

Blendgutachten

Freiflächen-Photovoltaikanlage bei Groß-Plasten



Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: Google Earth Pro

Flächen Gemarkung Groß Plasten; Flur: 1; Flurstück: 24/8, 24/9

Immissionsorte B194, Wohnbebauung im Süden

Vorhabenträger **MaxSolar GmbH**
Schmidhamer Str. 22
83278 Traunstein

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

24.05.2024

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	8
3. Untersuchung der Bundesstraße	9
3.1 Gefährdungsbereich.....	9
3.2 Einsehbarkeit und Sichtbeziehung	9
3.3 Grad der Beeinträchtigung.....	11
3.4 Einordnung der Blendung.....	13
3.5 Bewertung anhand der LAI-Richtlinie	16
3.6 Ergebnisauswertung	17
4. Optimierung mit Hilfe eines Blendschutzzaunes	19
4.1. Ergebnisauswertung mit umlaufendem Blendschutzzaun um beide Anlagenteile	20
8. Anlagen	20

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: Google Earth Pro	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 - Gefährdungsbereich 100m - Quelle: GoogleEarth.....	9
Abbildung 6 - Sicht von der B194 von Süden kommend auf die Fläche - Quelle: Google StreetView.....	10
Abbildung 7 - Sonnenstanddiagramm über das Jahr - Quelle: SunOrb.....	11
Abbildung 8 - Simulationsaufbau- Quelle: ForgeSolar	12
Abbildung 9 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar	13
Abbildung 10 - Zeitpunkt der Blendung - Quelle: ForgeSolar	14
Abbildung 11 - Helligkeit in cd/m^2 - Quelle: ForgeSolar.....	15
Abbildung 12 – Intensität der Blendung – Quelle: ForgeSolar.....	16
Abbildung 13 - Teil der Anlage welcher die B194 blendet - Quelle: ForgeSolar	18
Abbildung 14 - Teil der B194, der geblendet wird - Quelle: ForgeSolar	18
Abbildung 15 - Lage des Blendschutzzaunes - Quelle: ForgeSolar.....	19

1. Fragestellung

1.1. Anlass

Bei Groß-Plasten soll an der B194 eine Freiflächen-Photovoltaikanlage entstehen. Um das Thema Blendung im Vorfeld für möglichst alle Parteien zufriedenstellend zu behandeln, wurde ein Blendgutachten in Auftrag gegeben. Nach anfänglicher Prüfung wurden im wesentlichen folgende Immissionsorte betrachtet:

1. Die B194
2. Die im Süden gelegene Wohnbebauung

Dies ist Anlass und Inhalt des Gutachtens.

1.2. Fazit

Ohne blendungsreduzierende Maßnahmen wird ein Teil der B194 und die Wohnbebauung einer unzulässigen zusätzlichen Blendung laut LAI-Richtlinie ausgesetzt. Hier müssen Maßnahmen ergriffen werden, um die Blendung zu reduzieren. Hier wird ein Blendschutzzaun von 2,1m empfohlen, da mit dieser recht einfachen Maßnahme die Blendung so weit reduziert wird, dass die LAI-Lichtschutzrichtlinie eingehalten wird.

Tabelle 1: Übersicht der Immissionsorte

Immissionsort	Simuliertes Blendpotential	Vereinbarkeit mit der LAI-Richtlinie	Gefährdungspotential
B194 von Süden kommend	mäßig	nein	mäßig
B194 von Norden kommend	keines	ja	keines
OP 1 (südliche Wohnbebauung)	gering	ja	gering
OP 2 (südliche Wohnbebauung)	mäßig	nein	gering
OP 3 (südliche Wohnbebauung)	mäßig	nein	gering
OP 4 (südliche Wohnbebauung)	keines	ja	keines
OP 5 (südliche Wohnbebauung)	keines	ja	keines

Immissionsort (mit 2,1m Sichtschutzzaun)			
B194 von Süden kommend	gering	ja	gering
B194 von Norden kommend	keines	ja	keines
OP 1	gering	ja	gering
OP 2	gering	ja	gering
OP 3	gering	ja	gering
OP 4	keines	ja	keines
OP 5	keines	ja	keines

2. Grundlagen

2.1. Situation vor Ort

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

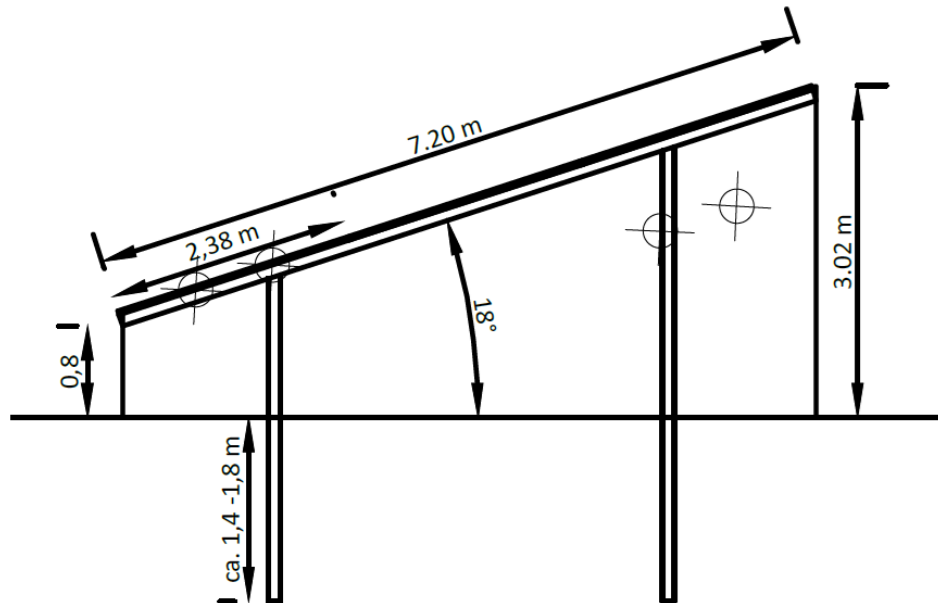


Abbildung 2 - Technische Zeichnung - Quelle: Auftraggeber

Die Photovoltaikmodule der Anlage sollen auf einer Unterkonstruktion aufgeständert aufgestellt werden. Die Ausrichtung der Elemente erfolgt laut Angabe des Auftraggebers, abhängig von der Geländeneigung, gegen Süden ausgerichtet mit einer Tischneigung von 18°, sowie einer Bauhöhe bis maximal 3,02 m.

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.

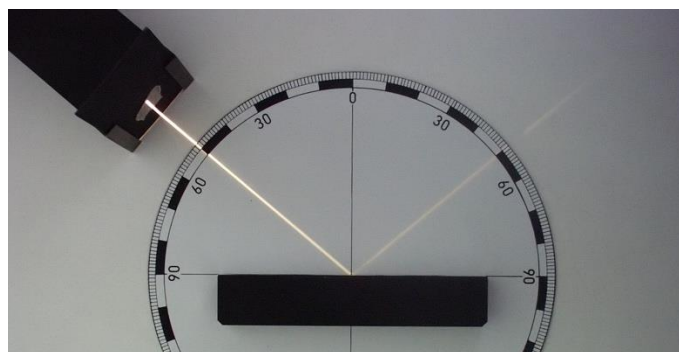


Abbildung 3 - Reflexion eines Lichtstrahls an einer spiegelnden Oberfläche - Quelle: Wikipedia

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 Reflektion 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 Sonneinfallwinkel 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 Sonnenstandshöhe 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

- Grundvoraussetzung für eine Blendung
- diese weniger als 100m vom Immissionsort entfernt liegt
 - Stärke einer möglichen Blendung
- Immissionsorte im Besonderen westlich und östlich der Anlage liegen
 - 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
 - Eindeutige Beeinträchtigung
- es sich um eine zusätzliche Blendung handelt
 - 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.

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)

3. Untersuchung der Bundesstraße

3.1 Gefährdungsbereich

Gemäß der Richtlinie Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) kann eine Blendung ab einer Entfernung von mehr als 100m nicht mehr als relevant betrachtet werden. In diesem Radius befindet sich auf jeden Fall die westlich gelegene B194. Die Wohnbebauung im Süden ist knapp über 100m, wird aber auf Bitten des Vorhabenträgers mitbetrachtet.



Abbildung 5 - Gefährdungsbereich 100m - Quelle: GoogleEarth

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. Allerdings befinden sich hier alle Immissionsorte und die

geplante Anlage auf etwa der gleichen Höhe zwischen 60 und 69m ü. NN. An der Straße herrscht zwar Bewuchs, dieser ist aber nicht dicht genug um als Sichthindernis zu zählen.



Abbildung 6 - Sicht von der B194 von Süden kommend auf die Fläche - Quelle: Google StreetView

3.3 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 $53^{\circ}35'$ und ein Längengrad von $12^{\circ}51'$ für die Anlage angenommen.

☀ Sonnenstandsdiagramm

✕

Diagramm

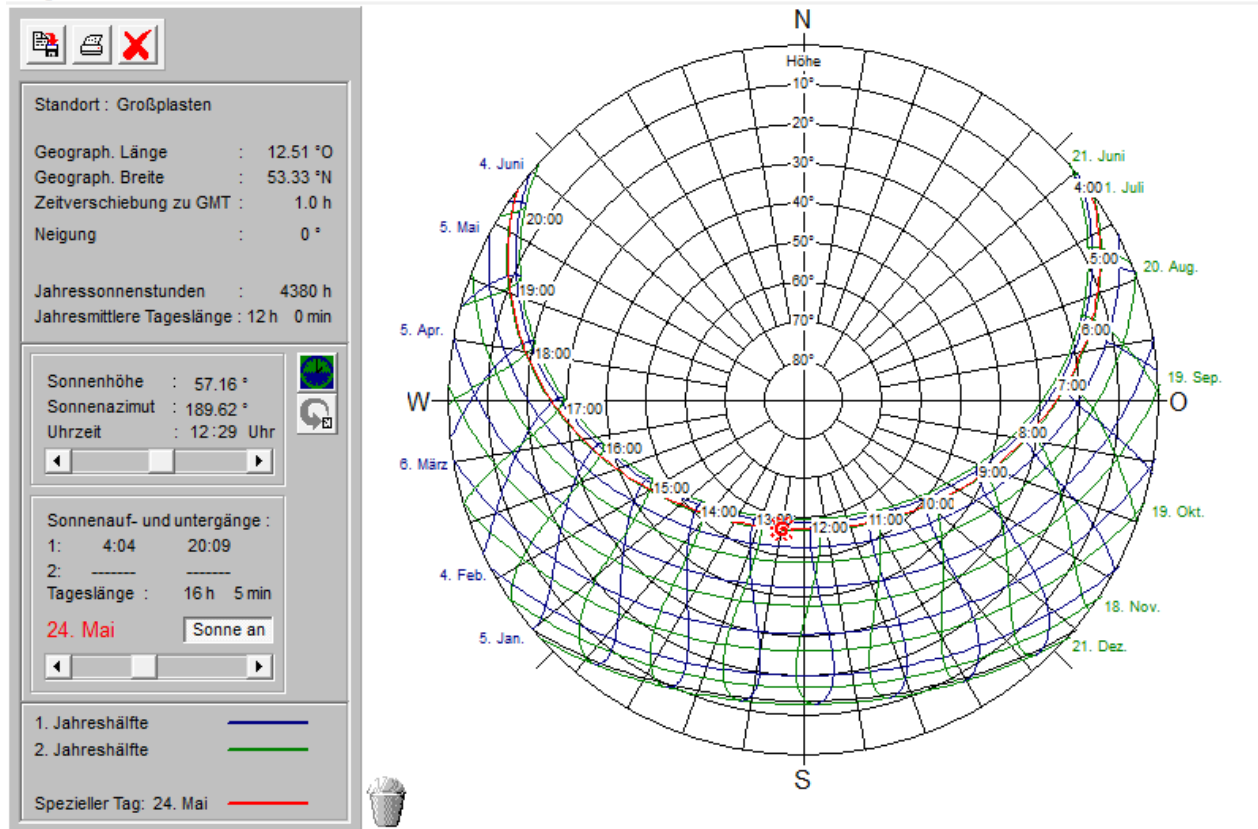


Abbildung 7 - Sonnenstandsdiagramm über das Jahr - Quelle: SunOrb

Das Sonnenstandsdiagramm für den Standort der Anlage ($53^{\circ}35' \text{ N}$, $12^{\circ}51' \text{ O}$) 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 Planung werden die Module südlich ausgerichtet. Durch die Ausrichtung ist eine Blendung sowohl im Norden als auch im Süden unwahrscheinlich. Im Norden steht die Sonne niemals und südliche Blendungen werden aufgrund der Neigung der Solarpaneele nach oben abgelenkt. Daraus ergibt sich, dass potenzielle Blendung nur auftreten kann, wenn die Sonne im Osten (Sonnenaufgang) oder im Westen (Sonnenuntergang) steht. Nachfolgend wurden mit dem Programm ForgeSolar einige Berechnungen durchgeführt, um eine mögliche Blendung zu simulieren.



Abbildung 8 - Simulationsaufbau- Quelle: ForgeSolar

Die Abbildung 8 zeigt den Simulationsaufbau. Die blaue Fläche ist die geplante Anlage. Die ockerfarbenen Linien sind Sichthindernisse in Form Bewuchs. Die türkisenen Linien stellen die Strecke dar, die ein Fahrzeug zurücklegt. Insgesamt wurden 2 Fahrstrecken simuliert, um die B194 von Norden und Süden kommend abzudecken. Bei den Fahrzeugen wurden die Höhen bis zu einer Maximalhöhe von 2,5 m variiert, um auch LKW- oder Busfahrer mit einzubeziehen. Auf Grund der Angaben des Planers wurde als oberster Punkt eine Bauhöhe 3.02 m über Grund angenommen. Die Roten Punkte sind Beobachtungspunkte an der Bebauung. Hier wurde zwischen 2 und 5m über Grund variiert um verschiedene Stockwerke abzudecken.

Tabelle 2: Blendungsdauer in Minuten – Quelle: ForgeSolar

PVA Spargelberg potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	1221	436	314,830
OP: OP 2	1451	457	313,178
OP: OP 3	1945	282	267,132
OP: OP 4	0	0	0
OP: OP 5	0	0	0
Route: Nord nach Sued Bundesstrasse	0	0	0
Route: Sued nach Nord Bundesstrasse	244	2843	1,657,722

Wie in Tabelle zwei zu sehen ist, wird für eine Strecke der Bundesstraße und für 3 Beobachtungspunkte eine Blendung simuliert.

3.4 Einordnung der Blendung

In der LAI-Richtlinie ist für eine zulässige Blendung die Dauer von maximal 1800 Minuten im Jahr genannt. Zusätzlich zur jährlichen Dauer ist für die LAI-Richtlinie die tägliche Dauer ausschlaggebend. Es sollten 30 Minuten Blendung pro Tag nicht überschritten werden.

Nachfolgend wird die Blendwirkung für die B194 betrachtet, da diese die höchste Blendung aufweist. Die anderen Immissionsorte verhalten sich aber äquivalent. Die tägliche Dauer liegt mit bis zu 35 Minuten höher als die in der LAI geforderten 30 Minuten. Ebenfalls wird die Gesamtdauer von 1800 Minuten überschritten, so dass hier festgestellt werden kann, dass sich die PV-Anlage nicht innerhalb der LAI-Richtlinie befindet.

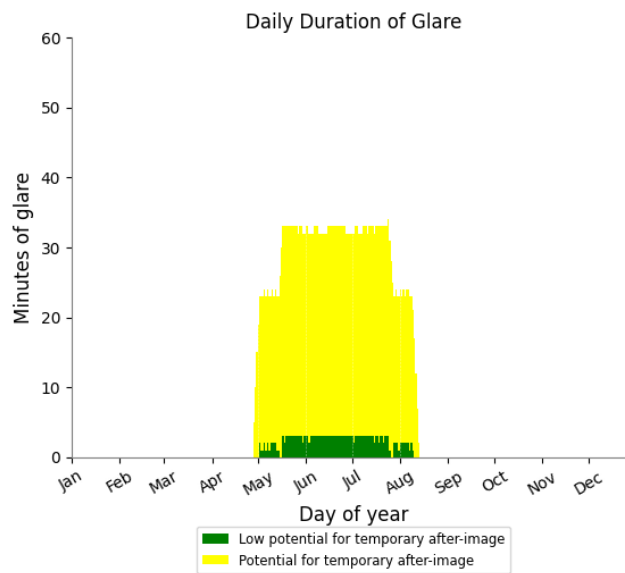


Abbildung 9 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar

Der Zeitpunkt der Blendung liegt hierbei ausschließlich in den Morgenstunden.

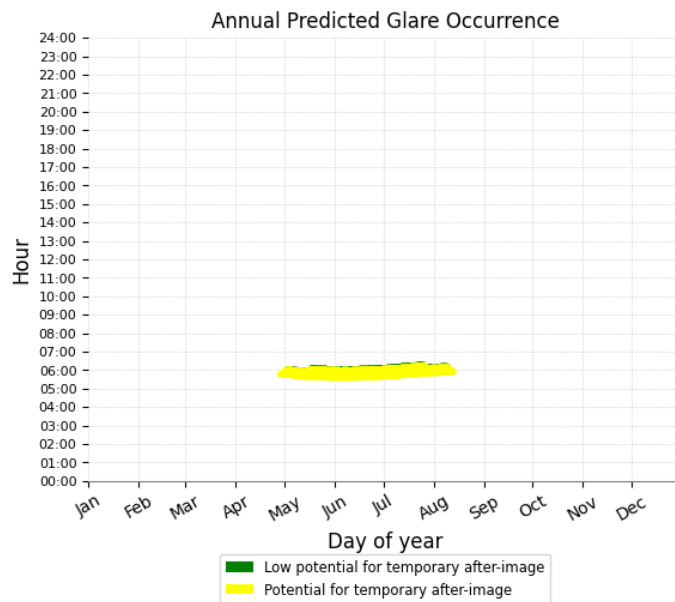


Abbildung 10 - Zeitpunkt der Blendung - Quelle: ForgeSolar

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 11 abgebildet werden. Insgesamt ist es hier so, dass die Werte zwischen 150.000 und 1.600.000 cd/m² liegen. Zum Vergleich: Eine 60 Watt Glühbirne hat einen cd/m² von etwa 120.000 cd/m².

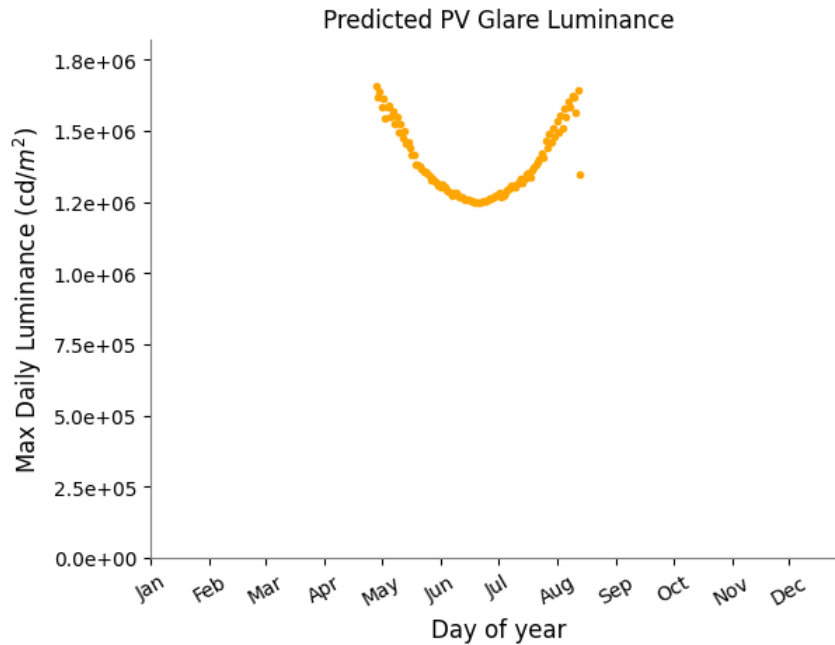


Abbildung 11 - Helligkeit in cd/m^2 - Quelle: ForgeSolar

Zusätzlich gibt das Programm auch an, wie sich die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität durch den Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm^2) 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 m^2 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.

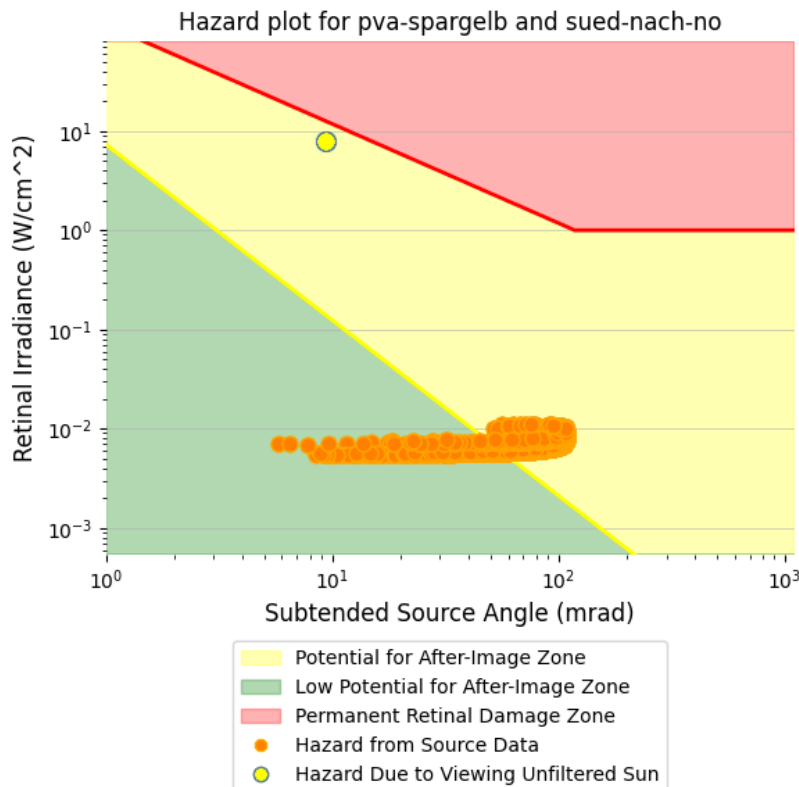


Abbildung 12 – Intensität der Blendung – Quelle: ForgeSolar

3.5 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 3.087 Datensätze für die Auffahrt zur die Strecke der B194 von Süden nach Norden vom Programm bereitgestellt. Dies entspricht einem Datensatz pro simulierter Minute Blendung. Filtert man diese nach den entsprechenden Winkeln, so sind 41 Minuten in Winkelverhältnissen, welche laut LAI-Richtlinie ignoriert, werden können. Somit verbleiben noch 3.046 Minuten, welche als zusätzliche Blendung gewertet werden müssen. Damit ist festzustellen, dass die B194 oberhalb der von der LAI geforderten Werte liegt. Die werde für die Beobachtungspunkte sind in Tabelle 4 dargestellt.

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

Tabelle 3 - Auszug aus der Datenliste (Quelle: ForgeSolar)

	Sun / module incidence angle (deg)
2024-04-28 05:46:00	85,7
2024-04-28 05:47:00	85,5
2024-04-28 05:48:00	85,3
2024-04-28 05:49:00	85,1
2024-04-29 05:46:00	85,5
2024-04-29 05:47:00	85,3
2024-04-29 05:48:00	85,1
2024-04-30 05:45:00	85,6
2024-04-30 05:46:00	85,4
2024-04-30 05:47:00	85,2
2024-04-30 05:48:00	85
2024-05-01 05:45:00	85,4
2024-05-01 05:46:00	85,2
2024-05-01 05:47:00	85

Tabelle 4 - Betrachtung der Winkelverhältnisse

Immissionsort	Blendungsdauer in Minuten	Verbleibende zusätzliche Blendungsdauer (laut LAI) nach Betrachtung der Winkelverhältnisse in Minuten	LAI-Konform
B194 von Süden kommend	3.087	3.046	nein
OP 1	1.657	1.657	ja
OP 2	1.908	1.908	nein
OP 3	2.227	2.227	nein

3.6. Ergebnisauswertung

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass es unter den idealisierten Annahmen der LAI-Richtlinie zu einer Blendung der Bundesstraße sowie der Wohnbebauung kommt. Für die B194 allerdings nur für die Strecke von Süden nach Norden. Abbildung 13 zeigt den Teil der Anlage, der die Bundesstraße blendet, sowie den Teil der Bundesstraße, welcher geblendet wird (Abb. 14). Hier ist eine Strecke von etwa 150m beeinträchtigt.

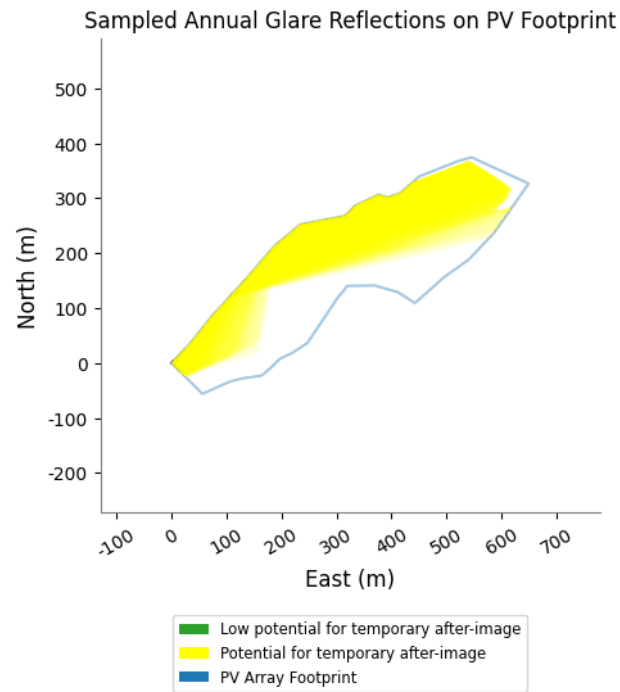


Abbildung 13 - Teil der Anlage welcher die B194 blendet - Quelle:ForgeSolar

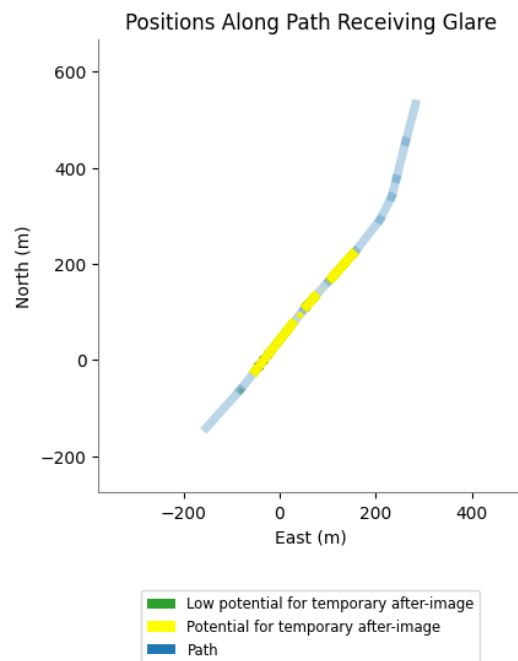


Abbildung 14 - Teil der B194, der geblendet wird - Quelle:ForgeSolar

4. Optimierung mit Hilfe eines Blendschutzzaunes

Da sowohl die B194 als auch ein Teil der Wohnbebauung oberhalb der LAI-Richtlinie liegt, müssen hier Maßnahmen ergriffen werden. 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

Hier wurde sich für einen Blendschutzzaun entschieden. Dieser besitzt eine Höhe von 2,1m. Anzumerken ist hierbei das Sichtschutz nicht gleichzusetzen ist mit blickdicht. Auch eine Brechung des Lichts durch Meshgewebe erreicht die gewünschte Wirkung. Die Lage des Zauns ist in Abbildung 15 zu sehen.



Abbildung 15 - Lage des Blendschutzzaunes - Quelle: ForgeSolar

Damit wird die Blendung deutlich reduziert.

Tabelle 5: Blendungsdauer in Minuten – Quelle: ForgeSolar

PVA Spargenberg potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	129	0	31,495
OP: OP 2	415	0	109,047
OP: OP 3	697	0	151,890
OP: OP 4	0	0	0
OP: OP 5	0	0	0
Route: Nord nach Sued Bundesstrasse	0	0	0
Route: Sued nach Nord Bundesstrasse	605	969	1,354,821

Wie in Tabelle 5 zu sehen ist, wird die Blendung durch die Maßnahme deutlich reduziert. Wendet man zusätzlich noch die in 3.5 beschriebene Methodik der LAI an, so wird die Blendung noch weiter reduziert.

Tabelle 6 - Betrachtung der Winkelverhältnisse

Immissionsort	Blendungsdauer in Minuten	Verbleibende zusätzliche Blendungsdauer (laut LAI) nach Betrachtung der Winkelverhältnisse in Minuten	LAI-Konform
B194 von Süden kommend	1.574	1.574	ja
OP 1	129	129	ja
OP 2	415	415	ja
OP 3	697	697	ja

4.1. Ergebnisauswertung mit umlaufendem Blendschutzzaun um beide Anlagenteile

Errichtet man einen Blendschutzzaun in Höhe von 2,1 Metern, so wird die LAI-Richtlinie für jede der simulierten Strecken und Beobachtungspunkte eingehalten.

8. Anlagen

Simulationsergebnisse

PVA Spargelberg

PVA Spargelberg Grundsimulation mit Bewuchs

Client: max-solar

Created May 13, 2024

Updated May 13, 2024

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC+1

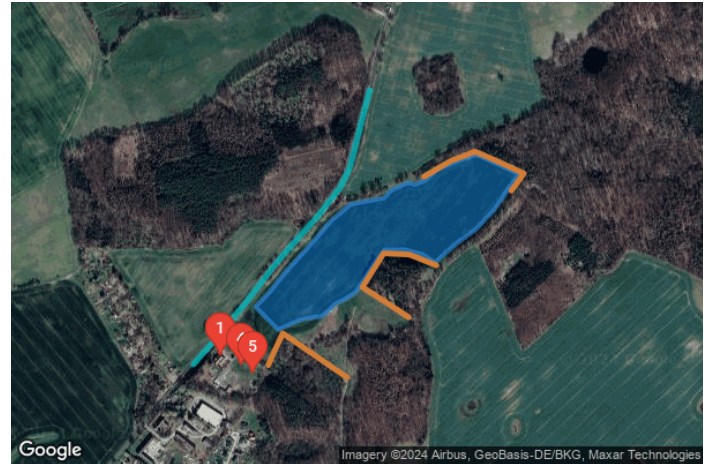
Minimum sun altitude 0.0 deg

Site ID 118984.20428

Project type Advanced

Project status: active

Category 5 MW to 10 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 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 Spargelberg	18.0	180.0	4,861	4,018	-	1,657,722

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 100,532 m^2

Name: PVA Spargelberg
Footprint area: 100,532 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 180.0 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	53.551893	12.853960	59.92	0.80	60.72
2	53.551389	12.854807	59.86	3.20	63.06
3	53.551593	12.855569	60.35	0.80	61.15
4	53.551644	12.855934	59.29	3.20	62.49
5	53.551689	12.856438	58.96	0.80	59.76
6	53.551823	12.856696	57.88	3.20	61.08
7	53.551963	12.856932	58.57	0.80	59.37
8	53.552052	12.857254	58.78	3.20	61.98
9	53.552218	12.857683	59.41	0.80	60.21
10	53.552492	12.857994	61.59	3.20	64.79
11	53.552970	12.858530	63.03	0.80	63.83
12	53.553091	12.858702	62.76	3.20	65.96
13	53.553155	12.858777	62.83	0.80	63.63
14	53.553161	12.859528	63.96	3.20	67.16
15	53.553053	12.860172	63.99	0.80	64.79
16	53.552874	12.860644	64.84	3.20	68.04
17	53.553293	12.861435	67.08	0.80	67.88
18	53.553587	12.862122	68.40	3.20	71.60
19	53.554026	12.862819	67.88	0.80	68.68
20	53.554543	12.863431	68.64	3.20	71.84
21	53.554829	12.863763	68.61	0.80	69.41
22	53.555256	12.862197	64.78	3.20	67.98
23	53.555199	12.861843	65.06	0.80	65.86
24	53.554944	12.860759	68.45	3.20	71.65
25	53.554670	12.860233	67.63	0.80	68.43
26	53.554600	12.859890	67.92	3.20	71.12
27	53.554645	12.859643	67.90	0.80	68.70
28	53.554466	12.859000	66.02	3.20	69.22
29	53.554300	12.858731	65.06	0.80	65.86
30	53.554160	12.857498	64.46	3.20	67.66
31	53.553803	12.856779	63.42	0.80	64.22
32	53.553255	12.855985	63.18	3.20	66.38
33	53.552650	12.855051	64.74	0.80	65.54
34	53.552216	12.854472	63.06	3.20	66.26

Route Receptor(s)

Name: Nord nach Sued Bundesstrasse

Route type One-way

View angle: 30.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.556683	12.858190	65.43	1.50	66.93
2	53.555969	12.857879	70.94	2.50	73.44
3	53.555281	12.857589	72.54	1.50	74.04
4	53.554950	12.857439	67.99	2.50	70.49
5	53.554529	12.857085	69.90	1.50	71.40
6	53.553950	12.856338	67.32	2.50	69.82
7	53.553383	12.855479	62.61	1.50	64.11
8	53.552857	12.854714	63.83	2.50	66.33
9	53.552024	12.853669	59.78	1.50	61.28
10	53.551372	12.852729	60.50	2.50	63.00
11	53.550626	12.851660	60.29	1.50	61.79

Name: Sued nach Nord Bundesstrasse

Route type One-way

View angle: 30.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.550626	12.851660	60.29	1.50	61.79
2	53.551340	12.852733	60.53	2.50	63.03
3	53.552848	12.854734	63.73	1.50	65.23
4	53.553378	12.855517	62.73	2.50	65.23
5	53.553927	12.856344	66.42	1.50	67.92
6	53.554520	12.857117	69.18	2.50	71.68
7	53.554945	12.857481	67.38	1.50	68.88
8	53.555283	12.857631	72.28	2.50	74.78
9	53.555982	12.857923	70.45	1.50	71.95
10	53.556683	12.858234	64.52	2.50	67.02

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	53.550810	12.852673	61.70	2.00	63.70
OP 2	53.550810	12.852673	61.70	5.00	66.70
OP 3	53.550810	12.852673	61.70	9.00	70.70
OP 4	53.550583	12.853444	59.86	2.00	61.86
OP 5	53.550417	12.853868	59.95	2.00	61.95

Obstruction Components

Name: Baumbewuchs im Norden
Upper edge height: 10.0 m



Google Imagery ©2024 Airbus, GeoBasis-DE/BKG, Maxar Technologies

Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	53.554466	12.863483	68.73
2	53.554670	12.863730	68.10
3	53.554848	12.863934	70.54
4	53.555224	12.862539	66.03
5	53.555326	12.862121	64.63
6	53.555109	12.861187	67.82
7	53.554772	12.860232	68.17

Name: Baumbewuchs im Westen
Upper edge height: 10.0 m



Google Imagery ©2024 Airbus, GeoBasis-DE/BKG, Maxar Technologies

Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	53.551662	12.859664	59.52
2	53.551967	12.858892	59.87
3	53.552332	12.857937	60.85
4	53.553080	12.858731	62.90
5	53.553055	12.859667	63.73
6	53.552813	12.860691	64.98

Name: Baumbewuchs Sueden
Upper edge height: 10.0 m



Google Imagery ©2024 Airbus, GeoBasis-DE/BKG, Maxar Technologies

Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	53.550609	12.854441	59.68
2	53.550832	12.854602	60.46
3	53.551310	12.854978	59.81
4	53.550335	12.857370	56.13

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 Spargelberg	18.0	180.0	4,861	4,018	-	1,657,722	

Distinct glare per month

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

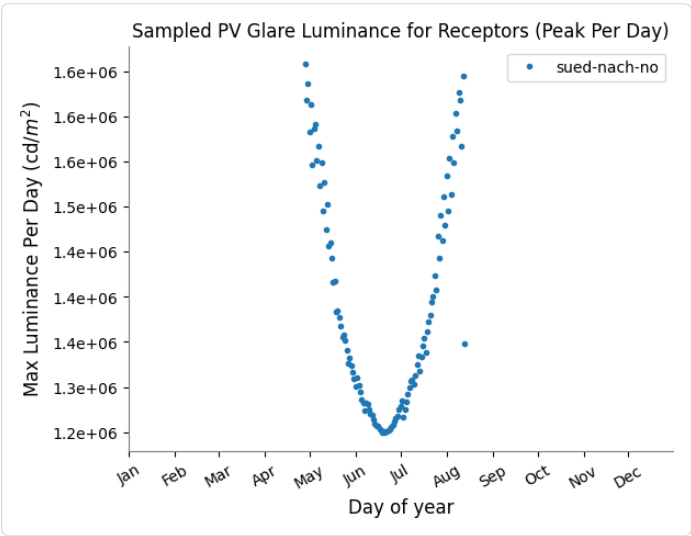
PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pva-spargelb (green)	0	0	0	0	63	104	76	16	0	0	0	0
pva-spargelb (yellow)	0	0	0	30	807	888	887	231	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PVA Spargelberg potential temporary after-image

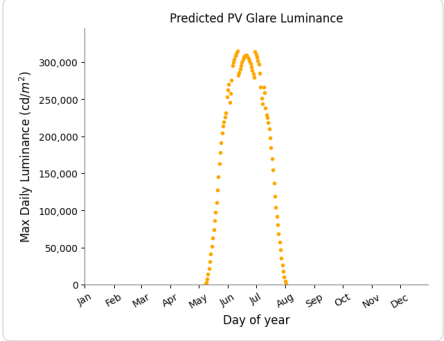
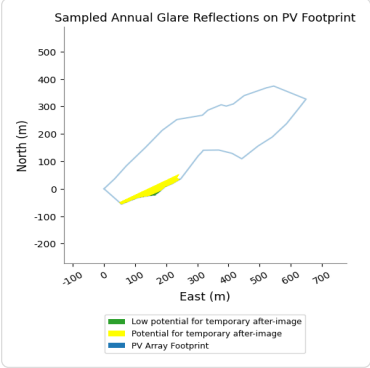
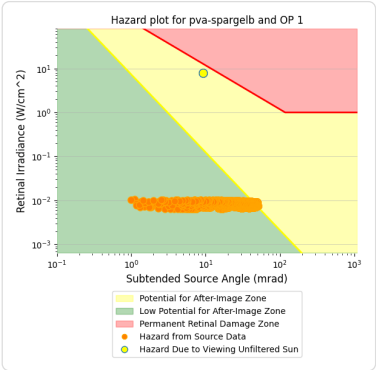
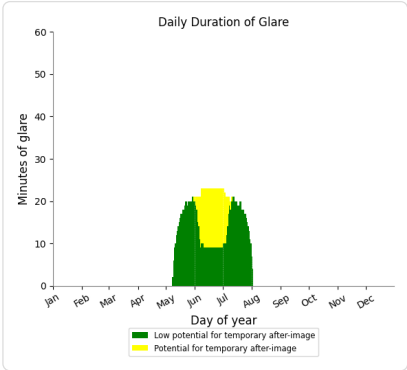
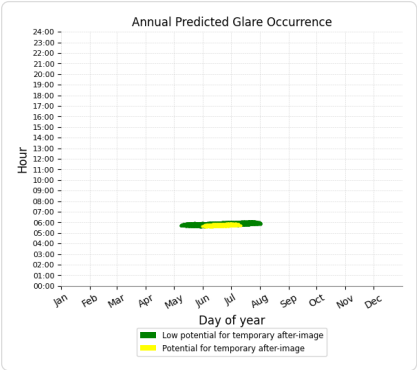
Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	1221	436	314,830
OP: OP 2	1451	457	313,178
OP: OP 3	1945	282	267,132
OP: OP 4	0	0	0
OP: OP 5	0	0	0
Route: Nord nach Sued Bundesstrasse	0	0	0
Route: Sued nach Nord Bundesstrasse	244	2843	1,657,722



PVA Spargelberg: OP 1

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

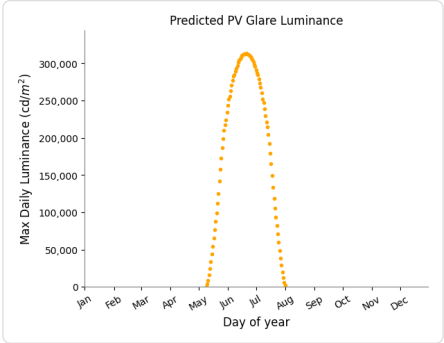
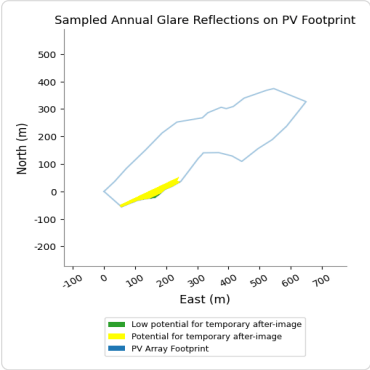
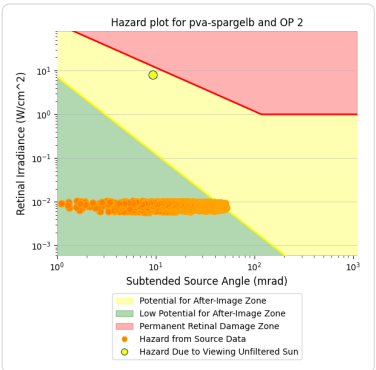
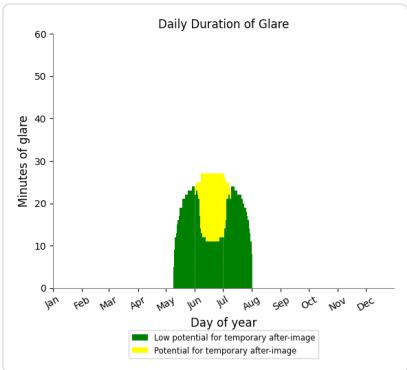
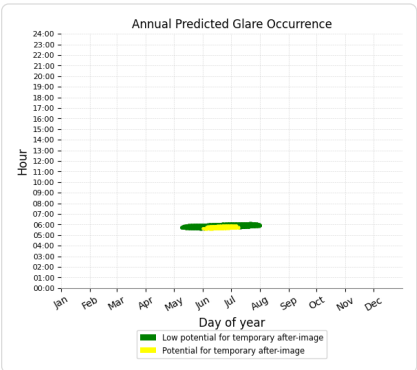
- 1,221 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 436 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Spargelberg: OP 2

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

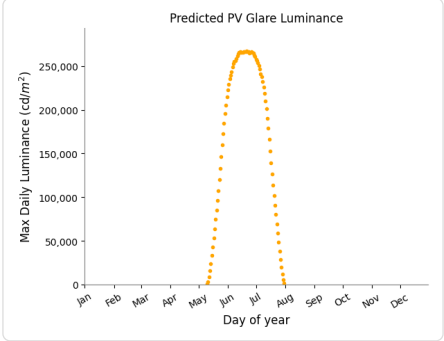
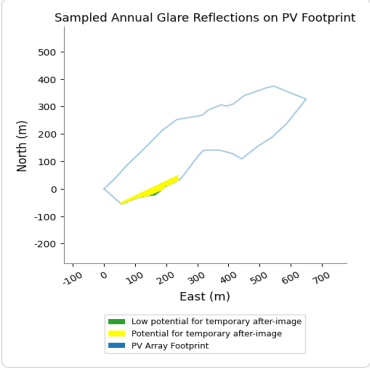
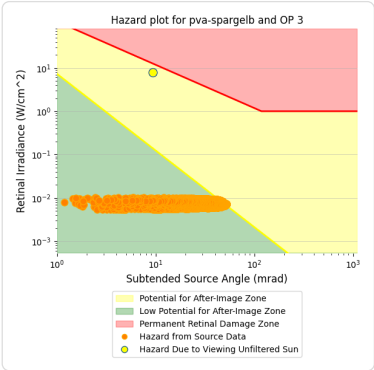
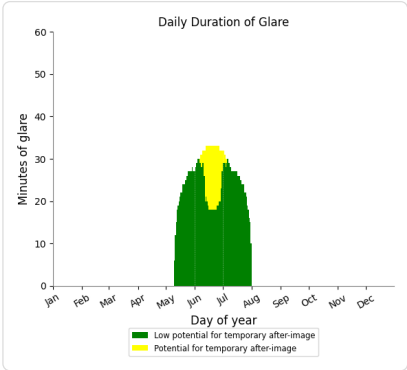
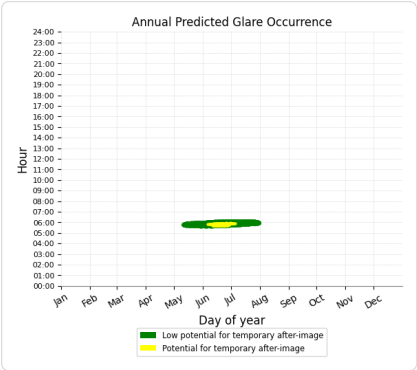
- 1,451 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 457 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Spargelberg: OP 3

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

- 1,945 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 282 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Spargelberg: OP 4

No glare found

PVA Spargelberg: OP 5

No glare found

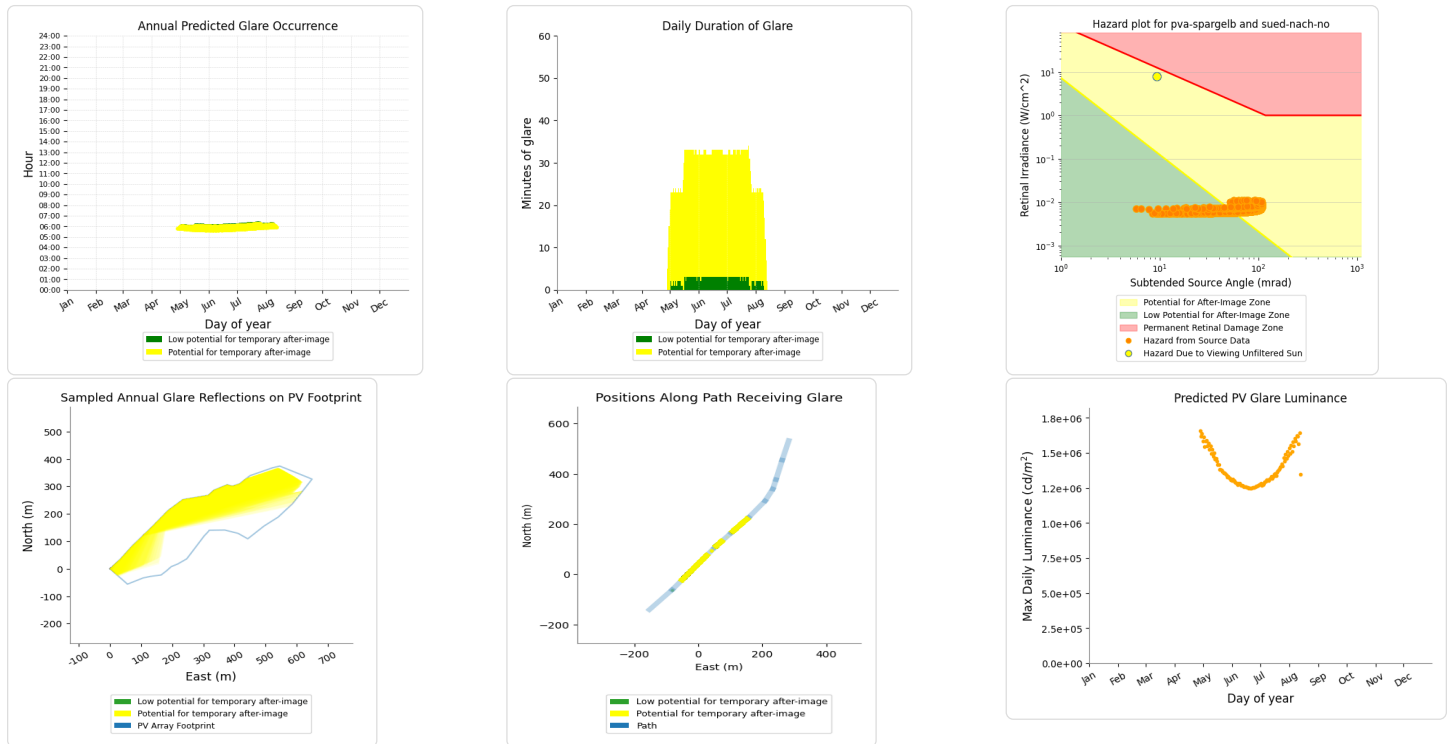
PVA Spargelberg: Nord nach Sued Bundesstrasse

No glare found

PVA Spargelberg: Sued nach Nord Bundesstrasse

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

- 244 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,843 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



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 Spargelberg

Zaun 210

Client: max-solar

Created May 23, 2024

Updated May 23, 2024

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC+1

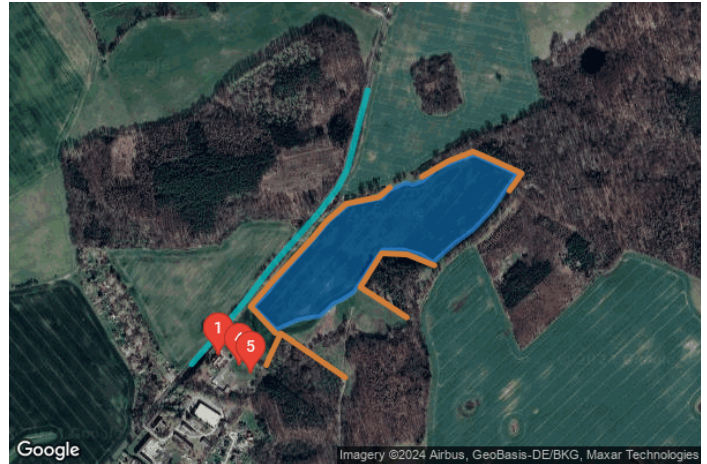
Minimum sun altitude 0.0 deg

Site ID 119862.20428

Project type Advanced

Project status: active

Category 5 MW to 10 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 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 Spargelberg	18.0	180.0	1,846	969	-	1,354,821

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 100,532 m^2

Name: PVA Spargelberg
Footprint area: 100,532 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 180.0 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	53.551893	12.853960	59.92	0.80	60.72
2	53.551389	12.854807	59.86	3.20	63.06
3	53.551593	12.855569	60.35	0.80	61.15
4	53.551644	12.855934	59.29	3.20	62.49
5	53.551689	12.856438	58.96	0.80	59.76
6	53.551823	12.856696	57.88	3.20	61.08
7	53.551963	12.856932	58.57	0.80	59.37
8	53.552052	12.857254	58.78	3.20	61.98
9	53.552218	12.857683	59.41	0.80	60.21
10	53.552492	12.857994	61.59	3.20	64.79
11	53.552970	12.858530	63.03	0.80	63.83
12	53.553091	12.858702	62.76	3.20	65.96
13	53.553155	12.858777	62.83	0.80	63.63
14	53.553161	12.859528	63.96	3.20	67.16
15	53.553053	12.860172	63.99	0.80	64.79
16	53.552874	12.860644	64.84	3.20	68.04
17	53.553293	12.861435	67.08	0.80	67.88
18	53.553587	12.862122	68.40	3.20	71.60
19	53.554026	12.862819	67.88	0.80	68.68
20	53.554543	12.863431	68.64	3.20	71.84
21	53.554829	12.863763	68.61	0.80	69.41
22	53.555256	12.862197	64.78	3.20	67.98
23	53.555199	12.861843	65.06	0.80	65.86
24	53.554944	12.860759	68.45	3.20	71.65
25	53.554670	12.860233	67.63	0.80	68.43
26	53.554600	12.859890	67.92	3.20	71.12
27	53.554645	12.859643	67.90	0.80	68.70
28	53.554466	12.859000	66.02	3.20	69.22
29	53.554300	12.858731	65.06	0.80	65.86
30	53.554160	12.857498	64.46	3.20	67.66
31	53.553803	12.856779	63.42	0.80	64.22
32	53.553255	12.855985	63.18	3.20	66.38
33	53.552650	12.855051	64.74	0.80	65.54
34	53.552216	12.854472	63.06	3.20	66.26

Route Receptor(s)

Name: Nord nach Sued Bundesstrasse

Route type One-way

View angle: 30.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.556683	12.858190	65.43	1.50	66.93
2	53.555969	12.857879	70.94	2.50	73.44
3	53.555281	12.857589	72.54	1.50	74.04
4	53.554950	12.857439	67.99	2.50	70.49
5	53.554529	12.857085	69.90	1.50	71.40
6	53.553950	12.856338	67.32	2.50	69.82
7	53.553383	12.855479	62.61	1.50	64.11
8	53.552857	12.854714	63.83	2.50	66.33
9	53.552024	12.853669	59.78	1.50	61.28
10	53.551372	12.852729	60.50	2.50	63.00
11	53.550626	12.851660	60.29	1.50	61.79

Name: Sued nach Nord Bundesstrasse

Route type One-way

View angle: 30.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.550626	12.851660	60.29	1.50	61.79
2	53.551340	12.852733	60.53	2.50	63.03
3	53.552848	12.854734	63.73	1.50	65.23
4	53.553378	12.855517	62.73	2.50	65.23
5	53.553927	12.856344	66.42	1.50	67.92
6	53.554520	12.857117	69.18	2.50	71.68
7	53.554945	12.857481	67.38	1.50	68.88
8	53.555283	12.857631	72.28	2.50	74.78
9	53.555982	12.857923	70.45	1.50	71.95
10	53.556683	12.858234	64.52	2.50	67.02

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	53.550810	12.852673	61.70	2.00	63.70
OP 2	53.550810	12.852673	61.70	5.00	66.70
OP 3	53.550810	12.852673	61.70	9.00	70.70
OP 4	53.550583	12.853444	59.86	2.00	61.86
OP 5	53.550417	12.853868	59.95	2.00	61.95

Obstruction Components

Name: Baumbewuchs im Norden
Upper edge height: 10.0 m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	53.554466	12.863483	68.73
2	53.554670	12.863730	68.10
3	53.554848	12.863934	70.54
4	53.555224	12.862539	66.03
5	53.555326	12.862121	64.63
6	53.555109	12.861187	67.82
7	53.554772	12.860232	68.17

Name: Baumbewuchs im Westen
Upper edge height: 10.0 m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	53.551662	12.859664	59.52
2	53.551967	12.858892	59.87
3	53.552332	12.857937	60.85
4	53.553080	12.858731	62.90
5	53.553055	12.859667	63.73
6	53.552813	12.860691	64.98

Name: Baumbewuchs Sueden
Upper edge height: 10.0 m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	53.550609	12.854441	59.68
2	53.550832	12.854602	60.46
3	53.551310	12.854978	59.81
4	53.550335	12.857370	56.13

Name: Zaun
Upper edge height: 2.1 m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	53.551317	12.854782	59.73
2	53.551903	12.853860	59.50
3	53.552394	12.854572	64.04
4	53.552946	12.855425	65.09
5	53.553398	12.856133	63.88
6	53.553787	12.856670	63.61
7	53.554177	12.857422	65.07
8	53.554323	12.858623	65.13
9	53.554534	12.859042	65.78

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 Spargelberg	18.0	180.0	1,846	969	-	1,354,821	

Distinct glare per month

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

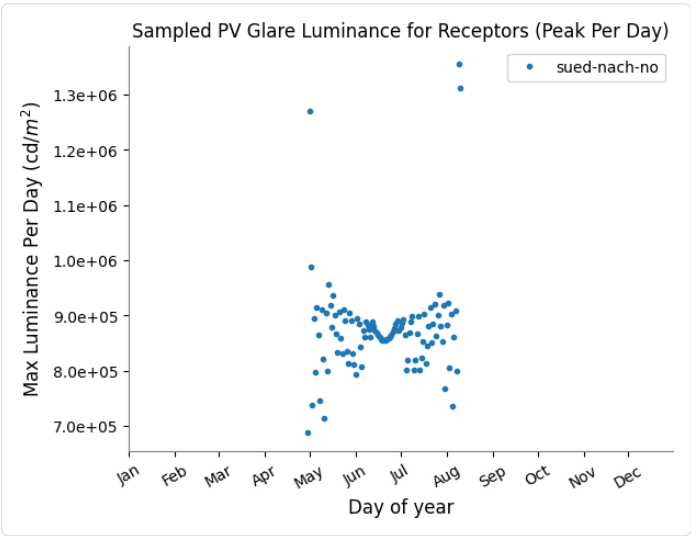
PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pva-spargelb (green)	0	0	0	1	168	199	203	34	0	0	0	0
pva-spargelb (yellow)	0	0	0	1	262	340	316	50	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PVA Spargelberg potential temporary after-image

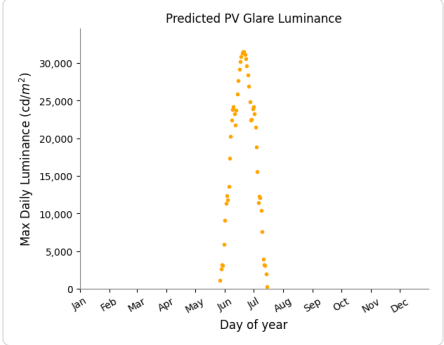
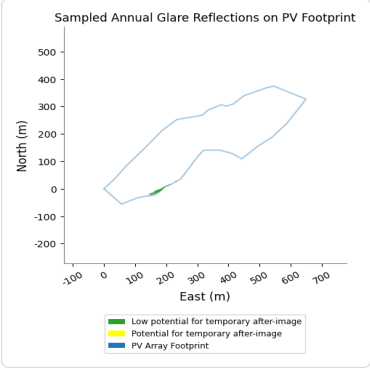
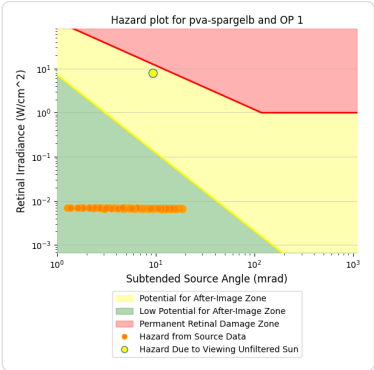
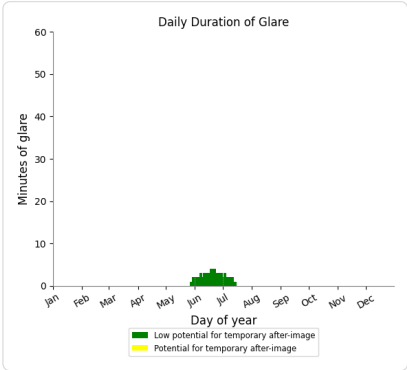
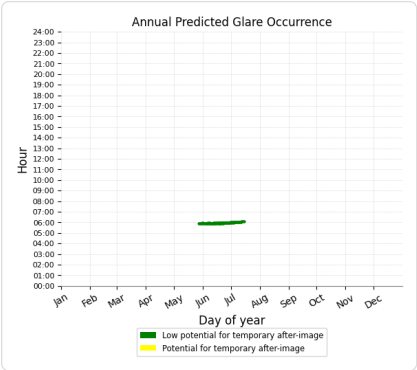
Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	129	0	31,495
OP: OP 2	415	0	109,047
OP: OP 3	697	0	151,890
OP: OP 4	0	0	0
OP: OP 5	0	0	0
Route: Nord nach Sued Bundesstrasse	0	0	0
Route: Sued nach Nord Bundesstrasse	605	969	1,354,821



PVA Spargelberg: OP 1

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

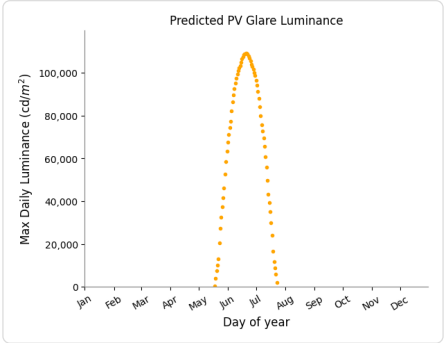
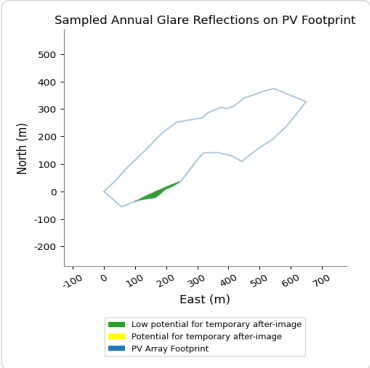
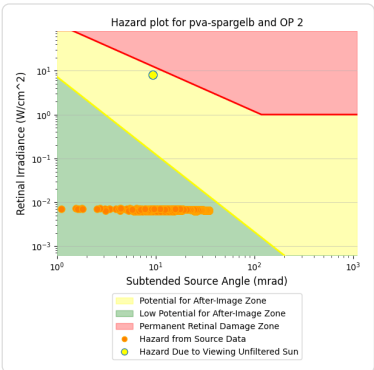
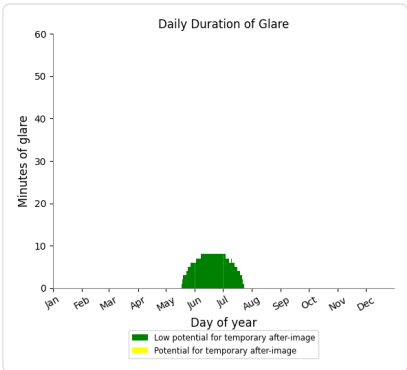
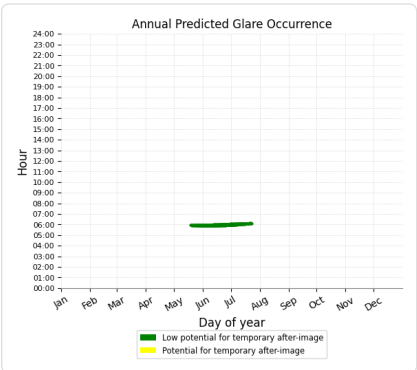
- 129 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Spargelberg: OP 2

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

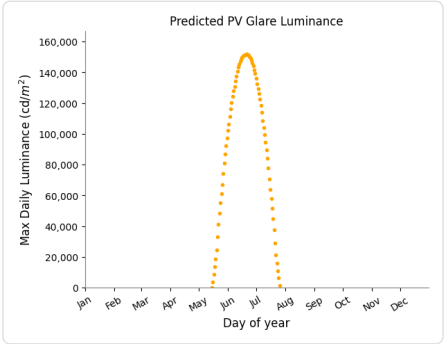
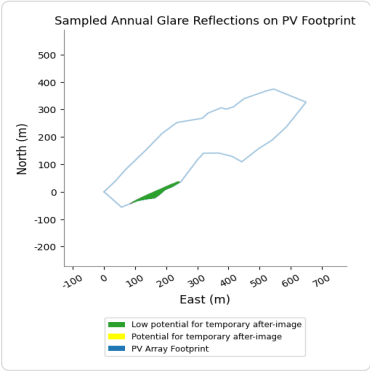
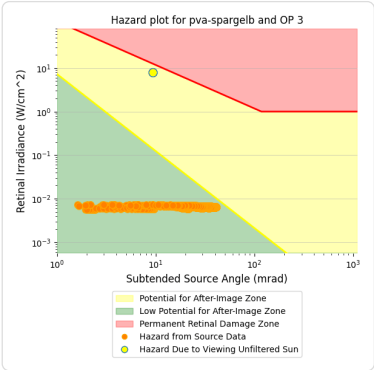
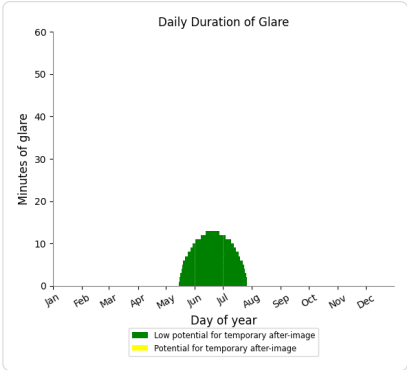
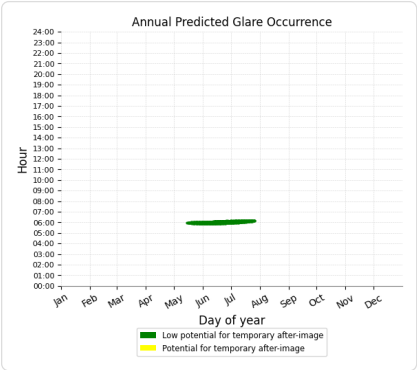
- 415 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Spargelberg: OP 3

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

- 697 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 Spargelberg: OP 4

No glare found

PVA Spargelberg: OP 5

No glare found

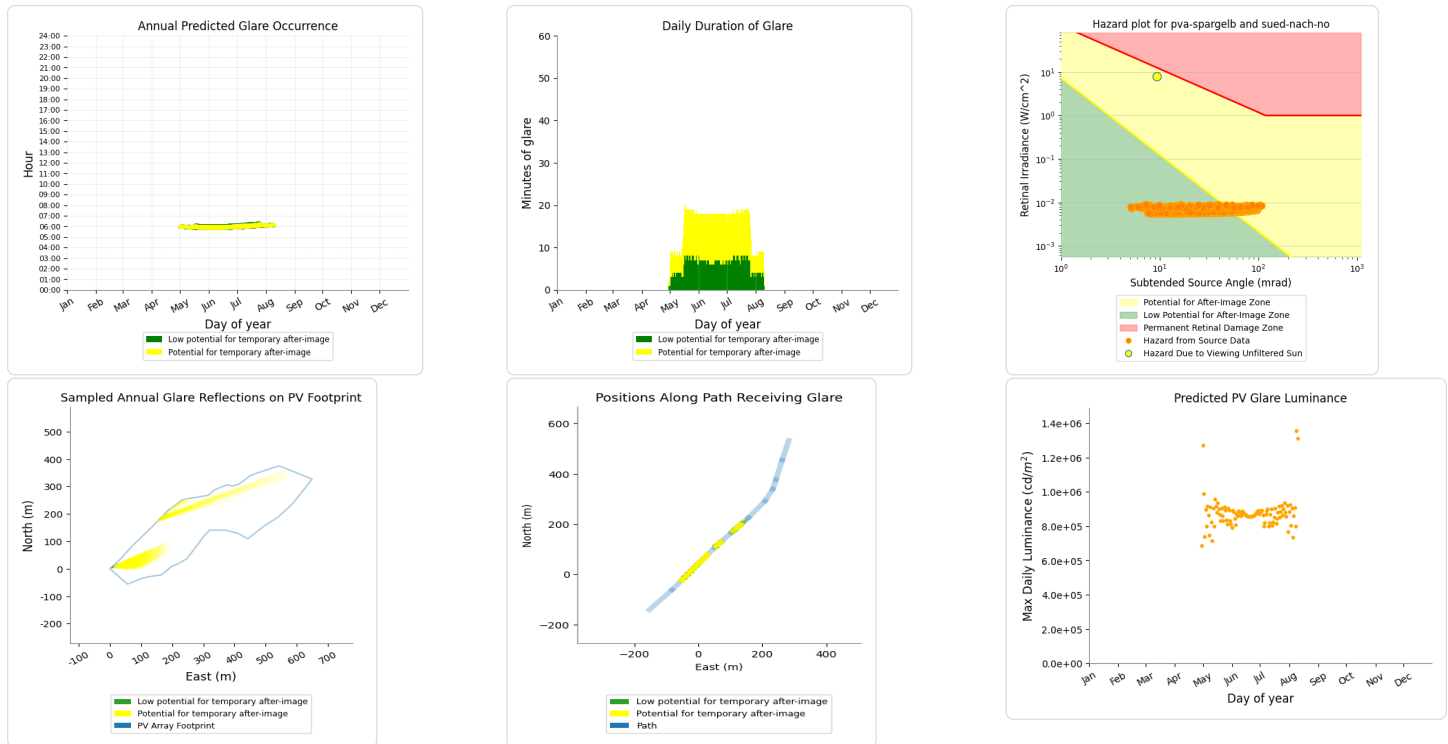
PVA Spargelberg: Nord nach Sued Bundesstrasse

No glare found

PVA Spargelberg: Sued nach Nord Bundesstrasse

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

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



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.