

Blendgutachten

Freiflächenphotovoltaikanlage bei Gerwisch



Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: GoogleEarth

Flächen Siehe Abbildung 1, Bahnhofstraße 1-5, 39175 Gerwisch

Immissionsorte Sportplatz und Wohnbebauung im Süden

Vorhabenträger **Mando GmbH & Co. KG**
Brunnenbreite 7/8
39291 Möser

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



Ihr unabhängiger Dienstleister für
Erneuerbare Energien seit 2009


Philipp Saffer
M. Sc. Geoökologie


Sascha Sebold
Geschäftsführer

17.01.2025

Inhaltsverzeichnis

1. Fragestellung	4
1.1. Anlass	4
1.2. Fazit	4
2. Grundlagen.....	7
2.1. Situation vor Ort.....	7
2.2. Reflexionsgesetz	7
2.3. Bewertungsbasis	9
2.4. Autofahrer	9
2.5. Bahnlinie	10
2.6. Haftungshinweise	10
2.7. Herangehensweise	11
3. Grundlagen der Untersuchung	13
3.1. Gefährdungsbereich	13
3.2. Einsehbarkeit und Sichtbeziehung	13
3.3. Simulationsparameter und Eingabedaten	14
3.4. Grad der Beeinträchtigung	15
4. Untersuchung	16
4.1 Grundsituation	16
4.1.1 Einordnung der für OP 11 und 12	17
4.1.2 Bewertung anhand der LAI-Richtlinie	19
4.2.1 Einordnung der restlichen Blendung	21
4.2.2 Bewertung anhand der LAI-Richtlinie	22
5. Optimierung der Anlage.....	24
5.1 Optimierung	24

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: GoogleEarth	1
Abbildung 2 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: GoogleEarth	4
Abbildung 3 - Technische Zeichnung - Quelle: Auftraggeber	7
Abbildung 4 - Reflexion eines Lichtstrahls an einer spiegelnden Oberfläche - Quelle: Wikipedia	8
Abbildung 5 - Sicht aus einem ICE (links) und einem RE (rechts) Lokführerhaus - Quelle: gettyimages.at & imago-images.de.....	10
Abbildung 6 - Backward Ray Tracing - Quelle: Wikipedia	12
Abbildung 7 - Lage der Immissionsorte im Verhältnis zur geplanten Anlage - Quelle: Google Earth Pro	13
Abbildung 8 – Übersicht über die Simulation - Quelle: ForgeSolar	14
Abbildung 9 - Lage und Höhe der Beobachtungspunkte - Quelle: ForgeSolar	14
Abbildung 10 - Sonnenstanddiagramm über das Jahr - Quelle: SunOrb.....	15

Abbildung 11 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar.....	17
Abbildung 12 - Zeitpunkt der Blendung - Quelle. ForgeSolar	17
Abbildung 13 - Helligkeit in cd/m^2 - Quelle:ForgeSolar.....	18
Abbildung 14 - – Intensität der Blendung – Quelle: ForgeSolar	19
Abbildung 15 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar.....	21
Abbildung 16 - Zeitpunkt der Blendung - Quelle. ForgeSolar	21
Abbildung 17 - Helligkeit in cd/m^2 - Quelle:ForgeSolar.....	22
Abbildung 18 - – Intensität der Blendung – Quelle: ForgeSolar	22
Abbildung 19 - Lage des Zaunes (orangene Linie) für den Anlagenteil Stromtrasse West - Quelle: ForgeSolar	24

1. Fragestellung

1.1. Anlass

Bei Gerwisch, südlich des Betriebs Stenger Waffeln Gerwisch, soll eine PV-Anlage errichtet werden. Im Zuge des Genehmigungsverfahrens kam die Frage auf, ob die Wohnbebauung und der östlich gelegene Sportplatz einer Blendung ausgesetzt werden. 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

Ohne blendungsreduzierende Maßnahmen kommt es für sowohl für den Sportplatz als auch für eine Wohnbebauung zu Blendungen welche teilweise über die Grenzwerte der LAI-Richtlinie liegen. Hier müssen Maßnahmen ergriffen werden, um diese zu verhindern. Dies kann durch die Errichtung von Sichthindernissen erreicht werden (Übersicht der Lage und Höhe siehe Abbildung 2; Details siehe „5. Optimierung der Anlage“):



Abbildung 2 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: GoogleEarth

Tabelle 1 - Übersicht über die Blendung

Immissionsort	Simuliertes Blendpotential	Gefährdungspotential	Vereinbarkeit mit der LAI-Richtlinie
OP1 (Sportplatz)	keines	keines	ja
OP2 (Sportplatz)	keines	keines	ja
OP3 (Sportplatz)	gering	gering	ja
OP4 (Sportplatz)	gering	gering	ja
OP5 (Sportplatz)	gering	gering	ja
OP6 (Sportplatz)	keines	keines	ja
OP7 (Sportplatz)	keines	keines	ja
OP8 (Sportplatz)	keines	keines	ja
OP9 (Sportplatz)	gering	gering	ja
OP10 (Sportplatz)	keines	keines	ja
OP11 (Wohnbebauung)	mäßig	mäßig	nein
OP12 (Wohnbebauung)	mäßig	mäßig	nein
OP13 (Wohnbebauung)	keines	keines	ja
OP14 (Wohnbebauung)	keines	keines	ja
OP15 (Wohnbebauung)	gering	gering	ja
OP16 (Wohnbebauung)	gering	gering	ja
OP17 (Wohnbebauung)	gering	gering	ja
OP18 (Wohnbebauung)	gering	gering	ja

Tabelle 2 – Übersicht nach Optimierung

Immissionsort (mit 2m hohem Zaun im Nordosten und Südosten)	Simuliertes Blendpotential	Gefährdungspotential	Vereinbarkeit mit der LAI-Richtlinie
OP1 (Sportplatz)	keines	keines	ja
OP2 (Sportplatz)	keines	keines	ja
OP3 (Sportplatz)	gering	gering	ja
OP4 (Sportplatz)	gering	gering	ja
OP5 (Sportplatz)	gering	gering	ja
OP6 (Sportplatz)	keines	keines	ja
OP7 (Sportplatz)	keines	keines	ja

OP8 (Sportplatz)	gering	gering	ja
OP9 (Sportplatz)	gering	gering	ja
OP10 (Sportplatz)	keines	keines	ja
OP11 (Wohnbebauung)	keines	keines	ja
OP12 (Wohnbebauung)	gering	gering	ja
OP13 (Wohnbebauung)	keines	keines	ja
OP14 (Wohnbebauung)	keines	keines	ja
OP15 (Wohnbebauung)	gering	gering	ja
OP16 (Wohnbebauung)	gering	gering	ja
OP17 (Wohnbebauung)	gering	gering	ja
OP18 (Wohnbebauung)	gering	gering	ja

2. Grundlagen

2.1. Situation vor Ort

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

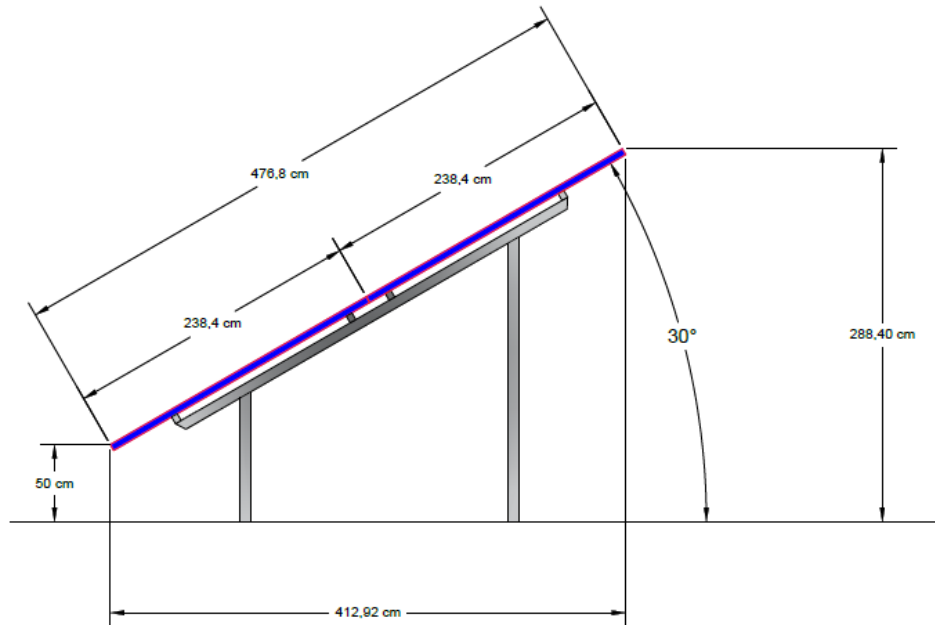


Abbildung 3 - Technische Zeichnung - Quelle: Auftraggeber

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 Südwesten hin. Die maximale Höhe der Module beträgt 2,88 m, die Modulunterkante soll 0,5 m über dem Boden verlaufen. Zusätzlich beträgt die Tischneigung 30°.

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.

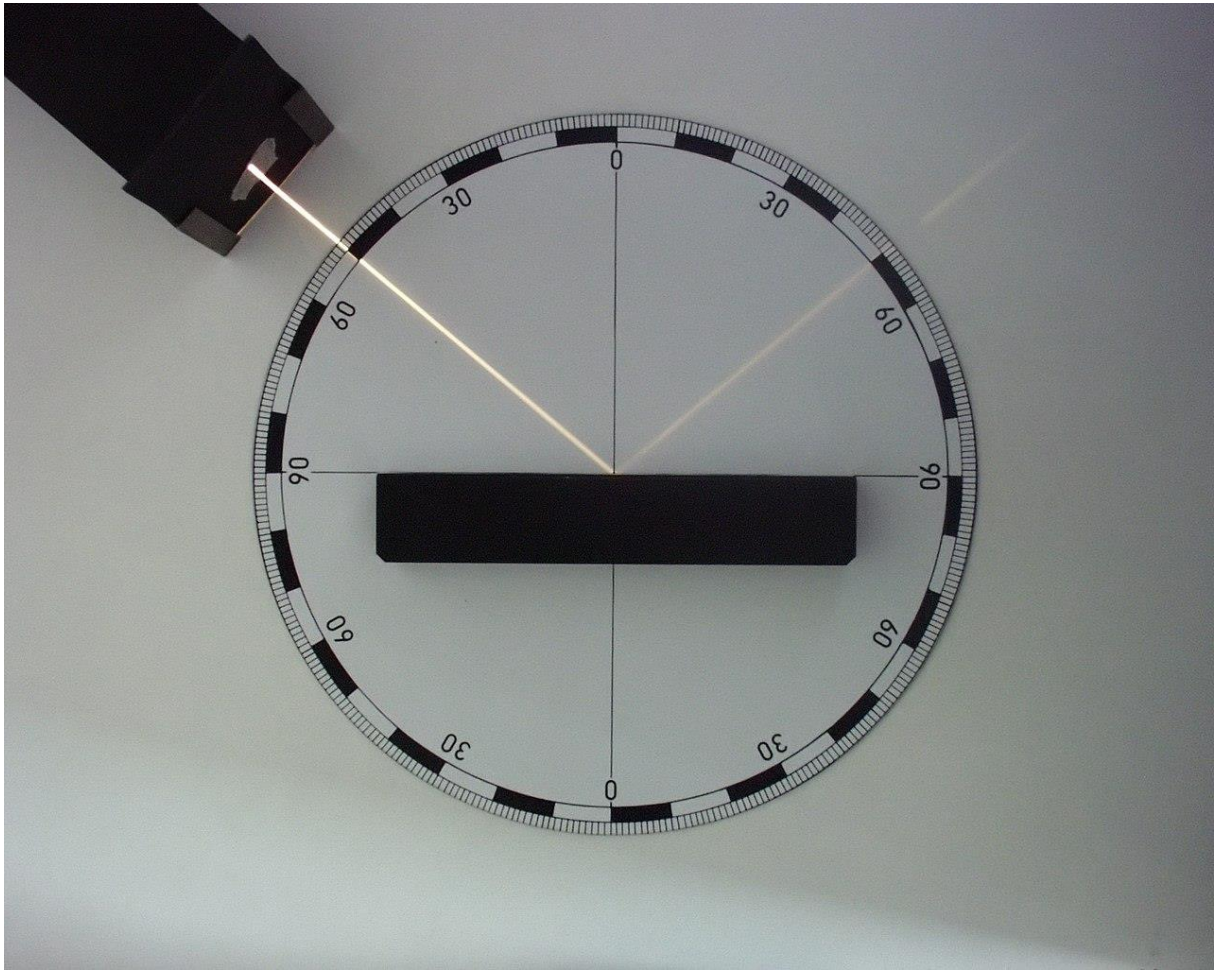


Abbildung 4 - Reflexion eines Lichtstrahls an einer spiegelnden Oberfläche - Quelle: Wikipedia

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

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

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)

Autobahnen mindestens ein Sichtwinkel von 30 Grad angenommen werden. Zusätzlich wurden die Höhen der Fahrer mit einer Höhe von 1,5 bis 2,5m angenommen um Auch LKW oder Busfahrer abzudecken.

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 5 - 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 $\pm 20^\circ$ 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.

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.

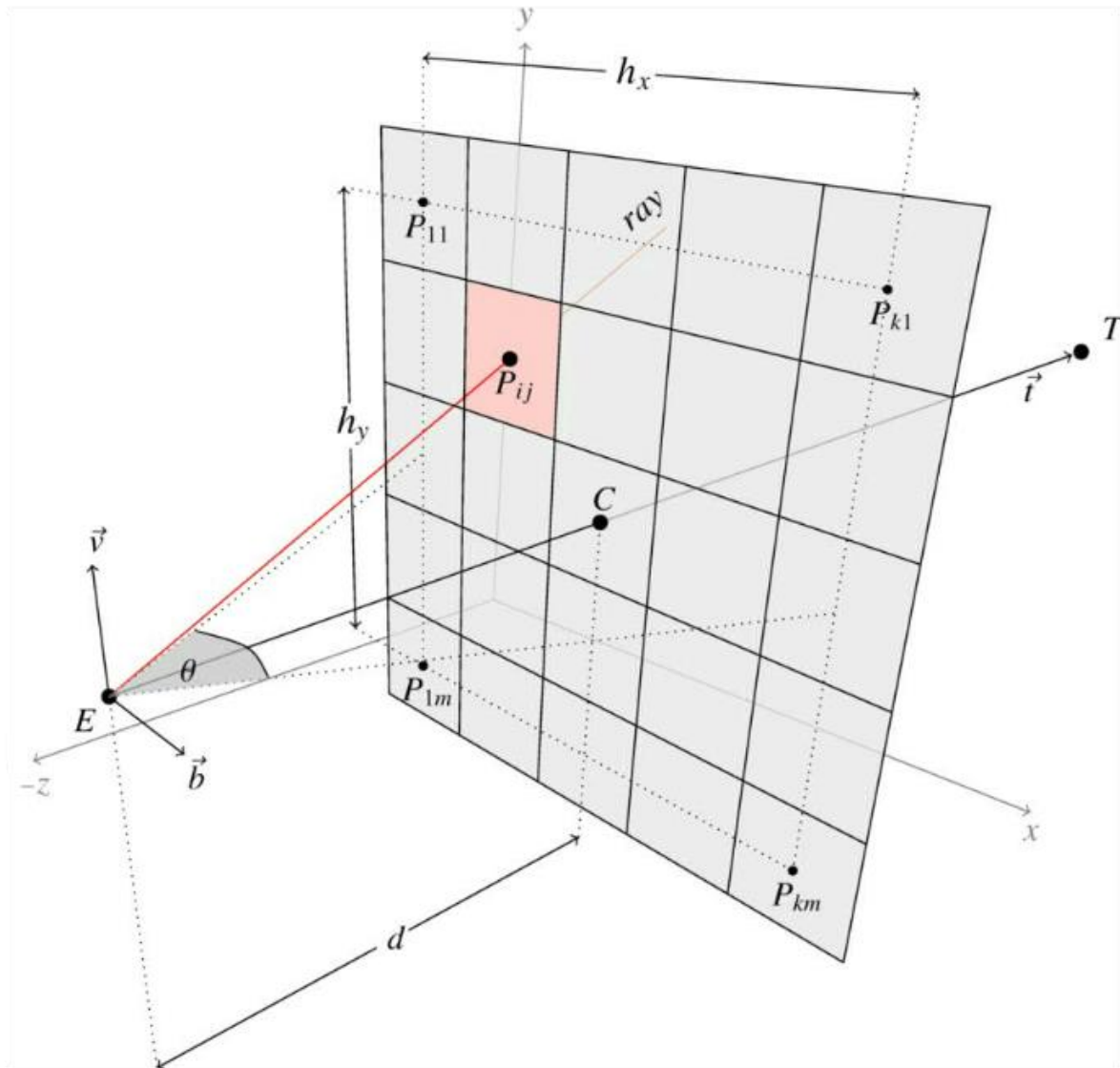


Abbildung 6 - Backward Ray Tracing - Quelle: Wikipedia

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. Grundlagen der 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. Hier befinden sich Teile der Ortschaft und der Sportplatz innerhalb dieses Radius und müssen daher abgeprüft werden.



Abbildung 7 - 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 45 und 46m über NN, die Immissionsorte zwischen 44 und 48m über NN. Somit ist hier festzustellen, dass die Immissionsorte teilweise etwas höher als die Anlage sind, was zu einer Blendung führen kann.

3.3. Simulationsparameter und Eingabedaten

Abbildung 8 zeigt den Simulationsaufbau. Die blauen Flächen stellen die PV-Anlage dar.



Abbildung 8 – Übersicht über die Simulation - Quelle: ForgeSolar

Die roten Punkte sind Beobachtungspunkte und stellen Gebäude und Beobachter auf dem Sportplatz dar. Hier wurden Höhen zwischen 2 und 5m gewählt, um auch unterschiedliche Stockwerke abzubilden. Die ockerfarbenen Linien stellen Sichthindernisse in Form von Bewuchs dar. Abbildung 9 zeigt die Lage und Höhe der Beobachtungspunkte.

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	52.172784	11.742237	46.13	1.80	47.93
OP 2	52.172596	11.742623	46.41	1.80	48.21
OP 3	52.172587	11.742194	45.97	1.80	47.77
OP 4	52.172485	11.742387	46.11	1.80	47.91
OP 5	52.172398	11.742140	46.01	1.80	47.81
OP 6	52.172238	11.741534	45.82	1.80	47.62
OP 7	52.172050	11.742049	45.94	1.80	47.74
OP 8	52.172287	11.741958	45.98	1.80	47.78
OP 9	52.171805	11.741425	45.95	1.80	47.75
OP 10	52.171887	11.741215	45.91	1.80	47.71
OP 11	52.171904	11.739767	46.51	2.00	48.51
OP 12	52.171884	11.739823	46.55	5.00	51.55
OP 13	52.171726	11.740110	46.56	2.00	48.56
OP 14	52.171715	11.740143	46.53	5.00	51.53
OP 15	52.171527	11.740802	48.18	2.00	50.18
OP 16	52.171517	11.740858	48.10	5.00	53.10
OP 17	52.171432	11.741202	47.85	2.00	49.85
OP 18	52.171414	11.741245	48.00	5.00	53.00

Abbildung 9 - Lage und Höhe der Beobachtungspunkte - Quelle: ForgeSolar

Die restlichen Daten befinden sich im Anhang der Simulation.

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 $52^{\circ}17'$ und ein Längengrad von $11^{\circ}72'$ für die Anlage angenommen.

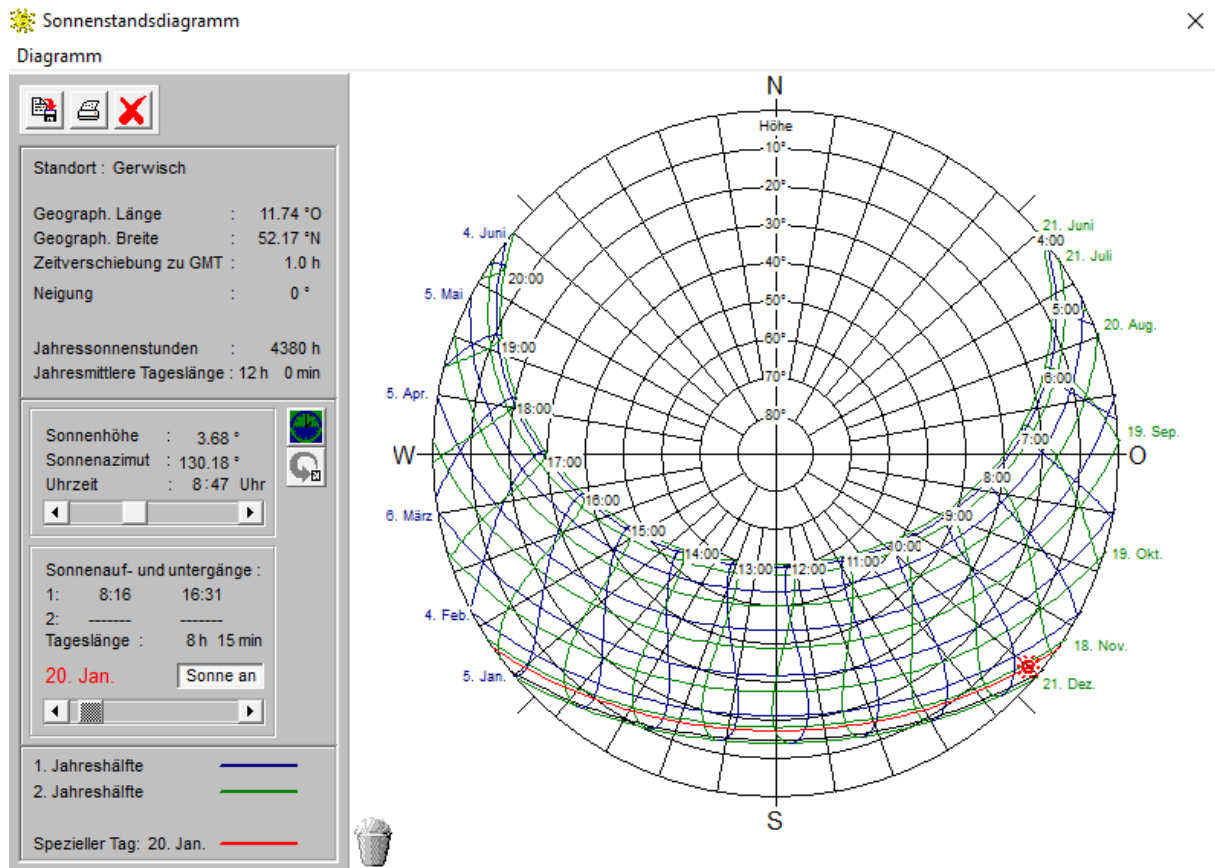


Abbildung 10 - Sonnenstanddiagramm über das Jahr - Quelle: SunOrb

Das Sonnenstanddiagramm für den Standort der Anlage 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 Südwesten 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. Da die Wohnbebauung und der Sportplatz im Osten bzw. Südosten der Anlage liegen, ist trotzdem anzunehmen, dass eine potenzielle Blendung auftreten kann, wenn die Sonne 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 Grundsimulation

In einem ersten Schritt wurden alle 18 Beobachtungspunkte simuliert, um zu sehen ob und wo eine Blendwirkung auftritt.

Tabelle 3 - Auftretende Blendung - Quelle: ForgeSolar

PVA Gerwisch 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	0	0	0
OP: OP 3	172	0	17,183
OP: OP 4	285	0	38,480
OP: OP 5	1053	0	170,313
OP: OP 6	0	0	0
OP: OP 7	0	0	0
OP: OP 8	1083	0	179,249
OP: OP 9	0	0	0
OP: OP 10	0	0	0
OP: OP 11	9471	0	173,057
OP: OP 12	10976	0	107,103
OP: OP 13	0	0	0
OP: OP 14	0	0	0
OP: OP 15	836	0	88,362
OP: OP 16	1099	0	127,643
OP: OP 17	1437	0	204,132
OP: OP 18	1747	0	209,857

Wie in Tabelle 3 zu sehen ist, werden die Punkte 3,4,5, 8, 11, 12, 15, 16, 17 und 18 geblendet. OP 11 und 12 werden dabei mit großem Abstand am meisten geblendet.

4.1.1 Einordnung der für OP 11 und 12

In der LAI-Richtlinie ist für eine zulässige Blendung die Dauer von etwa 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. Sowohl für OP 11 und 12 werden beide Dauern überschritten. Da sich beide Beobachtungspunkte sehr ähnlich verhalten (gleiches Wohngebäude mit unterschiedlichen Stockwerken) wird im folgenden OP 11 betrachtet. OP 12 verhält sich äquivalent.

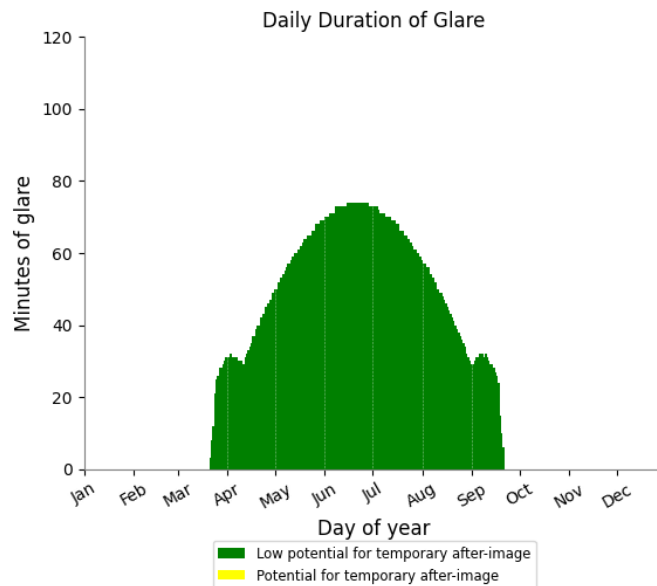


Abbildung 11 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar

Der Zeitpunkt der Blendung liegt in den Morgenstunden.

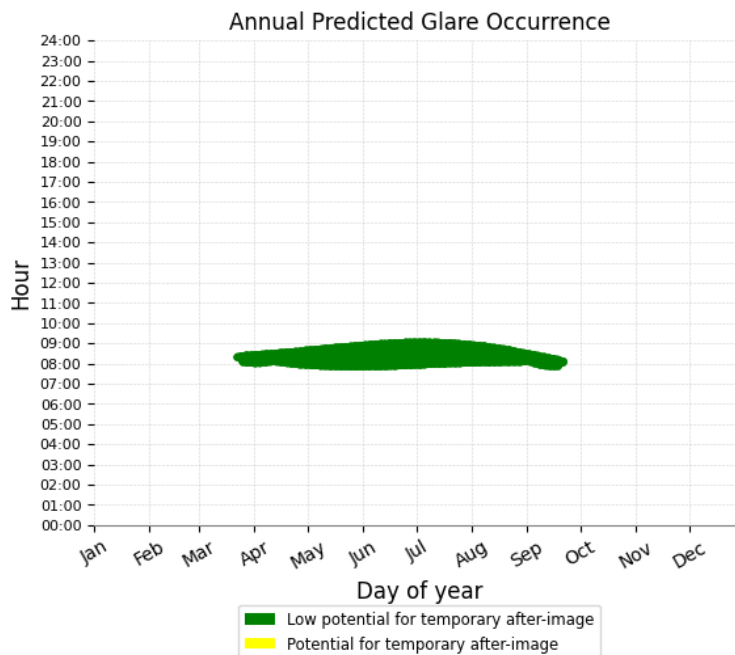


Abbildung 12 - Zeitpunkt der Blendung - Quelle: ForgeSolar

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.

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 20.000 und 175.000 cd/m² liegen. Zum Vergleich: Eine 60 Watt Glühbirne hat einen cd/m² von etwa 120.000 cd/m².

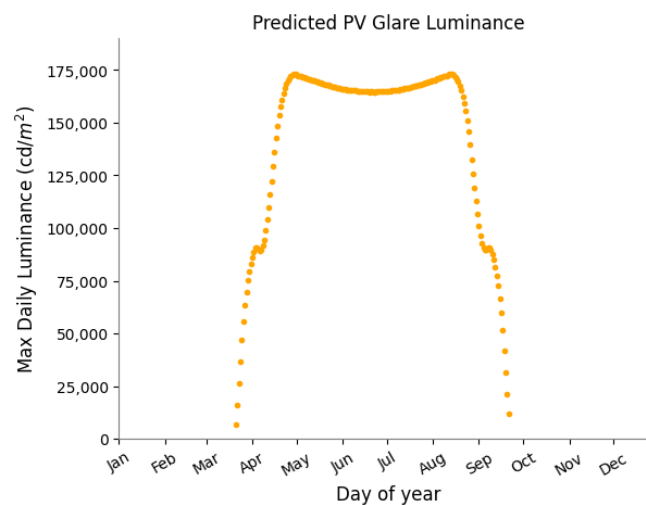


Abbildung 13 - Helligkeit in cd/m² - Quelle:ForgeSolar

Das Programm gibt 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.

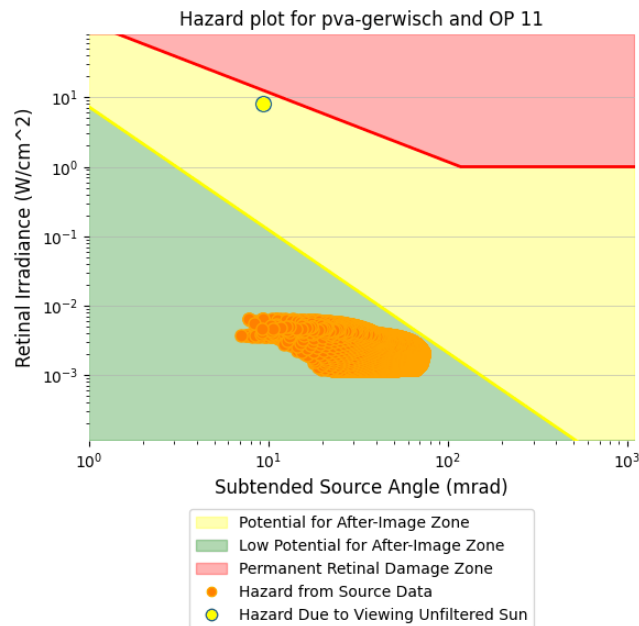


Abbildung 14 – Intensität der Blendung – Quelle: ForgeSolar

4.1.2 Bewertung anhand der LAI-Richtlinie

Die LAI-Richtlinie gibt folgendes vor:

„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. In den Immissionszeiten sollten deshalb nur solche Konstellationen berücksichtigt werden, in denen sich die Blickrichtungen zur Sonne und auf das Modul um mindestens 10° unterscheiden. Zudem ist festzustellen, dass dabei die reflektierte Intensität viel niedriger als direkte Sonnenstrahlung ist.“³

Das Programm ForgeSolar gibt den Winkel zwischen der Sonne und dem Modul an. Folgt man der Annahme der LAI-Richtlinie, dass die Sonne punktförmig ist, kann die Beziehung des Winkels von Sonne und Modul über das Winkelgesetz in Beziehung Beobachter und Sonne gebracht werden. Damit können die von ForgeSolar gelieferten Daten ausgewertet werden. Die Liste mit den Daten wird dem Auftraggeber digital bereitgestellt.

Insgesamt wurden für OP11 9.471 Datensätze vom Programm bereitgestellt, ein Datensatz pro Minute Blendwirkung. Filtert man diese nach den entsprechenden Winkeln, so befinden sich noch alle Minuten in Winkelverhältnissen, die nicht den Anforderungen der LAI-Richtlinie entsprechen. Damit liegt OP 11 oberhalb der LAI-Richtlinie. OP12 ist in Tabelle 5 zu sehen.

Tabelle 4 - Auszug aus der Datenliste (Quelle: ForgeSolar)

Sun / module incidence angle (deg)

³ Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI)

2024-03-15 18:06:00	88,2
2024-03-15 18:07:00	88,4
2024-03-15 18:08:00	88,6
2024-03-15 18:09:00	88,9
2024-03-15 18:10:00	89,1
2024-03-15 18:11:00	89,3
2024-03-16 18:04:00	87,6
2024-03-16 18:05:00	87,8
2024-03-16 18:06:00	88
2024-03-16 18:07:00	88,2
2024-03-16 18:08:00	88,4
2024-03-16 18:09:00	88,7
2024-03-16 18:10:00	88,9
2024-03-16 18:11:00	89,1
2024-03-16 18:12:00	89,3
2024-03-17 18:03:00	87,2
2024-03-17 18:04:00	87,4
2024-03-17 18:05:00	87,6
2024-03-17 18:06:00	87,8
2024-03-17 18:07:00	88
2024-03-17 18:08:00	88,3
2024-03-17 18:09:00	88,5

Tabelle 5 - Übersicht über die Blendminuten

Immissionsort	Blendungsdauer in Minuten	Verbleibende Blendungsdauer nach Betrachtung der Winkelverhältnisse in Minuten	zusätzliche (laut LAI) der	LAI-Konform
OP 12	10.976	10.976		nein

4.2.1 Einordnung der restlichen Blendung

Für die restlichen Beobachtungspunkte gilt, dass diese am Abend geblendet werden. Beispielhaft wird OP 18 betrachtet, da dieser hier die höchste Blendung aufweist. Die Dauer der Blendung ist hier mit 25 Minuten knapp oberhalb der Anforderungen der LAI-Richtlinie.

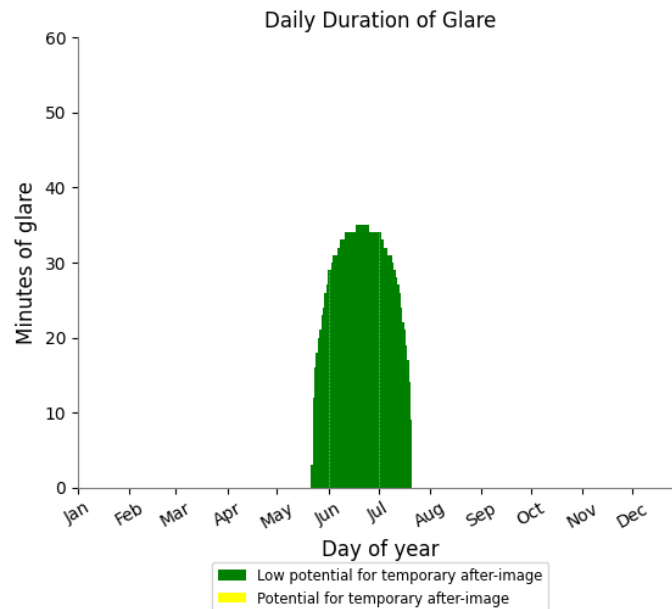


Abbildung 15 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar

Der Zeitpunkt der Blendung liegt in den Abendstunden.

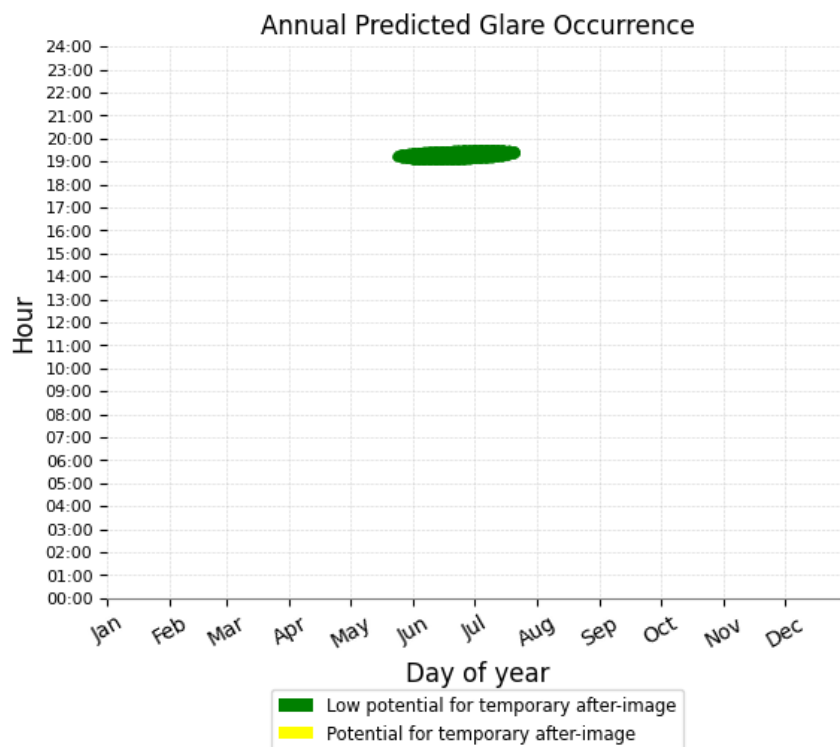


Abbildung 16 - Zeitpunkt der Blendung - Quelle: ForgeSolar

Für die Intensität sind hier Werte zwischen 50.000 und 200.000 cd/m² abgebildet.

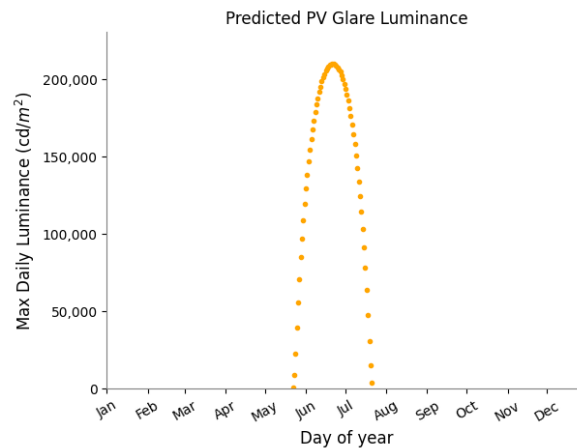


Abbildung 17 - Helligkeit in cd/m^2 - Quelle: ForgeSolar

Die Wahrscheinlichkeit für Störungsbilder ist in Abbildung 17 dargestellt.

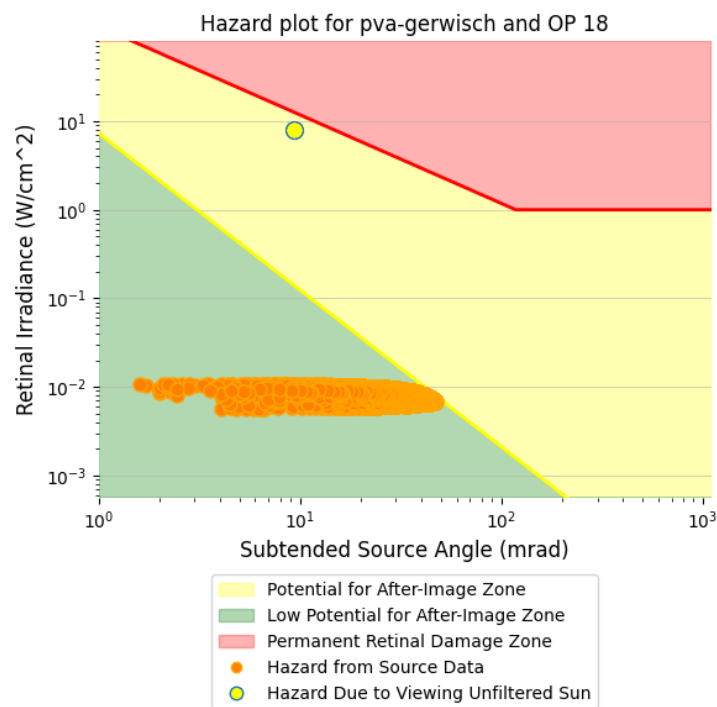


Abbildung 18 - Intensität der Blendung – Quelle: ForgeSolar

4.2.2 Bewertung anhand der LAI-Richtlinie

Insgesamt wurden für OP18 1.747 Datensätze vom Programm bereitgestellt, ein Datensatz pro Minute Blendwirkung. Filtert man diese nach den entsprechenden Winkeln, so befinden sich noch 1.527 Minuten in Winkelverhältnissen, die nicht den Anforderungen der LAI-Richtlinie entsprechen. Damit OP18 innerhalb der LAI-Richtlinie. Die restlichen Beobachtungspunkte sind tabellarisch in Tabelle 7 zu sehen.

Tabelle 6 - Auszug aus der Datenliste (Quelle: ForgeSolar)

	Sun / module incidence angle (deg)
2024-03-15 18:06:00	88,2
2024-03-15 18:07:00	88,4
2024-03-15 18:08:00	88,6
2024-03-15 18:09:00	88,9
2024-03-15 18:10:00	89,1
2024-03-15 18:11:00	89,3
2024-03-16 18:04:00	87,6
2024-03-16 18:05:00	87,8
2024-03-16 18:06:00	88
2024-03-16 18:07:00	88,2
2024-03-16 18:08:00	88,4
2024-03-16 18:09:00	88,7
2024-03-16 18:10:00	88,9
2024-03-16 18:11:00	89,1
2024-03-16 18:12:00	89,3
2024-03-17 18:03:00	87,2
2024-03-17 18:04:00	87,4
2024-03-17 18:05:00	87,6
2024-03-17 18:06:00	87,8
2024-03-17 18:07:00	88
2024-03-17 18:08:00	88,3
2024-03-17 18:09:00	88,5

Tabelle 7 - Übersicht über die Blendminuten

Immissionsort	Blendungsdauer in Minuten	Verbleibende Blendungsdauer nach Betrachtung der Winkelverhältnisse in Minuten	zusätzliche (laut LAI) der	LAI-Konform
OP3	172	ja		ja
OP4	285	0		ja
OP5	1.053	0		ja
OP8	1.089	0		ja
OP15	836	800		ja
OP16	1.099	1.099		ja
OP17	1.437	1.150		ja

5. Optimierung der Anlage

Da die LAI-Richtlinie teilweise nicht eingehalten wird, müssen Maßnahmen ergriffen werden, um die Blendung zu reduzieren. Deshalb wurde mit dem Programm ForgeSolar weitere Simulationen durchgeführt, um die Blendung zu senken. Hier sind prinzipiell 4 Methoden denkbar.

1. Die Errichtung von Sichthindernissen, zum Beispiel in Form eines Sichtschutzzaunes oder Bewuchs
2. Änderung der Ausrichtung und/oder des Neigungswinkels der Module
3. Einsatz von Strukturglasmodulen
4. Eine Kombination der Methoden 1 bis 3

Da eine Drehung die Blendung nur entlang der Häuserreihe verschieben würde, wurde sich hier nach mehreren Versuchen für einen Zaun entschieden.

5.1 Optimierung

Um für den die Anlage die Blendung zu reduzieren, sollte ein Sichtschutz (Zaun oder Hecke) in Höhe von 2m am nordöstlichen und südöstlichen Teil der Anlage angebracht werden.



Abbildung 19 - Lage des Zaunes (orangene Linie) für den Anlagenteil Stromtrasse West - Quelle: ForgeSolar

Mit diesen Maßnahmen wird **befinden sich die Immisionsorte innerhalb der LAI-Richtlinie.**

Tabelle 8 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar

PVA Gerwisch 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	0	0	0
OP: OP 3	172	0	17,183
OP: OP 4	311	0	37,657
OP: OP 5	1055	0	85,997
OP: OP 6	0	0	0
OP: OP 7	0	0	0
OP: OP 8	1065	0	45,676
OP: OP 9	0	0	0
OP: OP 10	0	0	0
OP: OP 11	0	0	0
OP: OP 12	1062	0	28,015
OP: OP 13	0	0	0
OP: OP 14	0	0	0
OP: OP 15	665	0	20,612
OP: OP 16	682	0	19,316
OP: OP 17	628	0	14,232
OP: OP 18	696	0	13,641

PVA Gerwisch

Gerwisch Grundsimulation

Client: Mando GmbH

Created Jan 15, 2025

Updated Jan 15, 2025

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC+1

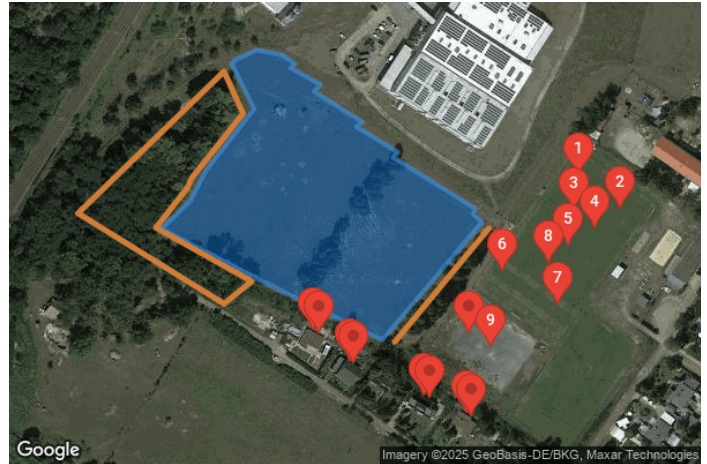
Minimum sun altitude 0.0 deg

Site ID 138822.23516

Project type Advanced

Project status: active

Category 1 MW to 5 MW



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 Gerwisch	30.0	206.0	28,159	0	-	209,857

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 17,579 m^2

Name: PVA Gerwisch
Footprint area: 17,579 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 30.0 deg
Orientation: 206.0 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 GeoBasis-DE/BKG, Maxar Technologies

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	52.173449	11.739044	46.74	0.50	47.24
2	52.173505	11.739242	46.69	2.88	49.57
3	52.173478	11.739473	46.53	0.50	47.03
4	52.173426	11.739602	46.42	2.88	49.30
5	52.173403	11.739559	46.42	0.50	46.92
6	52.173307	11.739838	46.28	2.88	49.16
7	52.173268	11.739779	46.28	0.50	46.78
8	52.173093	11.740229	46.33	2.88	49.21
9	52.173067	11.740170	46.34	0.50	46.84
10	52.172922	11.740556	46.48	2.88	49.36
11	52.172893	11.740514	46.55	0.50	47.05
12	52.172600	11.741275	45.97	2.88	48.85
13	52.172567	11.741259	45.95	0.50	46.45
14	52.172524	11.741340	45.88	2.88	48.76
15	52.171850	11.740412	46.46	0.50	46.96
16	52.172162	11.739371	46.12	2.88	49.00
17	52.172485	11.738357	47.21	0.50	47.71
18	52.172643	11.738625	45.89	2.88	48.77
19	52.172820	11.738775	46.59	0.50	47.09
20	52.173169	11.739221	46.31	2.88	49.19
21	52.173426	11.739011	46.70	0.50	47.20

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	52.172784	11.742237	46.13	1.80	47.93
OP 2	52.172596	11.742623	46.41	1.80	48.21
OP 3	52.172587	11.742194	45.97	1.80	47.77
OP 4	52.172485	11.742387	46.11	1.80	47.91
OP 5	52.172386	11.742140	46.01	1.80	47.81
OP 6	52.172238	11.741534	45.82	1.80	47.62
OP 7	52.172050	11.742049	45.94	1.80	47.74
OP 8	52.172287	11.741958	45.98	1.80	47.78
OP 9	52.171805	11.741425	45.95	1.80	47.75
OP 10	52.171887	11.741215	45.91	1.80	47.71
OP 11	52.171904	11.739767	46.51	2.00	48.51
OP 12	52.171884	11.739823	46.55	5.00	51.55
OP 13	52.171726	11.740110	46.56	2.00	48.56
OP 14	52.171715	11.740143	46.53	5.00	51.53
OP 15	52.171527	11.740802	48.18	2.00	50.18
OP 16	52.171517	11.740856	48.10	5.00	53.10
OP 17	52.171432	11.741202	47.85	2.00	49.85
OP 18	52.171414	11.741245	48.00	5.00	53.00

Obstruction Components

Name: Baumbewuchs

Upper edge height: 5.0 m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	52.171840	11.740528	46.32
2	52.172488	11.741402	45.87

Name: Bewuchs Regenbecken

Upper edge height: 6.0 m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	52.173383	11.738940	46.51
2	52.173142	11.739117	46.49
3	52.172774	11.738640	46.86
4	52.172721	11.738602	46.62
5	52.172491	11.738307	47.53
6	52.172185	11.739198	46.44
7	52.172057	11.738940	46.42
8	52.172573	11.737583	47.68
9	52.173383	11.738940	46.51

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 Gerwisch	30.0	206.0	28,159	0	-	209,857	

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-gerwisch (green)	0	0	336	1773	3266	4746	4078	2223	868	0	0	0
pva-gerwisch (yellow)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

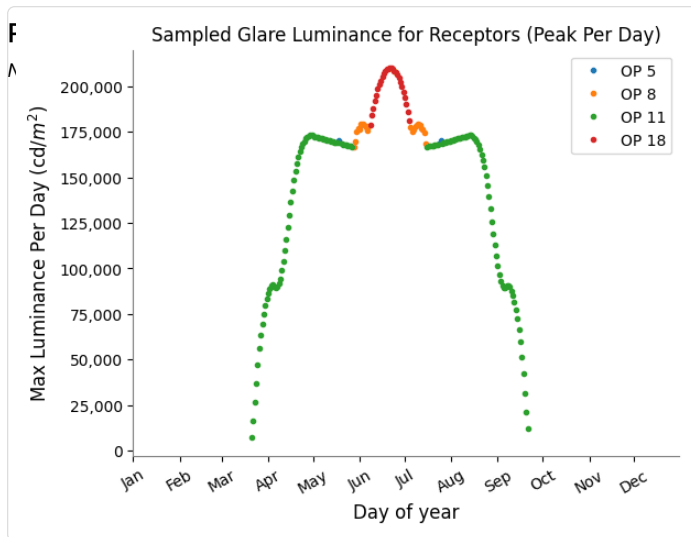
Results for each PV array and receptor

PVA Gerwisch 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	0	0	0
OP: OP 3	172	0	17,183
OP: OP 4	285	0	38,480
OP: OP 5	1053	0	170,313
OP: OP 6	0	0	0
OP: OP 7	0	0	0
OP: OP 8	1083	0	179,249
OP: OP 9	0	0	0
OP: OP 10	0	0	0
OP: OP 11	9471	0	173,057
OP: OP 12	10976	0	107,103
OP: OP 13	0	0	0
OP: OP 14	0	0	0
OP: OP 15	836	0	88,362
OP: OP 16	1099	0	127,643
OP: OP 17	1437	0	204,132
OP: OP 18	1747	0	209,857

PVA Gerwisch: OP 1

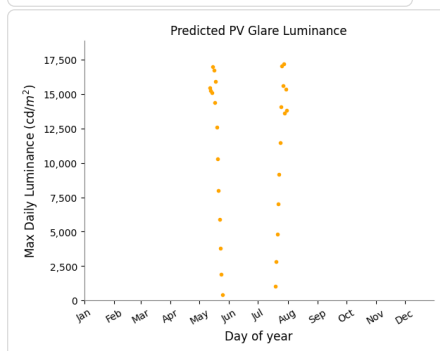
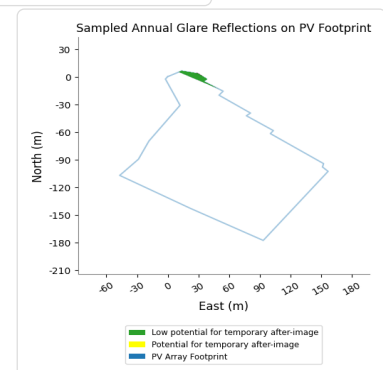
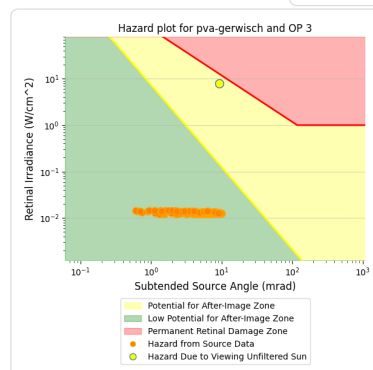
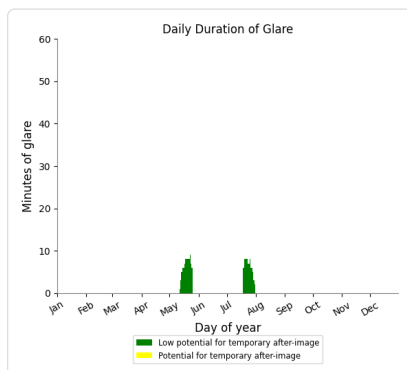
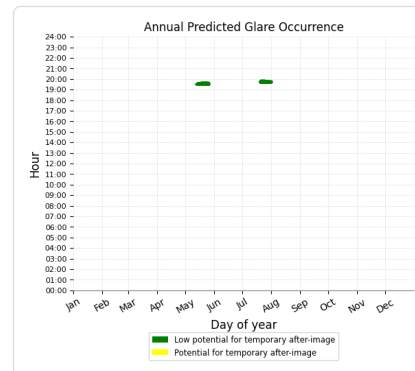
No glare found



PVA Gerwisch: OP 3

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

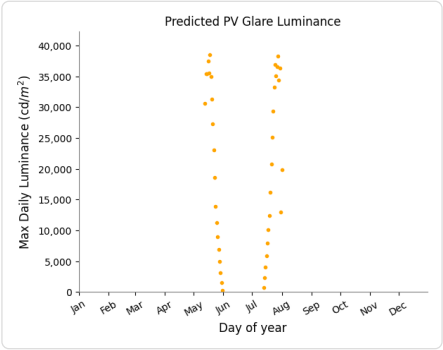
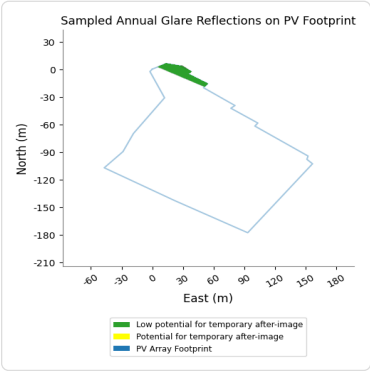
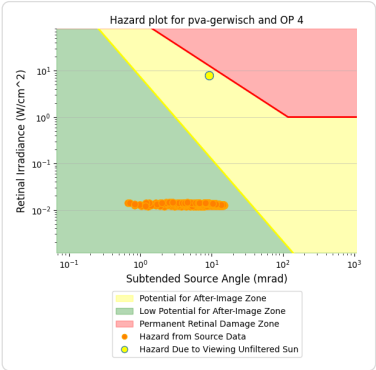
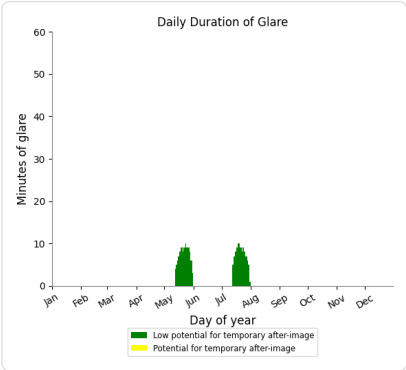
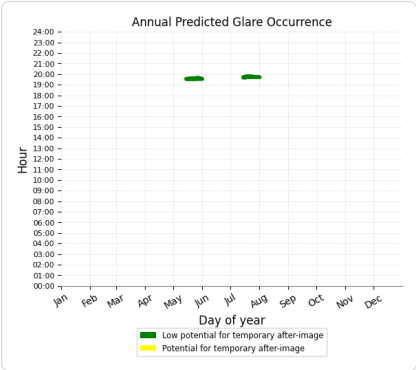
- 172 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Gerwisch: OP 4

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

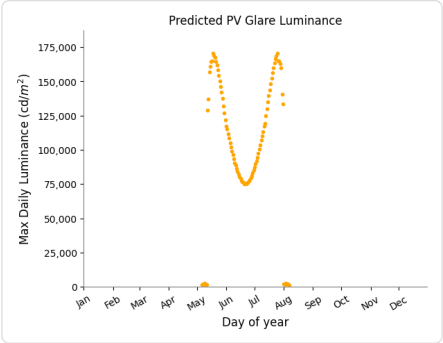
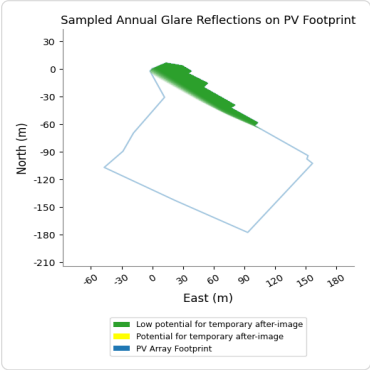
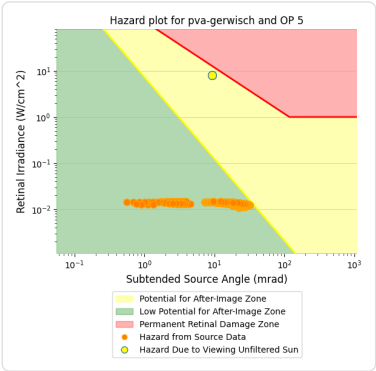
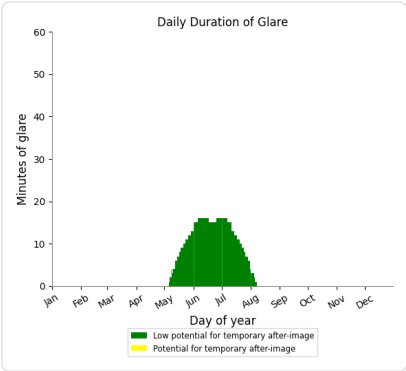
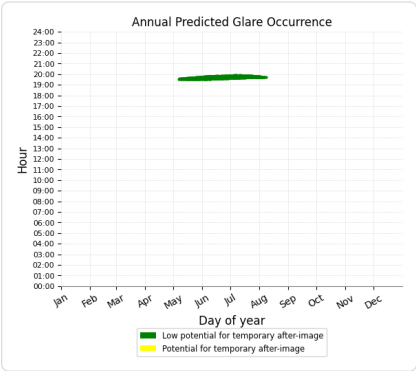
- 285 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Gerwisch: OP 5

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

- 1,053 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 Gerwisch: OP 6

No glare found

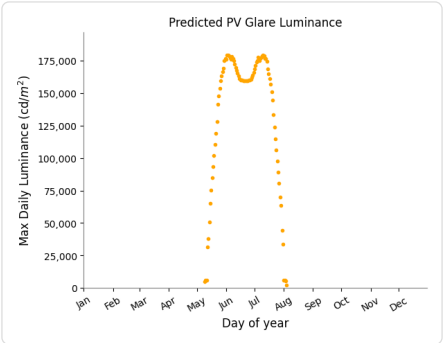
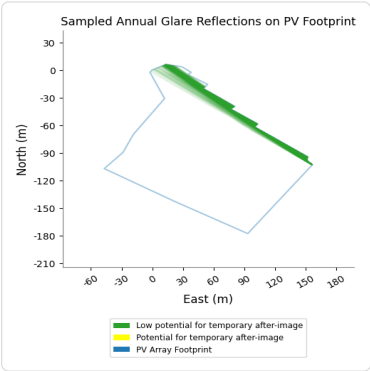
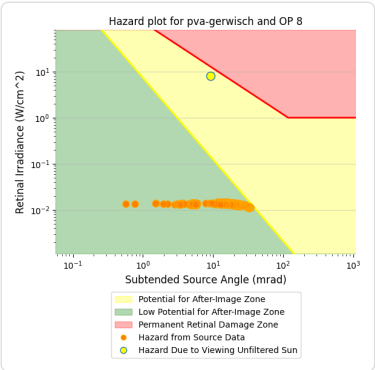
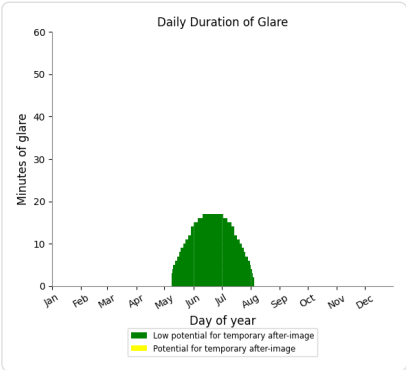
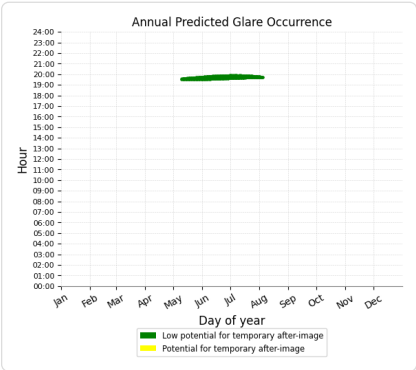
PVA Gerwisch: OP 7

No glare found

PVA Gerwisch: OP 8

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

- 1,083 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 Gerwisch: OP 9

No glare found

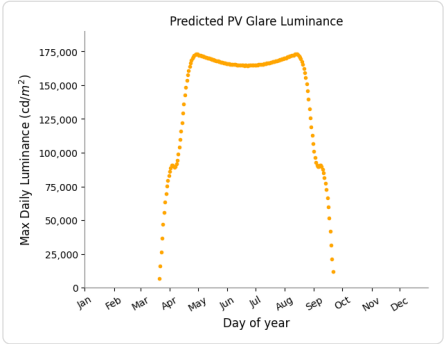
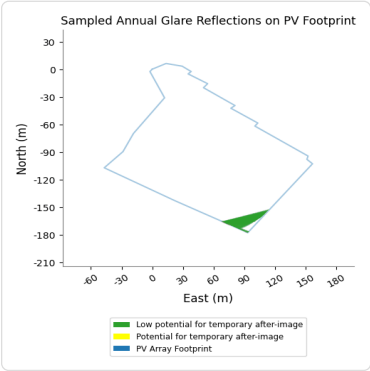
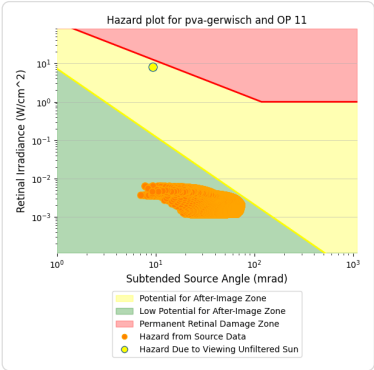
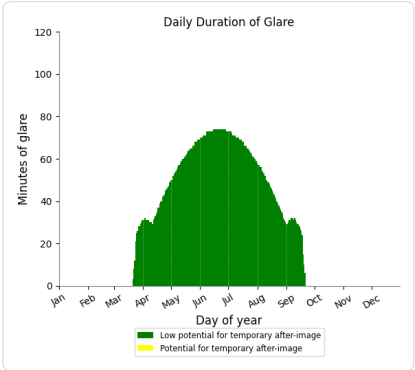
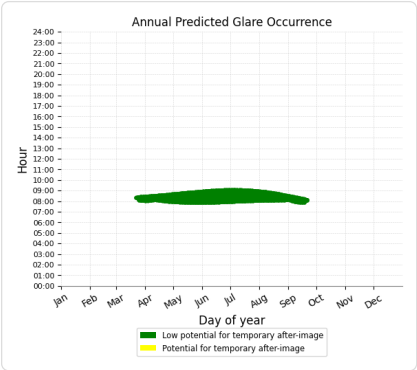
PVA Gerwisch: OP 10

No glare found

PVA Gerwisch: OP 11

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

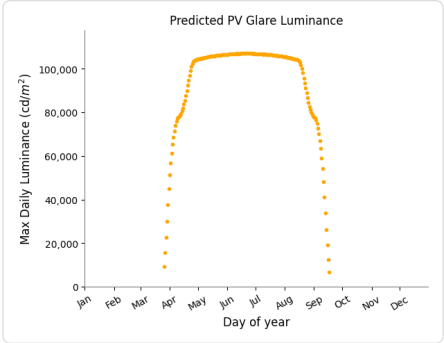
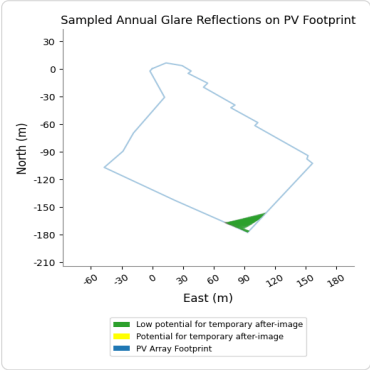
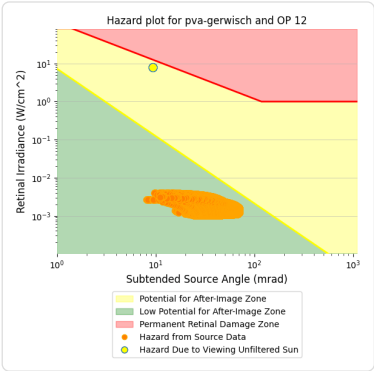
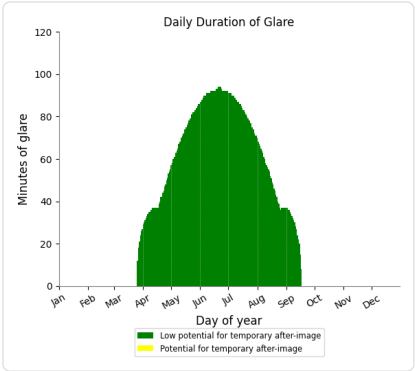
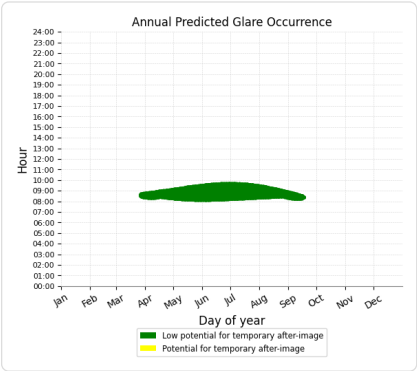
- 9,471 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Gerwisch: OP 12

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

- 10,976 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 Gerwisch: OP 13

No glare found

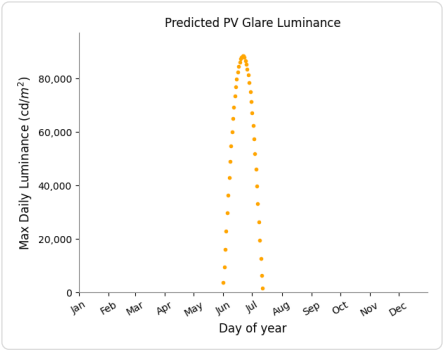
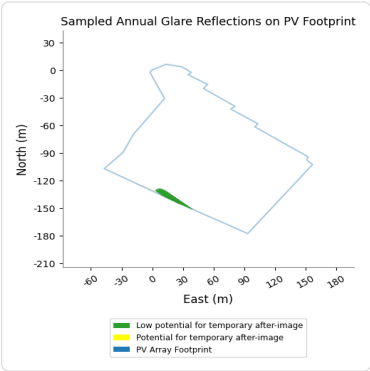
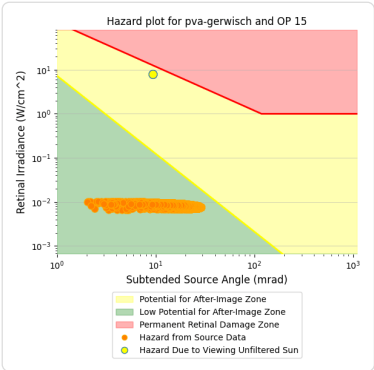
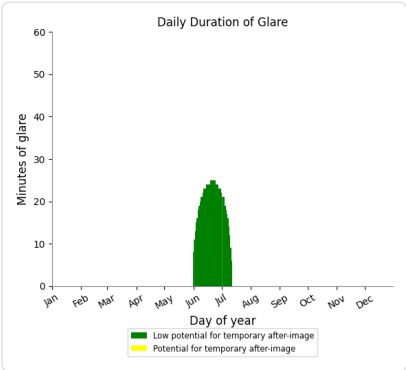
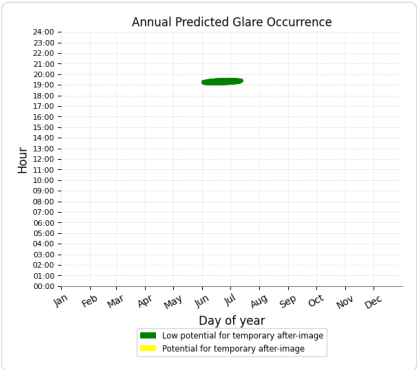
PVA Gerwisch: OP 14

No glare found

PVA Gerwisch: OP 15

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

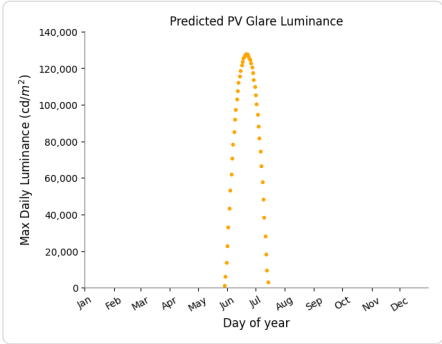
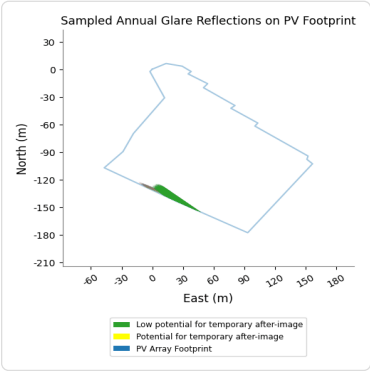
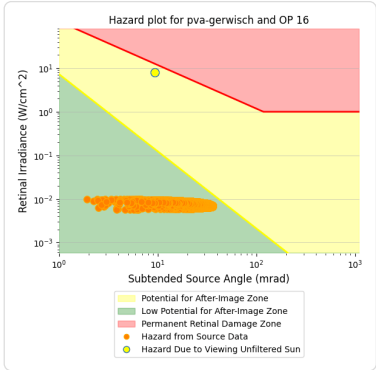
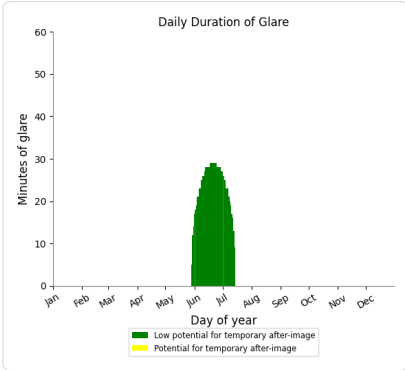
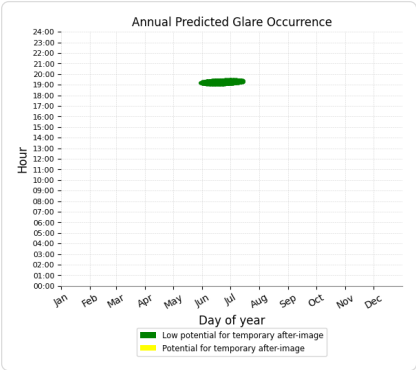
- 836 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Gerwisch: OP 16

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

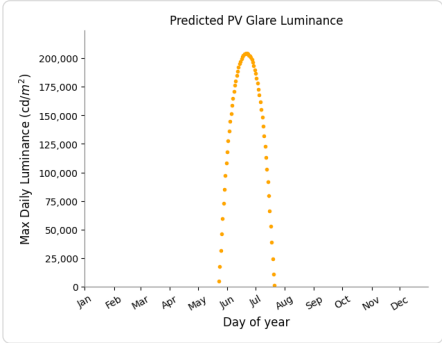
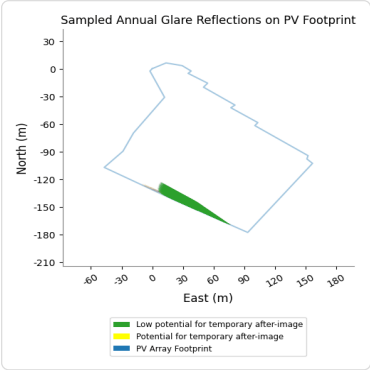
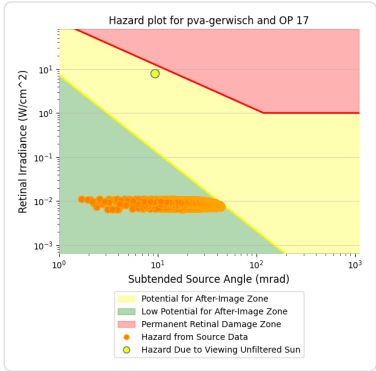
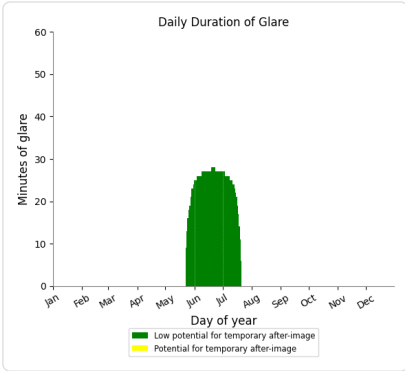
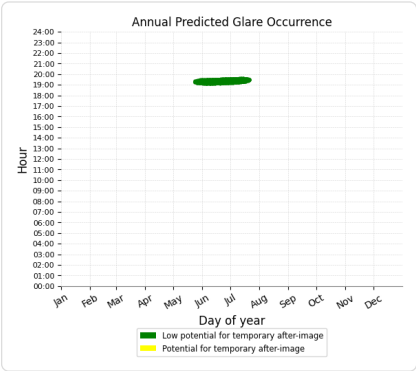
- 1,099 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Gerwisch: OP 17

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

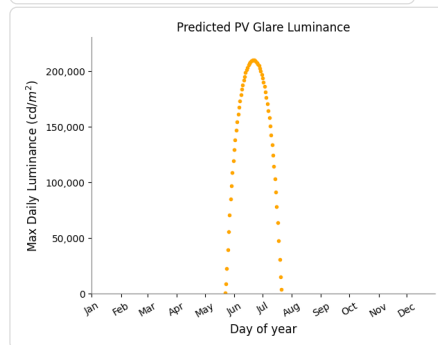
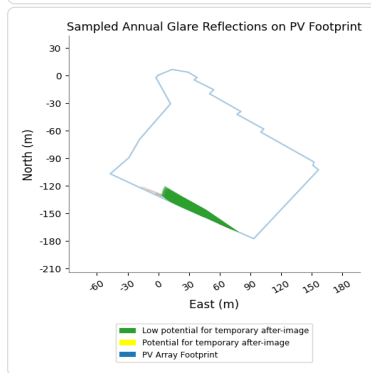
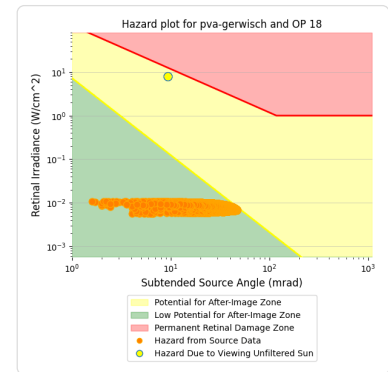
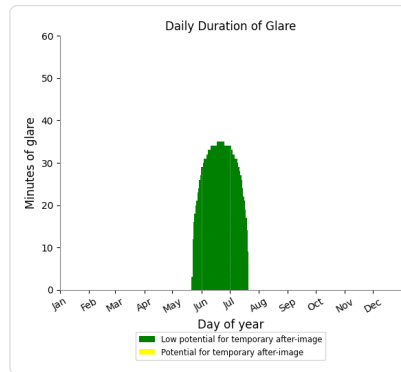
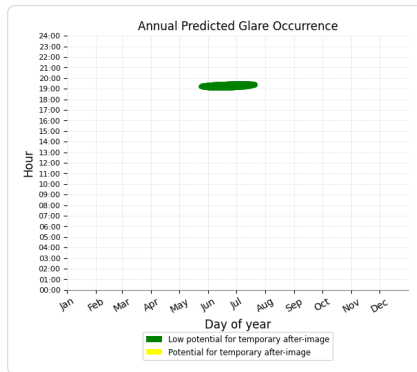
- 1,437 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Gerwisch: OP 18

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

- 1,747 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 combine 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 Gerwisch

Optimierung Zaun 200

Client: Mando GmbH

Created Feb 06, 2025

Updated Feb 06, 2025

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC+1

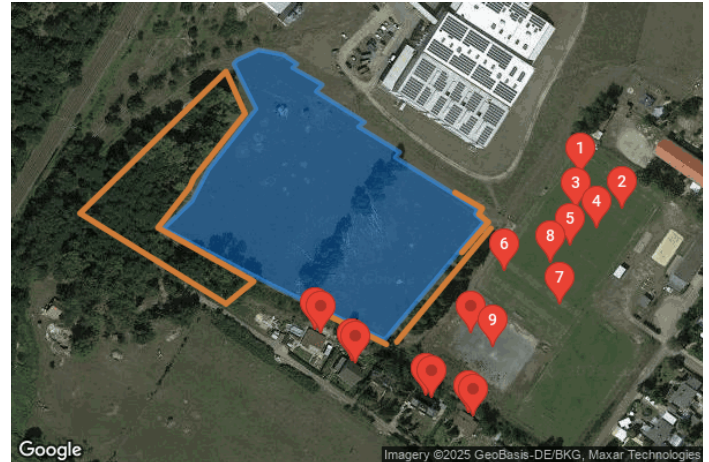
Minimum sun altitude 0.0 deg

Site ID 140757.23516

Project type Advanced

Project status: active

Category 1 MW to 5 MW



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 Gerwisch	30.0	206.0	6,336	0	-	85,997

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 17,579 m^2

Name: PVA Gerwisch
Footprint area: 17,579 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 30.0 deg
Orientation: 206.0 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



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	52.173449	11.739044	46.74	0.50	47.24
2	52.173505	11.739242	46.69	2.88	49.57
3	52.173478	11.739473	46.53	0.50	47.03
4	52.173426	11.739602	46.42	2.88	49.30
5	52.173403	11.739559	46.42	0.50	46.92
6	52.173307	11.739838	46.28	2.88	49.16
7	52.173268	11.739779	46.28	0.50	46.78
8	52.173093	11.740229	46.33	2.88	49.21
9	52.173067	11.740170	46.34	0.50	46.84
10	52.172922	11.740556	46.48	2.88	49.36
11	52.172893	11.740514	46.55	0.50	47.05
12	52.172600	11.741275	45.97	2.88	48.85
13	52.172567	11.741259	45.95	0.50	46.45
14	52.172524	11.741340	45.88	2.88	48.76
15	52.171850	11.740412	46.46	0.50	46.96
16	52.172162	11.739371	46.12	2.88	49.00
17	52.172485	11.738357	47.21	0.50	47.71
18	52.172643	11.738625	45.89	2.88	48.77
19	52.172820	11.738775	46.59	0.50	47.09
20	52.173169	11.739221	46.31	2.88	49.19
21	52.173426	11.739011	46.70	0.50	47.20

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	52.172784	11.742237	46.13	1.80	47.93
OP 2	52.172596	11.742623	46.41	1.80	48.21
OP 3	52.172587	11.742194	45.97	1.80	47.77
OP 4	52.172485	11.742387	46.11	1.80	47.91
OP 5	52.172386	11.742140	46.01	1.80	47.81
OP 6	52.172238	11.741534	45.82	1.80	47.62
OP 7	52.172050	11.742049	45.94	1.80	47.74
OP 8	52.172287	11.741958	45.98	1.80	47.78
OP 9	52.171805	11.741425	45.95	1.80	47.75
OP 10	52.171887	11.741215	45.91	1.80	47.71
OP 11	52.171904	11.739767	46.51	2.00	48.51
OP 12	52.171884	11.739823	46.55	5.00	51.55
OP 13	52.171726	11.740110	46.56	2.00	48.56
OP 14	52.171715	11.740143	46.53	5.00	51.53
OP 15	52.171527	11.740802	48.18	2.00	50.18
OP 16	52.171517	11.740856	48.10	5.00	53.10
OP 17	52.171432	11.741202	47.85	2.00	49.85
OP 18	52.171414	11.741245	48.00	5.00	53.00

Obstruction Components

Name: Baumbewuchs
Upper edge height: 7.0 m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	52.171840	11.740528	46.32
2	52.172488	11.741402	45.87

Name: Bewuchs Regenbecken
Upper edge height: 6.0 m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	52.173383	11.738940	46.51
2	52.173142	11.739117	46.49
3	52.172774	11.738640	46.86
4	52.172721	11.738602	46.62
5	52.172491	11.738307	47.53
6	52.172185	11.739198	46.44
7	52.172057	11.738940	46.42
8	52.172573	11.737583	47.68
9	52.173383	11.738940	46.51

Name: Zaun
Upper edge height: 2.0 m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	52.172045	11.739710	46.34
2	52.171941	11.740053	46.24
3	52.171864	11.740308	46.24
4	52.171826	11.740431	46.65

Name: Zaun
Upper edge height: 2.0 m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	52.172692	11.741068	46.41
2	52.172601	11.741323	45.95
3	52.172567	11.741291	45.91
4	52.172522	11.741379	45.91
5	52.172350	11.741133	45.86

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 Gerwisch	30.0	206.0	6,336	0	-	85,997	

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-gerwisch (green)	0	0	0	0	354	1709	829	20	0	0	0	0
pva-gerwisch (yellow)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

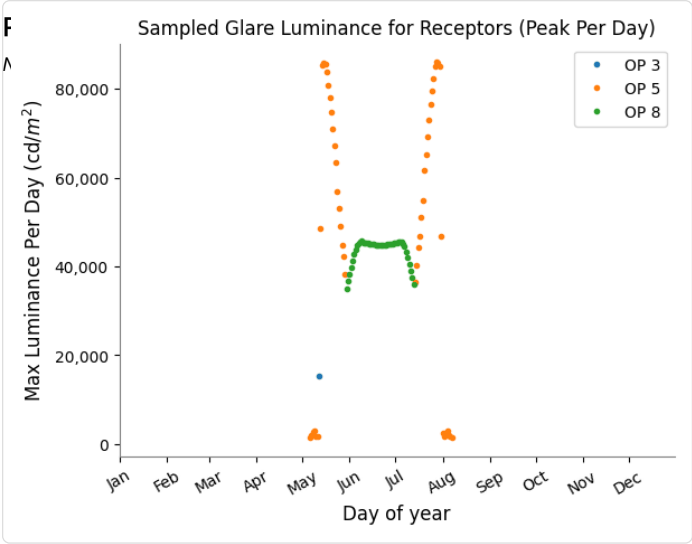
Results for each PV array and receptor

PVA Gerwisch 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	0	0	0
OP: OP 3	172	0	17,183
OP: OP 4	311	0	37,657
OP: OP 5	1055	0	85,997
OP: OP 6	0	0	0
OP: OP 7	0	0	0
OP: OP 8	1065	0	45,676
OP: OP 9	0	0	0
OP: OP 10	0	0	0
OP: OP 11	0	0	0
OP: OP 12	1062	0	28,015
OP: OP 13	0	0	0
OP: OP 14	0	0	0
OP: OP 15	665	0	20,612
OP: OP 16	682	0	19,316
OP: OP 17	628	0	14,232
OP: OP 18	696	0	13,641

PVA Gerwisch: OP 1

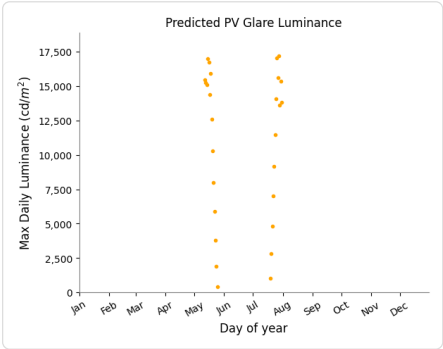
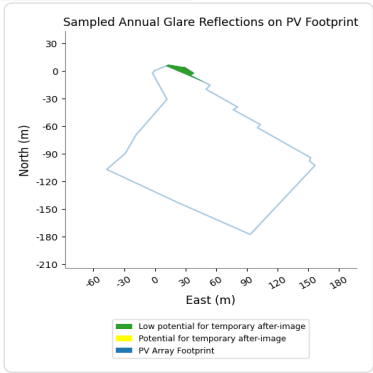
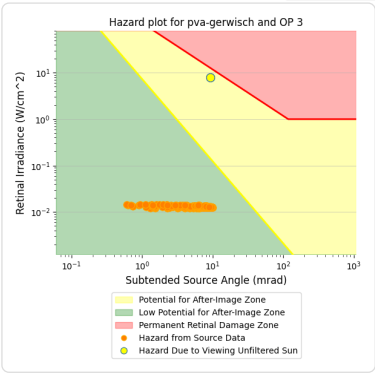
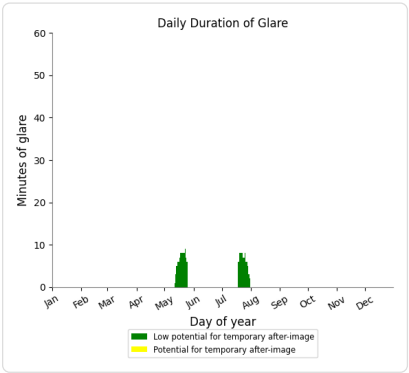
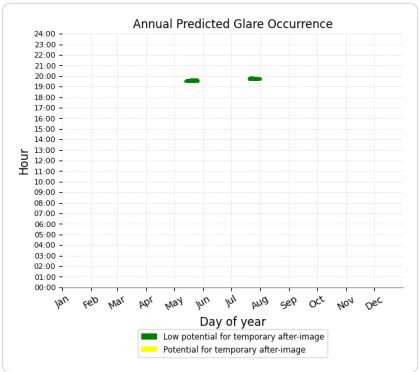
No glare found



PVA Gerwisch: OP 3

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

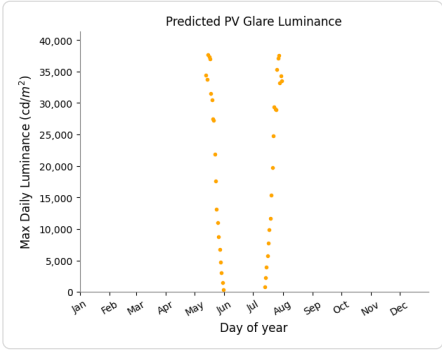
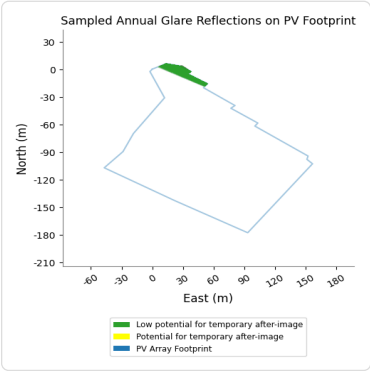
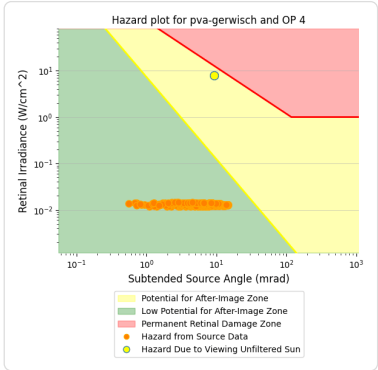
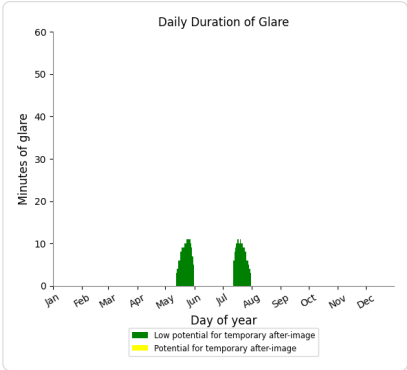
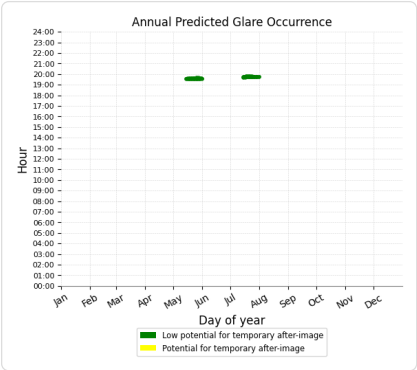
- 172 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Gerwisch: OP 4

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

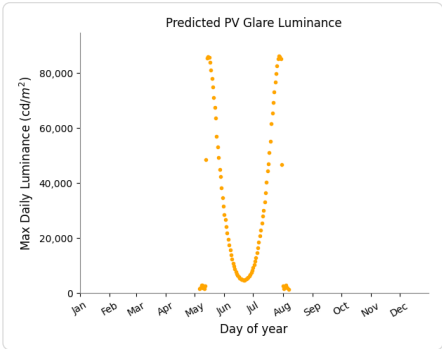
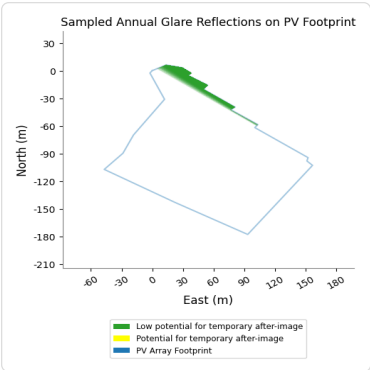
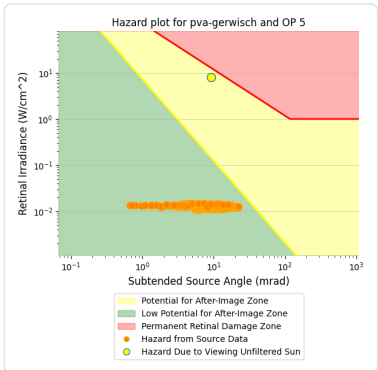
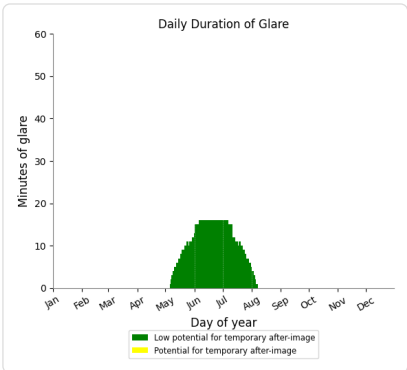
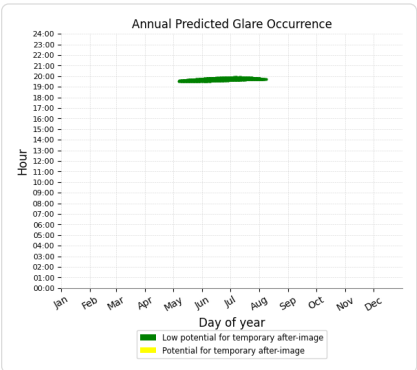
- 311 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Gerwisch: OP 5

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

- 1,055 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 Gerwisch: OP 6

No glare found

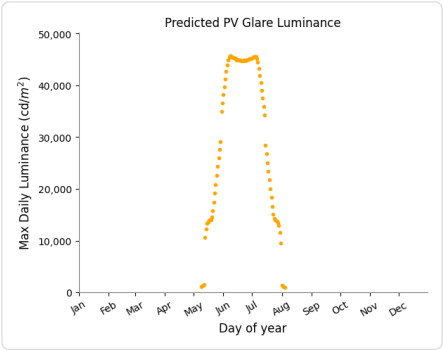
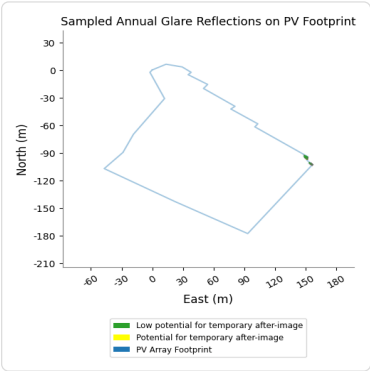
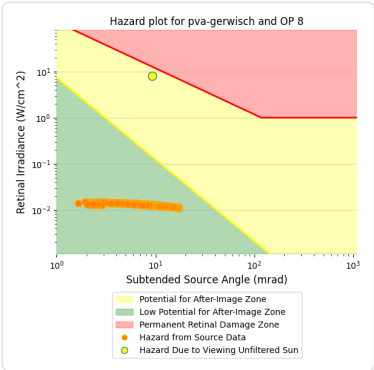
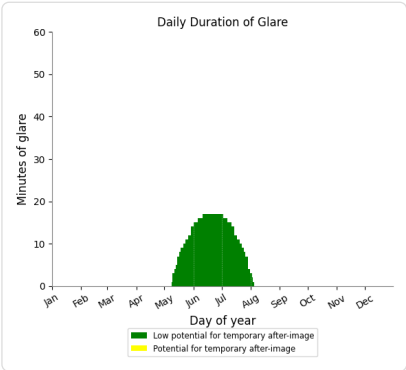
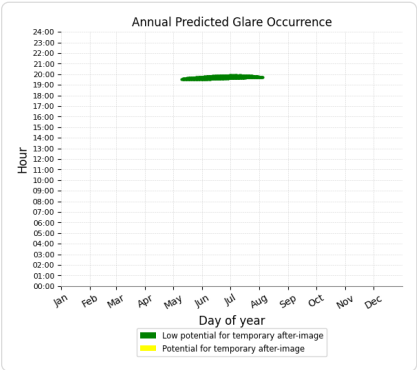
PVA Gerwisch: OP 7

No glare found

PVA Gerwisch: OP 8

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

- 1,065 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 Gerwisch: OP 9

No glare found

PVA Gerwisch: OP 10

No glare found

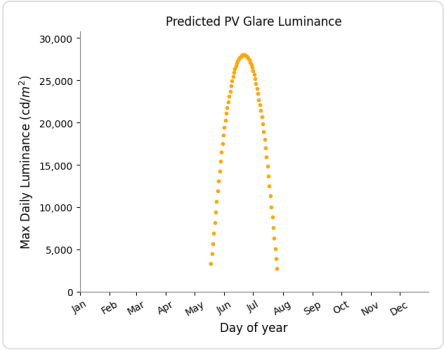
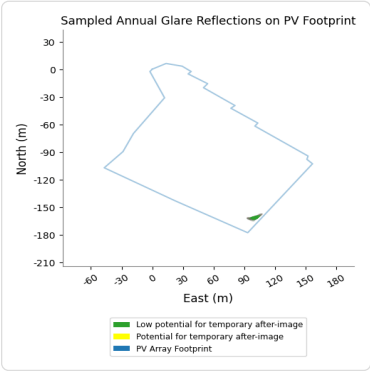
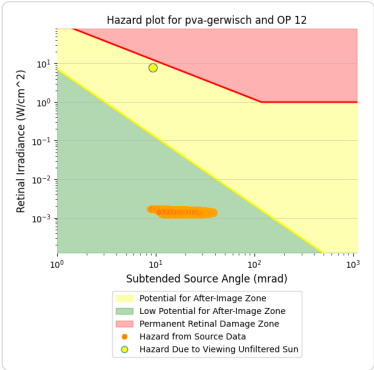
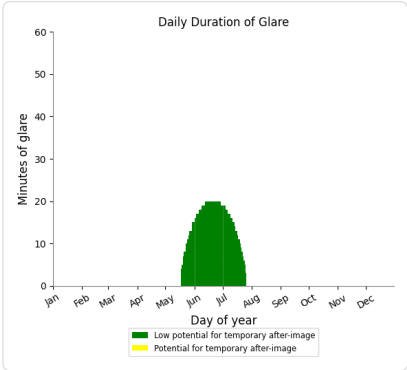
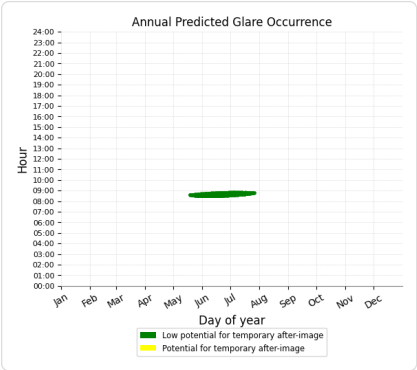
PVA Gerwisch: OP 11

No glare found

PVA Gerwisch: OP 12

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

- 1,062 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 Gerwisch: OP 13

No glare found

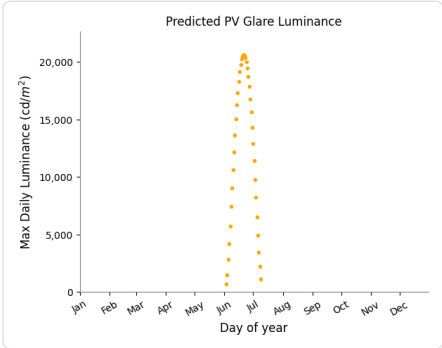
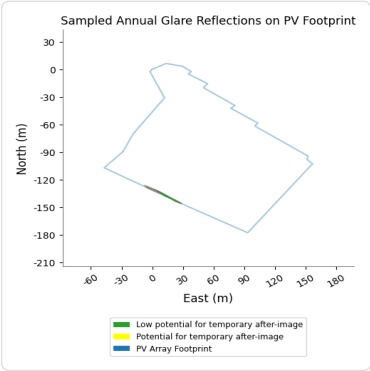
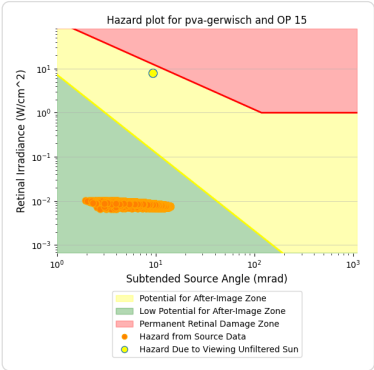
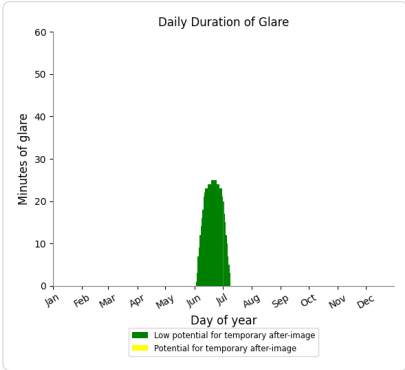
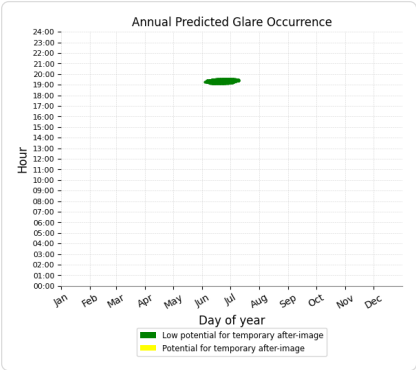
PVA Gerwisch: OP 14

No glare found

PVA Gerwisch: OP 15

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

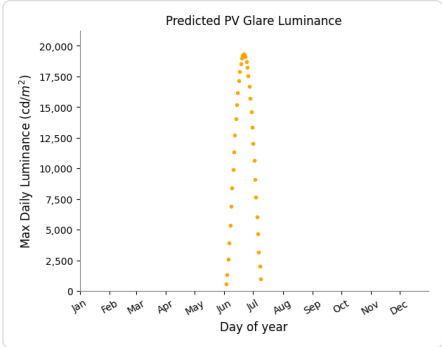
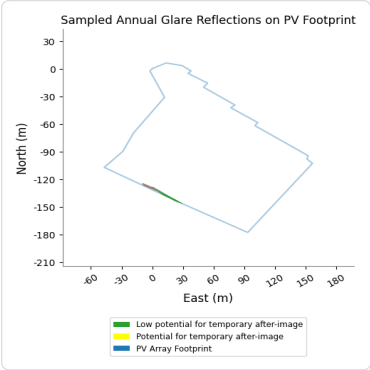
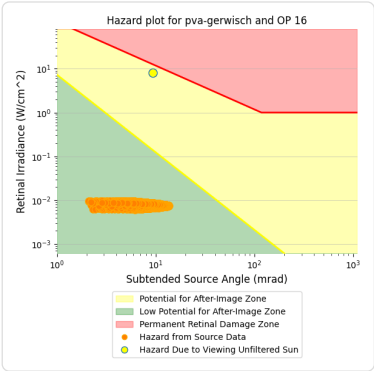
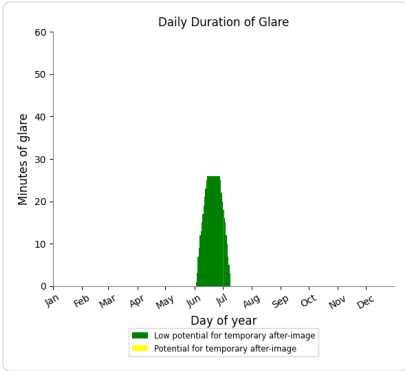
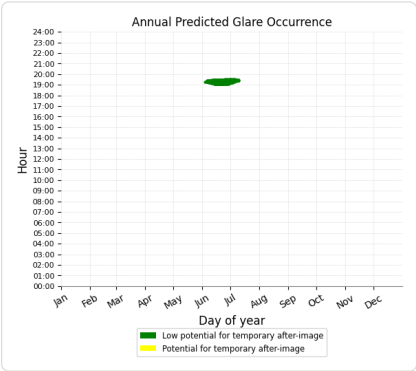
- 665 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Gerwisch: OP 16

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

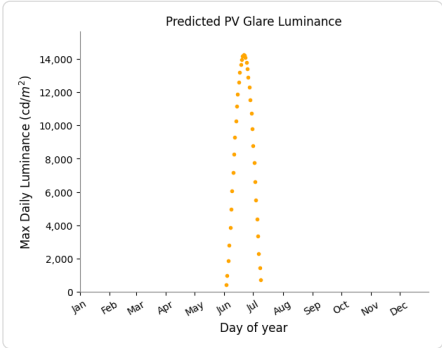
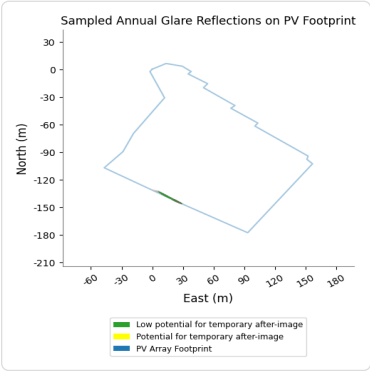
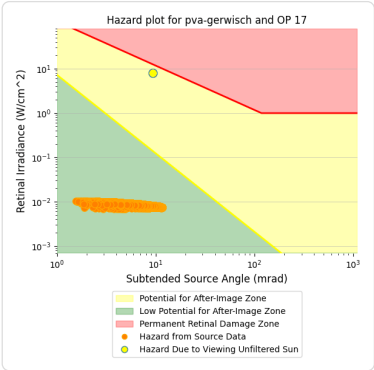
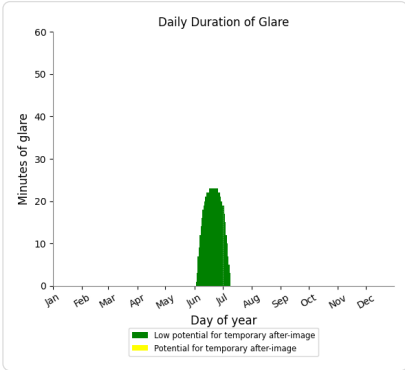
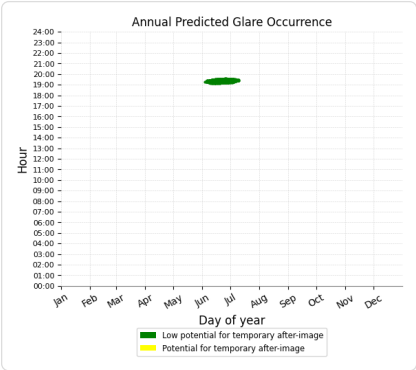
- 682 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Gerwisch: OP 17

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

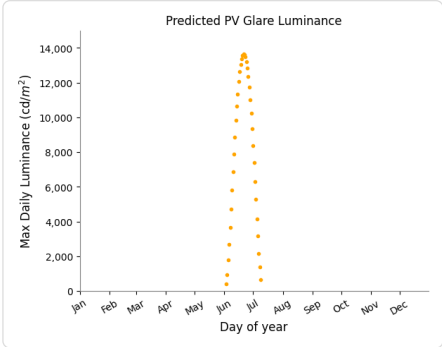
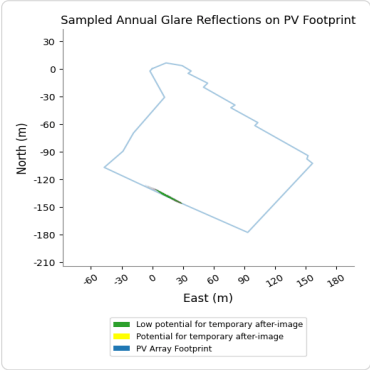
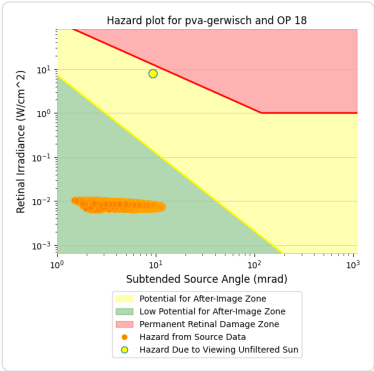
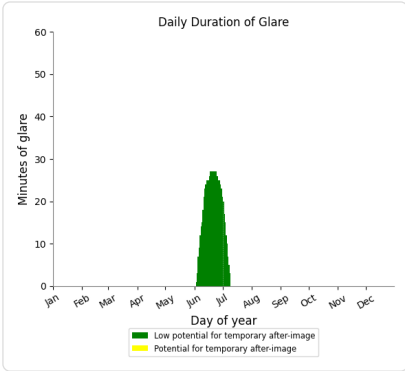
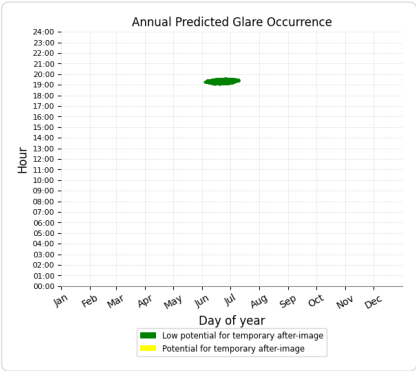
- 628 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Gerwisch: OP 18

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

- 696 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 combine 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.