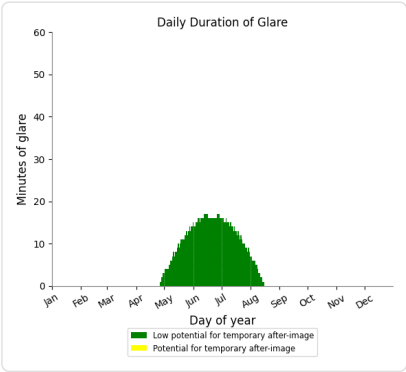
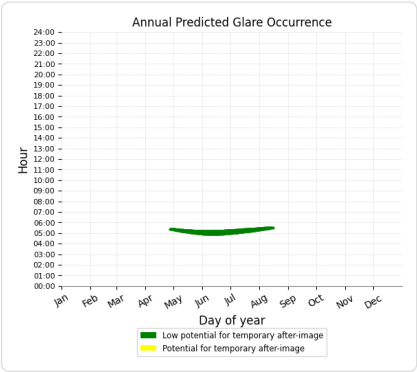
PVA Siegelbach Ost: OP 7

No glare found

PVA Siegelbach Ost: OP 8

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 1,222 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Siegelbach Ost: OP 9

No glare found

PVA Siegelbach Ost: OP 10

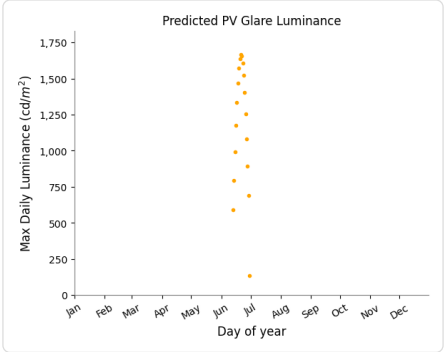
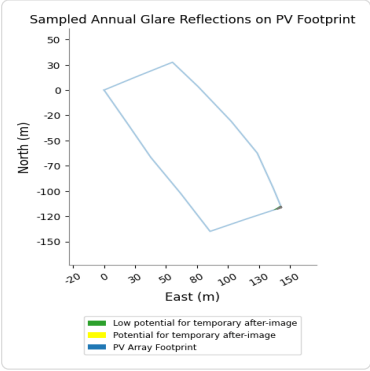
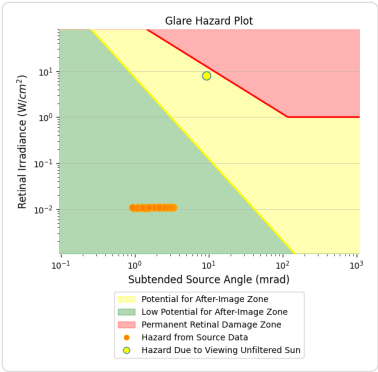
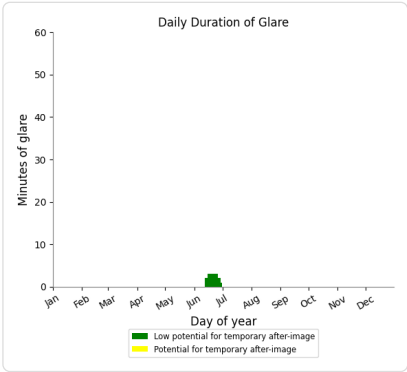
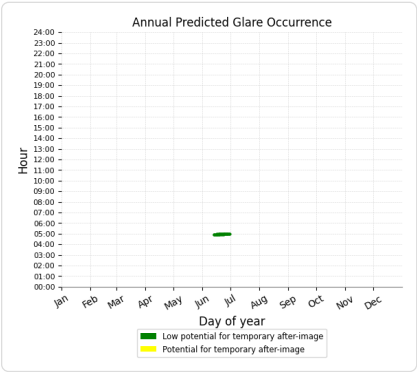
No glare found

PVA Siegelbach Ost: OP 11

No glare found

PVA Siegelbach Ost: OP 12

- PV array is expected to produce the following glare for this receptor:
- 46 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
 - 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Siegelbach Ost: An den Flachsaeckern Ost nach West

No glare found

PVA Siegelbach Ost: An den Flachsaeckern West nach Ost

No glare found

PVA Siegelbach Ost: L367 Nord nach Sued

No glare found

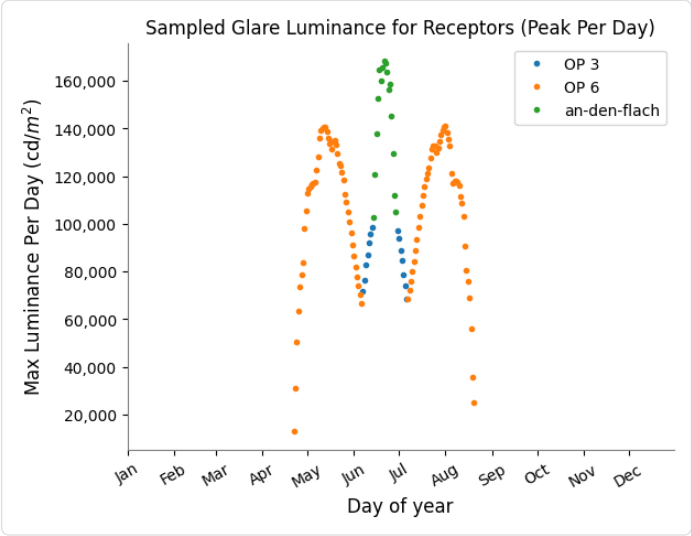
PVA Siegelbach Ost: L367 Sued nach Nord

No glare found

PVA Siegelbach West low potential for temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	0	0	0
OP: OP 2	910	0	105,322
OP: OP 3	1447	0	111,084
OP: OP 4	0	0	0
OP: OP 5	792	0	283
OP: OP 6	1722	0	141,022
OP: OP 7	0	0	0
OP: OP 8	821	0	339
OP: OP 9	0	0	0

OP: OP 10	0	0	0
OP: OP 11	0	0	0
OP: OP 12	0	0	0
Route: An den Flachsaeckern Ost nach West	524	0	168,167
Route: An den Flachsaeckern West nach Ost	0	0	0
Route: L367 Nord nach Sued	0	0	0
Route: L367 Sued nach Nord	0	0	0



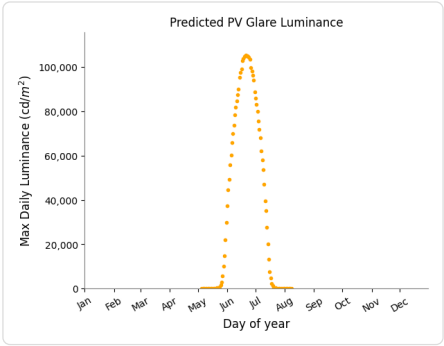
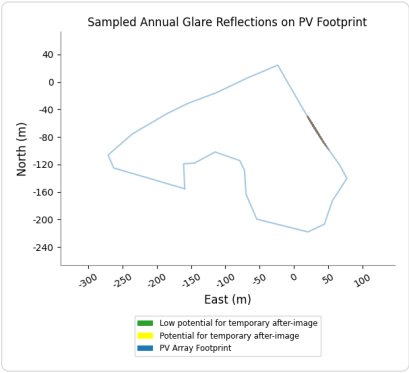
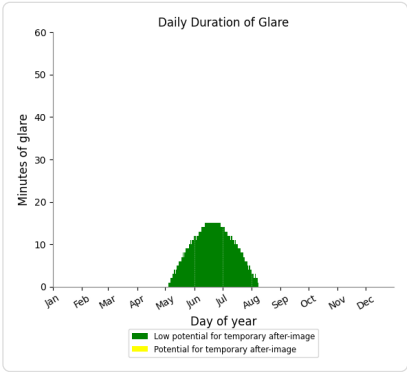
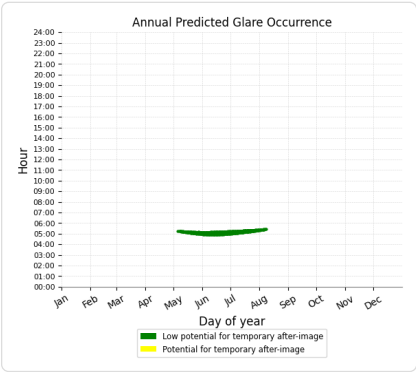
PVA Siegelbach West: OP 1

No glare found

PVA Siegelbach West: OP 2

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

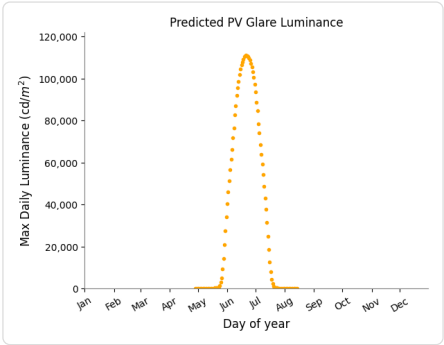
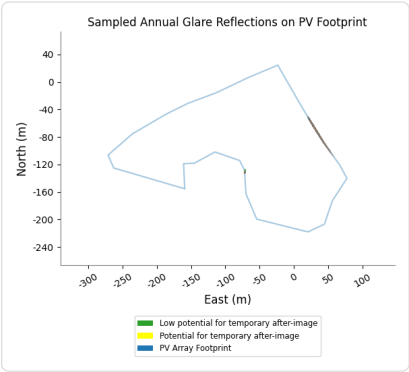
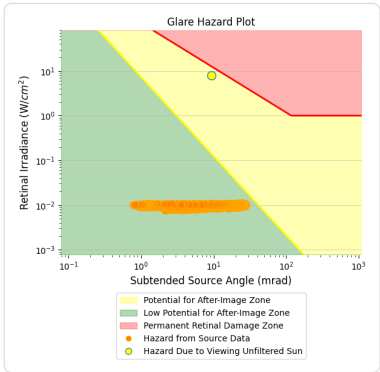
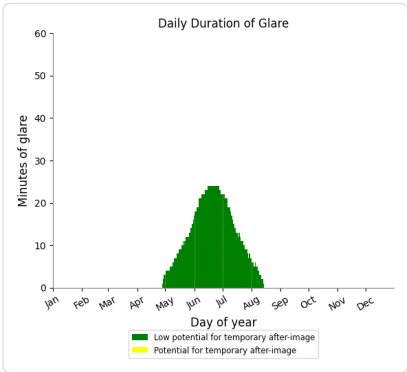
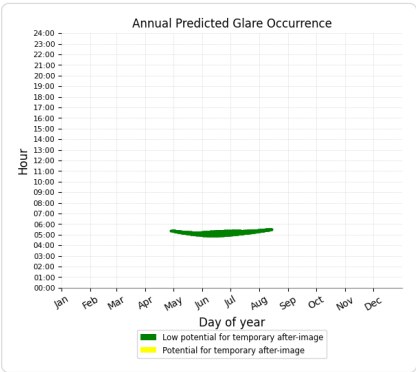
- 910 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Siegelbach West: OP 3

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 1,447 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



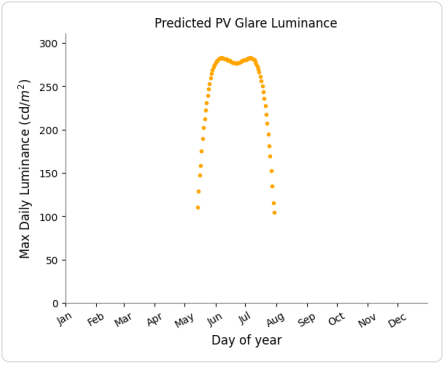
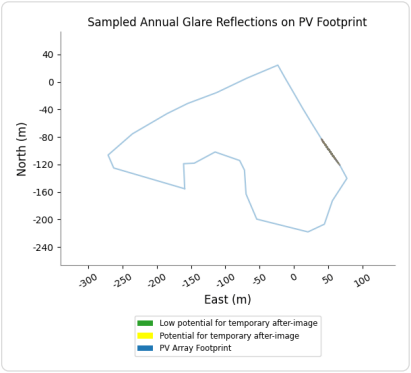
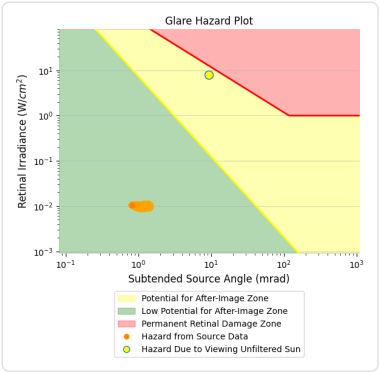
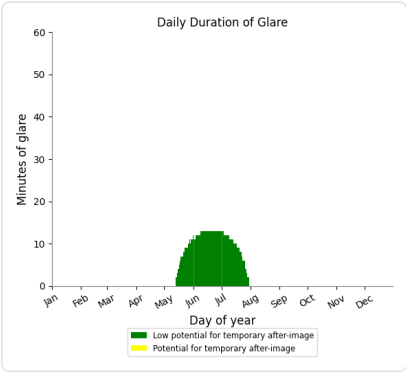
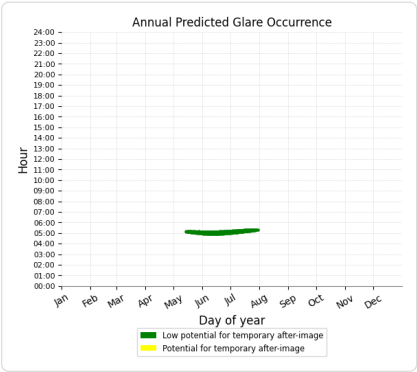
PVA Siegelbach West: OP 4

No glare found

PVA Siegelbach West: OP 5

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

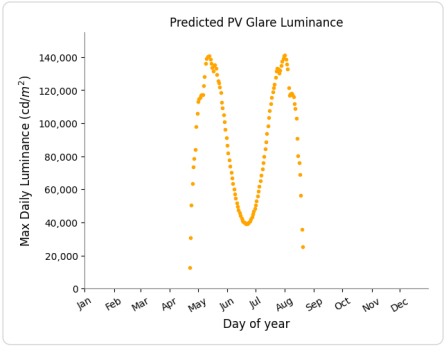
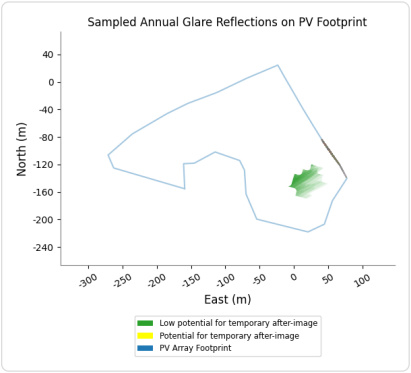
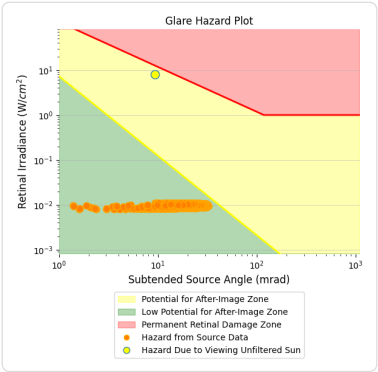
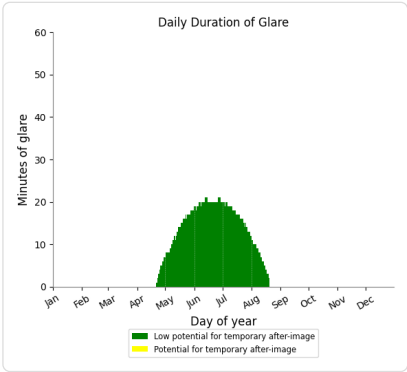
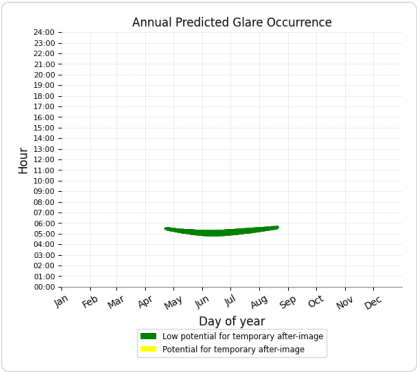
- 792 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Siegelbach West: OP 6

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 1,722 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



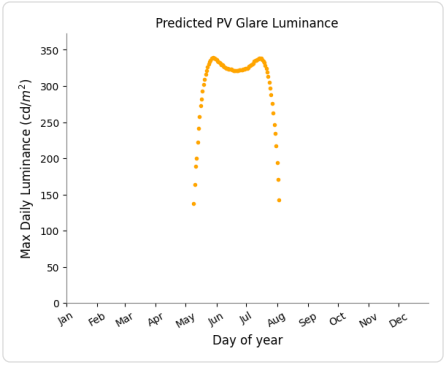
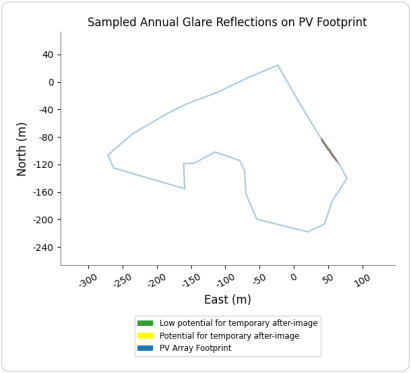
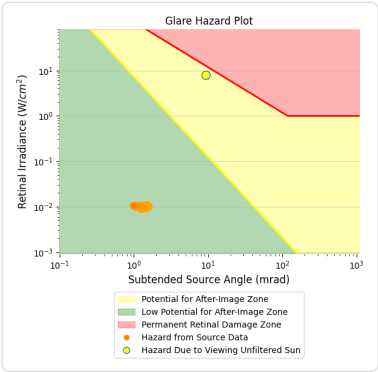
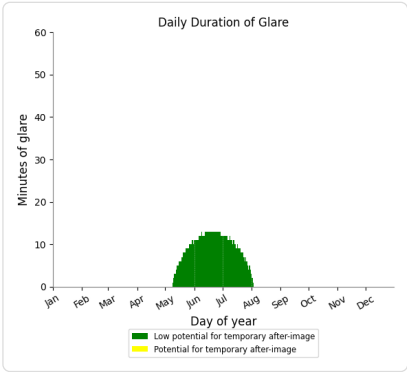
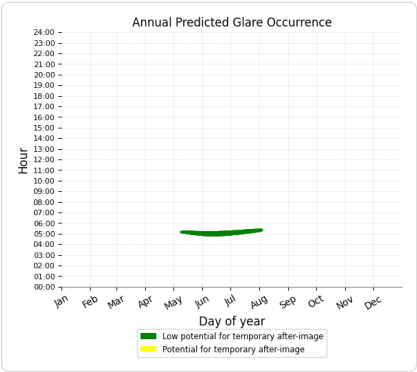
PVA Siegelbach West: OP 7

No glare found

PVA Siegelbach West: OP 8

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 821 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Siegelbach West: OP 9

No glare found

PVA Siegelbach West: OP 10

No glare found

PVA Siegelbach West: OP 11

No glare found

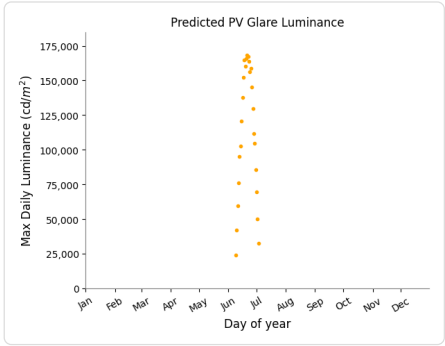
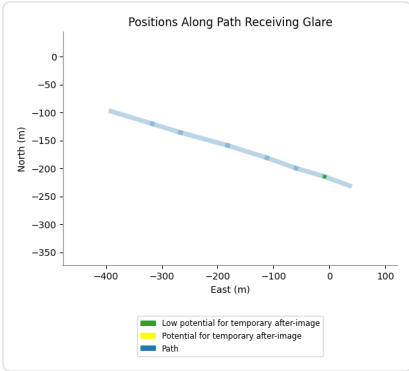
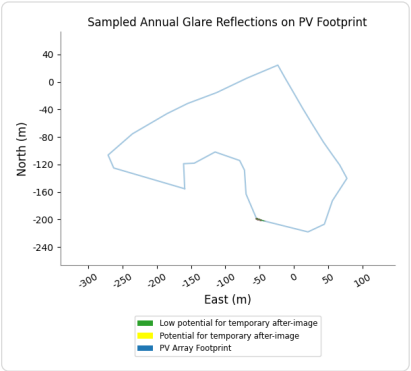
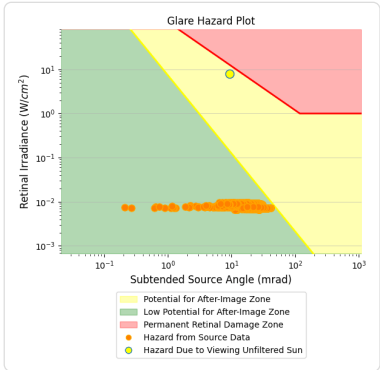
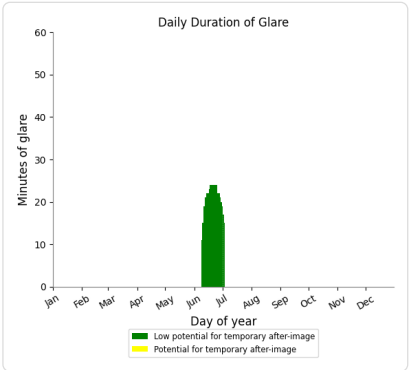
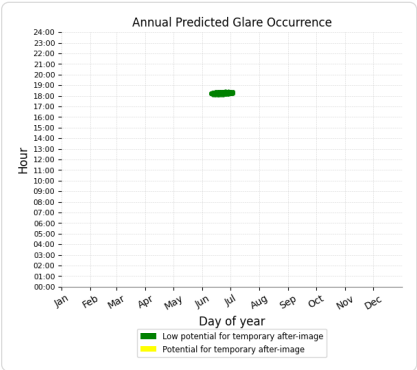
PVA Siegelbach West: OP 12

No glare found

PVA Siegelbach West: An den Flachsaeckern Ost nach West

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 524 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Siegelbach West: An den Flachsaeckern West nach Ost

No glare found

PVA Siegelbach West: L367 Nord nach Sued

No glare found

PVA Siegelbach West: L367 Sued nach Nord

No glare found

Summary of Vertical Surface Glare Analysis

Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- 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.
- 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.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. 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** for detailed assumptions and limitations not listed here.