

Blendgutachten

Photovoltaikanlage bei Oberhaching



Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: BayernAtlas

Flächen Flurstück 1593, 1594, 1595, 1756 Gemarkung Taufkirchen/Oberhaching
Immissionsorte Im Süden befindliche Wohnbebauung

Vorhabenträger **Josef Martin Leserer**
Hinteres Gleißental 10
82041 Oberhaching

Gutachter **Solwerk GmbH**
Rotdornweg 4
96163 Gundelsheim
www.solwerk.net



Ihr unabhängiger Dienstleister für Erneuerbare
Energien seit 2009


Philipp Saffer
M. Sc. Geoökologie


Sascha Sebald
Geschäftsführer

02.02.2026

Inhaltsverzeichnis

1. Fragestellung	3
1.1. Anlass.....	3
1.2. Fazit	3
2. Grundlagen	5
2.1. Situation vor Ort	5
2.2. Reflexionsgesetz	5
2.3. Bewertungsbasis.....	6
2.4. Haftungshinweise	7
2.5. Herangehensweise.....	7
3. Untersuchung	9
3.1. Gefährdungsbereich	9
3.2. Einsehbarkeit und Sichtbeziehung	9
3.3. Simulationsaufbau	11
3.4. Grad der Beeinträchtigung	12
4. Untersuchung	13
4.1. Übersicht über die Simulationen.....	13
4.2. Einordnung der Blendung für den westlich ausgerichteten Teil der Anlage	14
5. Anlagen.....	16

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: BayernAtlas.....	1
Abbildung 2 - Technische Zeichnung - Quelle: Auftraggeber	5
Abbildung 3 - Reflexion eines Lichtstrahls an einer spiegelnden Oberfläche - Quelle: Wikipedia	5
Abbildung 4 - Backward Ray Tracing - Quelle: Wikipedia	8
Abbildung 5 - Lage der Immissionsorte im Verhältnis zur geplanten Anlage - Quelle: Google Earth Pro	9
Abbildung 6 - Blick auf die Wohnbebauung von der Anlage aus - Quelle: Auftraggeber	10
Abbildung 7 - Simulationsaufbau - Quelle: ForgeSolar	11
Abbildung 8 - Lage und Höhe der Beobachtungspunkte - Quelle: ForgeSolar.....	11
Abbildung 9 - Sonnenstanddiagramm über das Jahr - Quelle: SunOrb.....	12
Abbildung 10 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar	14
Abbildung 11 - Zeitpunkt der Blendung – Quelle: ForgeSolar.....	14
Abbildung 12 - Helligkeit in cd/m^2 - Quelle: ForgeSolar.....	15

1. Fragestellung

1.1. Anlass

Bei Oberhaching, Ortsteil Taufkirchen soll in der Nähe der Ortschaft eine Freiflächen-PV errichtet werden. Im Zuge des Genehmigungsverfahrens kam die Frage auf, ob die Wohnbebauung einer Blendung ausgesetzt wird. Daher wurde vom Auftraggeber ein Blendgutachten in Auftrag gegeben, um das Thema Blendung für möglichst alle Parteien zufriedenstellend zu behandeln.

Dies ist Anlass und Inhalt des Gutachtens.

1.2. Fazit

Für den relevanten Teil der Anlage, der innerhalb von 100m zu den Gebäuden liegt konnte für eine Ostausrichtung der geplanten Ost-West-Anlage keine Blendung festgestellt werden. Bei der Westausrichtung der Module konnte eine leichte Blendung ermittelt werden, welche aber innerhalb der Vorgaben der LAI-Richtlinie liegt. Es sei noch angemerkt, dass die Blendung in den Sommermonaten auftritt, was bedeutet, dass jeglicher Bewuchs, der im Zuge von Ausgleichsmaßnahmen angepflanzt wird, sich positiv auswirkt und eine Reduzierung der Blendungsminuten nach sich ziehen dürfte. Bei einer Süd-Ausrichtung der Module könnte eine erhöhte Blendung aufkommen.

Tabelle 1: Übersicht der Immissionsorte

Immissionsort (Ostausrichtung)	Simuliertes Blendpotential	Vereinbarkeit mit der LAI- Richtlinie	Gefährdungs- potential
OP 1 (Am Büchl 55 – Erdgeschoß)	keines	Ja	keines
OP 2 (Am Büchl 55 – 1. Stockwerk)	keines	Ja	keines
OP 3 (Am Büchl 55 – 2. Stockwerk)	keines	Ja	keines
OP 4 (Am Büchl 53 – Erdgeschoß)	keines	Ja	keines
OP 5 (Am Büchl 53 – 1. Stockwerk)	keines	Ja	keines
OP 6 (Am Büchl 47 – Erdgeschoß)	keines	Ja	keines
OP 7 (Am Büchl 47 – 1. Stockwerk)	keines	Ja	keines
OP 8 (Am Büchl 45 – Erdgeschoß)	keines	Ja	keines
OP 9 (Am Büchl 45 – 1. Stockwerk)	keines	Ja	keines
Immissionsort (Westausrichtung)			
OP 1 (Am Büchl 55 – Erdgeschoß)	gering	Ja	keines
OP 2 (Am Büchl 55 – 1. Stockwerk)	keines	Ja	keines
OP 3 (Am Büchl 55 – 2. Stockwerk)	keines	Ja	keines
OP 4 (Am Büchl 53 – Erdgeschoß)	gering	Ja	keines
OP 5 (Am Büchl 53 – 1. Stockwerk)	gering	Ja	keines

OP 6 (Am Büchl 47 – Erdgeschoß)	keines	Ja	keines
OP 7 (Am Büchl 47 – 1. Stockwerk)	gering	Ja	keines
OP 8 (Am Büchl 45 – Erdgeschoß)	keines	Ja	keines
OP 9 (Am Büchl 45 – 1. Stockwerk)	gering	Ja	keines

2. Grundlagen

2.1. Situation vor Ort

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

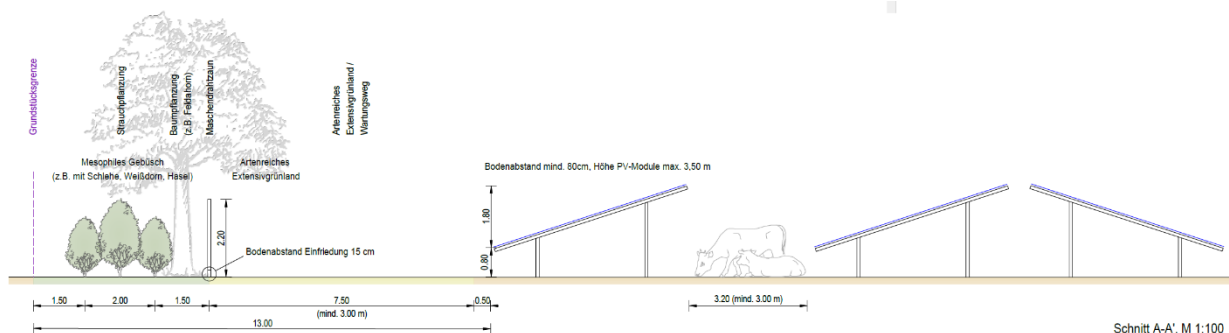


Abbildung 2 - Technische Zeichnung - Quelle: Auftraggeber

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 Osten und Westen hin. Die maximale Höhe der Module beträgt 3,5 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.

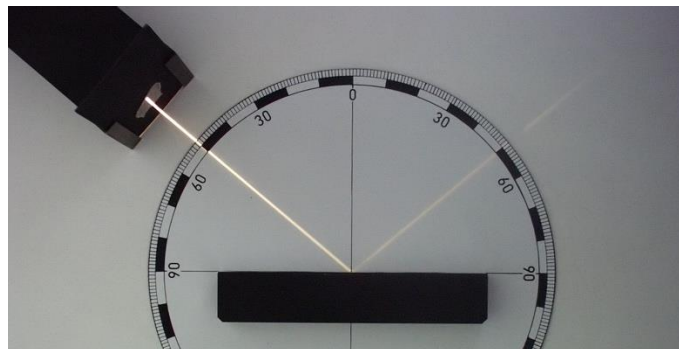


Abbildung 3 - Reflexion eines Lichtstrahls an einer spiegelnden Oberfläche - Quelle: Wikipedia

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 Reflektion 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.

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. Für diese Peripherie gibt es weder in Deutschland noch weltweit einheitliche Standards. 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. Derzeit scheint sich, nach Rücksprache mit diversen Behörden, ein Winkel von 30° durchzusetzen. Das vorliegende Gutachten wurde mit einem Sichtfenster von 30° (in Summe 60°) erstellt.

2.4. 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.

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.

2.5. 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

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)

- 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.



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.



Abbildung 5 - 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 583 und 587m über NN, die Wohnbebauung zwischen 585m und 587m über NN. Somit ist hier festzustellen, sich die Immissionsorte sich etwa auf gleicher Höhe der Anlage befinden. Dies wird auch durch Fotos bestätigt.



Abbildung 6 - Blick auf die Wohnbebauung von der Anlage aus - Quelle: Auftraggeber

3.3. Simulationsaufbau

Die blaue Fläche ist der geplante Anlagenteil, welcher sich im Radius von 100m an der nächstliegenden Wohnbebauung befindet. Die roten Punkte sind Beobachtungspunkte, die beispielhaft für die Wohnbebauung angenommen wurden. Diese befinden sich in einer Höhe zwischen 2 und 7,3 Metern, um die verschiedenen Stockwerkshöhen zu berücksichtigen.

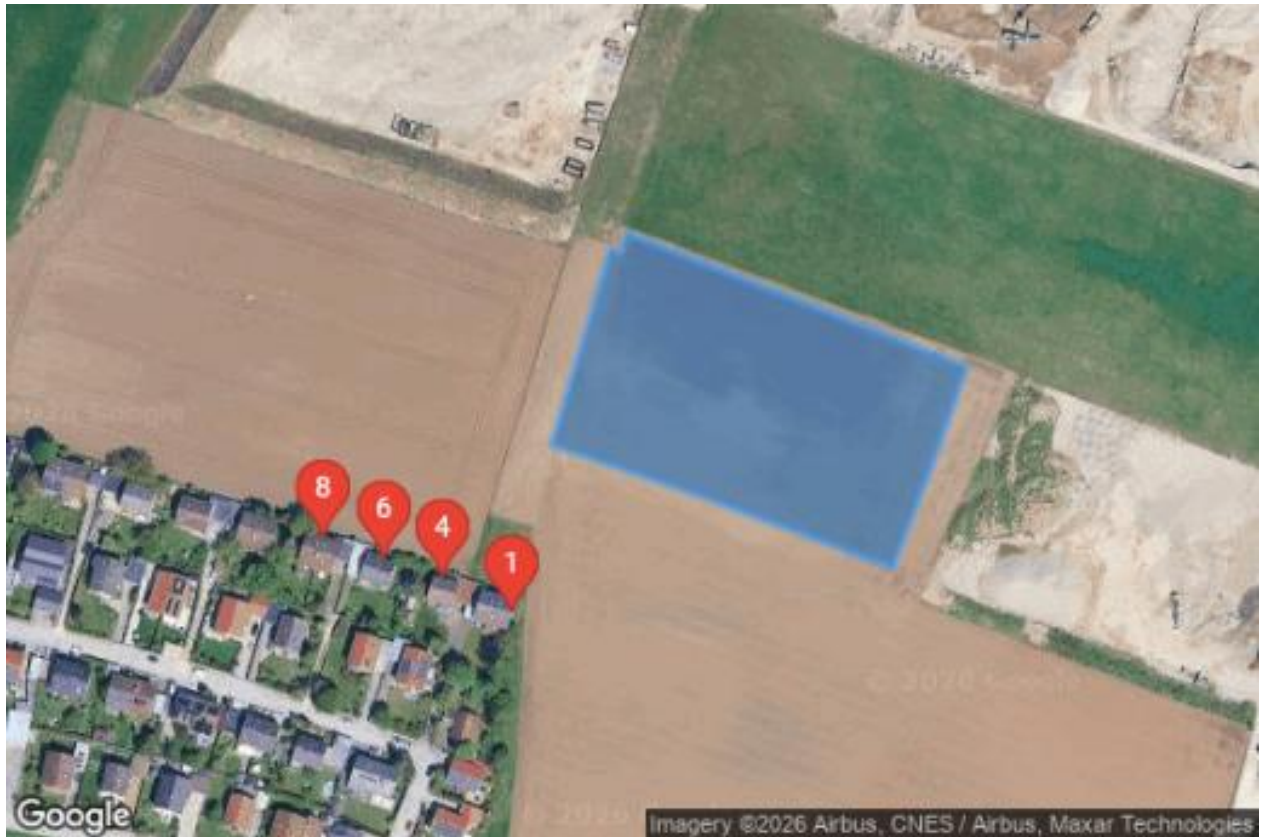


Abbildung 7 - Simulationsaufbau - Quelle: ForgeSolar

Abbildung 8 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	48.024097	11.605478	587.07	2.00	589.07
OP 2	48.024097	11.605478	587.07	4.50	591.57
OP 3	48.024097	11.605478	587.07	7.30	594.37
OP 4	48.024216	11.605121	586.88	2.00	588.88
OP 5	48.024216	11.605121	586.88	4.50	591.38
OP 6	48.024282	11.604823	587.28	2.00	589.28
OP 7	48.024282	11.604823	587.28	4.50	591.78
OP 8	48.024354	11.604515	587.33	2.00	589.33
OP 9	48.024354	11.604515	587.33	4.50	591.83

Abbildung 8 - Lage und Höhe der Beobachtungspunkte - Quelle: ForgeSolar

3.4. Grad der Beeinträchtigung

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 $48^{\circ}02'$ und ein Längengrad von $11^{\circ}60'$ für die Anlage angenommen.

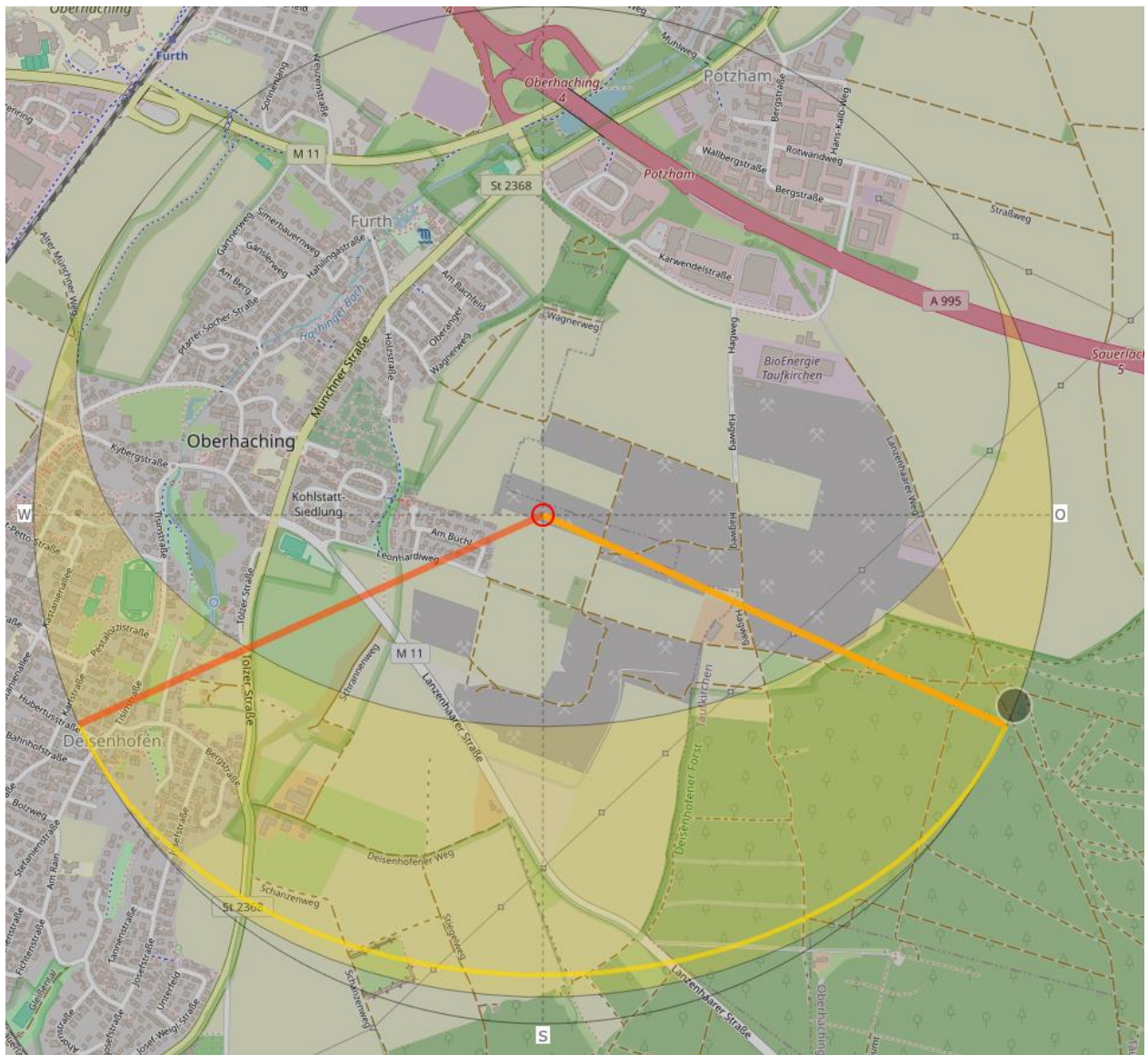


Abbildung 9 - Sonnenstanddiagramm über das Jahr - Quelle: SunOrb

Das Sonnenstanddiagramm zeigt die Höhen und die Richtungen an, unter der die Sonne im Tagesverlauf zu sehen ist. Zusätzlich zu den Sonnenständen muss überlegt werden, ob und wo überhaupt eine Blendung auftreten kann.

Laut Belegungsplan werden die Module in Reihen gen Osten und Westen 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. Allerdings gibt es vor allem bei westlich ausgerichteten Anlagen die Möglichkeit, im Süden 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 nach Osten ausgerichtete Anlage und einmal eine Westausrichtung. Die Ergebnisse sind in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2 - Blendungsdauer in Minuten

PVA Taufkirchen Ost no glare found

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	0	0	0
OP: OP 2	0	0	0
OP: OP 3	0	0	0
OP: OP 4	0	0	0
OP: OP 5	0	0	0
OP: OP 6	0	0	0
OP: OP 7	0	0	0
OP: OP 8	0	0	0
OP: OP 9	0	0	0

PVA Taufkirchen West low potential for temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	261	0	13,732
OP: OP 2	0	0	0
OP: OP 3	0	0	0
OP: OP 4	1192	0	164,659
OP: OP 5	479	0	60,520
OP: OP 6	0	0	0
OP: OP 7	1117	0	130,761
OP: OP 8	0	0	0
OP: OP 9	1502	0	196,669

Für den nach Osten ausgerichteten Teil wurde keine Blendung simuliert. Er ist daher unbedenklich und wird nicht weiter betrachtet. Für die Westausrichtung hingegen wurde für einige Beobachtungspunkte eine Blendung simuliert.

4.2. Einordnung der Blendung für den westlich ausgerichteten 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 9 die höchste Blendung auf. Deswegen wird OP 9 hier beispielhaft betrachtet, die anderen Beobachtungspunkte verhalten sich äquivalent.

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

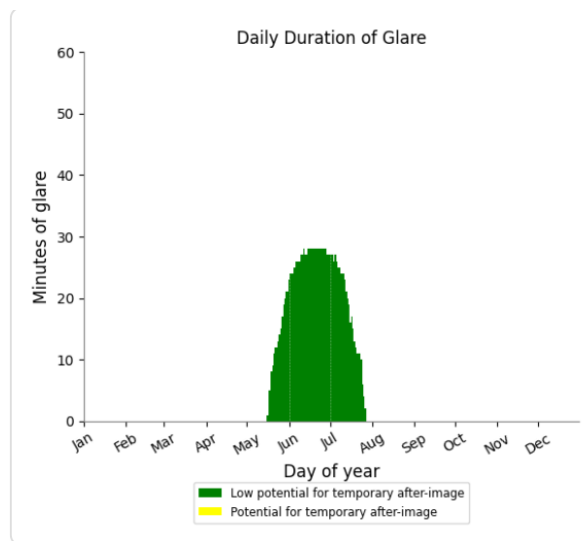


Abbildung 10 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar

Der Zeitpunkt der Blendung liegt hierbei ausschließlich in den Morgenstunden.

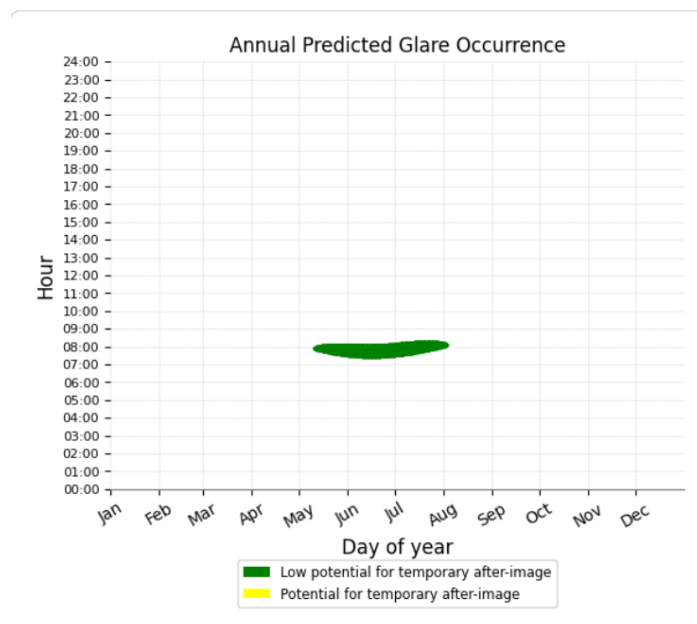


Abbildung 11 - Zeitpunkt der Blendung – Quelle: ForgeSolar

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 12 abgebildet werden. Insgesamt ist es hier so, dass die Werte zwischen 5.000 und 200.000 cd/m² liegen. Zum Vergleich: Eine 100 Watt Glühlampe hat einen cd/m² von etwa 120.000 cd/m².

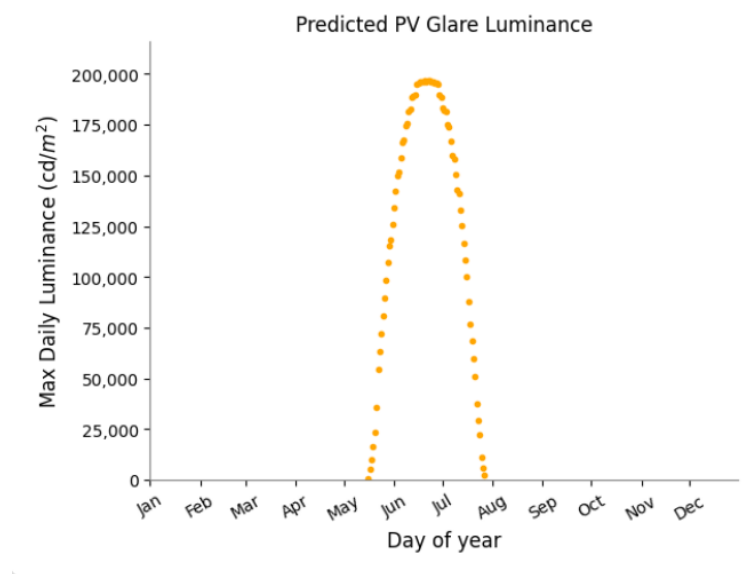


Abbildung 12 - Helligkeit in cd/m² - Quelle: ForgeSolar

In Summe lässt sich hier feststellen, dass für alle Beobachtungspunkte die Richtlinie eingehalten wird und keine weiteren Maßnahmen ergriffen werden müssen. Es sei noch angemerkt, dass die Blendung in den Sommermonaten auftritt, was bedeutet, dass jeglicher Bewuchs, der im Zuge von Ausgleichsmaßnahmen angepflanzt wird, sich positiv auswirkt und eine Reduzierung der Blendungsminuten nach sich ziehen dürfte. Bei einer reinen Südausrichtung der Module kann sich die Blendung allerdings erhöhen, vor allem bei den westlichen Gebäuden wie OP9, welche jetzt schon die höchste Blendung aufweisen.

5. Anlagen

(1) Simulationsergebnis

PVA Taufkirchen

PVA Taufkirchen West 100m

Client: Leserer

Created Feb 04, 2026

Updated Feb 04, 2026

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

Site ID 170174.28264

Project type Basic

Project status: active

Category 500 kW to 1 MW

(1,000 kW / 32,400 m² limit)



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

PV Analysis Methodology: **Version 2**

Enhanced subtended angle calculation: **On**

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Peak Luminance
	deg	deg	min	min	kWh	cd/m ²
PVA Taufkirchen West	15.0	288.0	4,551	0	-	196,669

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 10,970 m^2

Name: PVA Taufkirchen West
Footprint area: 10,970 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0 deg
Orientation: 288.0 deg

Rated power: -
Panel material: Light textured glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 9.16 mrad



Google Imagery ©2025 Airbus, CNES / Airbus, Maxar Technologies

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.024672	11.605682	588.25	0.80	589.05
2	48.025066	11.605857	586.48	2.70	589.18
3	48.025341	11.605979	585.70	0.80	586.50
4	48.025331	11.606036	585.49	2.70	588.19
5	48.025398	11.606067	585.19	0.80	585.99
6	48.025210	11.606779	585.03	2.70	587.73
7	48.025045	11.607405	584.45	0.80	585.25
8	48.024941	11.607806	584.07	2.70	586.77
9	48.024599	11.607626	585.34	0.80	586.14
10	48.024252	11.607425	585.05	2.70	587.75
11	48.024361	11.606989	586.59	0.80	587.39
12	48.024512	11.606382	586.44	2.70	589.14

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.024097	11.605478	587.07	2.00	589.07
OP 2	48.024097	11.605478	587.07	4.50	591.57
OP 3	48.024097	11.605478	587.07	7.30	594.37
OP 4	48.024216	11.605121	586.88	2.00	588.88
OP 5	48.024216	11.605121	586.88	4.50	591.38
OP 6	48.024282	11.604823	587.28	2.00	589.28
OP 7	48.024282	11.604823	587.28	4.50	591.78
OP 8	48.024354	11.604515	587.33	2.00	589.33
OP 9	48.024354	11.604515	587.33	4.50	591.83

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 Taufkirchen West	15.0	288.0	4,551	0	-	196,669	

Distinct glare per month

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

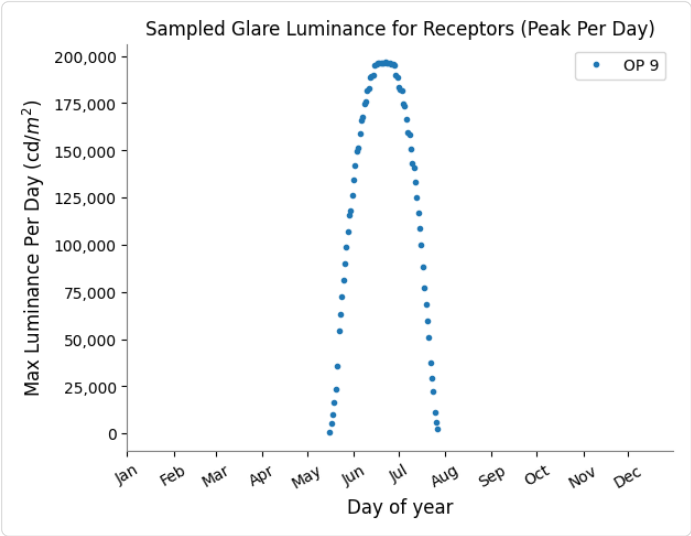
PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pva-taufkirc (green)	0	0	0	0	394	1441	901	0	0	0	0	0
pva-taufkirc (yellow)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

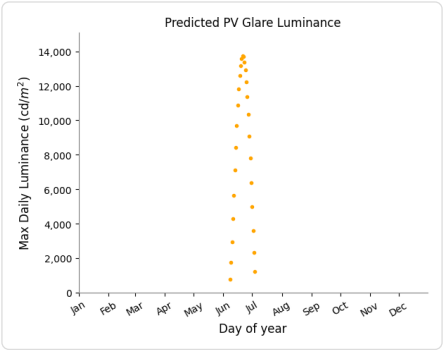
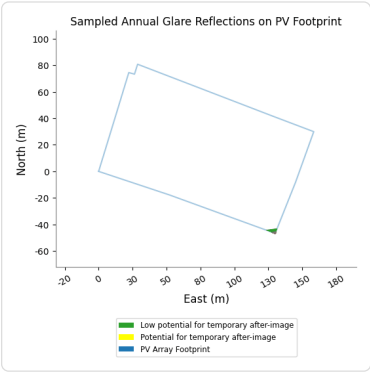
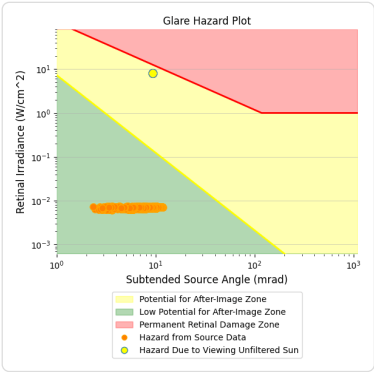
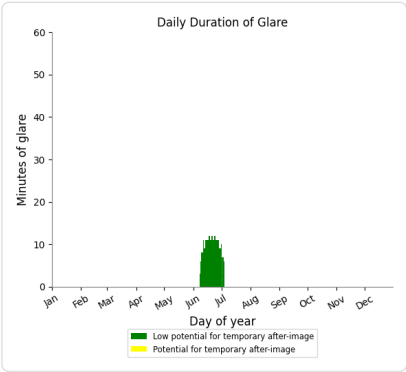
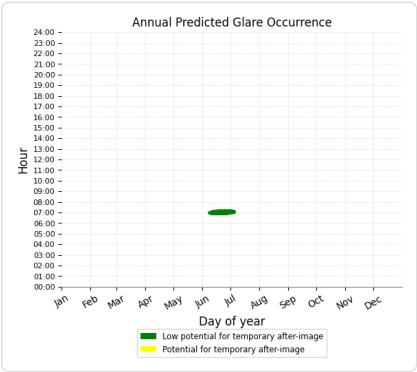
PVA Taufkirchen West low potential for temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	261	0	13,732
OP: OP 2	0	0	0
OP: OP 3	0	0	0
OP: OP 4	1192	0	164,659
OP: OP 5	479	0	60,520
OP: OP 6	0	0	0
OP: OP 7	1117	0	130,761
OP: OP 8	0	0	0
OP: OP 9	1502	0	196,669



PVA Taufkirchen West: OP 1

- PV array is expected to produce the following glare for this receptor:
- 261 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 Taufkirchen West: OP 2

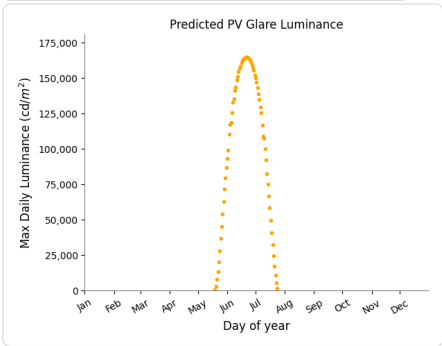
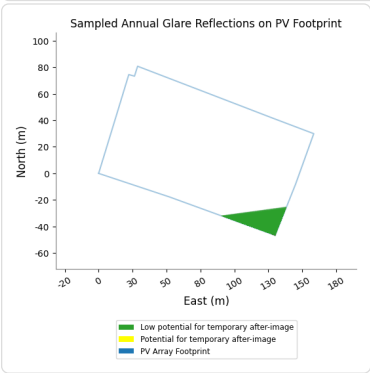
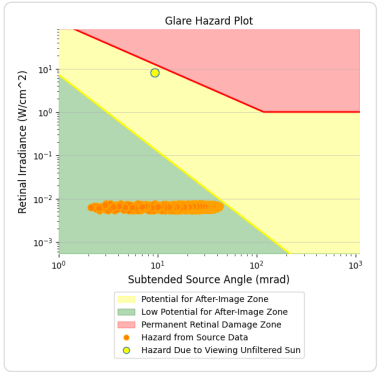
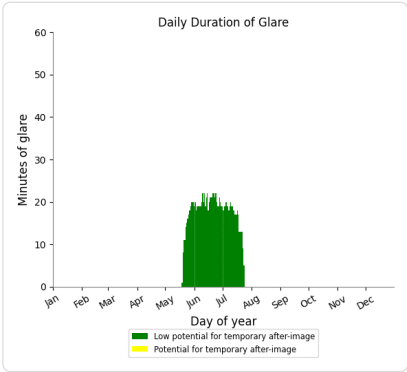
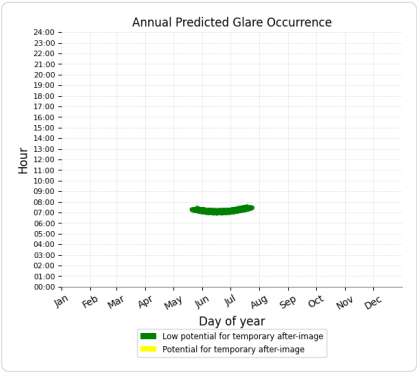
No glare found

PVA Taufkirchen West: OP 3

No glare found

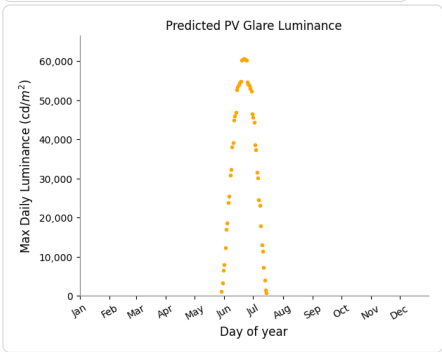
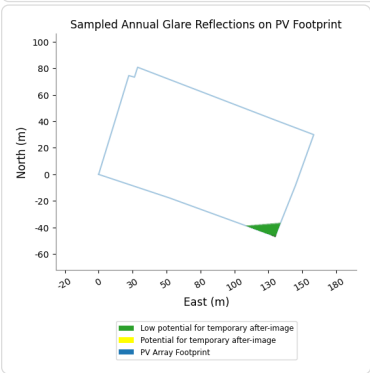
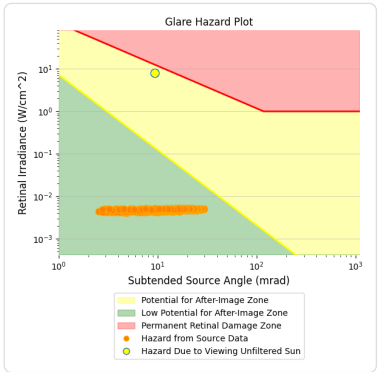
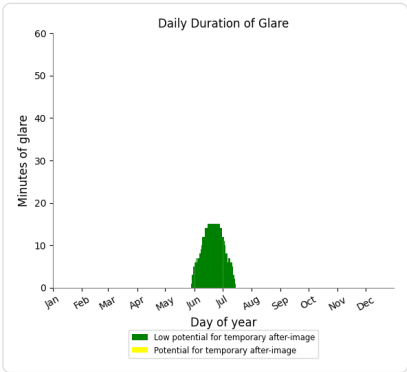
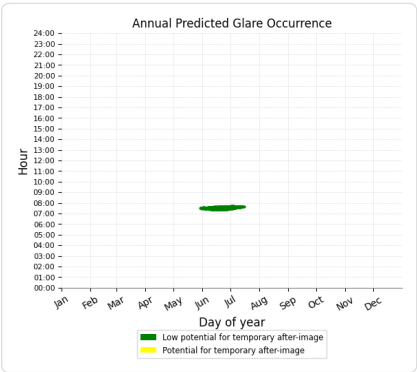
PVA Taufkirchen West: OP 4

- PV array is expected to produce the following glare for this receptor:
- 1,192 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 Taufkirchen West: OP 5

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



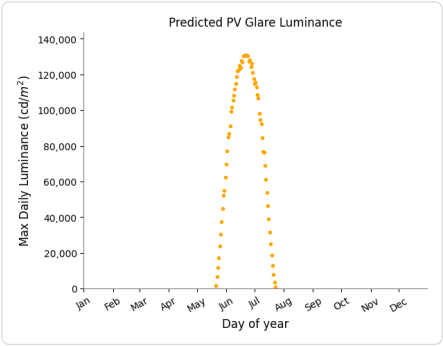
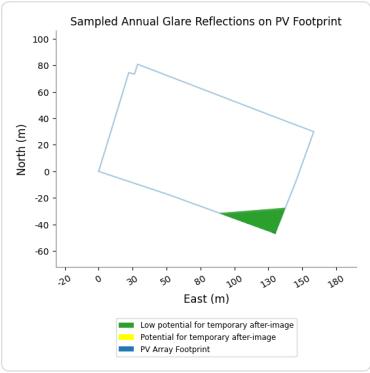
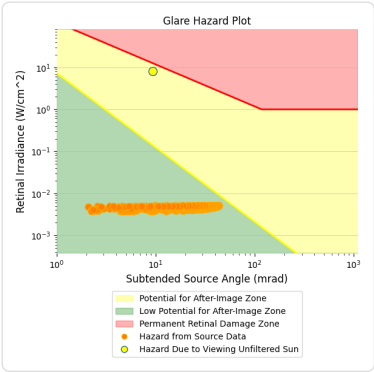
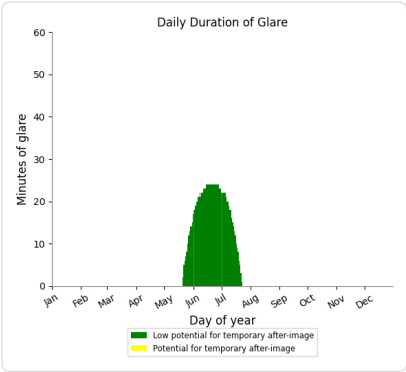
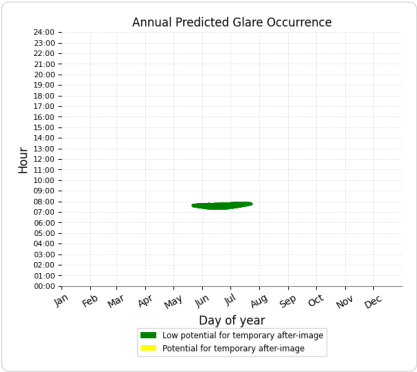
PVA Taufkirchen West: OP 6

No glare found

PVA Taufkirchen West: OP 7

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

- 1,117 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



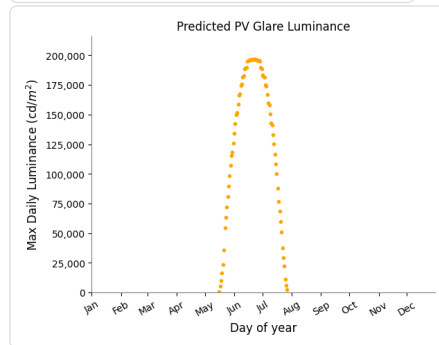
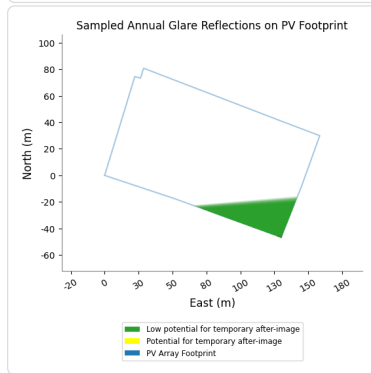
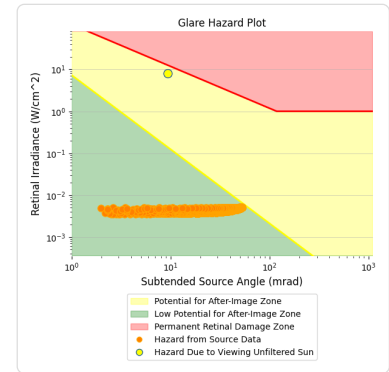
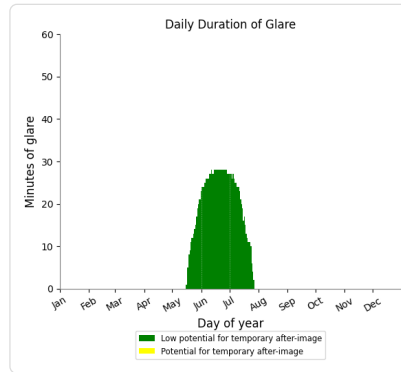
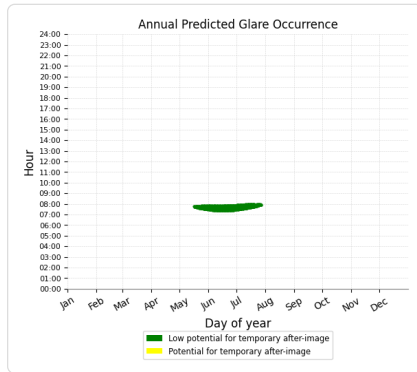
PVA Taufkirchen West: OP 8

No glare found

PVA Taufkirchen West: OP 9

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

- 1,502 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



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.
- 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.
- 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.