

Blendgutachten

Photovoltaikanlage bei Allmannshofen



Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: GoogleEarth

Flächen Siehe Abbildung 1

Immissionsorte Schwaighofsiedlung, Brunnenmahdsiedlung, Bahnstrecke, B2, Hauptstraße, Landstraße A24

Vorhabenträger **Kronos Solar Projects GmbH**
Großer Brockhaus
04103 Leipzig

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



Ihr unabhängiger Dienstleister für Erneuerbare
Energien seit 2009


Philipp Saffer
M. Sc. Geoökologie


Sascha Sebald
Geschäftsführer

19.12.2025 – Aktualisiert 30.03.2026

Inhaltsverzeichnis

Blendgutachten	1
1. Fragestellung	4
1.1. Anlass.....	4
1.2. Fazit	4
2. Grundlagen	8
2.1. Situation vor Ort	8
2.2. Reflexionsgesetz	8
2.3. Bewertungsbasis.....	10
2.4. Haftungshinweise	11
2.5. Herangehensweise.....	12
3. Untersuchung	14
3.1. Gefährdungsbereich	14
3.2. Einsehbarkeit und Sichtbeziehung	18
3.3. Simulationsaufbau.....	19
3.4. Grad der Beeinträchtigung	19
4. Untersuchung	21
4.1. Übersicht über die Simulationen.....	21
4.2. Einordnung der Blendung für Teil 1 und 2 der geplanten Anlage	24
4.3. Einordnung der Blendung für Teilfläche 3 und 4 der geplanten Anlage	30
4.4. Einordnung der Blendung für Teil 5 und 6 der geplanten Anlage	32
4.5. Einordnung der Blendung für Teil 7 der geplanten Anlage.....	34
4.6. Einordnung der Blendung für Teil 8 der geplanten Anlage.....	36
4.7. Einordnung der Blendung für Teil 9	37
4.8 Optimierung des Anlagenteils 9.....	44
4.8.1. Ausrichtung mit 140° und Modulneigung 17° bei einer Hecke von 3m	46
4.8.2. Ausrichtung mit 130° und Modulneigung 10° bei einer Hecke von 3m	48
4.8.3. Ausrichtung mit 110° und Modulneigung 10 ° bei einer Hecke von 2m	50
4.8.4. Ausrichtung mit 130° und Modulneigung 10 ° bei einer Hecke von 2m mit einem Ausschnitt	51
5. Anlagen	51

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: GoogleEarth	1
Abbildung 2 – Lage der 2m bzw. 3m hohen Hecke für Optimierung Teilfläche 9 - Quelle: GoogleEarth	5
Abbildung 3 - Anlagenteil 9 und für Optimierung relevanter Ausschnitt - Quelle: ForgeSolar.....	6
Abbildung 4 – Verkleinerte Anlage für 130° Ausrichtung und 10° Neigung bei einer nur 2m hohen Hecke - Quelle: ForgeSolar	6

Abbildung 5 - Technische Zeichnung - Quelle: Auftraggeber.....	7
Abbildung 6 - Technische Zeichnung - Quelle: Auftraggeber.....	8
Abbildung 7 - Reflexion eines Lichtstrahls an einer spiegelnden Oberfläche - Quelle: Wikipedia.....	9
Abbildung 8 - Backward Ray Tracing - Quelle: Wikipedia	13
Abbildung 9 - Lage der Immissionsorte für Teilfläche 1 und 2 - Quelle: Google Earth Pro.....	14
Abbildung 10 - Lage der Immissionsorte für Teilfläche 3 und 4 - Quelle: Google Earth Pro.....	14
Abbildung 11 - Lage der Immissionsorte für Teilfläche 5 und 6 - Quelle: Google Earth Pro.....	15
Abbildung 12 - Lage der Immissionsorte für Teilfläche 7 - Quelle: Google Earth Pro	16
Abbildung 13 - Lage der Immissionsorte für Teilfläche 8 - Quelle: Google Earth Pro.....	17
Abbildung 14 - Lage der Immissionsorte für Teilfläche 9 - Quelle: Google Earth Pro.....	18
Abbildung 15 - Lage und Höhe der Beobachtungspunkte für die Bahnstrecke von Süden kommend bei Teilfläche 1 - Quelle: ForgeSolar.....	19
Abbildung 16 - Sonnenstanddiagramm über das Jahr - Quelle: SunOrb.....	20
Abbildung 17 - Simulationsaufbau Teil 1 der Anlage - Quelle: ForgeSolar.....	24
Abbildung 18 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar	26
Abbildung 19 - Zeitpunkt der Blendung – Quelle: ForgeSolar.....	26
Abbildung 20 - Helligkeit in cd/m^2 - Quelle: ForgeSolar.....	27
Abbildung 21 - Verteilung von green und yellow glare - Quelle: ForgeSolar	28
Abbildung 22 - Simulationsaufbau Teil 2 der Anlage – Quelle: ForgeSolar.....	30
Abbildung 23 - Simulationsaufbau Teil 5 und 6 der Anlage – Quelle: ForgeSolar.....	32
Abbildung 24 - Simulationsaufbau Teil 7 der Anlage – Quelle: ForgeSolar.....	34
Abbildung 25 - Simulationsaufbau Teil 8 der Anlage – Quelle: ForgeSolar.....	36
Abbildung 26 - Simulationsaufbau Teil 9 der Anlage – Quelle: ForgeSolar.....	37
Abbildung 27 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar	39
Abbildung 28 - Zeitpunkt der Blendung – Quelle: ForgeSolar.....	40
Abbildung 29 - Helligkeit in cd/m^2 - Quelle: ForgeSolar.....	40
Abbildung 30 - Sonnenuntergang hinter einer Modulreihe - Quelle: https://www.innotech-safety.com/fileadmin/_processed_/c/4/csm_5_Tipps_rund_um_Ihre_PV-Anlage_am_Dach-Header_356649df9b.jpg	41
Abbildung 31 - Immissionsorte – Quelle: ForgeSolar	42
Abbildung 32 - Bereiche von Anlagenteil 9 die blenden - Quelle: ForgeSolar	44
Abbildung 33 - Neuer Simulationsaufbau für Anlagenteil 9 - Quelle: ForgeSolar.....	45
Abbildung 34 - Simulationsaufbau für 140° Ausrichtung und 17° Neigung - Quelle:ForgeSolar	46
Abbildung 35 - Simulationsaufbau für 130° Ausrichtung und 10° Neigung - Quelle: ForgeSolar.....	48
Abbildung 36 - Simulationsaufbau für 110° Ausrichtung und 10° Neigung bei einer nur 2m hohen Hecke - Quelle: ForgeSolar	50
Abbildung 37 - Simulationsaufbau für 130° Ausrichtung und 10° Neigung bei einer nur 2m hohen Hecke und einem Ausschnitt - Quelle: ForgeSolar.....	51

1. Fragestellung

1.1. Anlass

Westlich von Allmannshofen, zwischen Nordendorf und Druisheim, soll zwischen der Bahnstrecke und der Landstraße A24 eine große Freiflächen-PV in mehreren Teilflächen errichtet werden. Im Zuge des Genehmigungsverfahrens soll geprüft werden, ob die Bahnstrecke, die B2, die Landstraße A24, die aus Nordendorf herausführende Hauptstraße, die Wohnbebauungen der Schwaighofsiedlung und der Brunnenmahdsiedlung 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

Für die Brunnenmahdsiedlung kommt es zu einer leichten Blendung der Teilflächen 1 und 2. **Diese Blendung befindet sich allerdings im Rahmen der Vorgaben der LAI-Lichtschutzrichtlinie. Die Bahnstrecke, die B2, die Hauptstraße und die Landstraße A24 sind von keiner Blendwirkung betroffen.**

Ein Haus der Schwaighofsiedlung (Schwaighofsiedlung 3) wird einer Blendung ausgesetzt, welche für die oberen Stockwerke zum Teil oberhalb der LAI-Richtlinie liegt. **Für dieses Haus wurden viererlei Lösungsansätze ausgearbeitet welches die Blendung auf LAI konforme Werte reduziert** (siehe Tabelle 1 und Kapitel 4.8). Für Lösungsansätze 1 – 3 wurde dabei der blendende Teilbereich der Fläche 9 und die westlich verlaufende Hecke betrachtet (Siehe Abbildung 2 und 3). Für Lösung 4 wurde der blende Bereich weiter verkleinert (siehe Abbildung 4).

Tabelle 1: Übersicht über die Blendung (Grün = keine Blendung, blau = Blendung innerhalb der LAI-Richtlinie, rot = Blendung oberhalb der LAI-Richtlinie)

	Bahnstrecke	B2	Landstraße A24	Hauptstraße	Schwaighofsiedlung	Brunnenmahdsiedlung
Teilfläche 1	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Blau
Teilfläche 2	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Blau
Teilfläche 3	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
Teilfläche 4	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
Teilfläche 5	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
Teilfläche 6	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
Teilfläche 7	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
Teilfläche 8	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
Teilfläche 9	Grün	Grün	Grün	Grün	Rot	Grün
Lösung 1 für Teilfläche 9 (Problembereich auf 130° in den Osten gedreht bei 3m Hecke)	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün

Lösung 2 für Teilfläche 9 (Problembereich auf 140° in den Osten gedreht & einer Neigung von 17° bei 3m Hecke)						
Lösung 3 für Teilfläche 9 (Problembereich auf 110° in den Osten gedreht bei 2m Hecke)						
Lösung 4 für Teilfläche 9 (Problembereich um den am stärksten blendenden Teil reduziert & auf 130° in den Osten gedreht bei 2m Hecke)						



Abbildung 2 – Lage der 2m bzw. 3m hohen Hecke für Optimierung Teilfläche 9 - Quelle: GoogleEarth



Abbildung 3 - Anlagenteil 9 und für Optimierung relevanter Ausschnitt - Quelle: ForgeSolar



Abbildung 4 – Rot markierter modulfreier Teil für 130° Ausrichtung und 10° Neigung bei einer nur 2m hohen Hecke und keinen Modulen im rot schraffierten Bereich - Quelle: ForgeSolar

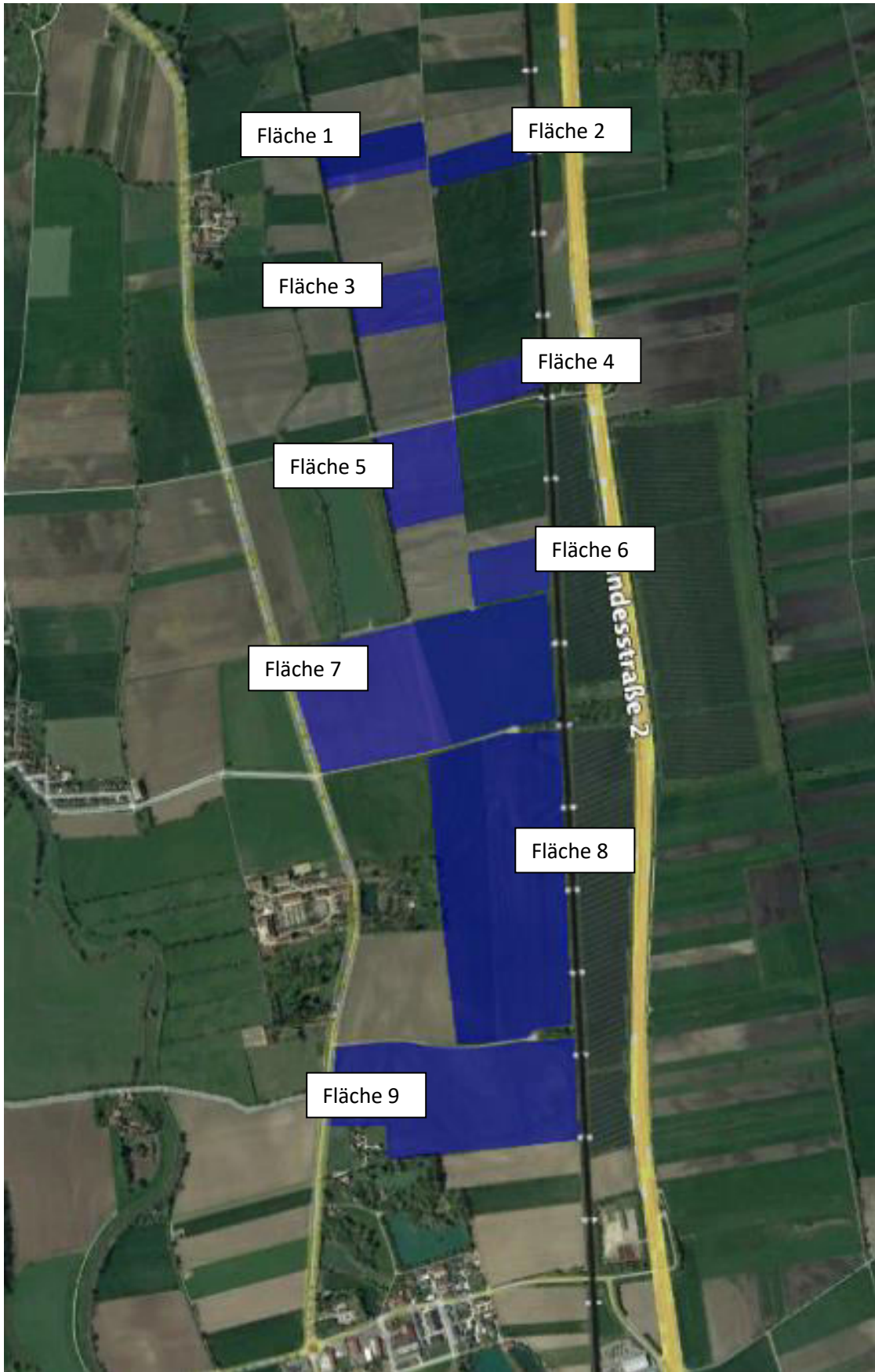


Abbildung 5 - Technische Zeichnung - Quelle: Auftraggeber

2. Grundlagen

2.1. Situation vor Ort

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

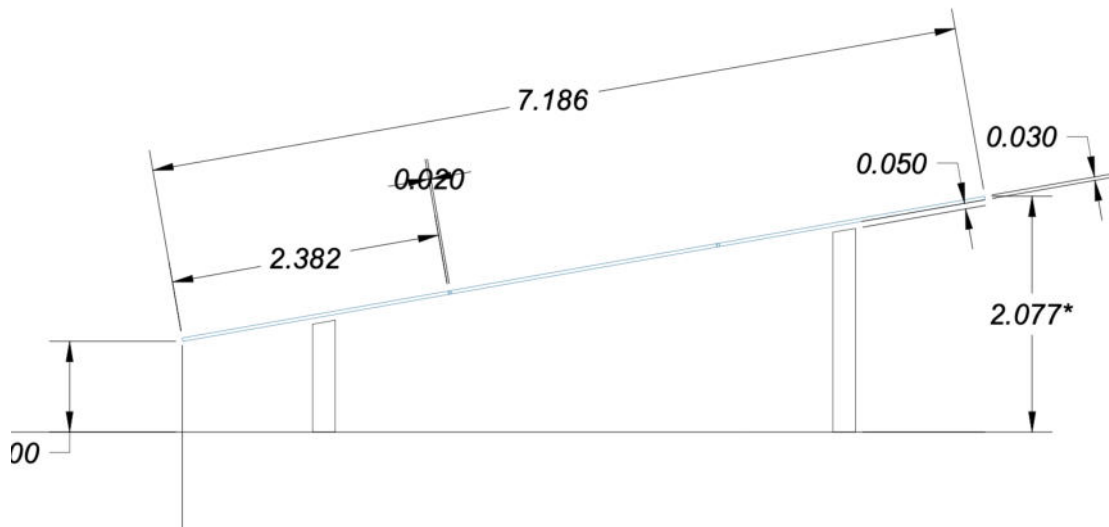


Abbildung 6 - Technische Zeichnung - Quelle: Auftraggeber

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 hin. Die maximale Höhe der Module beträgt 2,07 m, die Modulunterkante soll 0,8m über dem Boden verlaufen. Zusätzlich beträgt die Tischneigung 10°.

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.

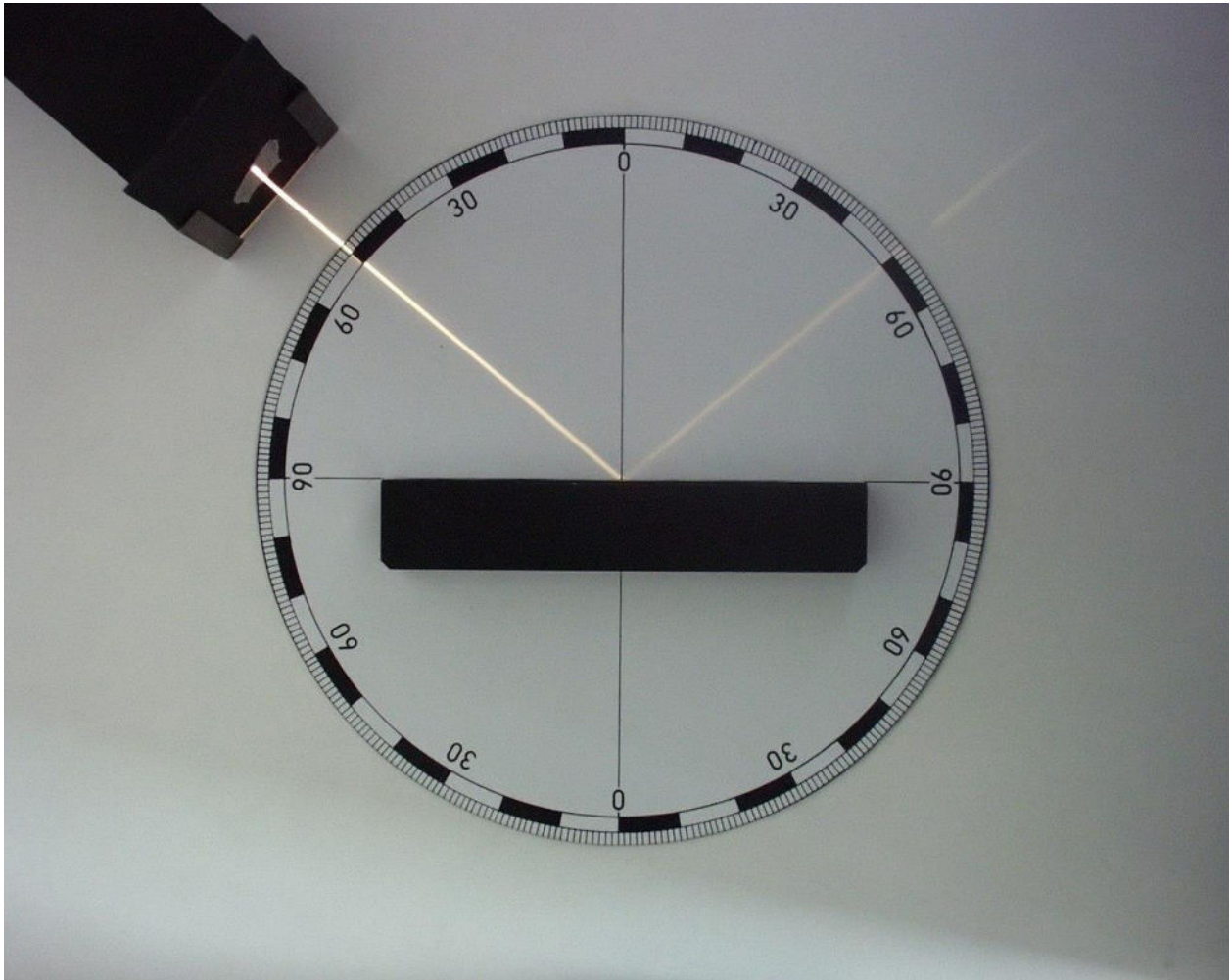


Abbildung 7 - Reflexion eines Lichtstrahls an einer spiegelnden Oberfläche - Quelle: Wikipedia

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

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

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

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

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

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

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

2.3. Bewertungsbasis

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

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

Diese definiert

unter der idealisierten Annahme

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

eine Anlage als problematisch, wenn

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

2.4. Autofahrer

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

2.5. Bahnlinie

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



Abbildung 8 - 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.

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

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

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

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

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

2.7. Herangehensweise

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

- Geokoordinaten der PV-Freiflächenanlage
- Technische Daten der voraussichtlich eingesetzten PV-Module inkl. Angaben zur Ausrichtung und Höhe
- Einsehbarkeit der Anlage
- Gefährdungsbereiche
- Ausrichtung und Winkel der Module wurden in Absprache mit dem Auftraggeber angenommen.

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.

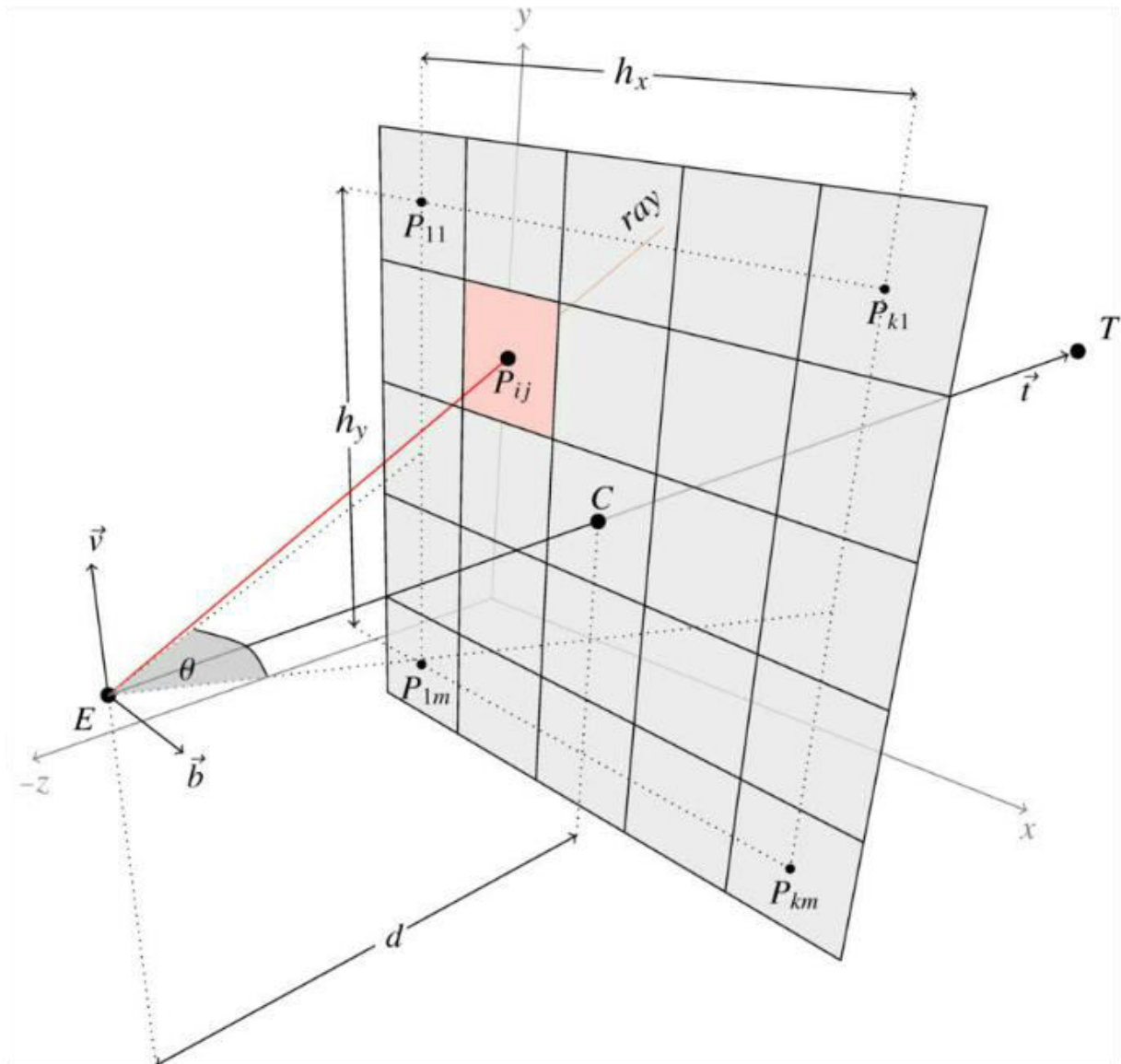


Abbildung 9 - Backward Ray Tracing - Quelle: Wikipedia

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

Abschließend werden die Ergebnisse zusammengeführt und fachlich beurteilt.

3. Untersuchung

3.1. Gefährdungsbereich

Gemäß der Richtlinie Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) ist eine Blendung ab einer Entfernung von mehr als 100m oftmals nicht mehr als relevant zu betrachten. Da die Anlage über eine Länge von mehr als 2 Kilometern verteilt ist, werden die einzelnen Teilbereiche betrachtet.

Für die Teilfläche 1 und 2 liegt die Bahn und die B2 innerhalb von 100m. Zusätzlich wurde hier die Brunnenmahdsiedlung betrachtet, auch wenn diese weiter als 100m entfernt liegt.



Abbildung 10 - Lage der Immissionsorte für Teilfläche 1 und 2 - Quelle: Google Earth Pro

Für Teilfläche 3 und 4 liegen die Bahnstrecke und knapp die B2 im 100m Radius und werden betrachtet. Der an der Fläche vorbeilaufende Wirtschaftsweg wird aufgrund von Geringfügigkeit nicht betrachtet.

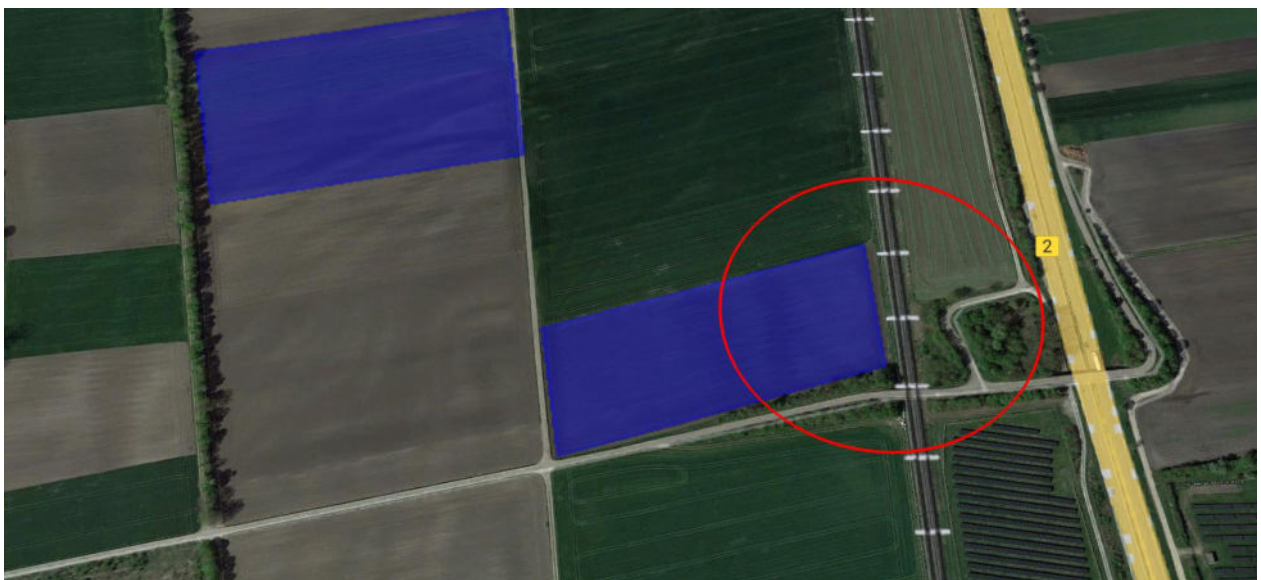


Abbildung 11 - Lage der Immissionsorte für Teilfläche 3 und 4 - Quelle: Google Earth Pro

Für die Anlagenteile 5 und 6 liegt nur die Bahnlinie im Bereich der 100m. Zusätzlich befindet sich zwischen der Anlage und der B2 schon eine Solaranlage, welche noch einmal als Sichthindernis dient, so dass deshalb und in großer Entfernung die B2 nicht betrachtet wird.

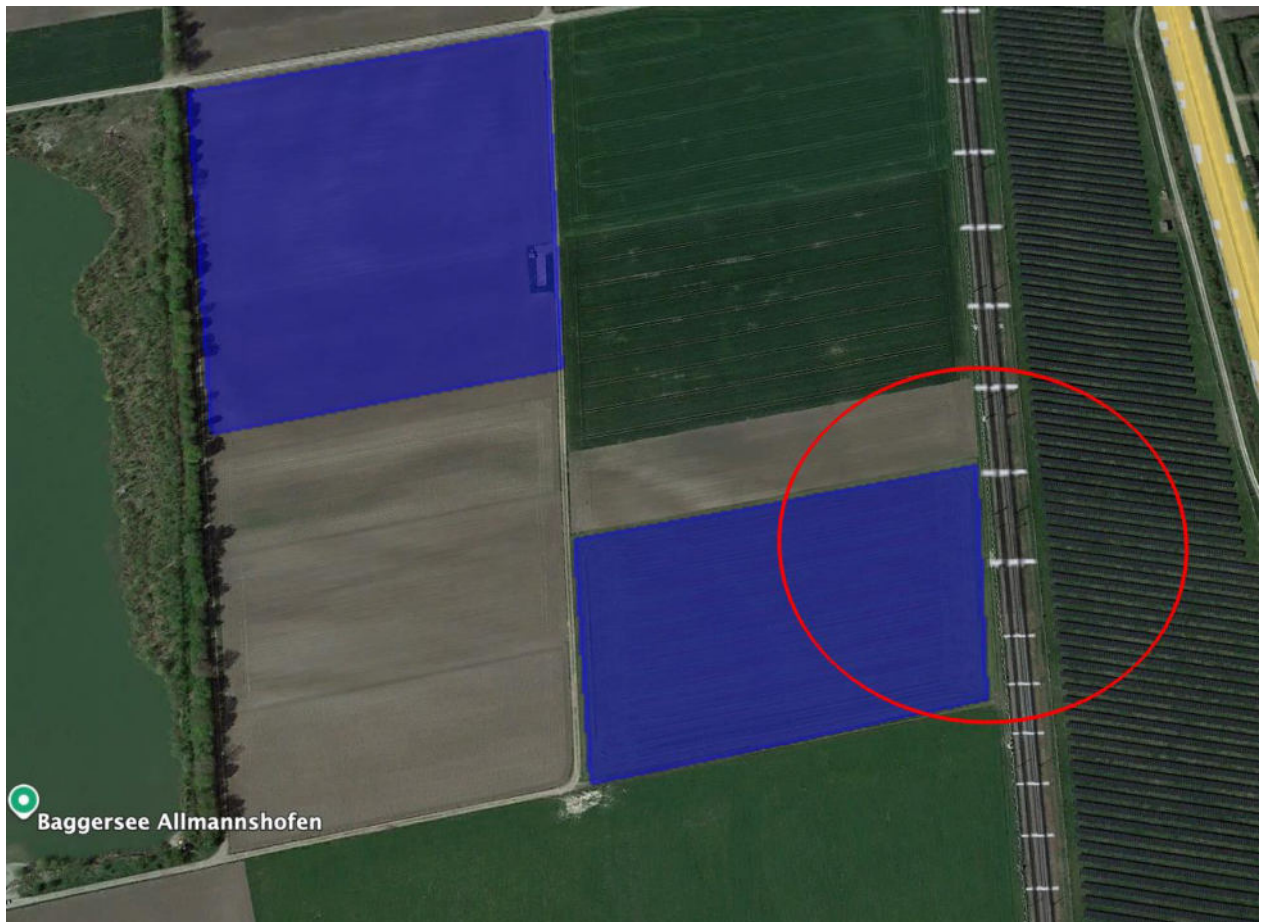


Abbildung 12 - Lage der Immissionsorte für Teilfläche 5 und 6 - Quelle: Google Earth Pro

Für die Teilanlage 7 wird die Bahnstrecke und die im Westen verlaufende Landstraße A24 betrachtet.



Abbildung 13 - Lage der Immissionsorte für Teilfläche 7 - Quelle: Google Earth Pro

Teilanlage 8 betrifft ebenfalls nur die Bahnlinie. Die Landstraße sowie das Gut Schwaighof sind zu weit entfernt. Zusätzlich wird das Gut von dichtem Bewuchs abgeschirmt.



Abbildung 14 - Lage der Immissionsorte für Teilfläche 8 - Quelle: Google Earth Pro

Der letzte Anlagenteil betrifft die Bahnlinie, die Hauptstraße aus Nordendorf herausführend, sowie die Schwaighofsiedlung.



Abbildung 15 - Lage der Immissionsorte für Teilfläche 9 - 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 412 und 420m über NN, die Immissionsorte befinden sich fast auf der gleichen Höhe. Somit ist hier festzustellen, sich die Immissionsorte in Sichthöhe der Anlage befinden, was zu einer Blendung führen kann.

3.3. Simulationsaufbau

Aufgrund der Größe der Anlage wurde diese in 9 einzelne Teilflächen aufgeteilt. Die einzelnen Flächen werden jeweils getrennt voneinander betrachtet.

Abbildung 15 zeigt beispielhaft die Lage und Höhen für die Bahnstrecke von Süden kommend bei Anlagenteil 1.

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.626035	10.834679	413.88	3.00	416.88
2	48.627262	10.834593	413.00	3.00	416.00
3	48.628227	10.834507	412.90	3.00	415.90
4	48.628992	10.834464	412.74	3.00	415.74
5	48.629615	10.834432	412.00	3.00	415.00
6	48.630439	10.834378	412.00	3.00	415.00

Abbildung 16 - Lage und Höhe der Beobachtungspunkte für die Bahnstrecke von Süden kommend bei Teilfläche 1 - Quelle: ForgeSolar

3.4. Grad der Beeinträchtigung

Bevor eine Simulation stattfinden kann, muss zuerst die geographische Lage der Photovoltaikanlage festgelegt werden. Da es sich um ein relativ kleines Gebiet handelt, wird im Allgemeinen ein Breitengrad von 48°36' und ein Längengrad von 10°50' für die Anlage angenommen.

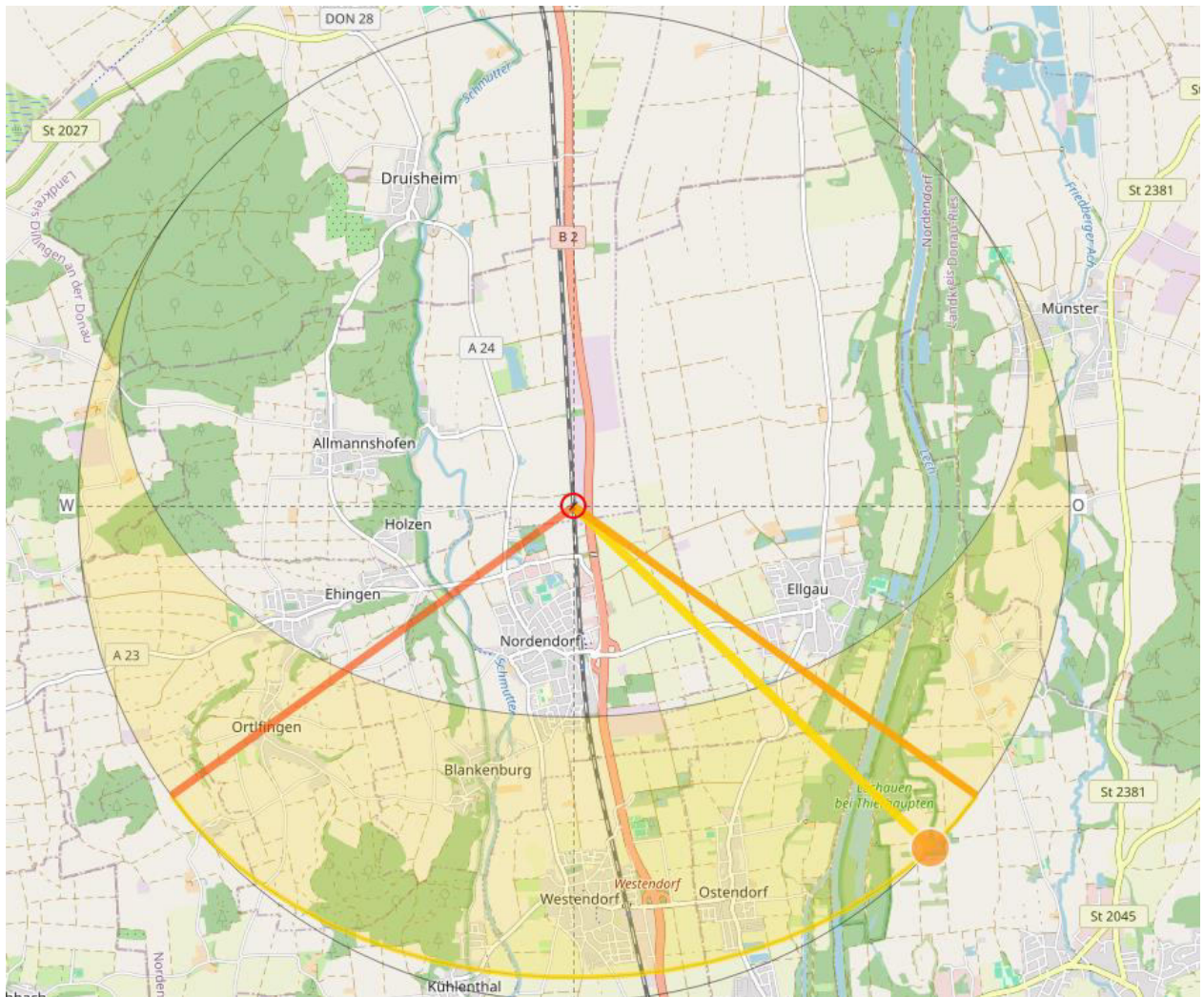


Abbildung 17 - Sonnenstanddiagramm über das Jahr - Quelle: SunOrb

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

Laut Belegungsplan werden die Module in Reihen gen Süden 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 Straße in einem Radius von 100m im Süden an der Anlage vorbeiführt, ist trotzdem anzunehmen, dass eine potenzielle Blendung auftreten kann, wenn die Sonne vom Osten (Sonnenaufgang) gen Süden (Mittag) oder von Süden (Mittag) gen Westen (Abend) wandert. Nachfolgend wurden mit dem Programm ForgeSolar einige Berechnungen durchgeführt, um eine mögliche Blendung zu simulieren.

4. Untersuchung

4.1. Übersicht über die Simulationen

Insgesamt wurden 9 Teilanlagen simuliert. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 2 - Blendungsdauer in Minuten

PVA Allmannshofen Teil 1 low potential for temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	667	0	39,841
OP: OP 2	741	0	63,180
OP: OP 3	849	0	39,542
OP: OP 4	1051	0	80,786
OP: OP 5	1389	0	38,918
OP: OP 6	1730	0	71,949
OP: OP 7	40	0	18,138
OP: OP 8	374	0	61,128
Route: B2 Nord nach Sued	0	0	0
Route: B2 Sued nach Nord	0	0	0
Route: Bahn Nord nach Sued	0	0	0
Route: Bahn Sued nach Nord	0	0	0

PVA Allmannshofen Teil 2 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	0	0	0
OP: OP 4	0	0	0
OP: OP 5	0	0	0
OP: OP 6	0	0	0
OP: OP 7	0	0	0
OP: OP 8	16	0	196,940
Route: B2 Nord nach Sued	0	0	0

PVA Allmannshofen Teil 2 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	0	0	0
OP: OP 4	0	0	0
OP: OP 5	0	0	0
OP: OP 6	0	0	0
OP: OP 7	0	0	0
OP: OP 8	16	0	196,940
Route: B2 Nord nach Sued	0	0	0
Route: B2 Sued nach Nord	0	0	0
Route: Bahn Nord nach Sued	0	0	0
Route: Bahn Sued nach Nord	0	0	0

PVA Allmannshofen Teil 3 no glare found

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: B2 Nord nach Sued	0	0	0
Route: B2 Sued nach Nord	0	0	0
Route: Nord nach Sued Bahn	0	0	0
Route: Sued nach Nord Bahn	0	0	0

PVA Allmannshofen Teil 4 no glare found

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: B2 Nord nach Sued	0	0	0
Route: B2 Sued nach Nord	0	0	0
Route: Nord nach Sued Bahn	0	0	0
Route: Sued nach Nord Bahn	0	0	0

PVA Allmannshofen Teil 5 no glare found

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: Bahn Nord nach Sued Teil 3	0	0	0
Route: Bahn Sued nach Nord Teil 3	0	0	0

PVA Allmannshofen Teil 6 no glare found

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: Bahn Nord nach Sued Teil 3	0	0	0
Route: Bahn Sued nach Nord Teil 3	0	0	0

PVA Allmannshofen Teil 7 no glare found

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: Bahn Nord nach Sued Teil 4	0	0	0
Route: Bahn Sued nach Nord Teil 4	0	0	0
Route: Landstrasse Nord nach Sued	0	0	0
Route: Landstrasse sued nach Nord	0	0	0

PVA Allmannshofen Teil 8 no glare found

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: Bahn Nord nach Sued Teil 5	0	0	0
Route: Bahn Sued nach Nord Teil 5	0	0	0

PVA Allmannshofen Teil 9 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	8226	0	189,759
OP: OP 3	0	0	0
OP: OP 4	8519	0	209,104
OP: OP 5	0	0	0
OP: OP 6	1656	0	131,241
OP: OP 7	0	0	0
OP: OP 8	1491	0	156,045
OP: OP 9	0	0	0
OP: OP 10	2095	0	180,217
OP: OP 11	760	0	17,451
OP: OP 12	1516	0	131,410
Route: Bahn Nord nach Sued Teil 6	0	0	0
Route: Bahn Sued nach Nord Teil 6	0	0	0
Route: Hauptstrasse Nord nach Sued	0	0	0
Route: Hauptstrasse Sued nach Nord	0	0	0

Wie in der Tabelle 2 zu sehen ist, wurden für einige der Immissionsorte Blendungen simuliert. Diese werden im Detail in den nächsten Kapiteln betrachtet.

4.2. Einordnung der Blendung für Teil 1 und 2 der geplanten Anlage

Die blauen Flächen sind die geplanten Anlagenteile, die türkisenen Strecken die B2 und die Bahnstrecke in beide Richtungen. Die roten Punkte sind Beobachtungspunkte, die beispielhaft für die Wohnbebauung angenommen (verschiedene Gebäude der Bunnenmahdsiedlung 3 und 4 mit unterschiedlichen Stockwerken) wurden. Diese befinden sich in einer Höhe von 2 und 5 Metern. Für die B2 wurden eine Höhe zwischen 1 und 2,7m angenommen um gemäß dem Leitfaden des Bundesfernstraßenamtes die Höhe von PKW- und LKW-Fahrern zu berücksichtigen. Für die Bahn wurde eine Höhe von 3m angenommen. Die orangenen Linien stellen Sichthindernisse in Form von Bewuchs dar.

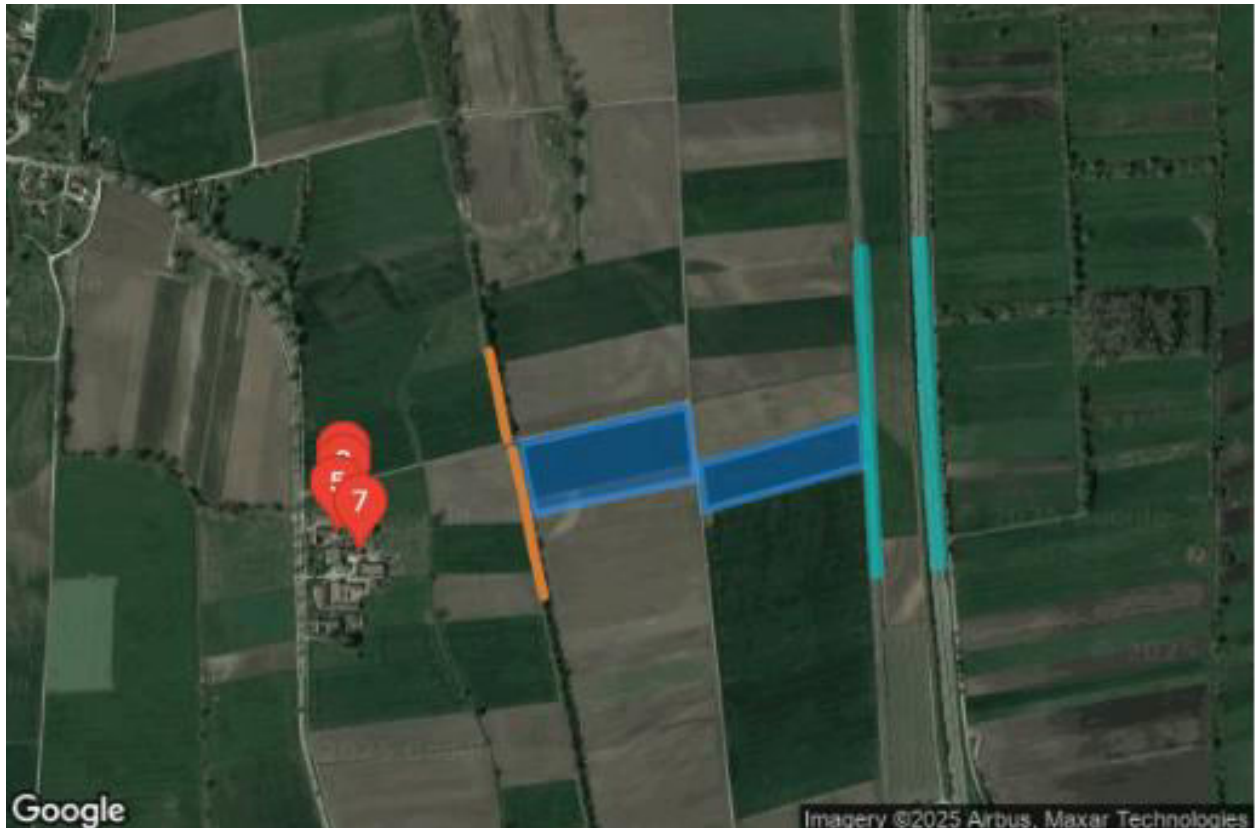


Abbildung 18 - Simulationsaufbau Teil 1 der Anlage - Quelle: ForgeSolar

Wie in Tabelle 3 zu sehen ist, wird für die Brunnenmahdsiedlung eine Blendung simuliert, welche, hauptsächlich von Teil 1 der Anlage kommt.

Tabelle 3 - PVA Allmannshofen - Blendung in Minuten Teilfläche 1 und 2

PVA Allmannshofen Teil 1 low potential for temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	667	0	39,841
OP: OP 2	741	0	63,180
OP: OP 3	849	0	39,542
OP: OP 4	1051	0	80,786
OP: OP 5	1389	0	38,918
OP: OP 6	1730	0	71,949
OP: OP 7	40	0	18,138
OP: OP 8	374	0	61,128
Route: B2 Nord nach Sued	0	0	0
Route: B2 Sued nach Nord	0	0	0
Route: Bahn Nord nach Sued	0	0	0
Route: Bahn Sued nach Nord	0	0	0

PVA Allmannshofen Teil 2 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	0	0	0
OP: OP 4	0	0	0
OP: OP 5	0	0	0
OP: OP 6	0	0	0
OP: OP 7	0	0	0
OP: OP 8	16	0	196,940
Route: B2 Nord nach Sued	0	0	0
Route: B2 Sued nach Nord	0	0	0
Route: Bahn Nord nach Sued	0	0	0
Route: Bahn Sued nach Nord	0	0	0

In der LAI-Richtlinie ist für eine zulässige Blendung die Dauer von maximal 1800 Minuten im Jahr genannt. Zusätzlich ist für die LAI-Richtlinie die tägliche Dauer ausschlaggebend. Es sollten 30 Minuten Blendung pro Tag nicht überschritten werden. Beispielsweise wird OP 6 betrachtet, da dieser die höchste Blendung aufweist. Die anderen Beobachtungspunkte verhalten sich äquivalent.

Die tägliche Dauer liegt mit bis zu 22 Minuten unter den in der LAI geforderten 30 Minuten. Zudem wird die Gesamtdauer von 1800 Minuten knapp unterschritten, so dass hier festgestellt werden kann, dass sich die Anlage innerhalb der LAI-Richtlinie befindet.

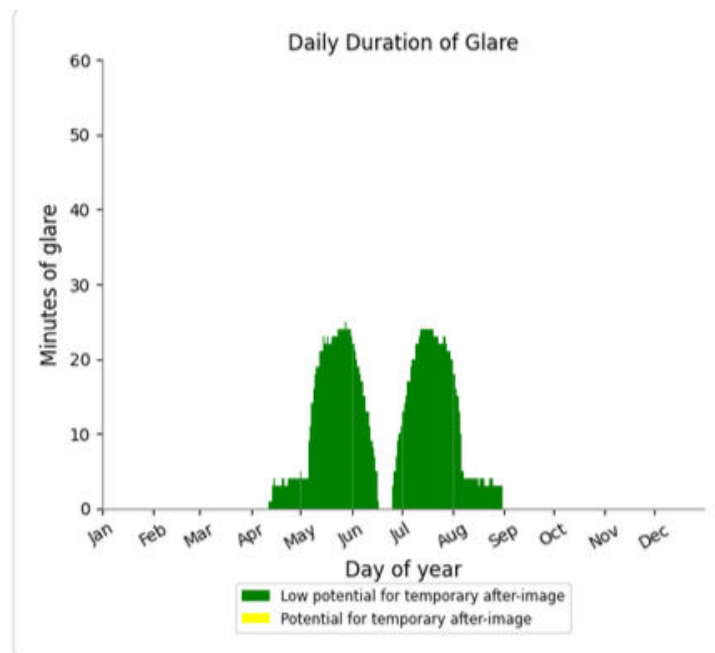


Abbildung 19 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar

Der Zeitpunkt der Blendung liegt hierbei ausschließlich in den Morgenstunden.

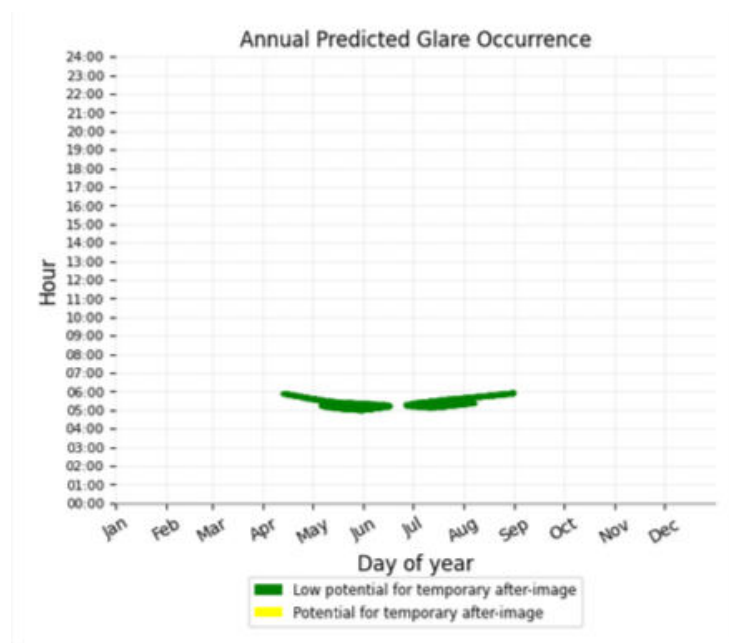


Abbildung 20 - Zeitpunkt der Blendung – Quelle: ForgeSolar

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

Zur Intensität schreibt die LAI:

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

Für das weitere Vorgehen wird der von der LAI-Richtlinie vorgegebene Wert von 100.000 cd/m² als Grenzwert angenommen und Werte darunter als nicht blendend angenommen. Das Programm ForgeSolar gibt die Werte in cd/m² aus, welche ausschnittsweise in Abbildung 20 abgebildet werden. Insgesamt ist es hier so, dass die Werte zwischen 5.000 und 70.000 cd/m² liegen. Zum Vergleich: Eine 100 Watt Glühlampe hat einen cd/m² von etwa 120.000 cd/m².

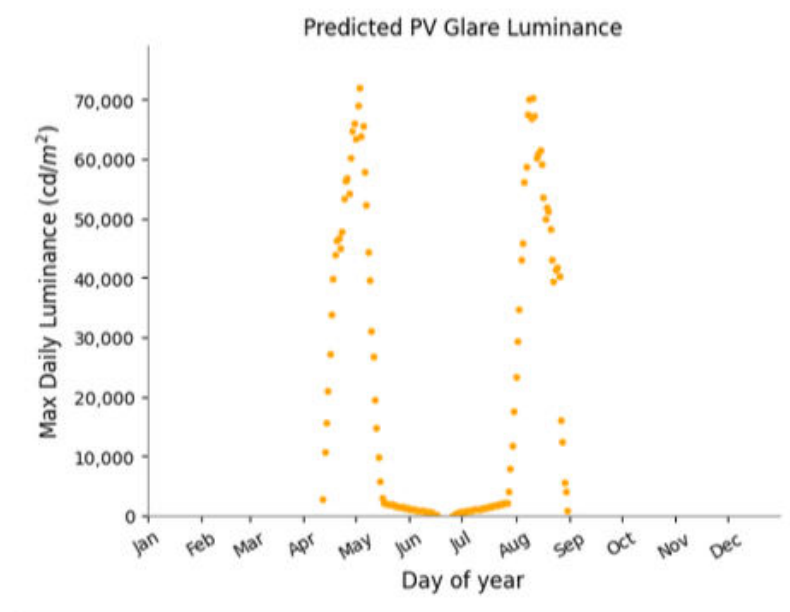


Abbildung 21 - Helligkeit in cd/m² - Quelle: ForgeSolar

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

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

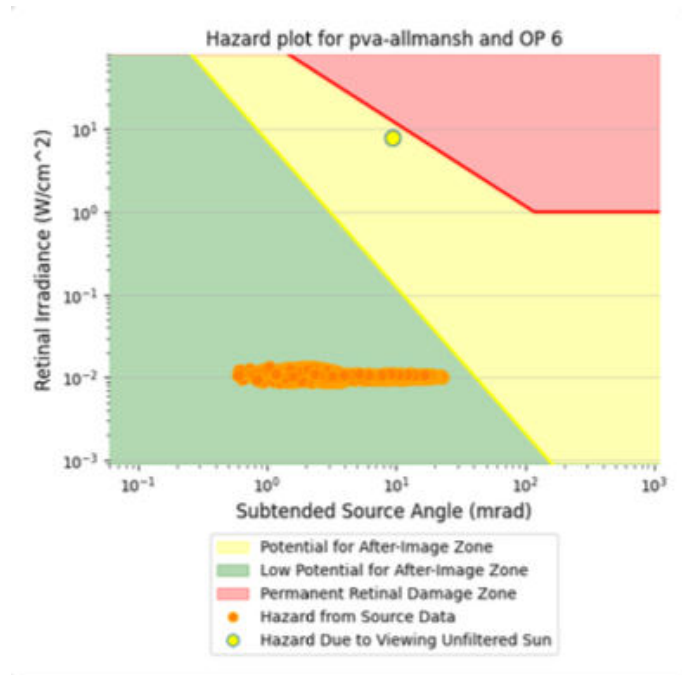


Abbildung 22 - Verteilung von green und yellow glare - Quelle: ForgeSolar

Alle anderen Beobachtungspunkte liegen in ihrer Blendungsdauer deutlich unter OP6, so dass hier gesagt werden kann, dass alle Beobachtungspunkte die LAI-Richtlinie erfüllen

Tabelle 4 - Übersicht über die Blendung

Immissionsort (Teilfläche 1)	Simuliertes Blendpotential	Einhaltung der LAI-Richtlinie	Gefährdung
OP 1 (Brunnenmahdsiedlung)	Gering	ja	keines
OP 2 (Brunnenmahdsiedlung)	Gering	ja	keines
OP 3 (Brunnenmahdsiedlung)	Gering	ja	keines
OP 4 (Brunnenmahdsiedlung)	Gering	ja	keines
OP 5 (Brunnenmahdsiedlung)	Gering	ja	keines
OP 6 (Brunnenmahdsiedlung)	Gering	ja	keines
OP 7 (Brunnenmahdsiedlung)	Gering	ja	keines
OP 8 (Brunnenmahdsiedlung)	Gering	ja	keines

Bahnstrecke Nord nach Süd	Keines	ja	keines
Bahnstrecke Süd nach Nord	Keines	ja	keines
B2 Nord nach Süd	Keines	ja	keines
B2 Süd nach Nord	Keines	ja	keines
Immissionsort (Teilfläche 2)			
OP 1 (Brunnenmahdsiedlung)	Keines	ja	keines
OP 2 (Brunnenmahdsiedlung)	Keines	ja	keines
OP 3 (Brunnenmahdsiedlung)	Keines	ja	keines
OP 4 (Brunnenmahdsiedlung)	Keines	ja	keines
OP 5 (Brunnenmahdsiedlung)	Keines	ja	keines
OP 6 (Brunnenmahdsiedlung)	Keines	ja	keines
OP 7 (Brunnenmahdsiedlung)	Keines	ja	keines
OP 8 (Brunnenmahdsiedlung)	Gering	ja	keines
Bahnstrecke Nord nach Süd	Keines	ja	keines
Bahnstrecke Süd nach Nord	Keines	ja	keines
B2 Nord nach Süd	Keines	ja	keines
B2 Süd nach Nord	Keines	ja	keines

4.3. Einordnung der Blendung für Teilfläche 3 und 4 der geplanten Anlage

Die Wohnbebauung ist hier zu weit entfernt und deutlich im Norden gelegen, so dass nur die Bahn und die B2 betrachtet wurden. Die angenommenen Höhen sind dieselben wie in Kapitel 4.2. beschrieben



Abbildung 23 - Simulationsaufbau Teil 2 der Anlage – Quelle: ForgeSolar

Sowohl für die Bahn als auch für die Bundesstraße konnte hier keine Blendwirkung ermittelt werden.

Tabelle 5 - PVA Allmannshofen - Blendung in Minuten Teilfläche 3 und 4

PVA Allmannshofen Teil 3 no glare found

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: B2 Nord nach Sued	0	0	0
Route: B2 Sued nach Nord	0	0	0
Route: Nord nach Sued Bahn	0	0	0
Route: Sued nach Nord Bahn	0	0	0

PVA Allmannshofen Teil 4 no glare found

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: B2 Nord nach Sued	0	0	0
Route: B2 Sued nach Nord	0	0	0
Route: Nord nach Sued Bahn	0	0	0
Route: Sued nach Nord Bahn	0	0	0

Tabelle 6 - Übersicht über die Blendung

Immissionsort (Teilfläche 3)	Simuliertes Blendpotential	Einhaltung der LAI-Richtlinie	Gefährdung
Bahnstrecke Nord nach Süd	Keines	ja	keines
Bahnstrecke Süd nach Nord	Keines	ja	keines
B2 Nord nach Süd	Keines	ja	keines
B2 Süd nach Nord	Keines	ja	keines
Immissionsort (Teilfläche 4)			
Bahnstrecke Nord nach Süd	Keines	ja	keines
Bahnstrecke Süd nach Nord	Keines	ja	keines
B2 Nord nach Süd	Keines	ja	keines
B2 Süd nach Nord	Keines	ja	keines

4.4. Einordnung der Blendung für Teil 5 und 6 der geplanten Anlage

Hier wurde aufgrund der Distanz zur B2 und weil eine schon bestehende Solaranlage als zusätzliches Sichthindernis dient nur die Bahn betrachtet.



Abbildung 24 - Simulationsaufbau Teil 5 und 6 der Anlage – Quelle: ForgeSolar

Für die Bahnstrecke konnte weder für Teil 5 noch für Teil 6 der geplanten PV Anlage eine Blendung ermittelt werden.

Tabelle 7 - PVA Allmannshofen - Blendung in Minuten Teilfläche 5 und 6

PVA Allmannshofen Teil 5 no glare found

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: Bahn Nord nach Sued Teil 3	0	0	0
Route: Bahn Sued nach Nord Teil 3	0	0	0

PVA Allmannshofen Teil 6 no glare found

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: Bahn Nord nach Sued Teil 3	0	0	0
Route: Bahn Sued nach Nord Teil 3	0	0	0

Tabelle 8 - Übersicht über die Blendung

Immissionsort (Teilfläche 5)	Simuliertes Blendpotential	Einhaltung der LAI-Richtlinie	Gefährdung
Bahnstrecke Nord nach Süd	Keines	ja	keines
Bahnstrecke Süd nach Nord	Keines	ja	keines
Immissionsort (Teilfläche 6)			
Bahnstrecke Nord nach Süd	Keines	ja	keines
Bahnstrecke Süd nach Nord	Keines	ja	keines

4.5. Einordnung der Blendung für Teil 7 der geplanten Anlage

Für Teilfläche 7 wird die im Osten liegende Bahn und die im Westen liegende Landstraße geprüft.



Abbildung 25 - Simulationsaufbau Teil 7 der Anlage – Quelle: ForgeSolar

Für keinen der Immissionsorte konnte hier eine Blendung ermittelt werden. Damit ist hier von keiner Beeinträchtigung auszugehen.

Tabelle 9 - PVA Allmannshofen - Blendung in Minuten Teilfläche 7

PVA Allmannshofen Teil 7 no glare found

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: Bahn Nord nach Sued Teil 4	0	0	0
Route: Bahn Sued nach Nord Teil 4	0	0	0
Route: Landstrasse Nord nach Sued	0	0	0
Route: Landstrasse sued nach Nord	0	0	0

Tabelle 10 - Übersicht über die Blendung

Immissionsort (Teilfläche 7)	Simuliertes Blendpotential	Einhaltung der LAI-Richtlinie	Gefährdung
Bahnstrecke Nord nach Süd	Keines	ja	keines
Bahnstrecke Süd nach Nord	Keines	ja	keines
Landstraße Nord nach Süd	Keines	ja	keines
Landstraße Süd nach Nord	Keines	ja	keines

4.6. Einordnung der Blendung für Teil 8 der geplanten Anlage

Für den Anlagenteil 8 wird die Bahnstrecke betrachtet. Das Gut Schwaighof und die Landstraße sind zu weit entfernt, zusätzlich wird das Gut von Bewuchs abgeschirmt.



Abbildung 26 - Simulationsaufbau Teil 8 der Anlage – Quelle: ForgeSolar

Für die Bahnstrecke konnte keine Blendwirkung ermittelt werden.

Tabelle 11 - PVA Allmannshofen - Blendung in Minuten Teilfläche 8

PVA Allmannshofen Teil 8 no glare found

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: Bahn Nord nach Sued Teil 5	0	0	0
Route: Bahn Sued nach Nord Teil 5	0	0	0

Tabelle 12 - Übersicht über die Blendung

Immissionsort (Teilfläche 8)	Simuliertes Blendpotential	Einhaltung der LAI-Richtlinie	Gefährdung
Bahnstrecke Nord nach Süd	Keines	ja	keines
Bahnstrecke Süd nach Nord	Keines	ja	keines

4.7. Einordnung der Blendung für Teil 9

Für die Teilfläche 9 muss die Schwaighofsiedlung, die Hauptstraße und die Bahn betrachtet werden. Für die Schwaighofsiedlung wurden wieder Fensterhöhen von 2 und 5 Metern angenommen. Zusätzlich wurde die in den Planunterlagen als Auflage der Naturschutzbehörde zu pflanzende Hecke als Sichthindernis gewertet.



Abbildung 27 - Simulationsaufbau Teil 9 der Anlage – Quelle: ForgeSolar

Tabelle 13 - PVA Allmannshofen - Blendung in Minuten Teilfläche 9

PVA Allmannshofen Teil 9 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	8226	0	189,759
OP: OP 3	0	0	0
OP: OP 4	8519	0	209,104
OP: OP 5	0	0	0
OP: OP 6	1656	0	131,241
OP: OP 7	0	0	0
OP: OP 8	1491	0	156,045
OP: OP 9	0	0	0
OP: OP 10	2095	0	180,217
OP: OP 11	760	0	17,451
OP: OP 12	1516	0	131,410
Route: Bahn Nord nach Sued Teil 6	0	0	0
Route: Bahn Sued nach Nord Teil 6	0	0	0
Route: Hauptstrasse Nord nach Sued	0	0	0
Route: Hauptstrasse Sued nach Nord	0	0	0

Wie der Tabelle 13 zu entnehmen ist, wird die Schwaighofsiedlung einer Blendung ausgesetzt. Diese Blendung ist teilweise deutlich höher als die in der LAI zulässigen 1.800 Minuten im Jahr. Es wird hier beispielhaft OP 4 betrachtet, da dieser die höchste Blendung aufweist.

Die tägliche Dauer liegt mit bis zu 40 Minuten über den in der LAI geforderten 30 Minuten. Zudem wird die Gesamtdauer von 1800 Minuten um mehr als das doppelte überschritten, so dass hier festgestellt werden kann, dass sich die Anlage NICHT innerhalb der LAI-Richtlinie befindet.

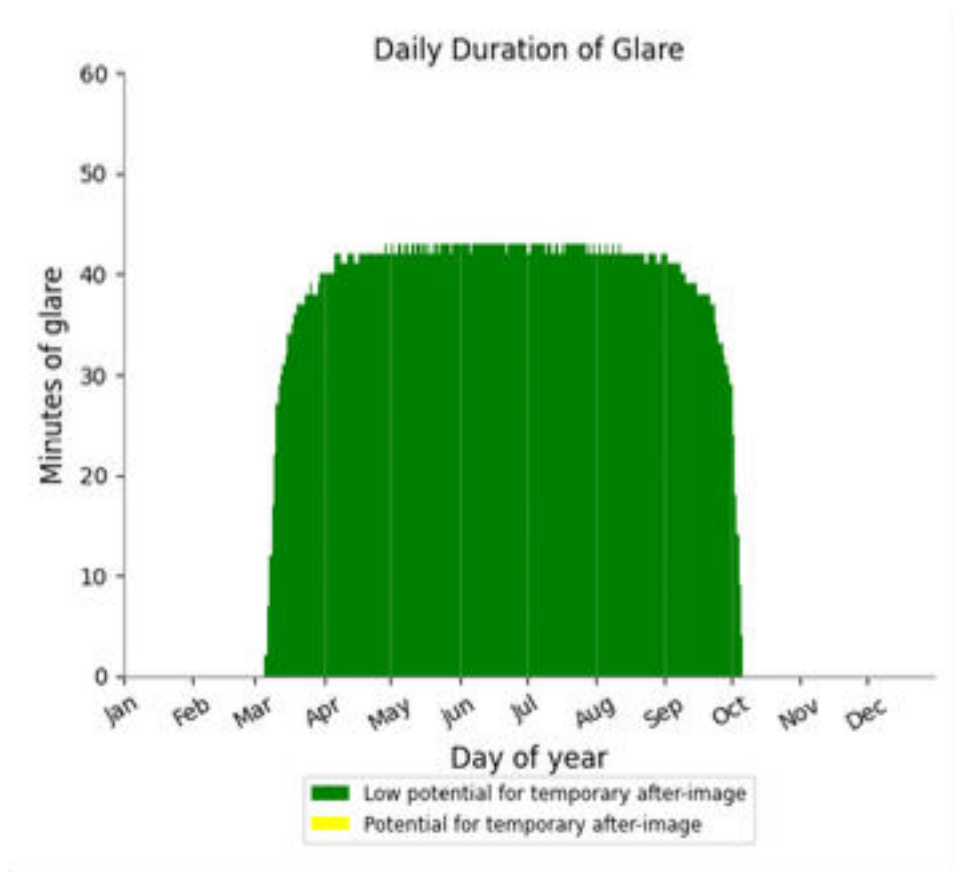


Abbildung 28 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar

Der Zeitpunkt der Blendung liegt hierbei ausschließlich in den Morgenstunden.

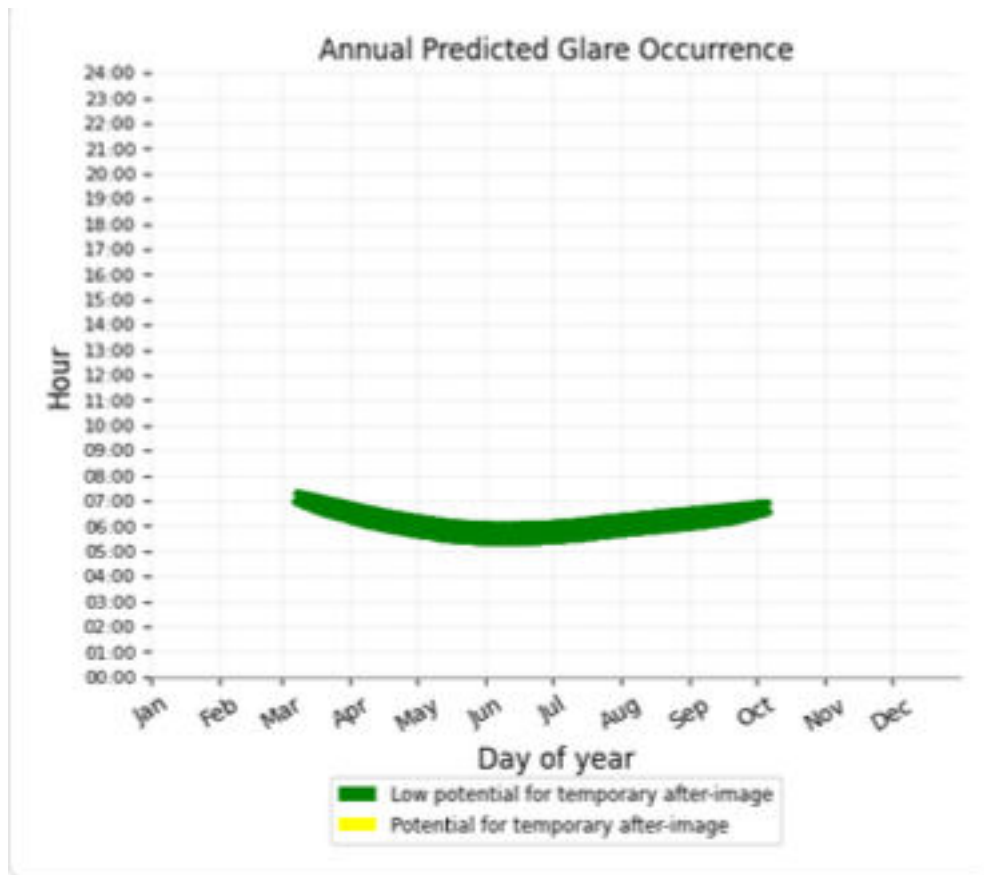


Abbildung 29 - Zeitpunkt der Blendung – Quelle: ForgeSolar

Die Candelawerte liegen hier auch über den 100.000 cd/m. Es werden bis zu 200.000 Candela erreicht.

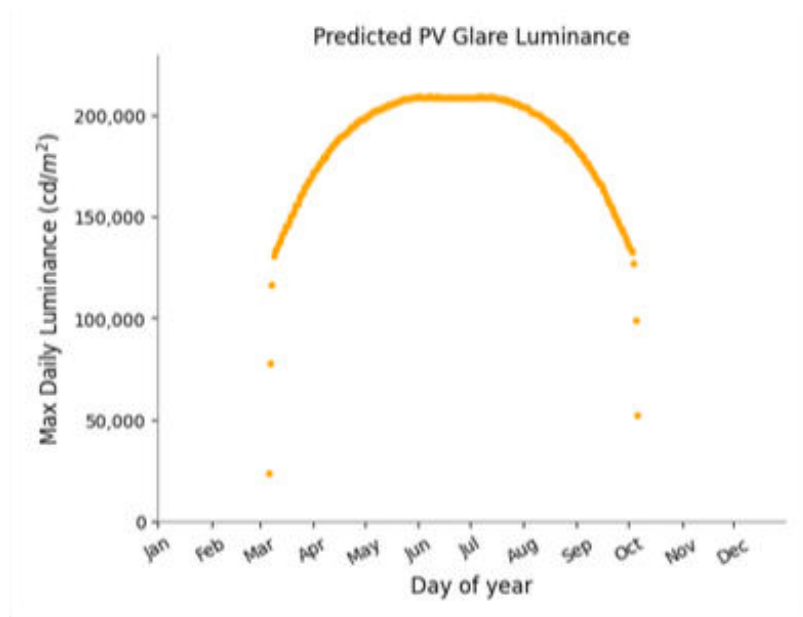


Abbildung 30 - Helligkeit in cd/m² - Quelle: ForgeSolar

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



Abbildung 31 - Sonnenuntergang hinter einer Modulreihe - Quelle: https://www.innotech-safety.com/fileadmin/processed/c/4/csm_5_Tipps_rund_um_Ihre_PV-Anlage_am_Dach-Header_356649df9b.jpg

Hierfür stellt das Programm ForgeSolar Daten bereit. Insgesamt wurden 8.519 Datensätze für OP 4 berechnet. Dies entspricht einem Datensatz pro simulierter Minute Blendung. Filtert man diese nach den Winkelverhältnissen der Lichtschutzrichtlinie, **noch 7.501 Minuten**, die als zusätzliche Blendwirkung gewertet werden müssen. Somit ist auch hier festzustellen, dass OP 4 oberhalb der LAI-Richtlinie liegt. Die Restlichen Beobachtungspunkte sind im Folgenden tabellarisch dargestellt.

Tabelle 14 - Dauer der Blendminuten nach Anwenden der LAI-Richtlinie

Beobachtungspunkt	Blendungsdauer in Minuten	Blendungsdauer nach Abzug der Winkel	LAI konform
OP 2 (Schwaighofsiedlung 3 - OG)	8.226	7.141	Nein
OP 6 (Schwaighofsiedlung 2 - OG)	1.656	1.144	Ja
OP 8 (Schwaighofsiedlung 1 - OG)	1.491	1.019	Ja
OP 10 (Schwaighofsiedlung 2 - OG)	2.095	1.450	Ja
OP 11 (Schwaighofsiedlung 2 - EG)	760	65	Ja
OP 12 (Schwaighofsiedlung 2 - OG)	1.516	804	ja

Somit ist festzuhalten, dass **nur ein betroffenes Haus** (Schwaighofsiedlung 3 - rotmarkiert Abbildung 31) mit den Beobachtungspunkten 2 und 4 **oberhalb der LAI-Richtlinie liegt**. Die restlichen Gebäude werden zwar einer Blendung ausgesetzt, liegen aber innerhalb der Vorgaben der Richtlinie. Allerdings ist hier anzumerken, dass das Simulationsprogramm hier vom maximal ungünstigsten Fall ausgeht. Das bedeutet, dass die Fenster bzw. der Beobachter direkt in den Osten der Anlage blickt. Ein Fenster, das zum Beispiel aus dem Dachstuhl in den Norden zeigt, womit auch nur der im Norden liegende Teil der Anlage sichtbar wäre, kann nicht simuliert werden. Es ist davon auszugehen, dass die tatsächliche Blendung niedriger liegt, allerdings kommt hier das Simulationsprogramm an seine Grenzen.



Abbildung 32 - Immissionsorte – Quelle: ForgeSolar

Tabelle 15 - Übersicht über die Blendung

Immissionsort (Teilfläche 9)	Simuliertes Blendpotential	Einhaltung der LAI-Richtlinie	Gefährdung
OP 1 (Schwaighofsiedlung 3 - EG)	Keines	ja	keines
OP 2 (Schwaighofsiedlung 3 - OG)	mäßig	nein	keines
OP 3 (Schwaighofsiedlung 3 - EG)	Keines	ja	keines
OP 4 (Schwaighofsiedlung 3 - OG)	mäßig	nein	keines
OP 5 (Schwaighofsiedlung 2 - EG)	Keines	ja	keines
OP 6 (Schwaighofsiedlung 2 - OG)	Gering	ja	keines
OP 7 (Schwaighofsiedlung 1 - EG)	Keines	ja	keines
OP 8 (Schwaighofsiedlung 1 - OG)	Gering	ja	keines
OP 9 (Schwaighofsiedlung 2 - EG)	Keines	ja	keines
OP 10 (Schwaighofsiedlung 2 - OG)	Gering	ja	keines
OP 11 (Nordend 5 - EG)	Gering	ja	keines
OP 12 (Nordend 5 - OG)	Gering	ja	keines
Bahnstrecke Nord nach Süd	Keines	ja	keines
Bahnstrecke Süd nach Nord	Keines	ja	keines
B2 Nord nach Süd	Keines	ja	keines
B2 Süd nach Nord	Keines	ja	keines

4.8 Optimierung des Anlagenteils 9

Da die Vorgaben der LAI-Richtlinie hier nicht erfüllt sind, müssen Maßnahmen ergriffen werden, um die Blendung zu reduzieren.

Hier sind prinzipiell 4 Methoden denkbar.

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

In Absprache mit dem Auftraggeber wurden hier 3 Lösungen erarbeitet. Eine Belegung mit Strukturglasmodulen ist nicht empfehlenswert, da aufgrund der Neigung der Module (10°) die Selbstreinigung durch Niederschlag problematisch wird.

Ein Großteil der Blendung tritt im vorderen Bereich, nahe der Häuser auf. Somit wurde für die Lösung der Anlagenteil 9 noch einmal geteilt. Abbildung 32 zeigt die auftretende Blendung, Abbildung 33 die neue Simulation für Anlagenteil 9. Der Ausschnitt in Haus nähe wird hierbei separat betrachtet.

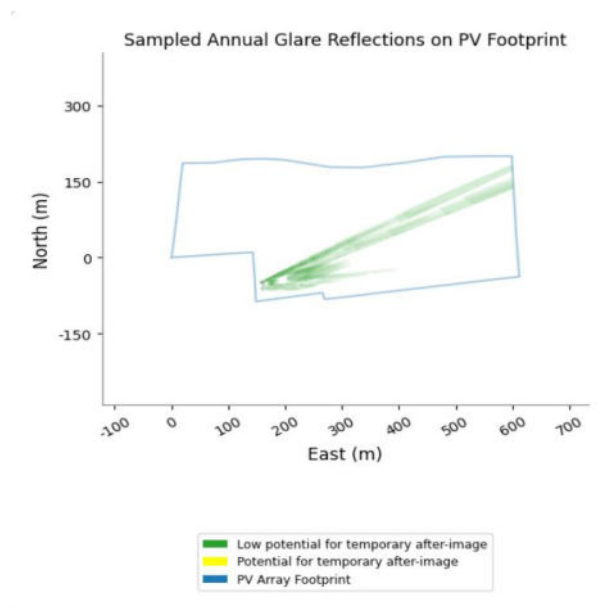


Abbildung 33 - Bereiche von Anlagenteil 9 die blenden - Quelle: ForgeSolar



Abbildung 34 - Neuer Simulationsaufbau für Anlagenteil 9 - Quelle: ForgeSolar

Für alle 4 Lösungen gilt, dass Anlagenteil 9 ohne den Ausschnitt innerhalb der LAI-Richtlinie liegt. Dies ist in Tabelle 16 dargestellt.

Tabelle 16 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar

PVA Allmannshofen Teil 9 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	0	0	0
OP: OP 2	664	70	442,444
OP: OP 3	0	0	0
OP: OP 4	658	42	431,535
OP: OP 5	0	0	0
OP: OP 6	1238	93	413,507
OP: OP 7	0	0	0
OP: OP 8	779	0	353,957
OP: OP 9	0	0	0
OP: OP 10	888	199	424,267
OP: OP 11	0	0	0
OP: OP 12	404	0	371,151
Route: Bahn Nord nach Sued Teil 6	0	0	0
Route: Bahn Sued nach Nord Teil 6	0	0	0
Route: Hauptstrasse Nord nach Sued	0	0	0
Route: Hauptstrasse Sued nach Nord	0	0	0

4.8.1. Ausrichtung mit 140° und Modulneigung 17° bei einer Hecke von 3m

Abbildung 34 zeigt den Simulationsaufbau. Die Hecke wurde hier durchgehend mit 3m angenommen. Für den Ausschnitt wurde eine Drehung von 140 Grad in den Osten angenommen und eine Neigung von 17°.

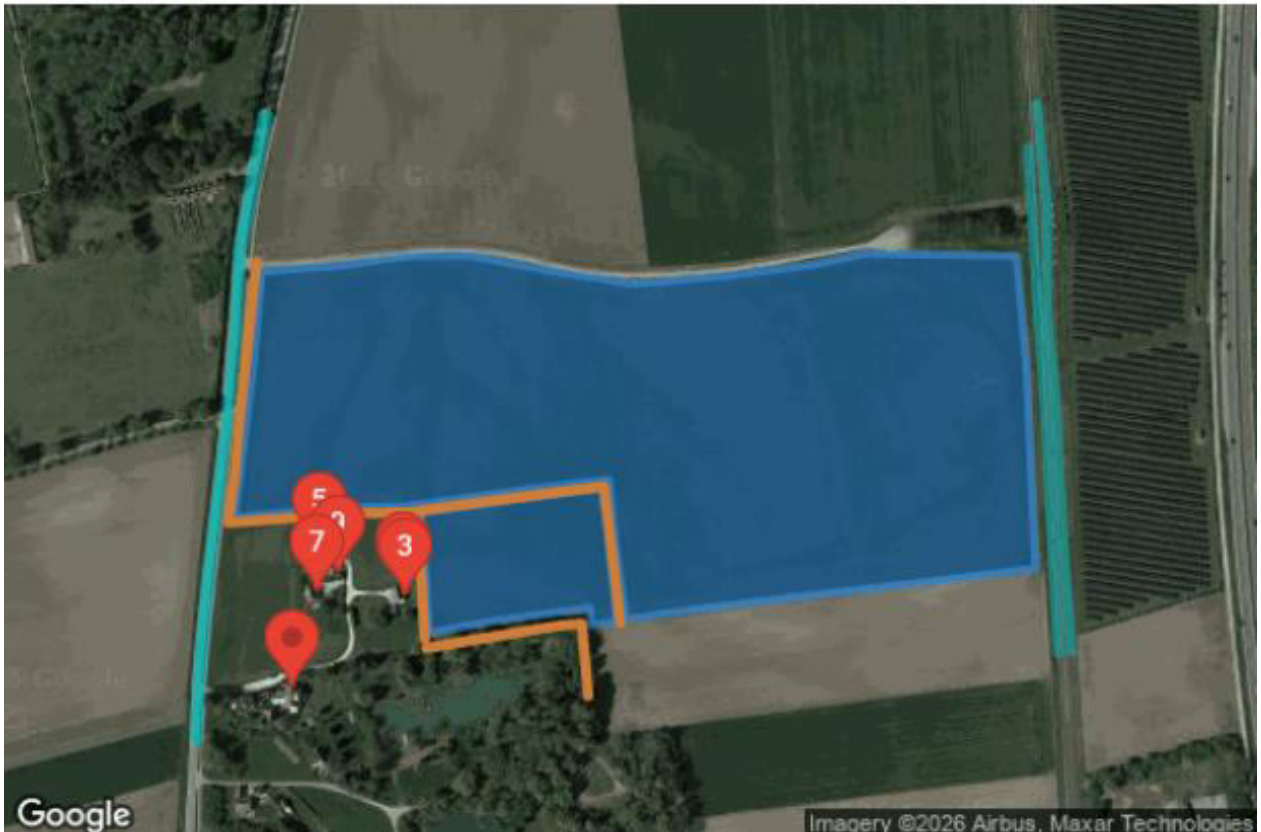


Abbildung 35 - Simulationsaufbau für 140° Ausrichtung und 17° Neigung - Quelle: ForgeSolar

Damit wird die Blendung deutlich reduziert, so dass nur noch die oberen Stockwerke der Schwaighofsiedlung 3 (OP 2 und OP4) relevant sind.

Tabelle 17 - Blendungsdauer in Minuten - Quelle: ForgeSolar

Ausschnitt potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	0	0	0
OP: OP 2	2077	463	444,715
OP: OP 3	0	0	0
OP: OP 4	2247	443	434,687
OP: OP 5	0	0	0
OP: OP 6	0	0	0
OP: OP 7	0	0	0
OP: OP 8	0	0	0
OP: OP 9	0	0	0
OP: OP 10	0	0	0
OP: OP 11	0	0	0
OP: OP 12	0	0	0
Route: Bahn Nord nach Sued Teil 6	0	0	0
Route: Bahn Sued nach Nord Teil 6	0	0	0
Route: Hauptstrasse Nord nach Sued	0	0	0
Route: Hauptstrasse Sued nach Nord	0	0	0

Betrachtet man die Winkel gemäß der LAI-Richtlinie, so wird die Richtlinie eingehalten.

Tabelle 18 – Blendungsdauer nach Betrachtung der LAI-Richtlinie

Beobachtungspunkt	Blendungsdauer in Minuten	Blendungsdauer nach Abzug der Winkel	LAI konform
OP 2 (Schwaighofsiedlung 3 - OG) (Ausrichtung 140° 17° Neigung)	2.786	1.373	Ja
OP 4 (Schwaighofsiedlung 3 - OG) (Ausrichtung 140° 17° Neigung)	2.925	1.502	Ja

4.8.2. Ausrichtung mit 130° und Modulneigung 10° bei einer Hecke von 3m

Abbildung 35 zeigt den Simulationsaufbau. Die Hecke wurde hier durchgehend mit 3m angenommen. Für den Ausschnitt wurde eine Drehung von 130 Grad in den Osten angenommen und eine Neigung von 10°.

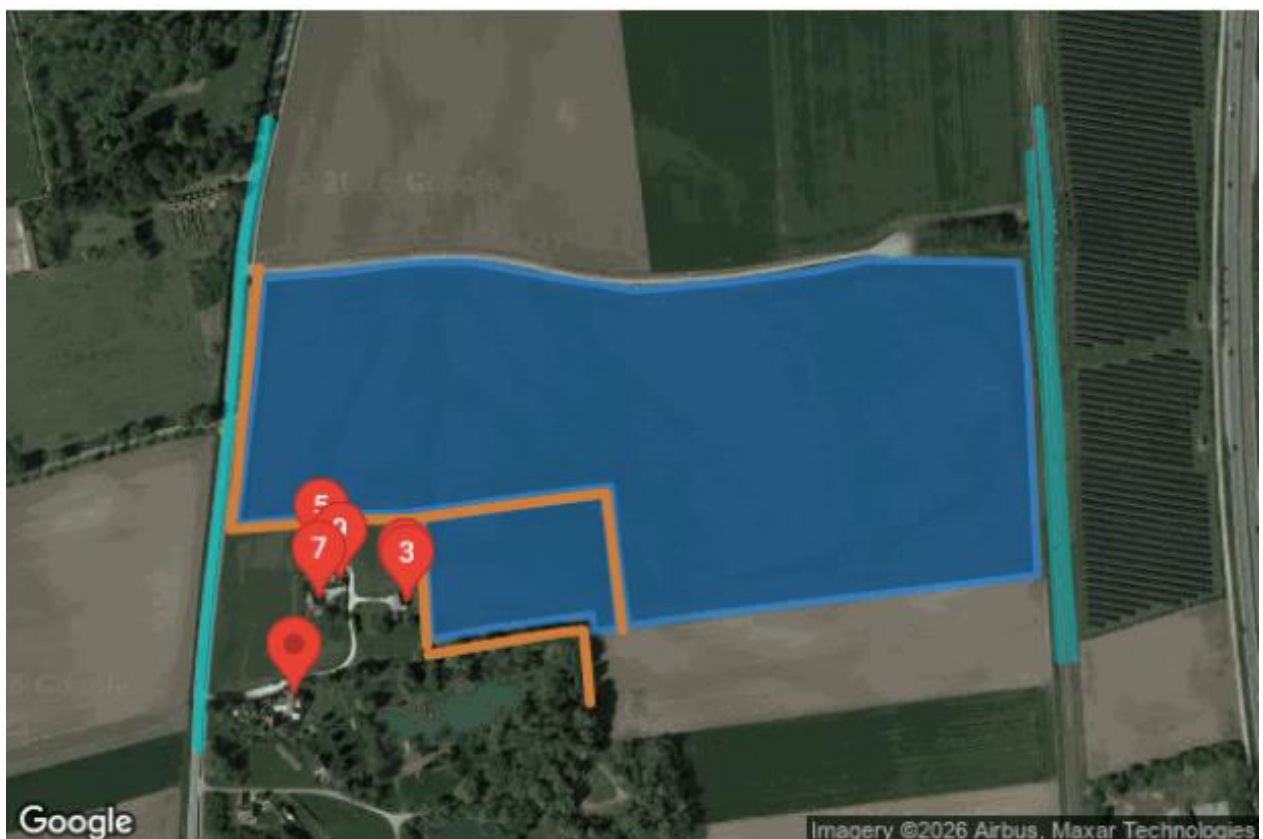


Abbildung 36 - Simulationsaufbau für 130° Ausrichtung und 10° Neigung - Quelle: ForgeSolar

Damit wird die Blendung deutlich reduziert, so dass nur noch die oberen Stockwerke der Schwaighofsiedlung 3 (OP 2 und OP4) relevant sind.

Tabelle 19 - Blendungsdauer in Minuten - Quelle: ForgeSolar

Ausschnitt potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	0	0	0
OP: OP 2	1786	1000	522,310
OP: OP 3	0	0	0
OP: OP 4	1926	999	507,661
OP: OP 5	0	0	0
OP: OP 6	0	0	0
OP: OP 7	0	0	0
OP: OP 8	0	0	0
OP: OP 9	0	0	0
OP: OP 10	24	0	15,096
OP: OP 11	0	0	0
OP: OP 12	304	0	87,553
Route: Bahn Nord nach Sued Teil 6	0	0	0
Route: Bahn Sued nach Nord Teil 6	0	0	0
Route: Hauptstrasse Nord nach Sued	0	0	0
Route: Hauptstrasse Sued nach Nord	0	0	0

Betrachtet man die Winkel gemäß der LAI-Richtlinie, so wird die Richtlinie eingehalten.

Tabelle 20 – Blendungsdauer nach Betrachtung der LAI-Richtlinie

Beobachtungspunkt	Blendungsdauer in Minuten	Blendungsdauer nach Abzug der Winkel	LAI konform
OP 2 (Schwaighofsiedlung 3 - OG) (Ausrichtung 130°)	2.540	1.308	Ja
OP 4 (Schwaighofsiedlung 3 - OG) (Ausrichtung 130°)	2.690	1.464	Ja

4.8.3. Ausrichtung mit 110° und Modulneigung 10 ° bei einer Hecke von 2m

Es wurden weitere Simulationen mit einer Hecke von nur 2m durchgeführt. Hier muss die Anlage deutlich weiter in den Osten gedreht werden.

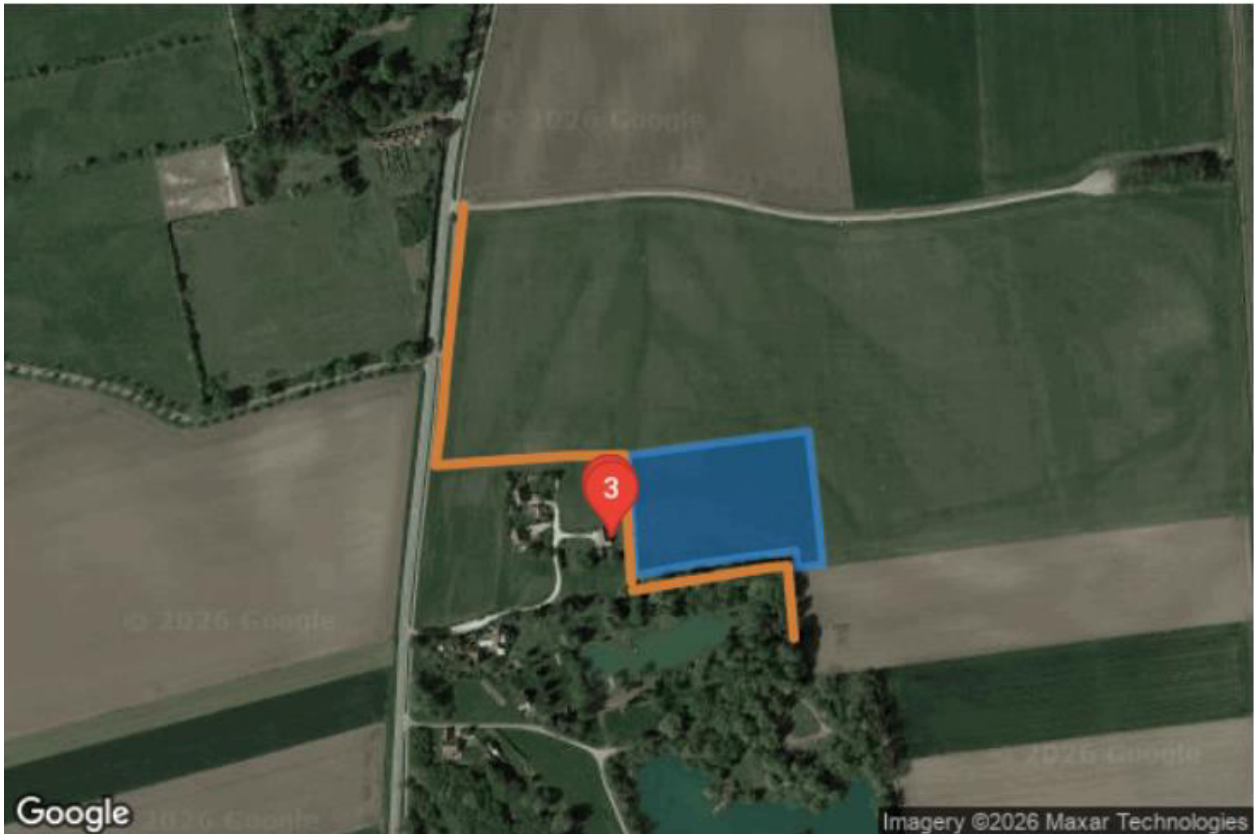


Abbildung 37 - Simulationsaufbau für 110° Ausrichtung und 10° Neigung bei einer nur 2m hohen Hecke - Quelle: ForgeSolar

Da die Blendung auch in den vorhergehenden Simulationen nur für die Schwaighofsiedlung Nummer 3 aufgetreten ist, wurde auch nur diese weiterhin betrachtet.

Tabelle 21 - Blendungsdauer in Minuten - Quelle: ForgeSolar

Ausschnitt potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	0	0	0
OP: OP 2	773	0	353,346
OP: OP 3	0	0	0
OP: OP 4	1180	20	422,897

Bei einer Drehung von 110° ist der Ausschnitt auch ohne Betrachtung der Winkel innerhalb der LAI-Richtlinie.

4.84. Ausrichtung mit 130° und Modulneigung 10° bei einer Hecke von 2m mit einem Ausschnitt

Als letzte Option wurde eine Simulation mit einer Drehung auf 130° Ausrichtung und 10° Neigung bei einer Hecke von 2m durchgeführt, bei der der am stärksten blendende Bereich modulfrei gelassen wurde (Siehe Abbildung 37).

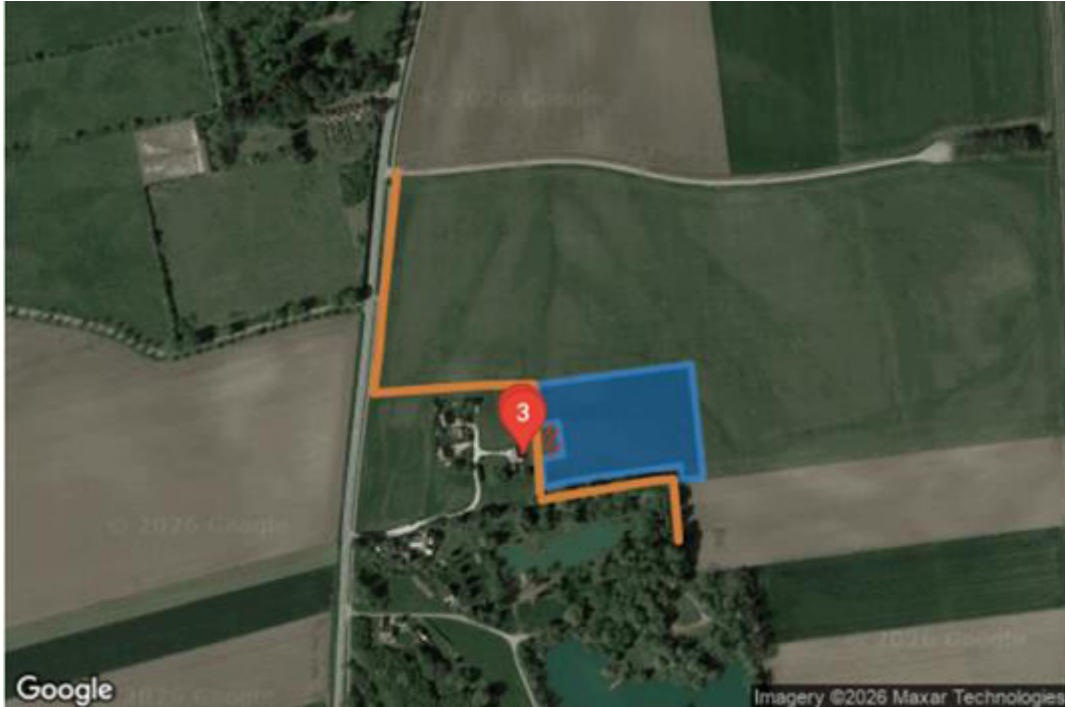


Abbildung 38 - Simulationsaufbau für 130° Ausrichtung und 10° Neigung bei einer nur 2m hohen Hecke und einem rot markierten modulfreien Ausschnitt - Quelle: ForgeSolar

Bei dieser Variante wird die Blendung deutlich reduziert, so dass auch ohne Betrachtung der entsprechenden Winkel die LAI-Richtlinie eingehalten wird.

Tabelle 22 - Blendungsdauer in Minuten - Quelle: ForgeSolar

Ausschnitt potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	0	0	0
OP: OP 2	713	158	530,625
OP: OP 3	0	0	0
OP: OP 4	752	203	550,169

5. Anlagen

(1) Simulationsergebnis

PVA Allmannshofen

Allmannshofen Teil 1 Grundsimulation

Client: Kronos Solar

Created Dec 05, 2025

Updated Mar 30, 2026

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

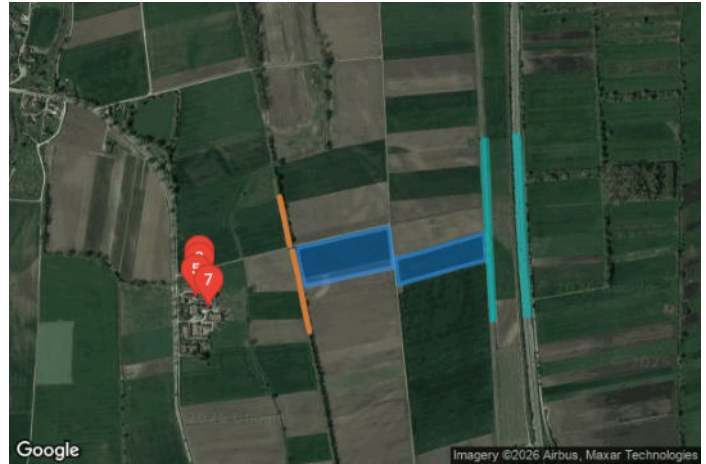
Site ID 166443.27436

Project type Advanced

Project status: active

Category 10 MW to 100 MW

Sun dominance mitigation Enabled



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² peak)

Ocular transmission coefficient: 0.5

Pupil diameter: 0.002 m

Eye focal length: 0.017 m

Sun subtended angle: 9.3 mrad

Sun dominance mitigation: **Enabled**

Summary of Results

Glare with low potential for temporary after-image predicted
 ForgeSolar Radiometric Physics Engine 2

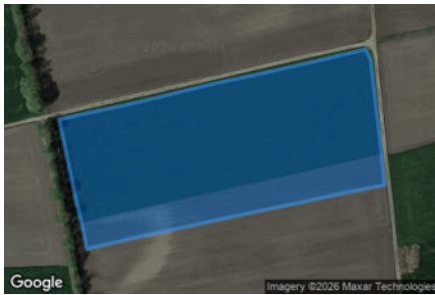
PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Peak Luminance
	deg	deg	min	min	kWh	cd/m ²
PVA Allmannshofen Teil 1	10.0	166.0	6,841	0	-	80,786
PVA Allmannshofen Teil 2	10.0	166.0	16	0	-	196,940

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 45,504 m²

Name: PVA Allmannshofen Teil 1
Footprint area: 27,800 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 10.0 deg
Orientation: 166.0 deg
Rated power: -
Panel material: Light textured glass with AR coating



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.627790		412.47	0.80	413.27
2	48.627524	10.827395	412.59	2.10	414.69
3	48.627232		413.14	0.80	413.94
4	48.627032	10.827559	413.53	2.10	415.63
5	48.626840		413.84	0.80	414.64
6	48.626911	10.828082	413.43	2.10	415.53
7	48.626996	10.828683	413.08	0.80	413.88
8	48.627085		413.32	2.10	415.42
9	48.627172		413.32	0.80	414.12
10	48.627247	10.830458	413.13	2.10	415.23
11	48.627308		413.54	0.80	414.34
12	48.627615	10.830878	413.90	2.10	416.00
13	48.627937	10.830821	413.43	0.80	414.23
14	48.628232		413.01	2.10	415.11
15	48.628304	10.830711	413.03	0.80	413.83
16	48.628216		413.02	2.10	415.12
17	48.628125		413.45	0.80	414.25
18	48.628041		413.66	2.10	415.76
19	48.627958	10.828443	412.49	0.80	413.29
20	48.627891	10.828020	412.50	2.10	414.60
21	48.627847		412.56	0.80	413.36

Name: PVA Allmannshofen Teil 2
Footprint area: 17,704 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 10.0 deg
Orientation: 166.0 deg
Rated power: -
Panel material: Light textured glass with AR coating



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.627347		413.66	0.80	414.46
2	48.627131		413.31	2.10	415.41
3	48.626883		412.96	0.80	413.76
4	48.626971		413.16	2.10	415.26
5	48.627062	10.832030	413.00	0.80	413.80
6	48.627171	10.832626	412.30	2.10	414.40
7	48.627293		411.47	0.80	412.27
8	48.627400		412.17	2.10	414.27
9	48.627491		412.72	0.80	413.52
10	48.627679	10.834358	412.68	2.10	414.78
11	48.627907		412.65	0.80	413.45
12	48.628159		412.61	2.10	414.71
13	48.628070	10.833887	412.00	0.80	412.80
14	48.627978		411.74	2.10	413.84
15	48.627907		411.76	0.80	412.56
16	48.627822	10.832618	412.43	2.10	414.53
17	48.627739		413.06	0.80	413.86
18	48.627656	10.831757	413.69	2.10	415.79
19	48.627588		413.92	0.80	414.72
20	48.627521		413.95	2.10	416.05

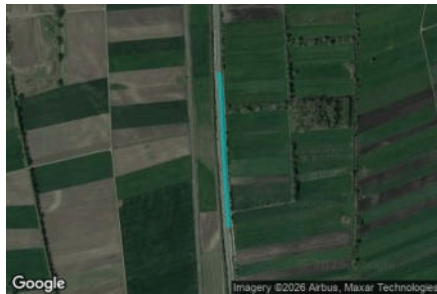
Route Receptor(s)

Name: B2 Nord nach Sued
Route type: One-way
Azimuthal view angle: 30.0 deg
Downward view angle: 1.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	48.630549	10.835430	412.00	1.00	413.00
2	48.629932	10.835483	412.00	2.70	414.70
3	48.629344	10.835537	412.39	1.00	413.39
4	48.628341	10.835601	412.59	2.70	415.29
5	48.627591	10.835656	413.50	1.00	414.50
6	48.626134	10.835827	413.01	2.70	415.71

Name: B2 Sued nach Nord
Route type: One-way
Azimuthal view angle: 30.0 deg
Downward view angle: 1.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	48.626142	10.835988	413.00	1.00	414.00
2	48.627567	10.835838	413.78	2.70	416.48
3	48.628340	10.835784	412.37	1.00	413.37
4	48.629356	10.835705	412.36	2.70	415.06
5	48.629923	10.835662	412.00	1.00	413.00
6	48.630551	10.835576	412.00	2.70	414.70

Name: Bahn Nord nach Sued
Route type: One-way
Azimuthal view angle: 20.0 deg
Downward view angle: 1.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	48.630440	10.834247	412.00	3.00	415.00
2	48.629603	10.834279	412.01	3.00	415.01
3	48.629000	10.834333	412.56	3.00	415.56
4	48.628249	10.834386	412.72	3.00	415.72
5	48.627256	10.834483	412.92	3.00	415.92
6	48.626026	10.834590	413.99	3.00	416.99

Name: Bahn Sued nach Nord
Route type: One-way
Azimuthal view angle: 20.0 deg
Downward view angle: 1.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	48.626035	10.834679	413.88	3.00	416.88
2	48.627262	10.834593	413.00	3.00	416.00
3	48.628227	10.834507	412.90	3.00	415.90
4	48.628992	10.834464	412.74	3.00	415.74
5	48.629615	10.834432	412.00	3.00	415.00
6	48.630439	10.834378	412.00	3.00	415.00

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.627039	10.823731	414.39	2.00	416.39
OP 2	48.627039	10.823731	414.39	4.00	418.39
OP 3	48.626871	10.823737	414.56	2.00	416.56
OP 4	48.626871	10.823737	414.56	4.00	418.56
OP 5	48.626589	10.823581	415.00	2.00	417.00
OP 6	48.626589	10.823581	415.00	4.00	419.00
OP 7	48.626314	10.824051	414.20	2.00	416.20
OP 8	48.626314	10.824051	414.20	4.00	418.20

Obstruction Components

Name: Hecken im Westen
Upper edge height: 2.5 m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	48.629040	10.826690	413.00
2	48.628643	10.826818	413.00
3	48.627877	10.827054	412.48

Name: Hecken im Westen
Upper edge height: 2.5 m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	48.627714	10.827162	412.34
2	48.627182	10.827355	413.01
3	48.626437	10.827569	413.31
4	48.625735	10.827805	413.00

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 Allmannshofen Teil 1	10.0	166.0	6,841	0	-	80,786	
PVA Allmannshofen Teil 2	10.0	166.0	16	0	-	196,940	

Distinct glare per month

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

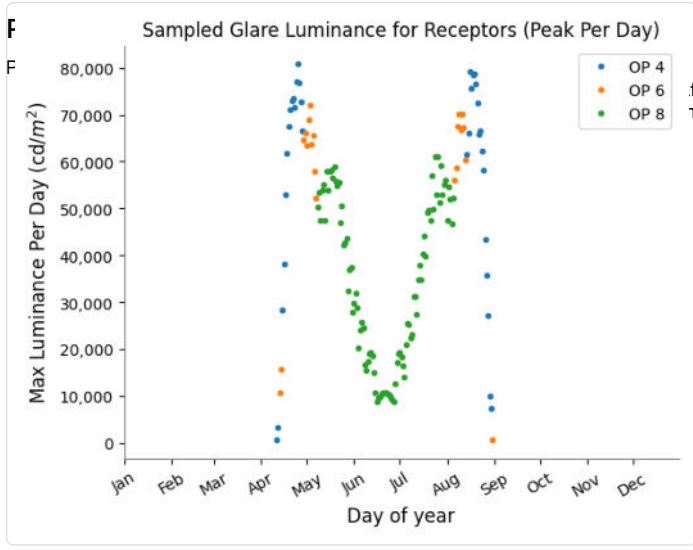
PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pva-allmanns (green)	0	0	0	317	719	312	659	584	0	0	0	0
pva-allmanns (yellow)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pva-allmanns (green)	0	0	0	7	0	0	0	9	0	0	0	0
pva-allmanns (yellow)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

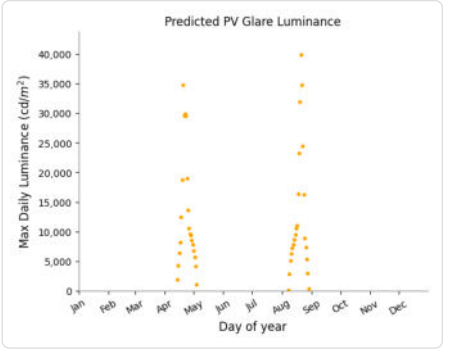
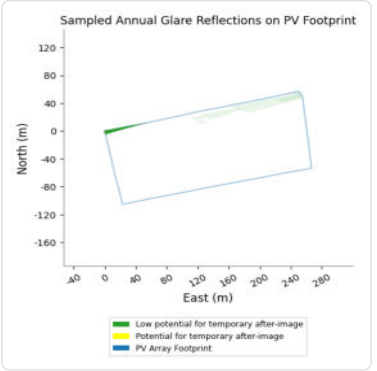
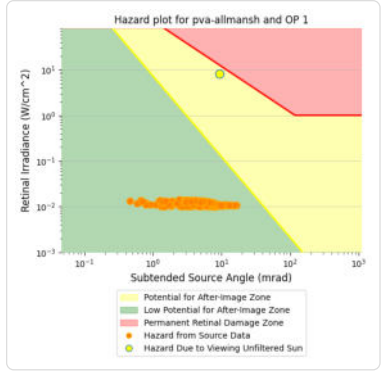
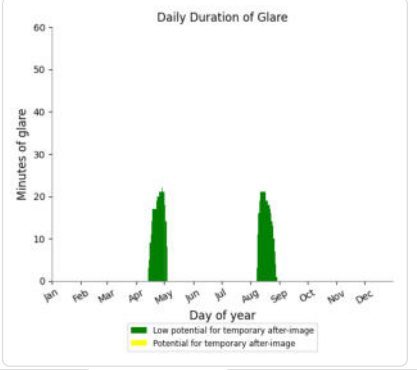
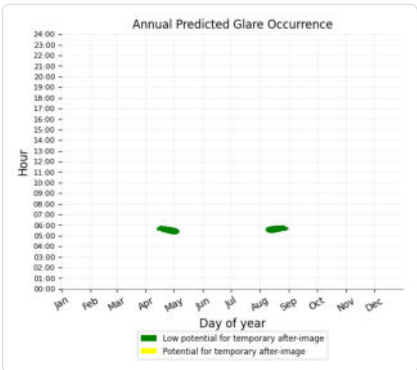
Results for each PV array and receptor

PVA Allmannshofen Teil 1 low potential for temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	667	0	39,841
OP: OP 2	741	0	63,180
OP: OP 3	849	0	39,542
OP: OP 4	1051	0	80,786
OP: OP 5	1389	0	38,918
OP: OP 6	1730	0	71,949
OP: OP 7	40	0	18,138
OP: OP 8	374	0	61,128
Route: B2 Nord nach Sued	0	0	0
Route: B2 Sued nach Nord	0	0	0
Route: Bahn Nord nach Sued	0	0	0
Route: Bahn Sued nach Nord	0	0	0



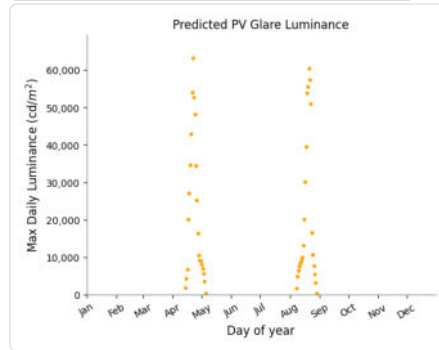
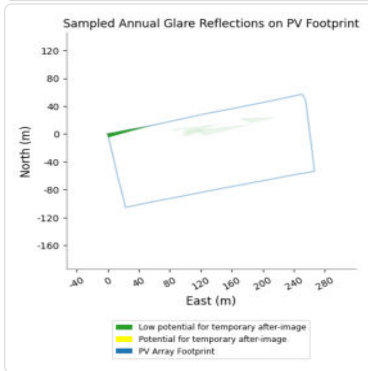
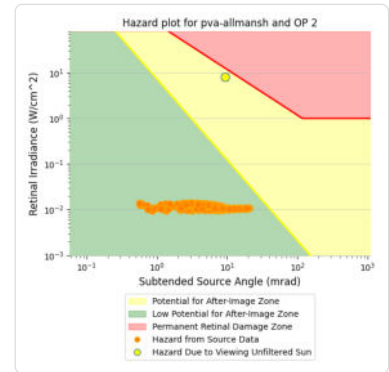
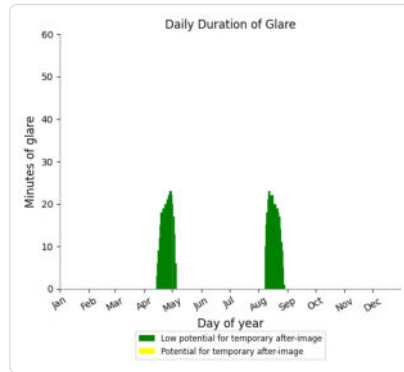
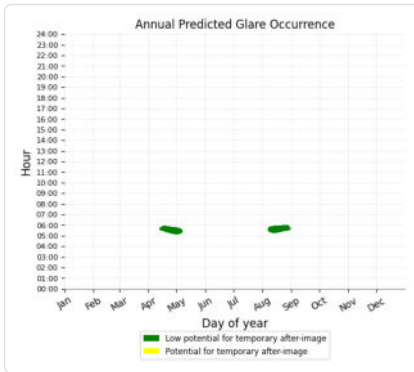
after-image.
image.



PVA Allmannshofen Teil 1: OP 2

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

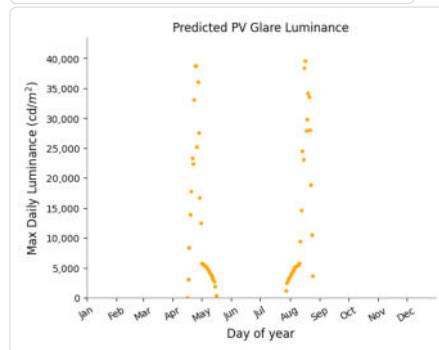
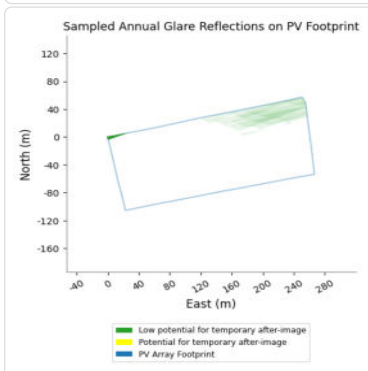
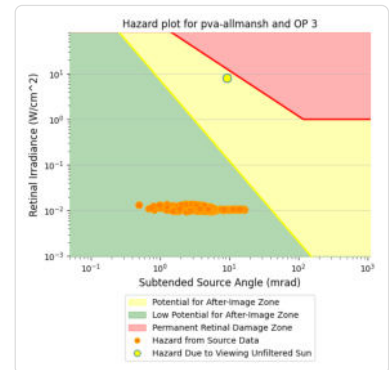
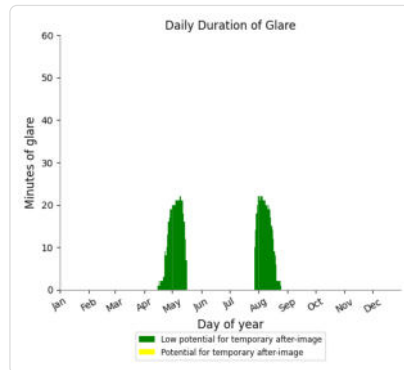
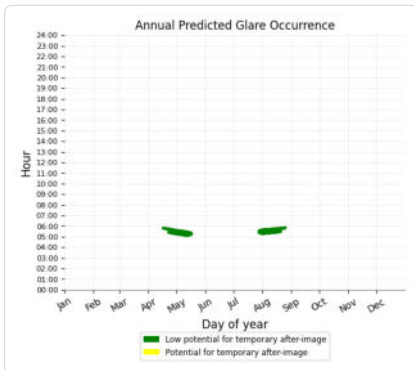
- 741 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Allmannshofen Teil 1: OP 3

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

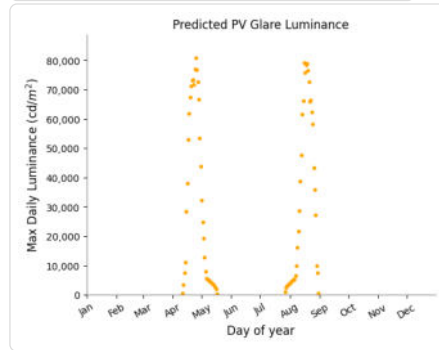
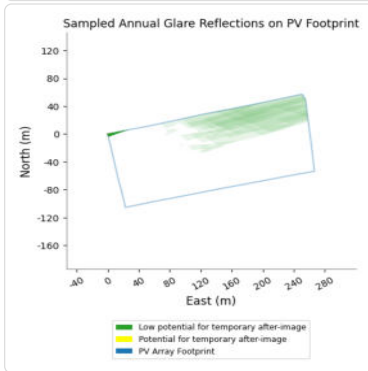
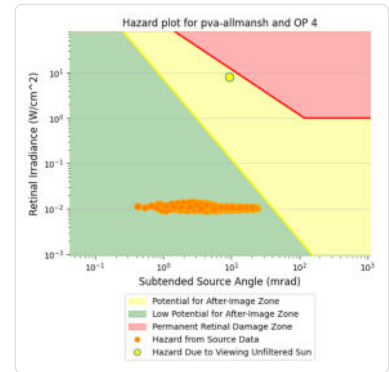
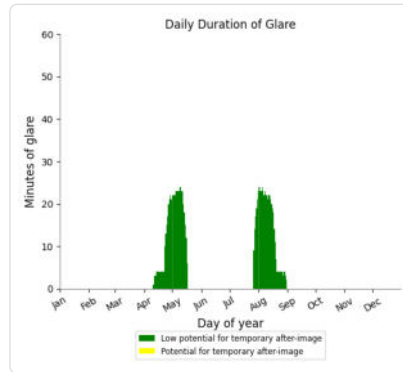
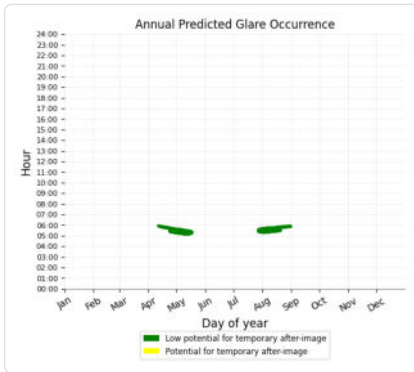
- 849 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Allmannshofen Teil 1: OP 4

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

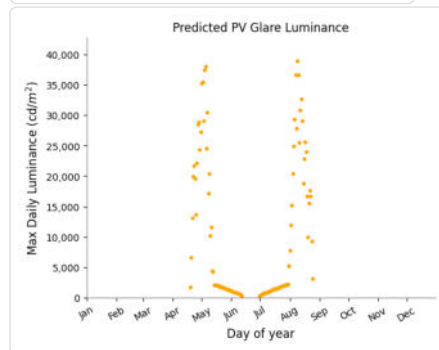
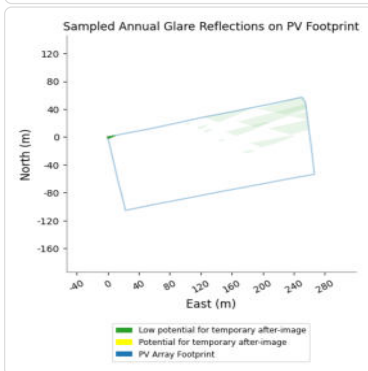
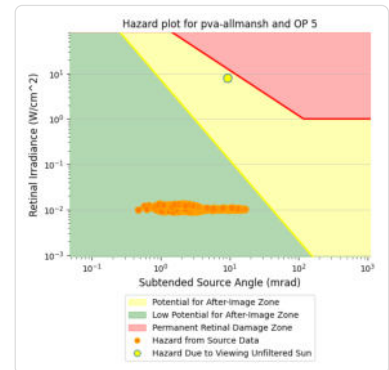
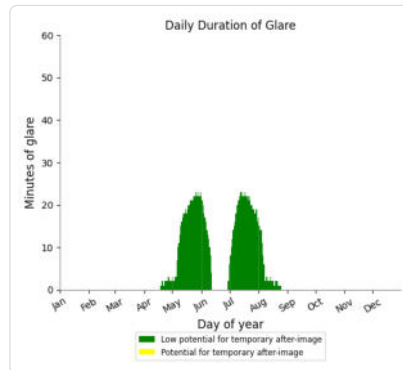
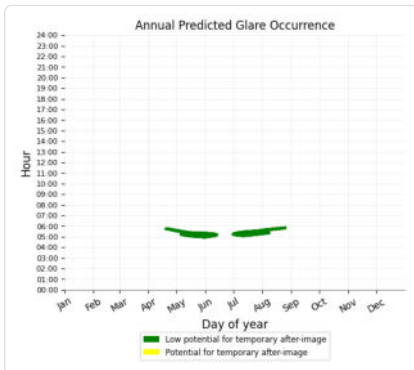
- 1,051 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Allmannshofen Teil 1: OP 5

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

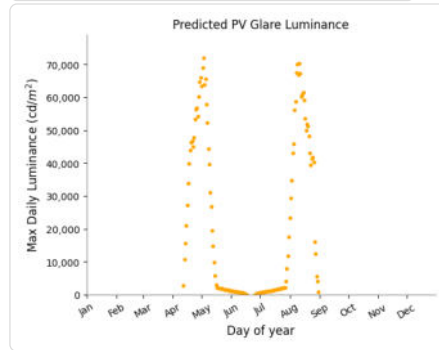
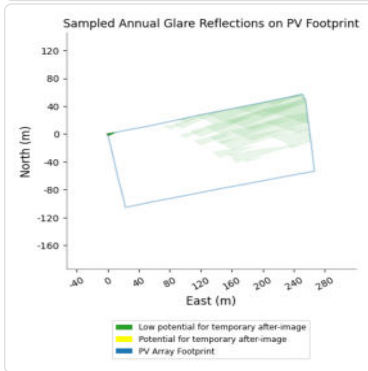
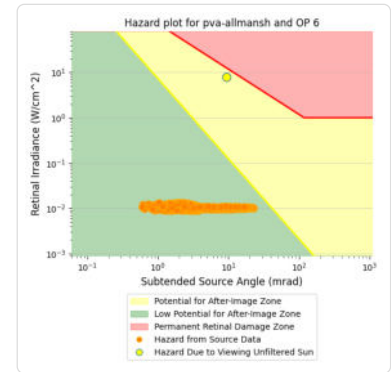
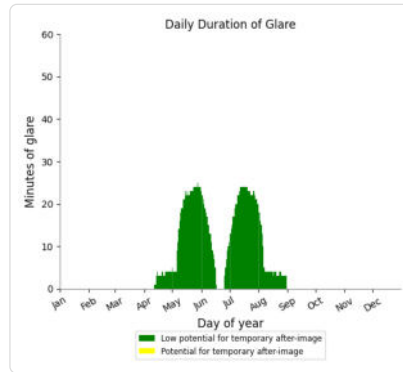
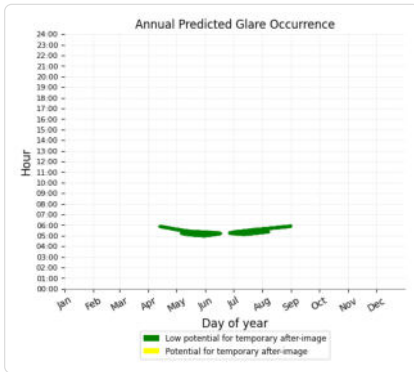
- 1,389 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Allmannshofen Teil 1: OP 6

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

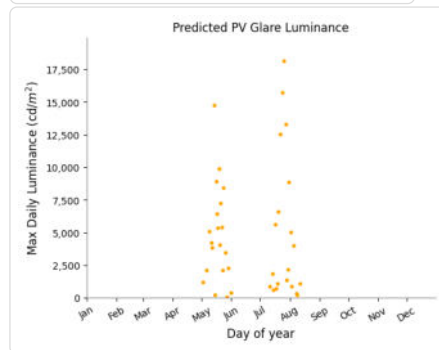
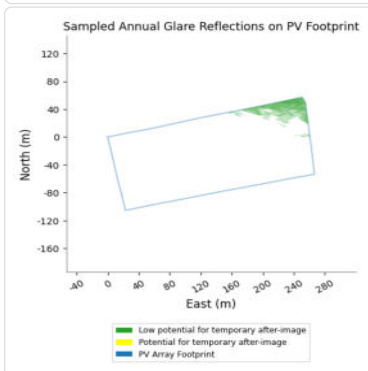
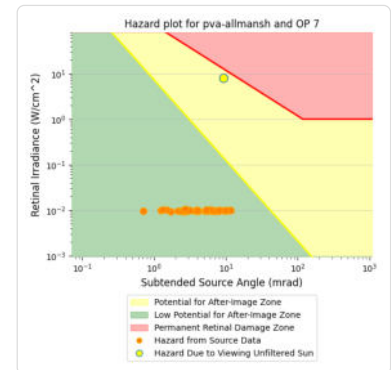
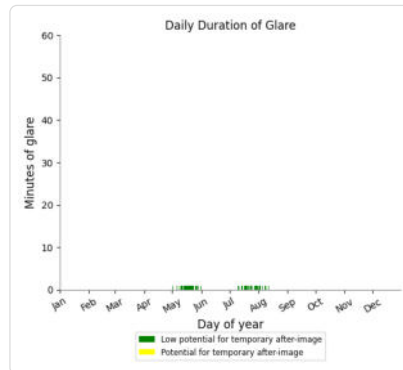
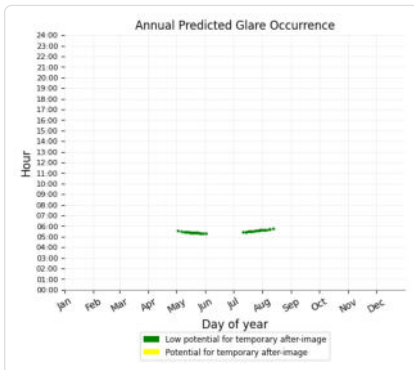
- 1,730 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Allmannshofen Teil 1: OP 7

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

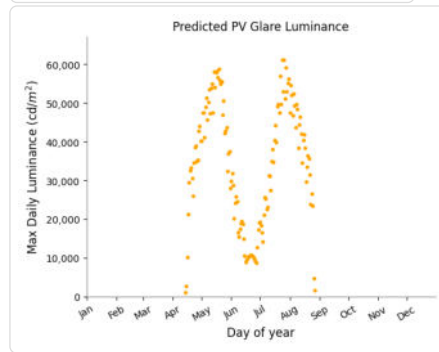
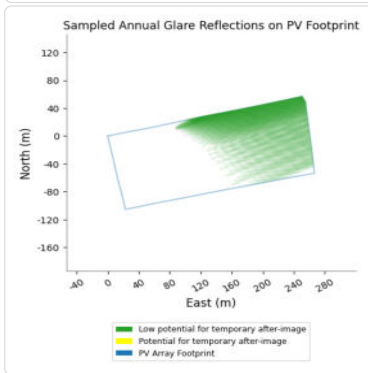
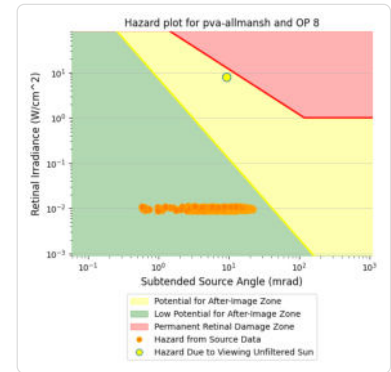
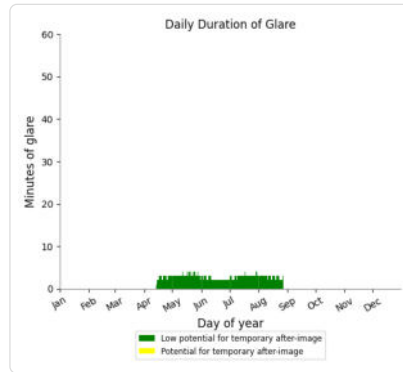
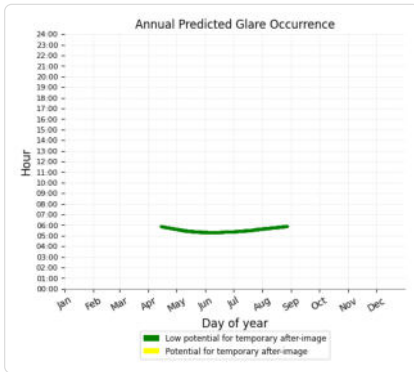
- 40 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Allmannshofen Teil 1: OP 8

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

- 374 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 Allmannshofen Teil 1: B2 Nord nach Sued

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 1: B2 Sued nach Nord

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 1: Bahn Nord nach Sued

No glare found

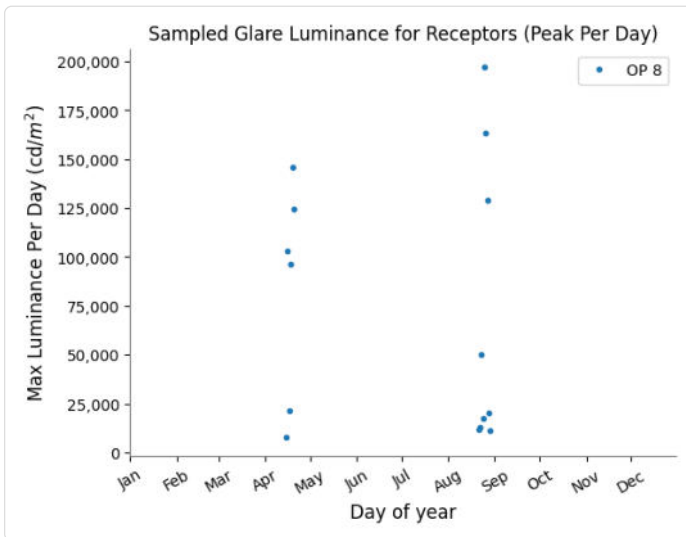
PVA Allmannshofen Teil 1: Bahn Sued nach Nord

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 2 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	0	0	0
OP: OP 4	0	0	0
OP: OP 5	0	0	0
OP: OP 6	0	0	0
OP: OP 7	0	0	0
OP: OP 8	16	0	196,940
Route: B2 Nord nach Sued	0	0	0

Route: B2 Sued nach Nord	0	0	0
Route: Bahn Nord nach Sued	0	0	0
Route: Bahn Sued nach Nord	0	0	0



PVA Allmannshofen Teil 2: OP 1

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 2: OP 2

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 2: OP 3

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 2: OP 4

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 2: OP 5

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 2: OP 6

No glare found

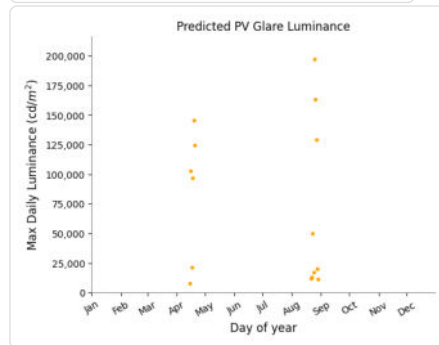
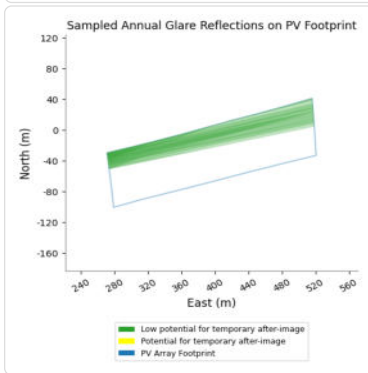
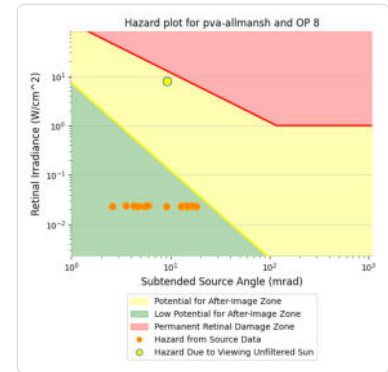
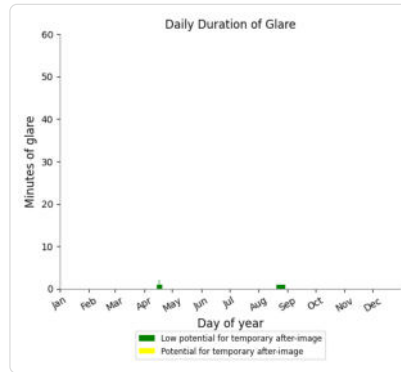
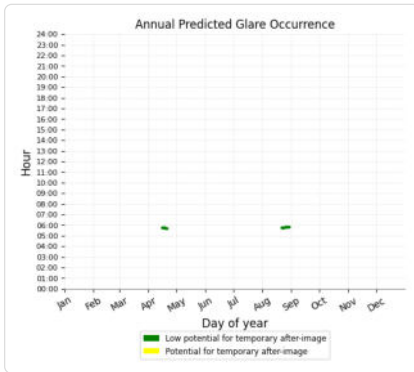
PVA Allmannshofen Teil 2: OP 7

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 2: OP 8

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

- 16 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 Allmannshofen Teil 2: B2 Nord nach Sued

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 2: B2 Sued nach Nord

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 2: Bahn Nord nach Sued

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 2: Bahn Sued nach Nord

No glare found

Summary of Vertical Surface Glare Analysis

Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.

- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

PVA Allmannshofen

Allmannshofen Teil 2 Grundsimulation

Client: Kronos Solar

Created Dec 05, 2025

Updated Mar 30, 2026

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

Site ID 166444.27436

Project type Advanced

Project status: active

Category 10 MW to 100 MW

Sun dominance mitigation Enabled



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² peak)

Ocular transmission coefficient: 0.5

Pupil diameter: 0.002 m

Eye focal length: 0.017 m

Sun subtended angle: 9.3 mrad

Sun dominance mitigation: **Enabled**

Summary of Results No glare predicted!

ForgeSolar Radiometric Physics Engine 2

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Peak Luminance
	deg	deg	min	min	kWh	cd/m ²
PVA Allmannshofen Teil 3	10.0	166.0	0	0	-	0.0e+00
PVA Allmannshofen Teil 4	10.0	166.0	0	0	-	0.0e+00

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 45,981 m²

Name: PVA Allmannshofen Teil 3
Footprint area: 27,451 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 10.0 deg
Orientation: 166.0 deg
Rated power: -
Panel material: Light textured glass with AR coating



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.624919	10.828267	413.83	0.80	414.63
2	48.625029	10.829077	413.01	2.10	415.11
3	48.625169	10.830073	413.00	0.80	413.80
4	48.625253	10.830667	413.00	2.10	415.10
5	48.625337	10.831239	413.00	0.80	413.80
6	48.624956	10.831309	413.00	2.10	415.10
7	48.624559	10.831365	413.24	0.80	414.04
8	48.624191	10.831400	413.56	2.10	415.66
9	48.624121	10.830830	413.99	0.80	414.79
10	48.624037	10.830217	414.00	2.10	416.10
11	48.623925	10.829399	413.46	0.80	414.26
12	48.623801	10.828579	413.40	2.10	415.50
13	48.624144	10.828490	413.87	0.80	414.67
14	48.624558	10.828380	414.00	2.10	416.10

Name: PVA Allmannshofen Teil 4
Footprint area: 18,530 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 10.0 deg
Orientation: 166.0 deg
Rated power: -
Panel material: Light textured glass with AR coating



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.622644	10.831784	413.07	0.80	413.87
2	48.622239	10.831875	413.00	2.10	415.10
3	48.621863	10.831945	413.00	0.80	413.80
4	48.621952	10.832610	413.02	2.10	415.12
5	48.622027	10.833233	413.07	0.80	413.87
6	48.622097	10.833243	413.05	2.10	415.15
7	48.622278	10.833973	413.71	0.80	414.51
8	48.622431	10.834660	413.95	2.10	416.05
9	48.622629	10.834660	413.98	0.80	414.78
10	48.622842	10.834660	414.00	2.10	416.10
11	48.623168	10.834638	414.00	0.80	414.80
12	48.622977	10.833571	413.00	2.10	415.10
13	48.622800	10.832589	413.00	0.80	413.80

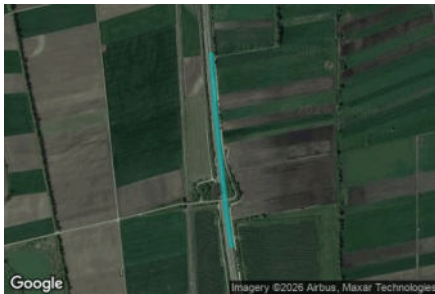
Route Receptor(s)

Name: B2 Nord nach Sued
Route type: One-way
Azimuthal view angle: 30.0 deg
Downward view angle: 1.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.626586	10.835775	413.45	1.00	414.45
2	48.625728	10.835883	413.07	2.70	415.77
3	48.624962	10.835990	413.69	1.00	414.69
4	48.623947	10.836152	414.01	2.70	416.71
5	48.622638	10.836371	413.48	1.00	414.48
6	48.621879	10.836489	414.20	2.70	416.90
7	48.620992	10.836671	415.02	1.00	416.02

Name: B2 Sued nach Nord
Route type: One-way
Azimuthal view angle: 30.0 deg
Downward view angle: 1.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.621013	10.836854	415.16	1.00	416.16
2	48.621893	10.836639	414.24	2.70	416.94
3	48.622630	10.836511	413.32	1.00	414.32
4	48.623914	10.836307	413.52	2.70	416.22
5	48.624947	10.836128	413.38	1.00	414.38
6	48.625748	10.836062	413.00	2.70	415.70
7	48.626585	10.835955	413.60	1.00	414.60

Name: Nord nach Sued Bahn
Route type: One-way
Azimuthal view angle: 20.0 deg
Downward view angle: 1.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.627427	10.834488	412.89	3.00	415.89
2	48.626619	10.834552	413.35	3.00	416.35
3	48.625491	10.834627	414.00	3.00	417.00
4	48.624766	10.834699	414.18	3.00	417.18
5	48.623640	10.834796	414.10	3.00	417.10
6	48.622816	10.834845	414.00	3.00	417.00
7	48.622251	10.834875	413.69	3.00	416.69
8	48.621462	10.834950	413.46	3.00	416.46
9	48.620929	10.834993	413.78	3.00	416.78

Name: Sued nach Nord Bahn
Route type: One-way
Azimuthal view angle: 20.0 deg
Downward view angle: 1.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.620929	10.835063	413.75	3.00	416.75
2	48.621478	10.835025	413.34	3.00	416.34
3	48.622251	10.834961	413.60	3.00	416.60
4	48.622817	10.834918	414.00	3.00	417.00
5	48.623632	10.834865	414.12	3.00	417.12
6	48.624761	10.834759	414.26	3.00	417.26
7	48.625506	10.834710	413.99	3.00	416.99
8	48.626625	10.834637	413.32	3.00	416.32
9	48.627444	10.834562	412.98	3.00	415.98

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 Allmannshofen Teil 3	10.0	166.0	0	0	-	0.0e+00	-
PVA Allmannshofen Teil 4	10.0	166.0	0	0	-	0.0e+00	-

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PVA Allmannshofen Teil 3 no glare found

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: B2 Nord nach Sued	0	0	0
Route: B2 Sued nach Nord	0	0	0
Route: Nord nach Sued Bahn	0	0	0
Route: Sued nach Nord Bahn	0	0	0

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 4 no glare found

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: B2 Nord nach Sued	0	0	0
Route: B2 Sued nach Nord	0	0	0
Route: Nord nach Sued Bahn	0	0	0
Route: Sued nach Nord Bahn	0	0	0

No glare found

Summary of Vertical Surface Glare Analysis

Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and

geographic obstructions.

- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

PVA Allmannshofen

Allmannshofen Teil 3 Grundsimulation

Client: Kronos Solar

Created Dec 16, 2025

Updated Mar 30, 2026

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

Site ID 167197.27436

Project type Advanced

Project status: active

Category 10 MW to 100 MW

Sun dominance mitigation Enabled



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² peak)

Ocular transmission coefficient: 0.5

Pupil diameter: 0.002 m

Eye focal length: 0.017 m

Sun subtended angle: 9.3 mrad

Sun dominance mitigation: **Enabled**

Summary of Results No glare predicted!

ForgeSolar Radiometric Physics Engine 2

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Peak Luminance
	deg	deg	min	min	kWh	cd/m ²
PVA Allmannshofen Teil 5	10.0	166.0	0	0	-	0.0e+00
PVA Allmannshofen Teil 6	10.0	166.0	0	0	-	0.0e+00

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 68,120 m²

Name: PVA Allmannshofen Teil 5
Footprint area: 25,045 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 10.0 deg
Orientation: 166.0 deg
Rated power: -
Panel material: Light textured glass with AR coating



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.618757	10.832367	415.00	0.80	415.80
2	48.618317	10.832420	415.00	2.10	417.10
3	48.617970	10.832479	415.00	0.80	415.80
4	48.617622	10.832560	414.94	2.10	417.04
5	48.617785	10.833665	414.00	0.80	414.80
6	48.617888	10.834378	414.66	2.10	416.76
7	48.617991	10.835113	415.00	0.80	415.80
8	48.618326	10.835097	415.00	2.10	417.10
9	48.618605	10.835081	415.00	0.80	415.80
10	48.619147	10.835049	414.76	2.10	416.86
11	48.619032	10.834266	414.41	0.80	415.21
12	48.618931	10.833568	414.50	2.10	416.60

Name: PVA Allmannshofen Teil 6
Footprint area: 43,075 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 10.0 deg
Orientation: 166.0 deg
Rated power: -
Panel material: Light textured glass with AR coating



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.619516	10.832141	414.69	0.80	415.49
2	48.619467	10.831778	414.76	2.10	416.86
3	48.619404	10.831372	414.87	0.80	415.67
4	48.619300	10.830634	414.26	2.10	416.36
5	48.619190	10.829910	414.17	0.80	414.97
6	48.619611	10.829792	414.00	2.10	416.10
7	48.620018	10.829674	413.96	0.80	414.76
8	48.620789	10.829438	413.00	2.10	415.10
9	48.621310	10.829287	413.00	0.80	413.80
10	48.621413	10.830060	413.00	2.10	415.10
11	48.621550	10.830875	413.00	0.80	413.80
12	48.621686	10.831798	413.00	2.10	415.10
13	48.621179	10.831889	413.00	0.80	413.80
14	48.620422	10.832010	413.38	2.10	415.48
15	48.619987	10.832081	414.01	0.80	414.81

Route Receptor(s)

Name: Bahn Nord nach Sued Teil 3
Route type: One-way
Azimuthal view angle: 20.0 deg
Downward view angle: 1.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	48.622036	10.834909	413.52	3.00	416.52
2	48.621157	10.835006	413.56	3.00	416.56
3	48.620341	10.835049	414.00	3.00	417.00
4	48.619589	10.835092	414.44	3.00	417.44
5	48.618697	10.835169	414.98	3.00	417.98
6	48.617584	10.835276	415.00	3.00	418.00

Name: Bahn Sued nach Nord Teil 3
Route type: One-way
Azimuthal view angle: 20.0 deg
Downward view angle: 1.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	48.617582	10.835335	415.00	3.00	418.00
2	48.618612	10.835270	415.00	3.00	418.00
3	48.618929	10.835249	414.99	3.00	417.99
4	48.619092	10.835231	414.96	3.00	417.96
5	48.619993	10.835137	414.01	3.00	417.01
6	48.620850	10.835090	413.82	3.00	416.82
7	48.621607	10.835017	413.36	3.00	416.36
8	48.622030	10.834988	413.40	3.00	416.40

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 Allmannshofen Teil 5	10.0	166.0	0	0	-	0.0e+00	-
PVA Allmannshofen Teil 6	10.0	166.0	0	0	-	0.0e+00	-

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PVA Allmannshofen Teil 5 no glare found

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: Bahn Nord nach Sued Teil 3	0	0	0
Route: Bahn Sued nach Nord Teil 3	0	0	0

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 6 no glare found

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: Bahn Nord nach Sued Teil 3	0	0	0
Route: Bahn Sued nach Nord Teil 3	0	0	0

No glare found

Summary of Vertical Surface Glare Analysis

Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the

maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)

- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

PVA Allmannshofen

Allmannshofen Teil 4 Grundsimulation

Client: Kronos Solar

Created Dec 16, 2025

Updated Mar 30, 2026

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

Site ID 167198.27436

Project type Advanced

Project status: active

Category 10 MW to 100 MW

Sun dominance mitigation Enabled



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² peak)

Ocular transmission coefficient: 0.5

Pupil diameter: 0.002 m

Eye focal length: 0.017 m

Sun subtended angle: 9.3 mrad

Sun dominance mitigation: **Enabled**

Summary of Results No glare predicted!

ForgeSolar Radiometric Physics Engine 2

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Peak Luminance
	deg	deg	min	min	kWh	cd/m ²
PVA Allmannshofen Teil 7	10.0	166.0	0	0	-	0.0e+00

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 194,366 m²

Name: PVA Allmannshofen Teil 7

Footprint area: 194,366 m²

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 10.0 deg

Orientation: 166.0 deg

Rated power: -

Panel material: Light textured glass with AR coating



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.616520	10.826194	415.78	0.80	416.58
2	48.616235	10.826320	415.97	2.10	418.07
3	48.615971	10.826425	416.00	0.80	416.80
4	48.615467	10.826682	416.00	2.10	418.10
5	48.614985	10.826918	416.00	0.80	416.80
6	48.614464	10.827176	416.00	2.10	418.10
7	48.613928	10.827433	416.00	0.80	416.80
8	48.614226	10.829354	415.77	2.10	417.87
9	48.614410	10.830561	415.26	0.80	416.06
10	48.614609	10.831875	416.00	2.10	418.10
11	48.614836	10.833254	415.48	0.80	416.28
12	48.615010	10.834335	415.00	2.10	417.10
13	48.615075	10.834854	414.94	0.80	415.74
14	48.615148	10.835367	414.95	2.10	417.05
15	48.615925	10.835311	414.99	0.80	415.79
16	48.616423	10.835261	414.21	2.10	416.31
17	48.617112	10.835215	414.75	0.80	415.55
18	48.617502	10.835181	414.92	2.10	417.02
19	48.617900	10.835158	414.99	0.80	415.79
20	48.617836	10.834661	414.88	2.10	416.98
21	48.617758	10.834100	414.22	0.80	415.02
22	48.617588	10.832977	414.33	2.10	416.43
23	48.617425	10.831860	415.00	0.80	415.80
24	48.617262	10.830732	415.00	2.10	417.10
25	48.617088	10.829602	415.58	0.80	416.38
26	48.616889	10.828241	415.12	2.10	417.22
27	48.616774	10.827930	415.48	0.80	416.28
28	48.616691	10.827325	415.81	2.10	417.91

Route Receptor(s)

Name: Bahn Nord nach Sued Teil 4
Route type: One-way
Azimuthal view angle: 20.0 deg
Downward view angle: 1.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.618431	10.835225	415.00	3.00	418.00
2	48.617204	10.835332	414.93	3.00	417.93
3	48.616580	10.835365	414.03	3.00	417.03
4	48.615563	10.835431	415.13	3.00	418.13
5	48.615144	10.835485	414.95	3.00	417.95
6	48.614470	10.835528	414.41	3.00	417.41

Name: Bahn Sued nach Nord Teil 4
Route type: One-way
Azimuthal view angle: 20.0 deg
Downward view angle: 1.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.614491	10.835710	414.65	3.00	417.65
2	48.615179	10.835614	414.99	3.00	417.99
3	48.615761	10.835571	415.37	3.00	418.37
4	48.616583	10.835517	414.03	3.00	417.03
5	48.617209	10.835507	414.94	3.00	417.94
6	48.617855	10.835453	415.00	3.00	418.00
7	48.618488	10.835421	415.00	3.00	418.00

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



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.617544	10.825467	414.58	1.50	416.08
2	48.616111	10.826261	415.88	2.70	418.58
3	48.614238	10.827098	416.00	1.50	417.50
4	48.613316	10.827592	416.00	2.70	418.70

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



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.613302	10.827592	416.00	1.50	417.50
2	48.614210	10.827120	416.00	2.70	418.70
3	48.615175	10.826669	416.00	1.50	417.50
4	48.616125	10.826218	415.83	2.70	418.53
5	48.617558	10.825553	414.54	1.50	416.04

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 Allmannshofen Teil 7	10.0	166.0	0	0	-	0.0e+00	-

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PVA Allmannshofen Teil 7 no glare found

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: Bahn Nord nach Sued Teil 4	0	0	0
Route: Bahn Sued nach Nord Teil 4	0	0	0
Route: Landstrasse Nord nach Sued	0	0	0
Route: Landstrasse sued nach Nord	0	0	0

No glare found

Summary of Vertical Surface Glare Analysis

Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

PVA Allmannshofen

Allmannshofen Teil 5 Grundsimulation

Client: Kronos Solar

Created Dec 16, 2025

Updated Mar 30, 2026

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

Site ID 167203.27436

Project type Advanced

Project status: active

Category 10 MW to 100 MW

Sun dominance mitigation Enabled



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² peak)

Ocular transmission coefficient: 0.5

Pupil diameter: 0.002 m

Eye focal length: 0.017 m

Sun subtended angle: 9.3 mrad

Sun dominance mitigation: **Enabled**

Summary of Results No glare predicted!

ForgeSolar Radiometric Physics Engine 2

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Peak Luminance
	deg	deg	min	min	kWh	cd/m ²
PVA Allmannshofen Teil 8	10.0	166.0	0	0	-	0.0e+00

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 215,534 m²

Name: PVA Allmannshofen Teil 8

Footprint area: 215,534 m²

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 10.0 deg

Orientation: 166.0 deg

Rated power: -

Panel material: Light textured glass with AR coating



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.607920	10.832090	418.00	0.80	418.80
2	48.608642	10.831958	418.00	2.10	420.10
3	48.609378	10.831816	417.45	0.80	418.25
4	48.610219	10.831659	417.76	2.10	419.86
5	48.610947	10.831577	419.13	0.80	419.93
6	48.611573	10.831472	419.18	2.10	421.28
7	48.612172	10.831410	417.88	0.80	418.68
8	48.612689	10.831386	417.00	2.10	419.10
9	48.613227	10.831363	416.85	0.80	417.65
10	48.613758	10.831351	416.08	2.10	418.18
11	48.614304	10.831339	416.00	0.80	416.80
12	48.614513	10.832465	416.00	2.10	418.10
13	48.614618	10.833039	415.87	0.80	416.67
14	48.614737	10.833634	415.25	2.10	417.35
15	48.614751	10.834568	415.00	0.80	415.80
16	48.614779	10.835394	414.51	2.10	416.61
17	48.614148	10.835453	414.64	0.80	415.44
18	48.613509	10.835491	415.00	2.10	417.10
19	48.612158	10.835571	416.00	0.80	416.80
20	48.610653	10.835665	416.00	2.10	418.10
21	48.609573	10.835744	416.18	0.80	416.98
22	48.608991	10.835773	417.02	2.10	419.12
23	48.608338	10.835823	417.79	0.80	418.59
24	48.608317	10.835190	417.11	2.10	419.21
25	48.608282	10.834557	418.06	0.80	418.86
26	48.608111	10.834364	418.31	2.10	420.41
27	48.608040	10.833592	418.67	0.80	419.47
28	48.607991	10.832889	418.54	2.10	420.64

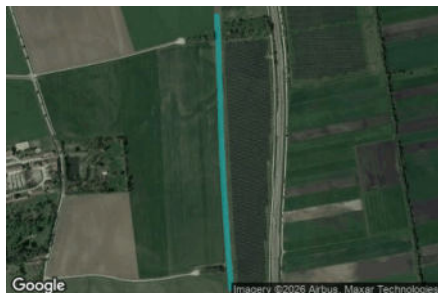
Route Receptor(s)

Name: Bahn Nord nach Sued Teil 5

Route type: One-way

Azimuthal view angle: 20.0 deg

Downward view angle: 1.0 deg



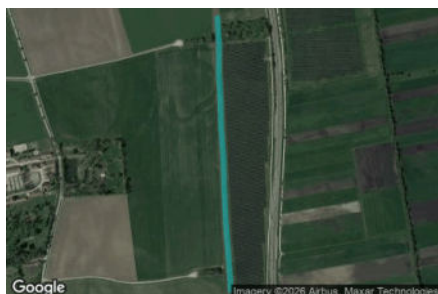
Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	48.615608	10.835462	415.17	3.00	418.17
2	48.614771	10.835537	414.63	3.00	417.63
3	48.613976	10.835570	414.87	3.00	417.87
4	48.613316	10.835613	415.00	3.00	418.00
5	48.612316	10.835645	416.00	3.00	419.00
6	48.610668	10.835764	416.00	3.00	419.00
7	48.609571	10.835876	416.18	3.00	419.18
8	48.608649	10.835973	417.54	3.00	420.54
9	48.607637	10.836105	417.77	3.00	420.77

Name: Bahn Sued nach Nord Teil 5

Route type: One-way

Azimuthal view angle: 20.0 deg

Downward view angle: 1.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	48.607648	10.836176	417.68	3.00	420.68
2	48.608663	10.836068	417.59	3.00	420.59
3	48.609599	10.835950	416.14	3.00	419.14
4	48.610670	10.835875	416.00	3.00	419.00
5	48.611558	10.835843	416.00	3.00	419.00
6	48.612335	10.835746	416.00	3.00	419.00
7	48.613320	10.835704	415.00	3.00	418.00
8	48.613969	10.835643	414.90	3.00	417.90
9	48.614774	10.835654	414.73	3.00	417.73
10	48.615603	10.835579	415.27	3.00	418.27

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 Allmannshofen Teil 8	10.0	166.0	0	0	-	0.0e+00	-

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PVA Allmannshofen Teil 8 no glare found

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: Bahn Nord nach Sued Teil 5	0	0	0
Route: Bahn Sued nach Nord Teil 5	0	0	0

No glare found

Summary of Vertical Surface Glare Analysis

Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

PVA Allmannshofen

Allmannshofen Teil 6 Grundsimulation

Client: Kronos Solar

Created Dec 16, 2025

Updated Mar 30, 2026

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC+1

Minimum sun altitude 0.0 deg

Site ID 167204.27436

Project type Advanced

Project status: active

Category 10 MW to 100 MW

Sun dominance mitigation Enabled



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² peak)

Ocular transmission coefficient: 0.5

Pupil diameter: 0.002 m

Eye focal length: 0.017 m

Sun subtended angle: 9.3 mrad

Sun dominance mitigation: **Enabled**

Summary of Results

Glare with low potential for temporary after-image predicted
 ForgeSolar Radiometric Physics Engine 2

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Peak Luminance
	deg	deg	min	min	kWh	cd/m ²
PVA Allmannshofen Teil 9	10.0	168.0	24,263	0	-	209,104

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 141,833 m²

Name: PVA Allmannshofen Teil 9

Footprint area: 141,833 m²

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 10.0 deg

Orientation: 168.0 deg

Rated power: -

Panel material: Light textured glass with AR coating



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.606208	10.827763	418.07	0.80	418.87
2	48.606251	10.828643	419.01	2.10	421.11
3	48.606279	10.829158	418.87	0.80	419.67
4	48.606300	10.829705	418.10	2.10	420.20
5	48.605896	10.829742	418.07	0.80	418.87
6	48.605673	10.829761	418.04	2.10	420.14
7	48.605428	10.829780	418.43	0.80	419.23
8	48.605502	10.830542	418.42	2.10	420.52
9	48.605584	10.831368	418.67	0.80	419.47
10	48.605470	10.831411	418.77	2.10	420.87
11	48.605517	10.832042	418.08	0.80	418.88
12	48.605572	10.832599	418.12	2.10	420.22
13	48.605658	10.833615	418.95	0.80	419.75
14	48.605763	10.834814	419.00	2.10	421.10
15	48.605819	10.835462	418.90	0.80	419.70
16	48.605868	10.836056	418.48	2.10	420.58
17	48.606577	10.835986	417.97	0.80	418.77
18	48.607240	10.835935	418.01	2.10	420.11
19	48.608007	10.835879	417.94	0.80	418.74
20	48.608005	10.835152	417.64	2.10	419.74
21	48.607996	10.834264	418.47	0.80	419.27
22	48.607897	10.833385	418.90	2.10	421.00
23	48.607804	10.832328	418.00	0.80	418.80
24	48.607811	10.831539	417.68	2.10	419.78
25	48.607879	10.830976	417.36	0.80	418.16
26	48.607946	10.830391	417.41	2.10	419.51
27	48.607960	10.829946	417.12	0.80	417.92
28	48.607953	10.829458	416.75	2.10	418.85
29	48.607890	10.828750	416.68	0.80	417.48
30	48.607882	10.828031	417.38	2.10	419.48
31	48.607510	10.827972	417.18	0.80	417.98
32	48.606905	10.827884	418.01	2.10	420.11
33	48.606567	10.827829	418.09	0.80	418.89

Route Receptor(s)

Name: Bahn Nord nach Sued Teil 6
Route type: One-way
Azimuthal view angle: 20.0 deg
Downward view angle: 1.0 deg



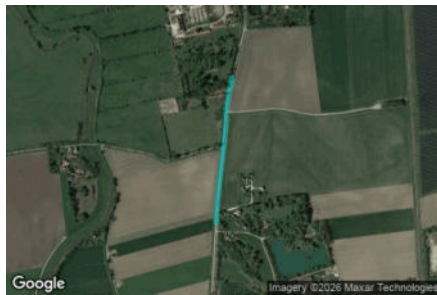
Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.608718	10.835917	417.40	3.00	420.40
2	48.607625	10.836014	417.92	3.00	420.92
3	48.606987	10.836089	417.80	3.00	420.80
4	48.606149	10.836153	418.12	3.00	421.12
5	48.605291	10.836228	418.35	3.00	421.35

Name: Bahn Sued nach Nord Teil 6
Route type: One-way
Azimuthal view angle: 20.0 deg
Downward view angle: 1.0 deg



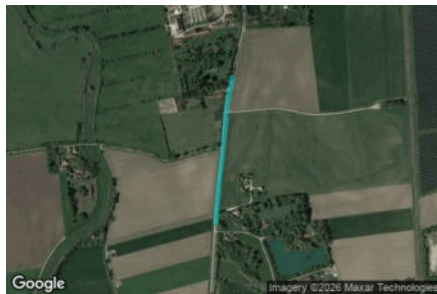
Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.605305	10.836357	418.25	3.00	421.25
2	48.606171	10.836260	418.07	3.00	421.07
3	48.607008	10.836196	417.64	3.00	420.64
4	48.607625	10.836110	417.77	3.00	420.77
5	48.608334	10.836110	418.21	3.00	421.21
6	48.609008	10.836003	417.00	3.00	420.00

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



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.608944	10.828075	421.53	1.50	423.03
2	48.608015	10.827807	417.96	2.70	420.66
3	48.607497	10.827785	417.20	1.50	418.70
4	48.606823	10.827689	418.00	2.70	420.70
5	48.605830	10.827496	417.80	1.50	419.30
6	48.605173	10.827404	418.13	2.70	420.83
7	48.604697	10.827372	418.36	1.50	419.86

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



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.604699	10.827397	418.42	1.50	419.92
2	48.605167	10.827440	418.19	2.70	420.89
3	48.605813	10.827526	417.82	1.50	419.32
4	48.606801	10.827697	418.00	2.70	420.70
5	48.607479	10.827794	417.23	1.50	418.73
6	48.607994	10.827850	417.83	2.70	420.53
7	48.608937	10.828118	421.41	1.50	422.91

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.605717	10.829522	418.66	2.00	420.66
OP 2	48.605717	10.829522	418.66	5.00	423.66
OP 3	48.605670	10.829536	418.63	2.00	420.63
OP 4	48.605670	10.829536	418.63	5.00	423.63
OP 5	48.605990	10.828658	419.15	2.00	421.15
OP 6	48.605990	10.828658	419.15	5.00	424.15
OP 7	48.605709	10.828634	419.27	2.00	421.27
OP 8	48.605709	10.828634	419.27	5.00	424.27
OP 9	48.605829	10.828840	419.40	2.00	421.40
OP 10	48.605829	10.828840	419.40	5.00	424.40
OP 11	48.605056	10.828368	419.71	2.00	421.71
OP 12	48.605056	10.828368	419.71	5.00	424.71

Obstruction Components

Name: Baeume
Upper edge height: 5.0 m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	48.605322	10.829745	418.82
2	48.605397	10.830410	418.75
3	48.605479	10.831154	419.13
4	48.605487	10.831339	418.84
5	48.604998	10.831406	419.45

Name: Hecke
Upper edge height: 3.0 m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	48.607936	10.828004	417.52
2	48.607603	10.827951	417.05
3	48.607276	10.827897	417.52
4	48.606929	10.827838	418.01
5	48.606514	10.827784	418.06
6	48.606173	10.827715	418.00
7	48.606209	10.828434	419.00
8	48.606237	10.829056	419.03
9	48.606244	10.829652	418.18
10	48.605384	10.829731	418.68

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 Allmannshofen Teil 9	10.0	168.0	24,263	0	-	209,104	

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-allmanns (green)	0	0	877	1355	1552	1288	1367	1602	1135	174	0	0
pva-allmanns (yellow)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

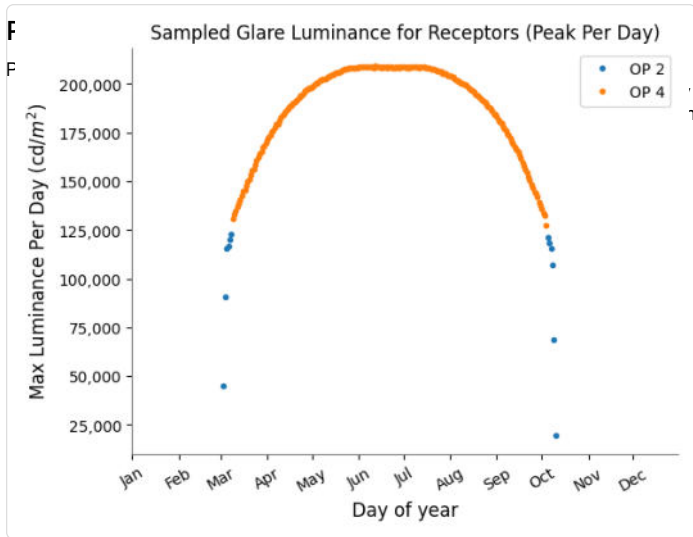
Results for each PV array and receptor

PVA Allmannshofen Teil 9 low potential for temporary after-image

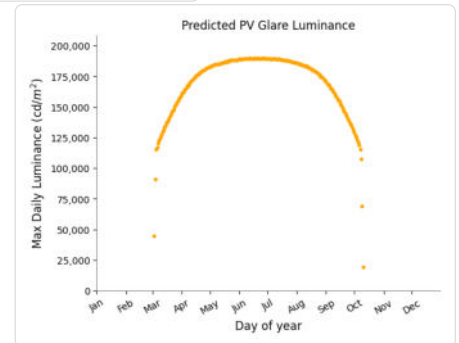
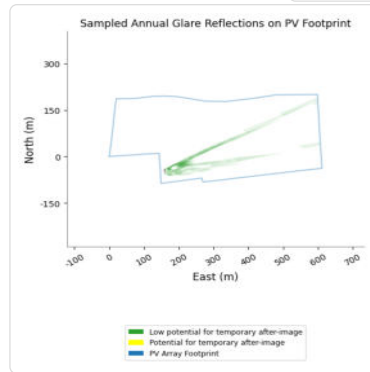
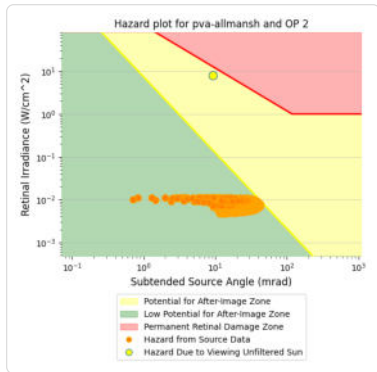
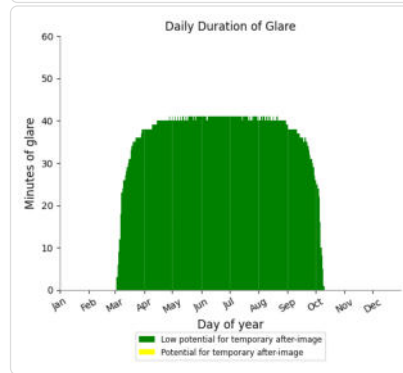
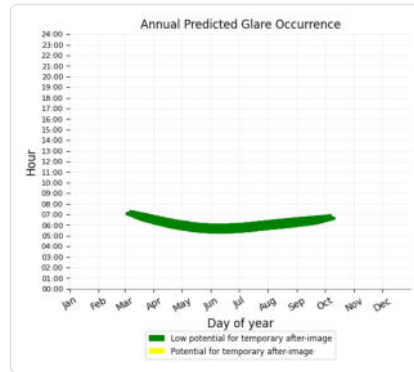
Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	0	0	0
OP: OP 2	8226	0	189,759
OP: OP 3	0	0	0
OP: OP 4	8519	0	209,104
OP: OP 5	0	0	0
OP: OP 6	1656	0	131,241
OP: OP 7	0	0	0
OP: OP 8	1491	0	156,045
OP: OP 9	0	0	0
OP: OP 10	2095	0	180,217
OP: OP 11	760	0	17,451
OP: OP 12	1516	0	131,410
Route: Bahn Nord nach Sued Teil 6	0	0	0
Route: Bahn Sued nach Nord Teil 6	0	0	0
Route: Hauptstrasse Nord nach Sued	0	0	0
Route: Hauptstrasse Sued nach Nord	0	0	0

PVA Allmannshofen Teil 9: OP 1

No glare found



after-image.
image.



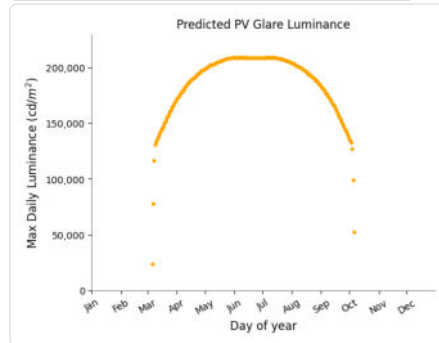
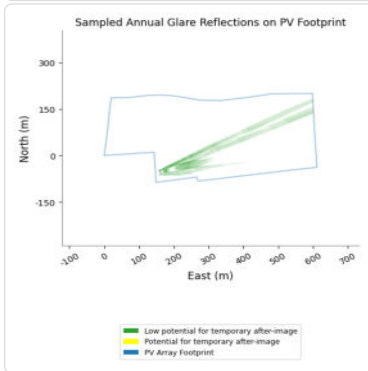
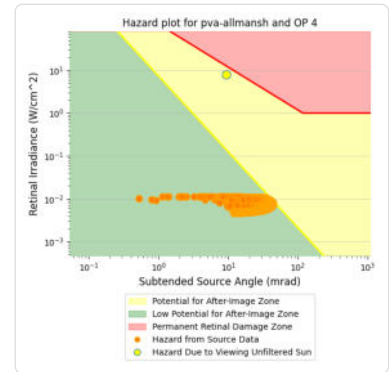
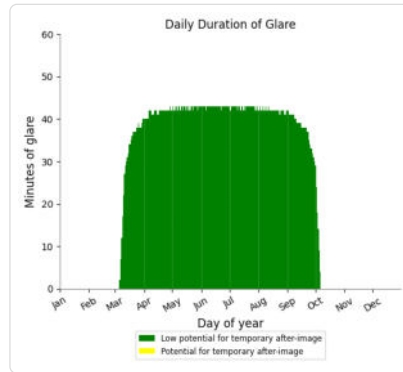
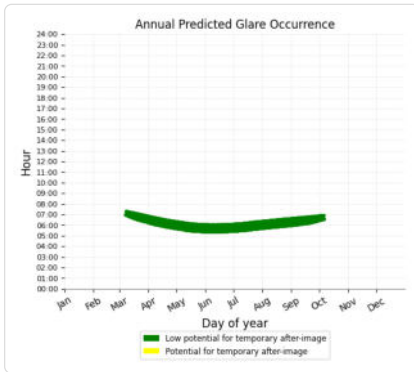
PVA Allmannshofen Teil 9: OP 3

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 9: OP 4

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

- 8,519 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



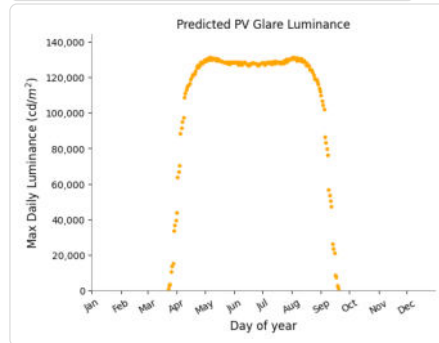
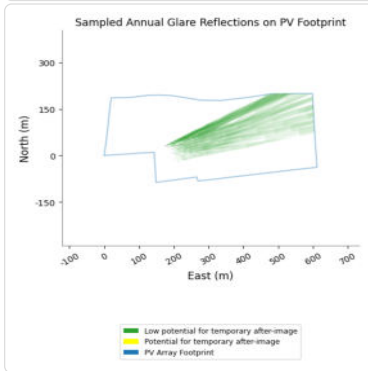
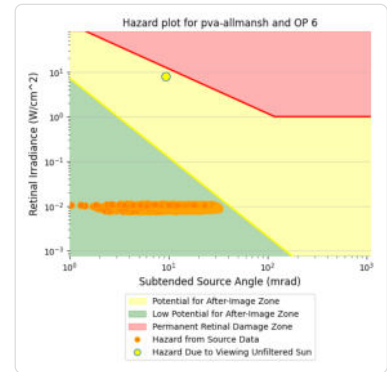
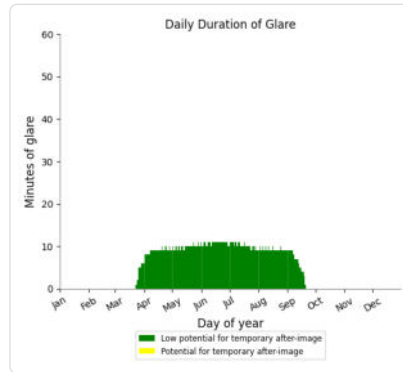
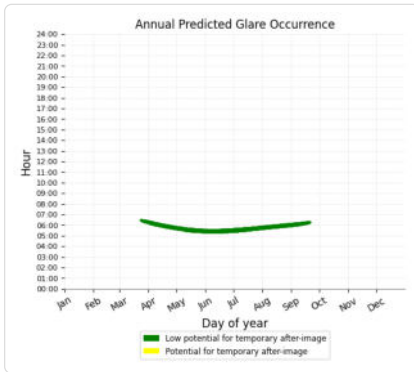
PVA Allmannshofen Teil 9: OP 5

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 9: OP 6

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

- 1,656 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



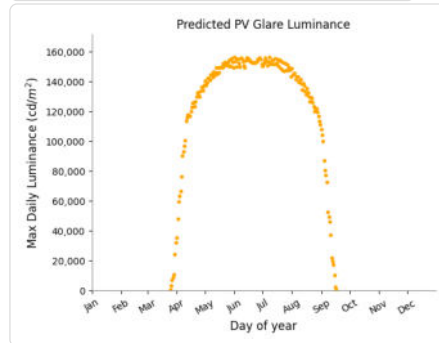
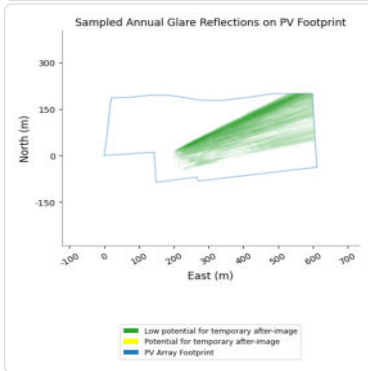
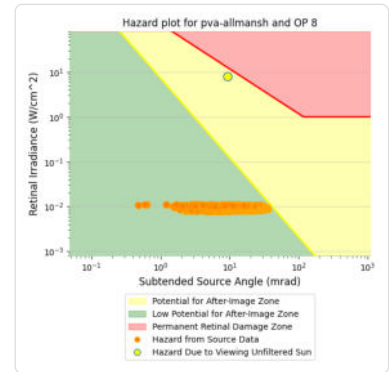
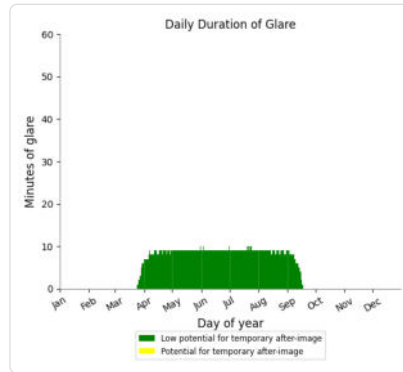
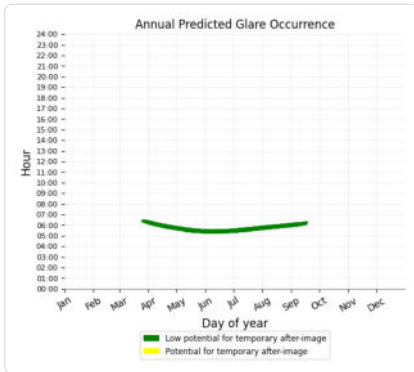
PVA Allmannshofen Teil 9: OP 7

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 9: OP 8

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

- 1,491 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



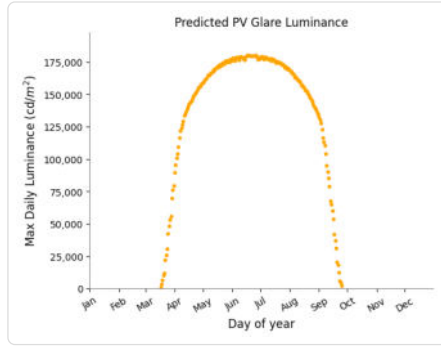
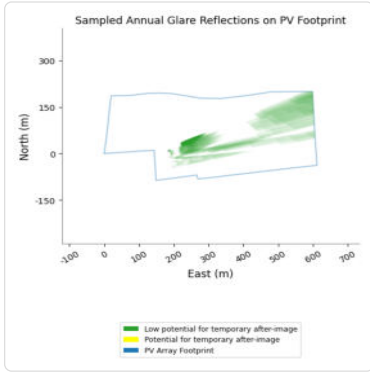
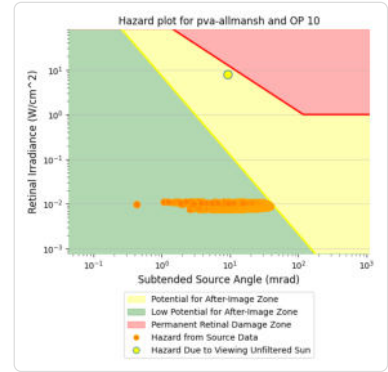
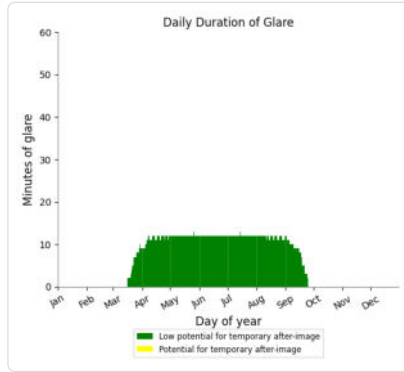
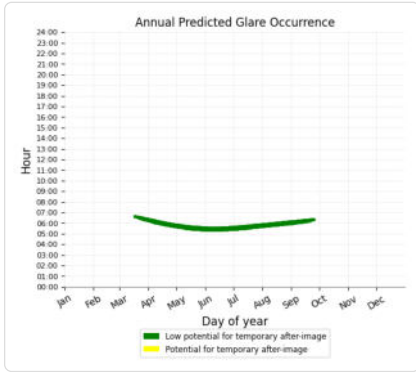
PVA Allmannshofen Teil 9: OP 9

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 9: OP 10

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

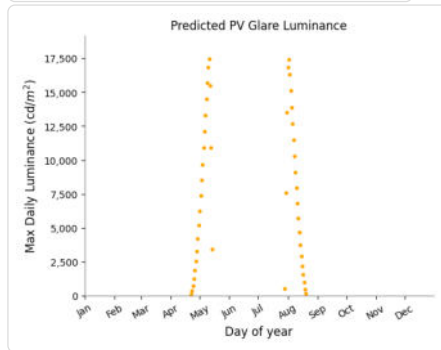
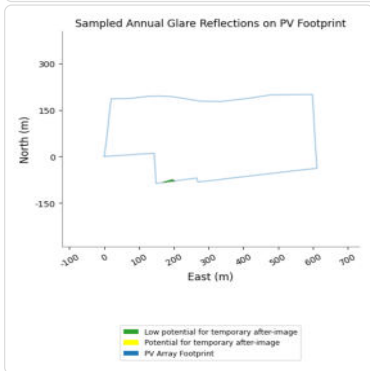
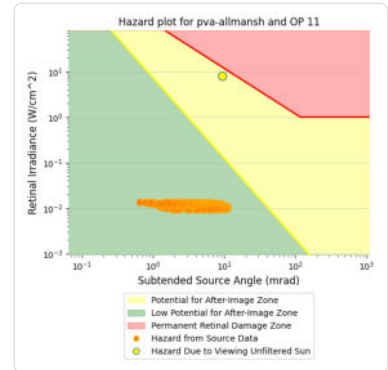
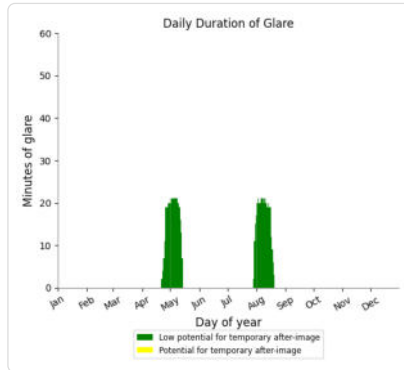
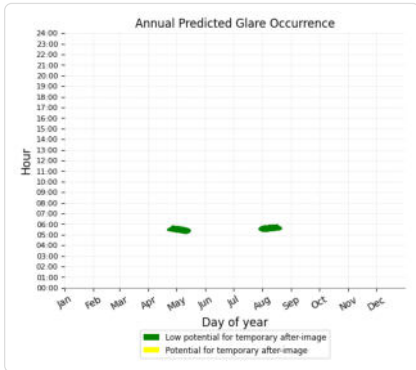
- 2,095 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Allmannshofen Teil 9: OP 11

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

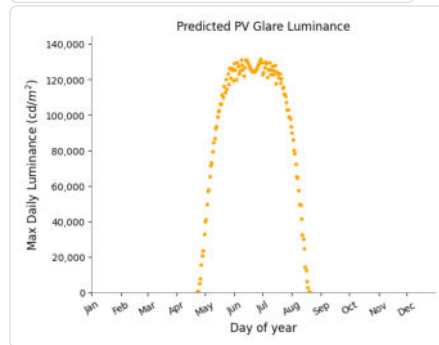
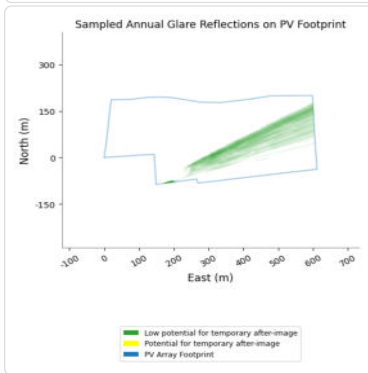
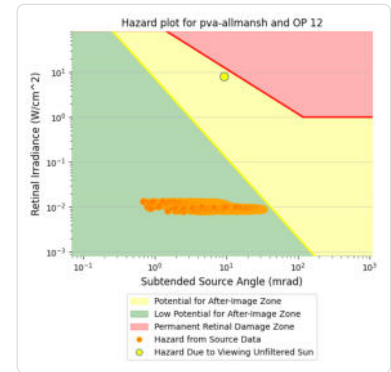
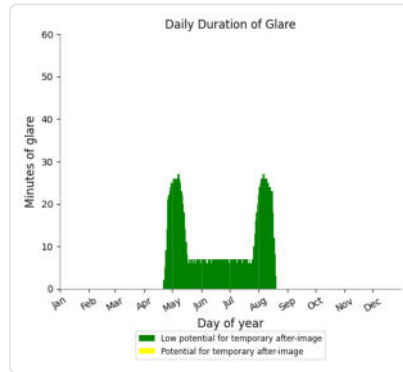
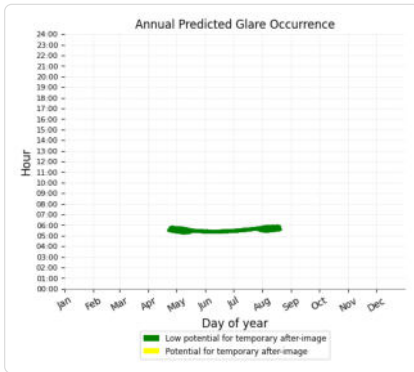
- 760 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PVA Allmannshofen Teil 9: OP 12

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

- 1,516 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 Allmannshofen Teil 9: Bahn Nord nach Sued Teil 6

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 9: Bahn Sued nach Nord Teil 6

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 9: Hauptstrasse Nord nach Sued

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 9: Hauptstrasse Sued nach Nord

No glare found

Summary of Vertical Surface Glare Analysis

Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.

- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

PVA Allmannshofen

Ausschnitt gedreht 130 mit Ausschnitt

Client: Kronos Solar

Created Mar 26, 2026

Updated Mar 30, 2026

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

Site ID 174308.27436

Project type Advanced

Project status: active

Category 10 MW to 100 MW

Sun dominance mitigation Enabled



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² peak)

Ocular transmission coefficient: 0.5

Pupil diameter: 0.002 m

Eye focal length: 0.017 m

Sun subtended angle: 9.3 mrad

Sun dominance mitigation: **Enabled**

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

ForgeSolar Radiometric Physics Engine 3.1.2

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Peak Luminance
	deg	deg	min	min	kWh	cd/m ²
Ausschnitt	10.0	130.0	1,465	361	-	550,169

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 11,975 m²

Name: Ausschnitt
Footprint area: 11,975 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 10.0 deg
Orientation: 130.0 deg
Rated power: -
Panel material: Light textured glass with AR coating



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.605423	10.829769	418.46	0.80	419.26
2	48.605644	10.829747	418.06	2.10	420.16
3	48.605683		417.95	0.80	418.75
4	48.605939	10.829949	417.86	2.10	419.96
5	48.605922		418.07	0.80	418.87
6	48.606028	10.829721	418.10	2.10	420.20
7	48.606243		418.12	0.80	418.92
8	48.606315	10.830494	417.04	2.10	419.14
9	48.606408		417.91	0.80	418.71
10	48.605499		418.29	2.10	420.39
11	48.605476		418.71	0.80	419.51
12	48.605593		418.59	2.10	420.69
13	48.605501		418.32	0.80	419.12

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.605717	10.829522	418.66	2.00	420.66
OP 2	48.605717	10.829522	418.66	5.00	423.66
OP 3	48.605670	10.829536	418.63	2.00	420.63
OP 4	48.605670	10.829536	418.63	5.00	423.63

Obstruction Components

Name: Baeume
Upper edge height: 5.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	48.605322	10.829745	418.82
2	48.605397	10.830410	418.75
3	48.605479	10.831154	419.13
4	48.605487	10.831339	418.84
5	48.604998	10.831406	419.45

Name: Hecke
Upper edge height: 2.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	48.607936	10.828004	417.52
2	48.607603	10.827951	417.05
3	48.607276	10.827897	417.52
4	48.606929	10.827838	418.01
5	48.606514	10.827784	418.06
6	48.606173	10.827715	418.00
7	48.606209	10.828434	419.00
8	48.606237	10.829056	419.03
9	48.606244	10.829652	418.18
10	48.605384	10.829731	418.68

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	
Ausschnitt	10.0	130.0	1,465	361	-	550,169	

Distinct glare per month

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

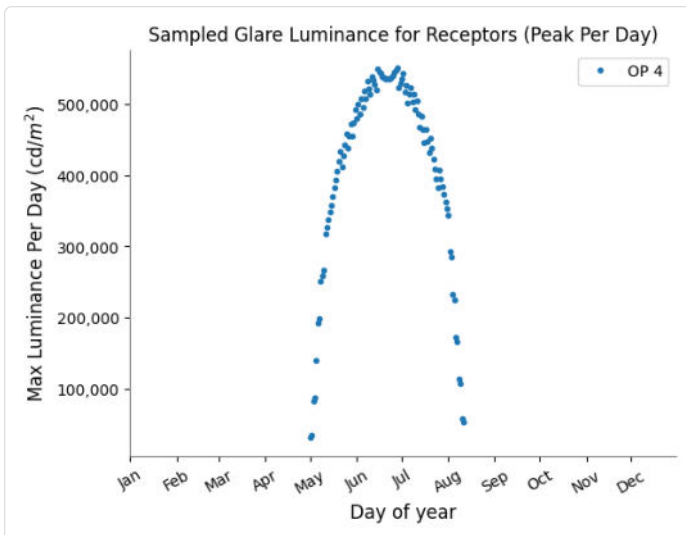
PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
ausschnitt (green)	0	0	0	0	208	240	256	48	0	0	0	0
ausschnitt (yellow)	0	0	0	0	23	116	64	0	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

Ausschnitt potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	0	0	0
OP: OP 2	713	158	530,625
OP: OP 3	0	0	0
OP: OP 4	752	203	550,169



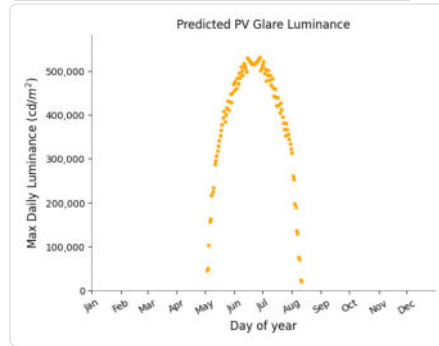
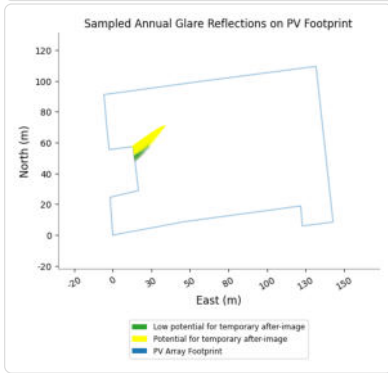
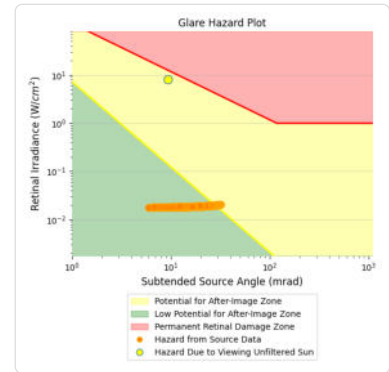
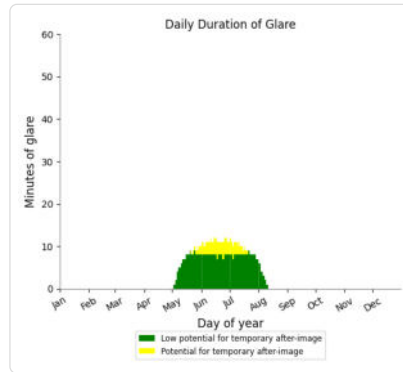
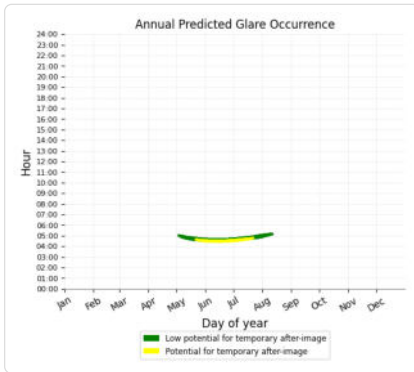
Ausschnitt: OP 1

No glare found

Ausschnitt: OP 2

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

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



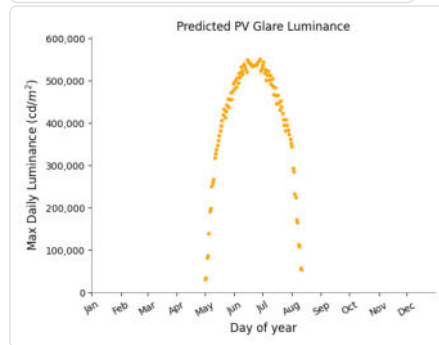
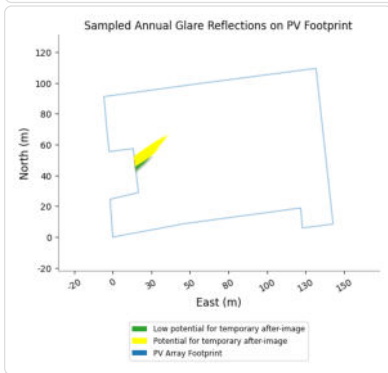
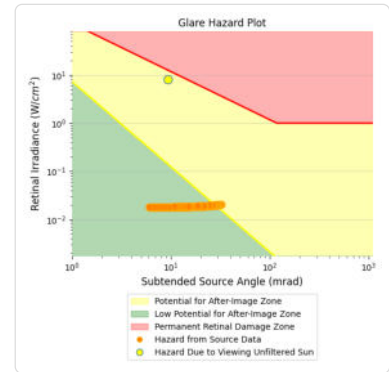
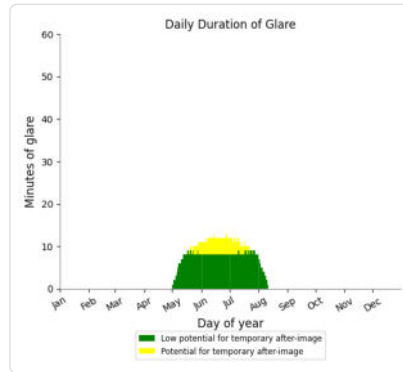
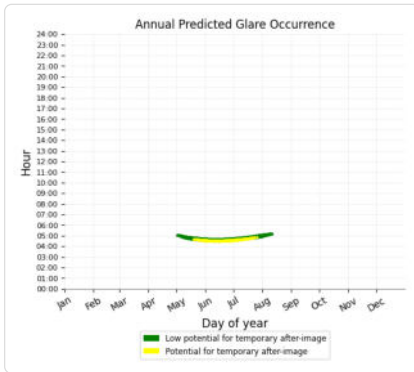
Ausschnitt: OP 3

No glare found

Ausschnitt: OP 4

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

- 752 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 203 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.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

PVA Allmannshofen

Gedreht 130

Client: Kronos Solar

Created Feb 16, 2026

Updated Mar 30, 2026

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

Site ID 171077.27436

Project type Advanced

Project status: active

Category 10 MW to 100 MW

Sun dominance mitigation Enabled



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² peak)

Ocular transmission coefficient: 0.5

Pupil diameter: 0.002 m

Eye focal length: 0.017 m

Sun subtended angle: 9.3 mrad

Sun dominance mitigation: **Enabled**

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

ForgeSolar Radiometric Physics Engine 2

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Peak Luminance
	deg	deg	min	min	kWh	cd/m ²
Ausschnitt	10.0	130.0	4,324	906	-	444,715
PVA Allmannshofen Teil 9	10.0	168.0	4,631	404	-	419,608

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 139,165 m²

Name: Ausschnitt
Footprint area: 12,779 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 10.0 deg
Orition: 130.0 deg
Rated power: -
Panterial: Light textured glass with AR coating



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.605423		418.46	0.80	419.26
2	48.605856	10.829729	418.10	2.10	420.20
3	48.606243		418.12	0.80	418.92
4	48.606315	10.830494	417.04	2.10	419.14
5	48.606408		417.91	0.80	418.71
6	48.605499		418.29	2.10	420.39
7	48.605476		418.71	0.80	419.51
8	48.605593		418.59	2.10	420.69
9	48.605501		418.32	0.80	419.12

Name: PVA Allmannshofen Teil 9
Footprint area: 126,386 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 10.0 deg
Orientation: 168.0 deg
Rated power: -
Panel material: Light textured glass with AR coating



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.606206	10.827777	418.10	0.80	418.90
2	48.606713	10.827873	418.08	2.10	420.18
3	48.607297		417.49	0.80	418.29
4	48.607878		417.35	2.10	419.45
5	48.607914		416.65	0.80	417.45
6	48.607985		416.86	2.10	418.96
7	48.607985		417.32	0.80	418.12
8	48.607878		417.36	2.10	419.46
9	48.607794	10.831860	418.00	0.80	418.80
10	48.607847		418.45	2.10	420.55
11	48.607926	10.833715	418.68	0.80	419.48
12	48.608001		418.47	2.10	420.57
13	48.607990		417.73	0.80	418.53
14	48.607983		417.89	2.10	419.99
15	48.607256	10.835898	418.04	0.80	418.84
16	48.606413	10.835956	418.00	0.80	418.80
17	48.605860		418.55	2.10	420.65
18	48.605792	10.835184	419.00	0.80	419.80
19	48.605668	10.833569	418.94	2.10	421.04
20	48.605565		418.01	0.80	418.81
21	48.605512		418.16	2.10	420.26
22	48.606140	10.831659	418.04	0.80	418.84
23	48.606463		417.91	2.10	420.01
24	48.606406		417.47	0.80	418.27
25	48.606320		417.73	2.10	419.83
26	48.606281		418.36	0.80	419.16
27	48.606274		418.99	2.10	421.09

Route Receptor(s)

Name: Bahn Nord nach Sued Teil 6
Route type: One-way
Azimuthal view angle: 20.0 deg
Downward view angle: 1.0 deg



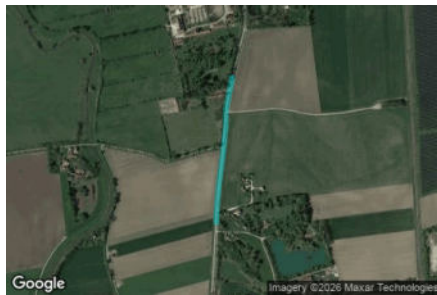
Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.608718	10.835917	417.40	3.00	420.40
2	48.607625	10.836014	417.92	3.00	420.92
3	48.606987	10.836089	417.80	3.00	420.80
4	48.606149	10.836153	418.12	3.00	421.12
5	48.605291	10.836228	418.35	3.00	421.35

Name: Bahn Sued nach Nord Teil 6
Route type: One-way
Azimuthal view angle: 20.0 deg
Downward view angle: 1.0 deg



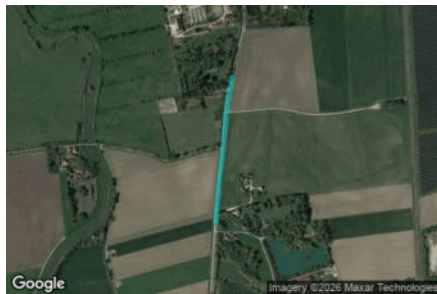
Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.605305	10.836357	418.25	3.00	421.25
2	48.606171	10.836260	418.07	3.00	421.07
3	48.607008	10.836196	417.64	3.00	420.64
4	48.607625	10.836110	417.77	3.00	420.77
5	48.608334	10.836110	418.21	3.00	421.21
6	48.609008	10.836003	417.00	3.00	420.00

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



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.608944	10.828075	421.53	1.50	423.03
2	48.608015	10.827807	417.96	2.70	420.66
3	48.607497	10.827785	417.20	1.50	418.70
4	48.606823	10.827689	418.00	2.70	420.70
5	48.605830	10.827496	417.80	1.50	419.30
6	48.605173	10.827404	418.13	2.70	420.83
7	48.604697	10.827372	418.36	1.50	419.86

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



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.604699	10.827397	418.42	1.50	419.92
2	48.605167	10.827440	418.19	2.70	420.89
3	48.605813	10.827526	417.82	1.50	419.32
4	48.606801	10.827697	418.00	2.70	420.70
5	48.607479	10.827794	417.23	1.50	418.73
6	48.607994	10.827850	417.83	2.70	420.53
7	48.608937	10.828118	421.41	1.50	422.91

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.605717	10.829522	418.66	2.00	420.66
OP 2	48.605717	10.829522	418.66	5.00	423.66
OP 3	48.605670	10.829536	418.63	2.00	420.63
OP 4	48.605670	10.829536	418.63	5.00	423.63
OP 5	48.605990	10.828658	419.15	2.00	421.15
OP 6	48.605990	10.828658	419.15	5.00	424.15
OP 7	48.605709	10.828634	419.27	2.00	421.27
OP 8	48.605709	10.828634	419.27	5.00	424.27
OP 9	48.605829	10.828840	419.40	2.00	421.40
OP 10	48.605829	10.828840	419.40	5.00	424.40
OP 11	48.605056	10.828368	419.71	2.00	421.71
OP 12	48.605056	10.828368	419.71	5.00	424.71

Obstruction Components

Name: Baeume
Upper edge height: 5.0 m



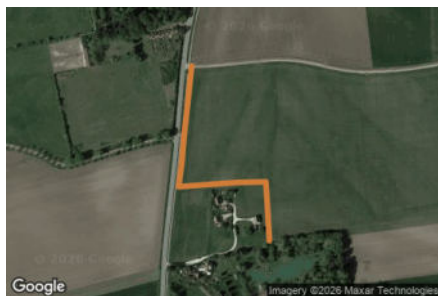
Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	48.605322	10.829745	418.82
2	48.605397	10.830410	418.75
3	48.605479	10.831154	419.13
4	48.605487	10.831339	418.84
5	48.604998	10.831406	419.45

Name: Gedrehter Anlagenteil
Upper edge height: 2.1 m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	48.606252	10.829673	418.15
2	48.606305	10.830239	417.32
3	48.606364	10.830902	417.55
4	48.606419	10.831567	417.91
5	48.606036	10.831636	418.09
6	48.605649	10.831706	418.16
7	48.605493	10.831736	418.26

Name: Hecke
Upper edge height: 3.0 m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	48.607936	10.828004	417.52
2	48.607603	10.827951	417.05
3	48.607276	10.827897	417.52
4	48.606929	10.827838	418.01
5	48.606514	10.827784	418.06
6	48.606173	10.827715	418.00
7	48.606209	10.828434	419.00
8	48.606237	10.829056	419.03
9	48.606244	10.829652	418.18
10	48.605384	10.829731	418.68

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	
Ausschnitt	10.0	130.0	4,324	906	-	444,715	
PVA Allmannshofen Teil 9	10.0	168.0	4,631	404	-	419,608	

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
ausschnitt (green)	0	0	0	75	599	640	679	243	0	0	0	0
ausschnitt (yellow)	0	0	0	0	24	295	124	0	0	0	0	0
pva-allmanns (green)	0	0	0	156	244	265	250	216	43	0	0	0
pva-allmanns (yellow)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

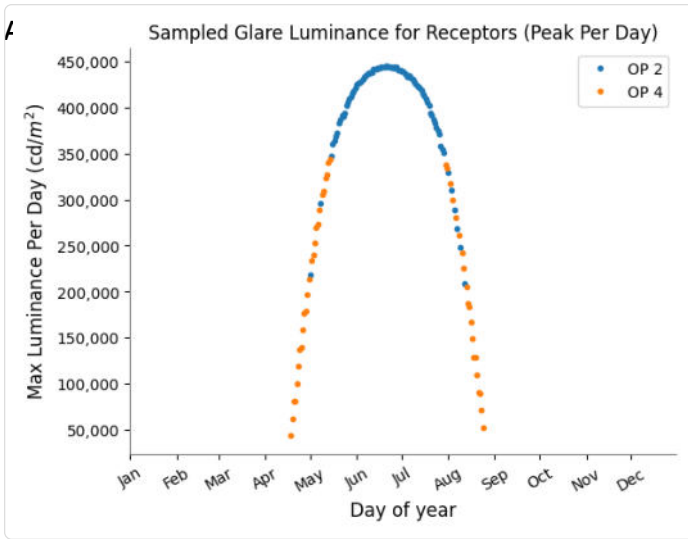
Results for each PV array and receptor

Ausschnitt potential temporary after-image

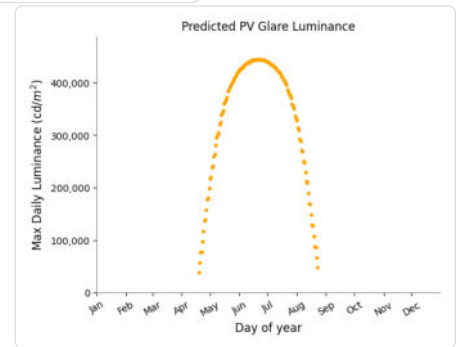
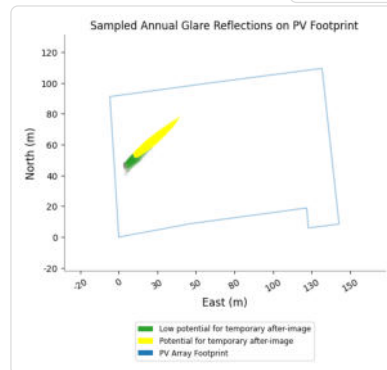
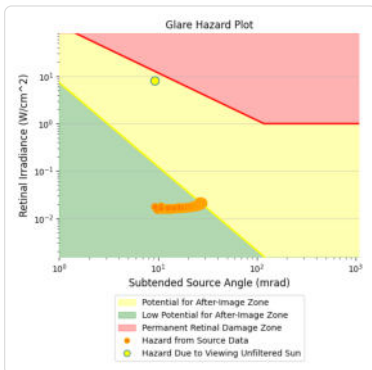
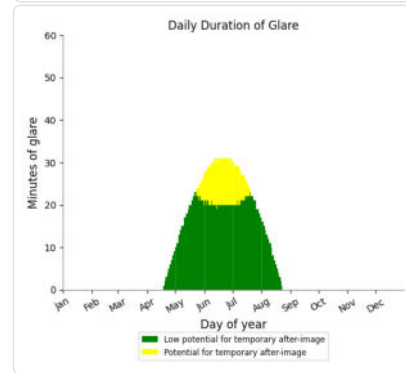
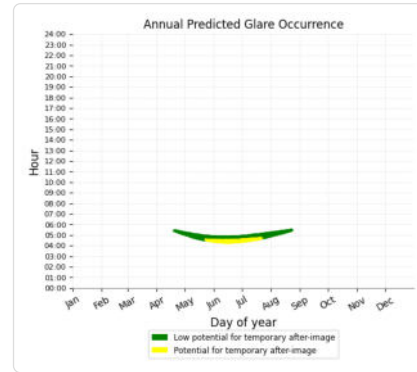
Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	0	0	0
OP: OP 2	2077	463	444,715
OP: OP 3	0	0	0
OP: OP 4	2247	443	434,687
OP: OP 5	0	0	0
OP: OP 6	0	0	0
OP: OP 7	0	0	0
OP: OP 8	0	0	0
OP: OP 9	0	0	0
OP: OP 10	0	0	0
OP: OP 11	0	0	0
OP: OP 12	0	0	0
Route: Bahn Nord nach Sued Teil 6	0	0	0
Route: Bahn Sued nach Nord Teil 6	0	0	0
Route: Hauptstrasse Nord nach Sued	0	0	0
Route: Hauptstrasse Sued nach Nord	0	0	0

Ausschnitt: OP 1

No glare found



- PV array is expected to produce the following glare for this receptor:
- 2,077 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
 - 463 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



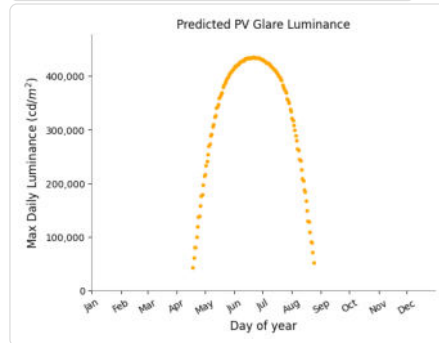
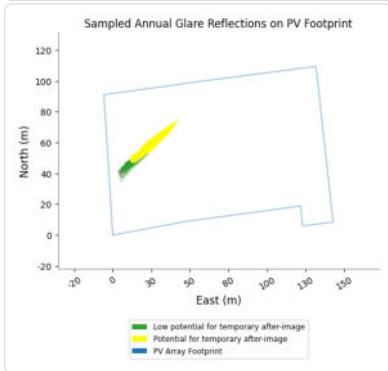
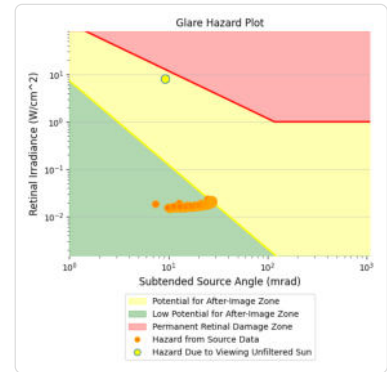
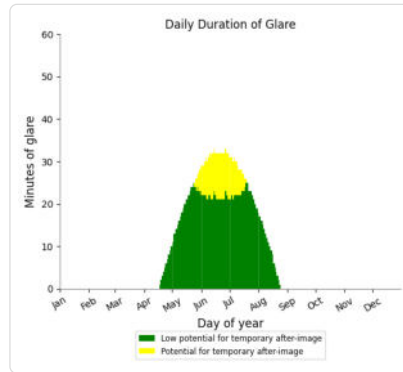
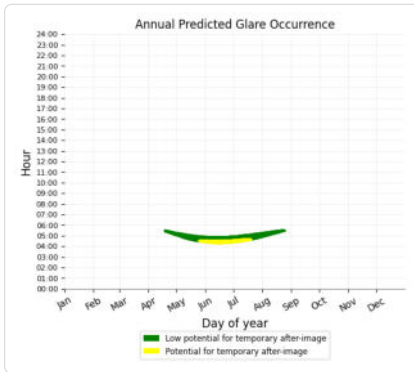
Ausschnitt: OP 3

No glare found

Ausschnitt: OP 4

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

- 2,247 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 443 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Ausschnitt: OP 5

No glare found

Ausschnitt: OP 6

No glare found

Ausschnitt: OP 7

No glare found

Ausschnitt: OP 8

No glare found

Ausschnitt: OP 9

No glare found

Ausschnitt: OP 10

No glare found

Ausschnitt: OP 11

No glare found

Ausschnitt: OP 12

No glare found

Ausschnitt: Bahn Nord nach Sued Teil 6

No glare found

Ausschnitt: Bahn Sued nach Nord Teil 6

No glare found

Ausschnitt: Hauptstrasse Nord nach Sued

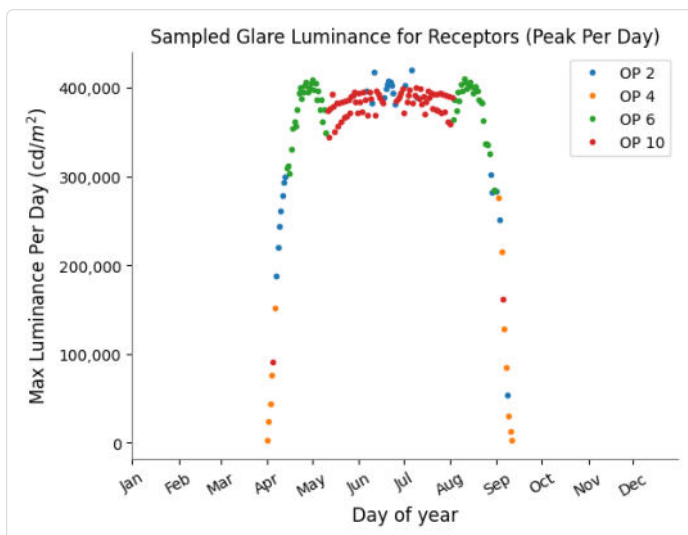
No glare found

Ausschnitt: Hauptstrasse Sued nach Nord

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 9 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	0	0	0
OP: OP 2	664	70	442,444
OP: OP 3	0	0	0
OP: OP 4	658	42	431,535
OP: OP 5	0	0	0
OP: OP 6	1238	93	413,507
OP: OP 7	0	0	0
OP: OP 8	779	0	353,957
OP: OP 9	0	0	0
OP: OP 10	888	199	424,267
OP: OP 11	0	0	0
OP: OP 12	404	0	371,151
Route: Bahn Nord nach Sued Teil 6	0	0	0
Route: Bahn Sued nach Nord Teil 6	0	0	0
Route: Hauptstrasse Nord nach Sued	0	0	0
Route: Hauptstrasse Sued nach Nord	0	0	0



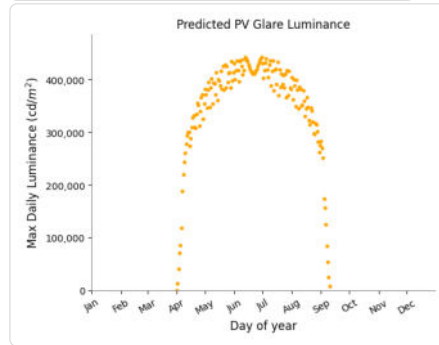
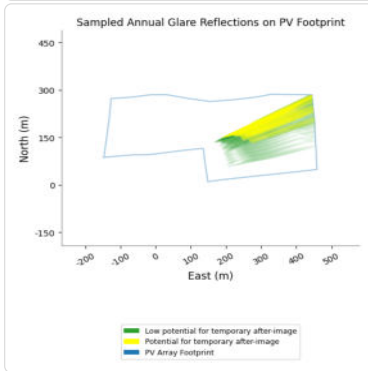
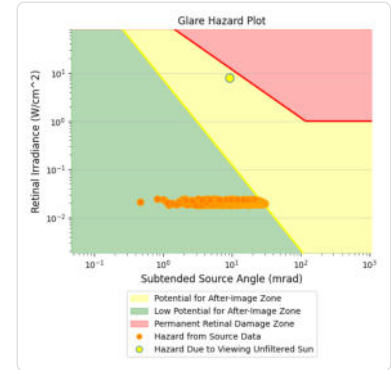
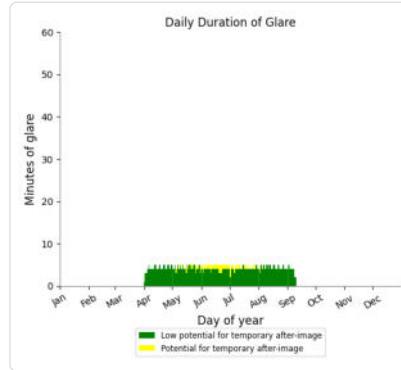
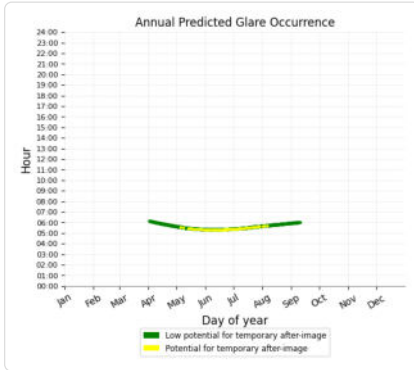
PVA Allmannshofen Teil 9: OP 1

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 9: OP 2

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

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



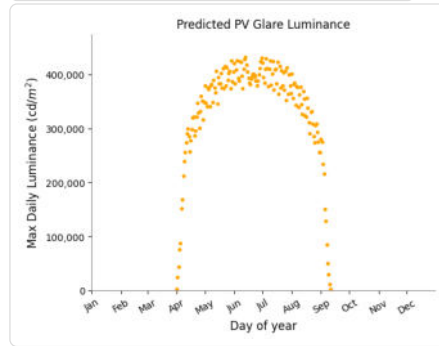
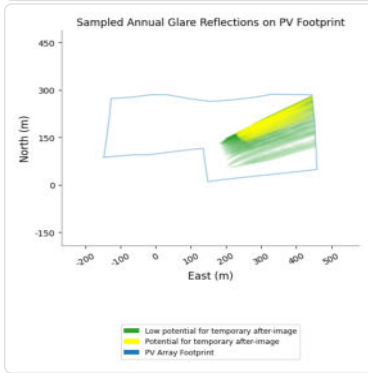
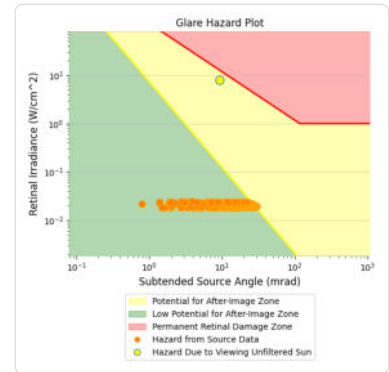
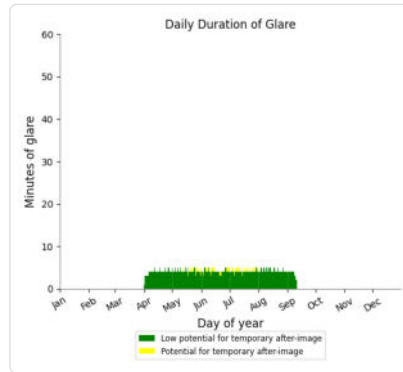
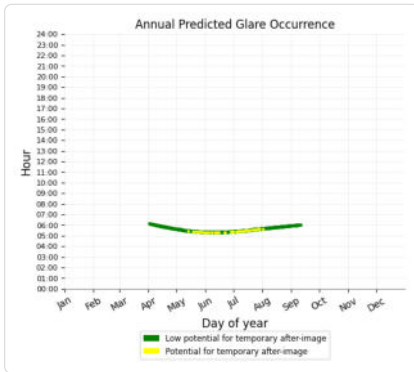
PVA Allmannshofen Teil 9: OP 3

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 9: OP 4

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

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



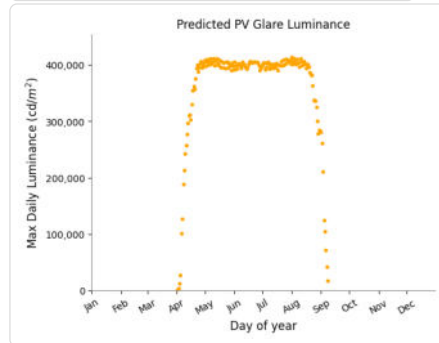
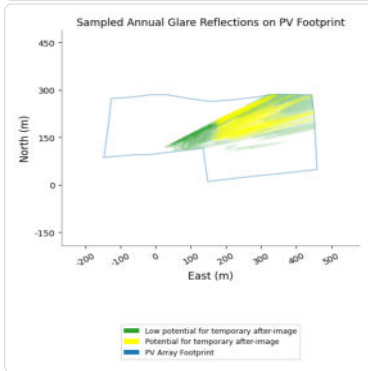
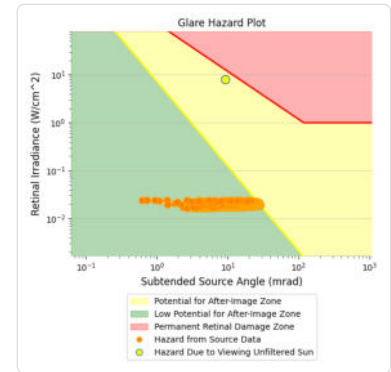
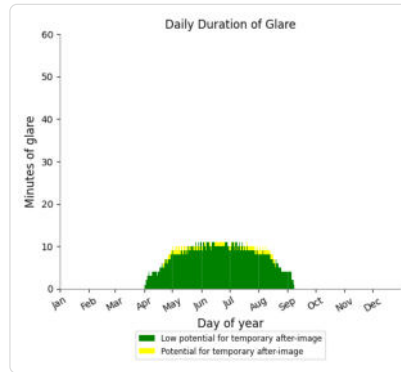
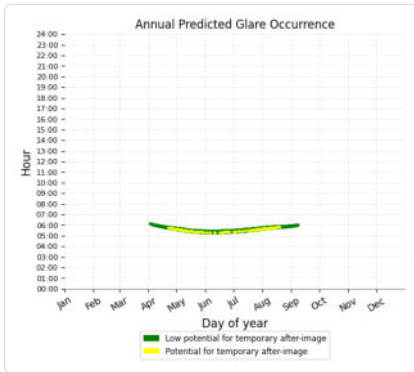
PVA Allmannshofen Teil 9: OP 5

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 9: OP 6

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

- 1,238 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 93 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



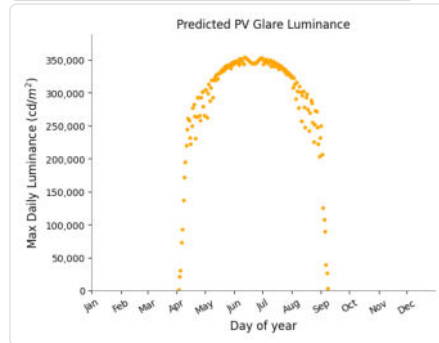
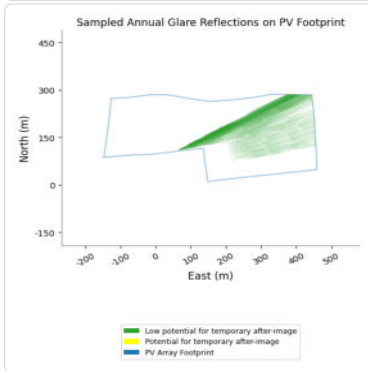
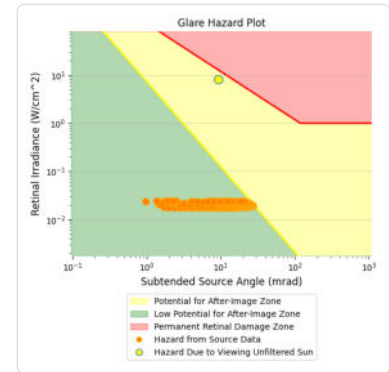
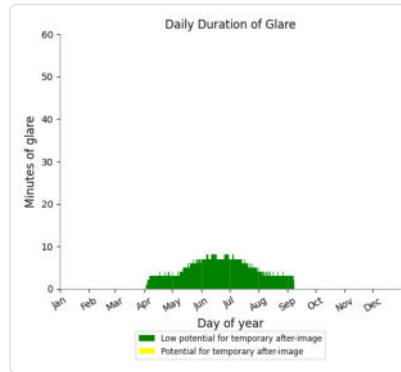
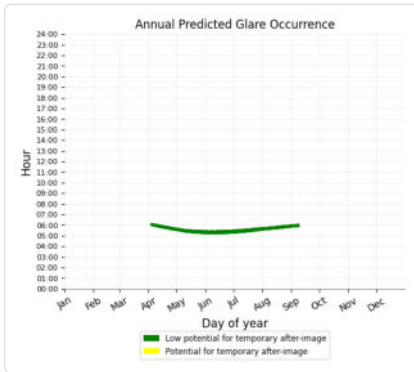
PVA Allmannshofen Teil 9: OP 7

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 9: OP 8

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

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



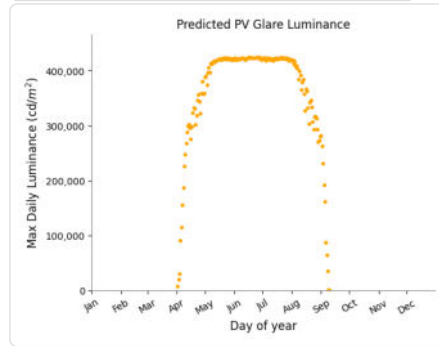
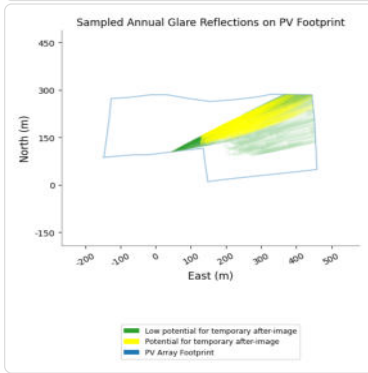
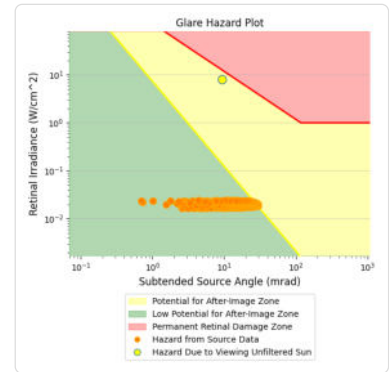
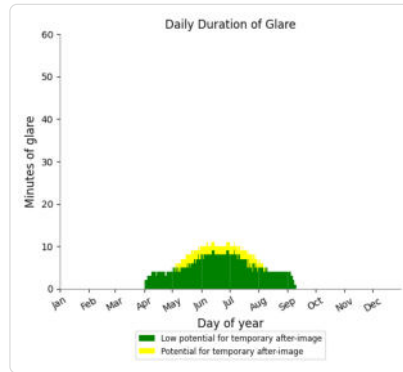
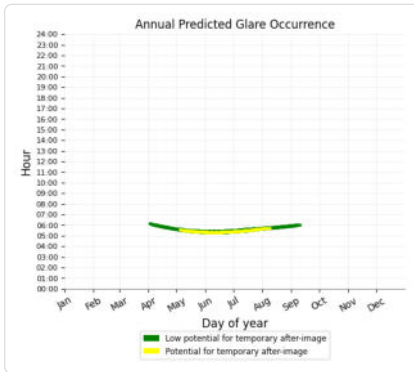
PVA Allmannshofen Teil 9: OP 9

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 9: OP 10

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

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



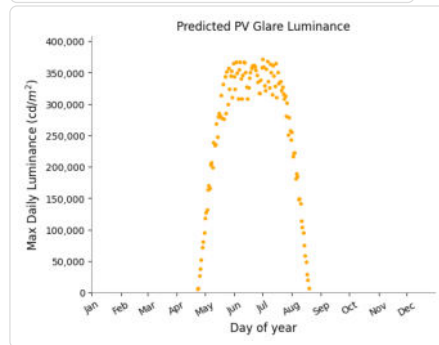
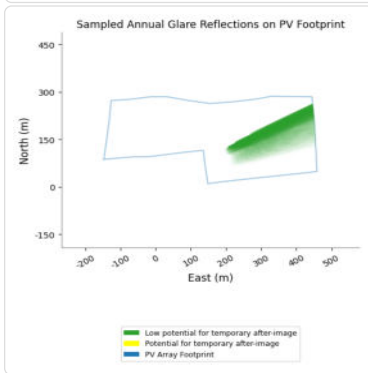
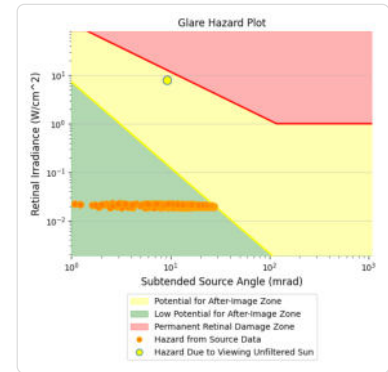
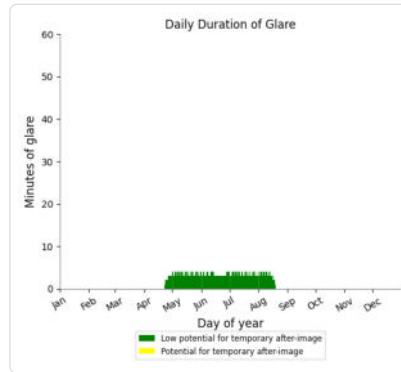
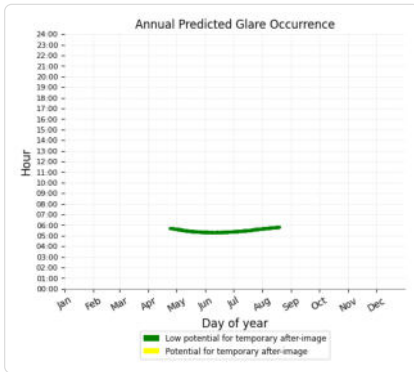
PVA Allmannshofen Teil 9: OP 11

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 9: OP 12

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

- 404 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 Allmannshofen Teil 9: Bahn Nord nach Sued Teil 6

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 9: Bahn Sued nach Nord Teil 6

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 9: Hauptstrasse Nord nach Sued

No glare found

PVA Allmannshofen Teil 9: Hauptstrasse Sued nach Nord

No glare found

Summary of Vertical Surface Glare Analysis

Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.

- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

PVA Allmannshofen

Ausschnitt gedreht 140 17 Gesamtanlage

Client: Kronos Solar

Created Feb 16, 2026

Updated Feb 16, 2026

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

Site ID 171073.27436

Project type Advanced

Project status: active

Category 10 MW to 100 MW

Sun dominance mitigation Enabled



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² peak)

Ocular transmission coefficient: 0.5

Pupil diameter: 0.002 m

Eye focal length: 0.017 m

Sun subtended angle: 9.3 mrad

Sun dominance mitigation: **Enabled**

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

ForgeSolar Radiometric Physics Engine 2

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Peak Luminance
	deg	deg	min	min	kWh	cd/m ²
Ausschnitt	17.0	140.0	4,040	1,999	-	522,310
PVA Allmanshofen Teil 9	10.0	168.0	4,619	400	-	455,731

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 137,472 m²

Name: Ausschnitt
Footprint area: 12,491 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 17.0 deg
Orientation: 140.0 deg
Rated power: -
Panel material: Light textured glass with AR coating



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.605423	10.829769	418.46	0.80	419.26
2	48.605856	10.829729	418.10	2.10	420.20
3	48.606243		418.12	0.80	418.92
4	48.606315		417.04	2.10	419.14
5	48.606408		417.91	0.80	418.71
6	48.605499		418.29	2.10	420.39
7	48.605476		418.71	0.80	419.51
8	48.605593		418.59	2.10	420.69
9	48.605501		418.32	0.80	419.12

Name: PVA Allmanshofen Teil 9
Footprint area: 124,981 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 10.0 deg
Orientation: 168.0 deg
Rated power: -
Panel material: Light textured glass with AR coating



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.606206	10.827777	418.10	0.80	418.90
2	48.606713	10.827873	418.08	2.10	420.18
3	48.607297		417.49	0.80	418.29
4	48.607878	10.828056	417.35	2.10	419.45
5	48.607914	10.828801	416.65	0.80	417.45
6	48.607985	10.829579	416.86	2.10	418.96
7	48.607985		417.32	0.80	418.12
8	48.607878	10.831044	417.36	2.10	419.46
9	48.607794	10.831860	418.00	0.80	418.80
10	48.607847	10.832826	418.45	2.10	420.55
11	48.607926	10.833715	418.68	0.80	419.48
12	48.608001		418.47	2.10	420.57
13	48.607990		417.73	0.80	418.53
14	48.607983		417.89	2.10	419.99
15	48.607256		418.04	0.80	418.84
16	48.606413	10.835956	418.00	0.80	418.80
17	48.605860	10.835994	418.55	2.10	420.65
18	48.605792	10.835184	419.00	0.80	419.80
19	48.605668		418.94	2.10	421.04
20	48.605565		418.01	0.80	418.81
21	48.605512	10.831788	418.16	2.10	420.26
22	48.606140		418.04	0.80	418.84
23	48.606463		417.91	2.10	420.01
24	48.606406		417.47	0.80	418.27
25	48.606320		417.73	2.10	419.83
26	48.606281	10.829522	418.36	0.80	419.16
27	48.606274		418.99	2.10	421.09

Route Receptor(s)

Name: Bahn Nord nach Sued Teil 6
Route type: One-way
Azimuthal view angle: 20.0 deg
Downward view angle: 1.0 deg



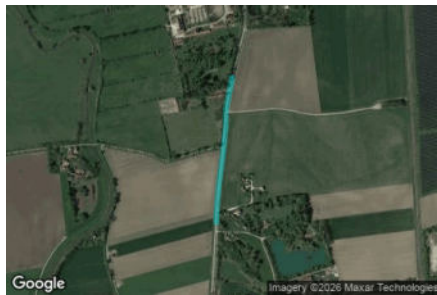
Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	48.608718	10.835917	417.40	3.00	420.40
2	48.607625	10.836014	417.92	3.00	420.92
3	48.606987	10.836089	417.80	3.00	420.80
4	48.606149	10.836153	418.12	3.00	421.12
5	48.605291	10.836228	418.35	3.00	421.35

Name: Bahn Sued nach Nord Teil 6
Route type: One-way
Azimuthal view angle: 20.0 deg
Downward view angle: 1.0 deg



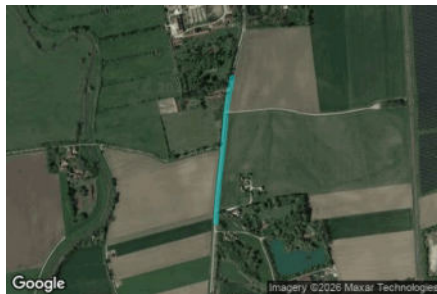
Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	48.605305	10.836357	418.25	3.00	421.25
2	48.606171	10.836260	418.07	3.00	421.07
3	48.607008	10.836196	417.64	3.00	420.64
4	48.607625	10.836110	417.77	3.00	420.77
5	48.608334	10.836110	418.21	3.00	421.21
6	48.609008	10.836003	417.00	3.00	420.00

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



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	48.608944	10.828075	421.53	1.50	423.03
2	48.608015	10.827807	417.96	2.70	420.66
3	48.607497	10.827785	417.20	1.50	418.70
4	48.606823	10.827689	418.00	2.70	420.70
5	48.605830	10.827496	417.80	1.50	419.30
6	48.605173	10.827404	418.13	2.70	420.83
7	48.604697	10.827372	418.36	1.50	419.86

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



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	48.604699	10.827397	418.42	1.50	419.92
2	48.605167	10.827440	418.19	2.70	420.89
3	48.605813	10.827526	417.82	1.50	419.32
4	48.606801	10.827697	418.00	2.70	420.70
5	48.607479	10.827794	417.23	1.50	418.73
6	48.607994	10.827850	417.83	2.70	420.53
7	48.608937	10.828118	421.41	1.50	422.91

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.605717	10.829522	418.66	2.00	420.66
OP 2	48.605717	10.829522	418.66	5.00	423.66
OP 3	48.605670	10.829536	418.63	2.00	420.63
OP 4	48.605670	10.829536	418.63	5.00	423.63
OP 5	48.605990	10.828658	419.15	2.00	421.15
OP 6	48.605990	10.828658	419.15	5.00	424.15
OP 7	48.605709	10.828634	419.27	2.00	421.27
OP 8	48.605709	10.828634	419.27	5.00	424.27
OP 9	48.605829	10.828840	419.40	2.00	421.40
OP 10	48.605829	10.828840	419.40	5.00	424.40
OP 11	48.605056	10.828368	419.71	2.00	421.71
OP 12	48.605056	10.828368	419.71	5.00	424.71

Obstruction Components

Name: Baeume
Upper edge height: 5.0 m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	48.605322	10.829745	418.82
2	48.605397	10.830410	418.75
3	48.605479	10.831154	419.13
4	48.605487	10.831339	418.84
5	48.604998	10.831406	419.45

Name: Gedrehter Anlagenteil
Upper edge height: 2.1 m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	48.606252	10.829673	418.15
2	48.606305	10.830239	417.32
3	48.606364	10.830902	417.55
4	48.606419	10.831567	417.91
5	48.606036	10.831636	418.09
6	48.605649	10.831706	418.16
7	48.605493	10.831736	418.26

Name: Hecke
Upper edge height: 3.0 m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	48.607936	10.828004	417.52
2	48.607603	10.827951	417.05
3	48.607276	10.827897	417.52
4	48.606929	10.827838	418.01
5	48.606514	10.827784	418.06
6	48.606173	10.827715	418.00
7	48.606209	10.828434	419.00
8	48.606237	10.829056	419.03
9	48.606244	10.829652	418.18
10	48.605384	10.829731	418.68

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	
Ausschnitt	17.0	140.0	4,040	1,999	-	522,310	
PVA Allmanshofen Teil 9	10.0	168.0	4,619	400	-	455,731	

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
ausschnitt (green)	0	0	0	17	511	630	610	165	0	0	0	0
ausschnitt (yellow)	0	0	0	0	148	402	304	0	0	0	0	0
pva-allmansh (green)	0	0	0	165	216	222	210	207	46	0	0	0
pva-allmansh (yellow)	0	0	0	0	8	21	11	0	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

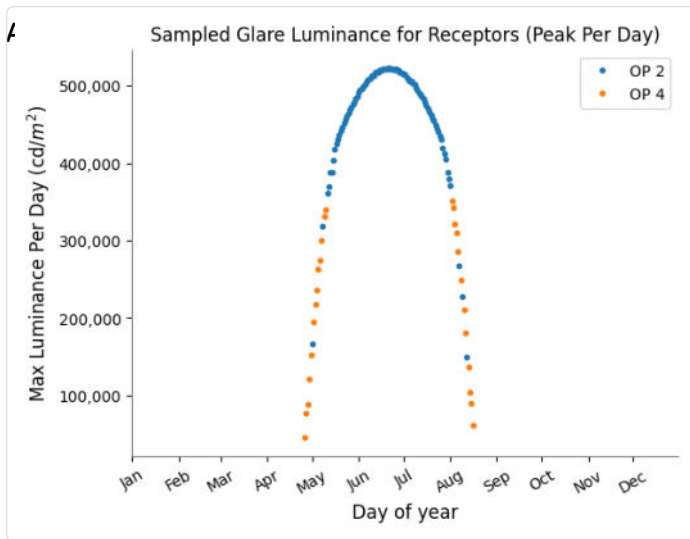
Results for each PV array and receptor

Ausschnitt potential temporary after-image

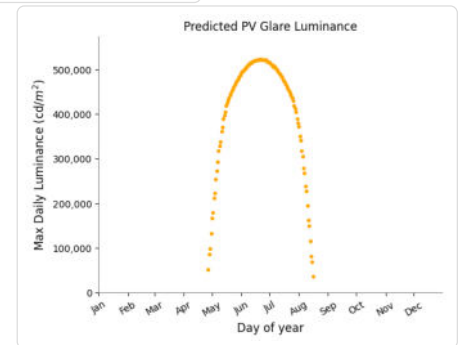
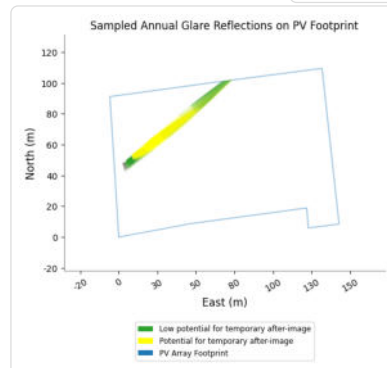
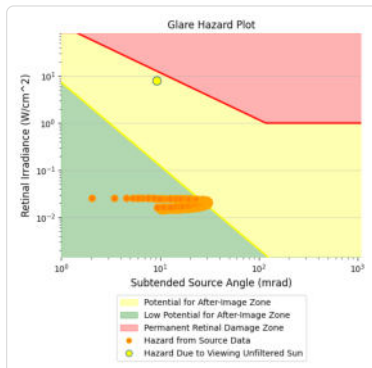
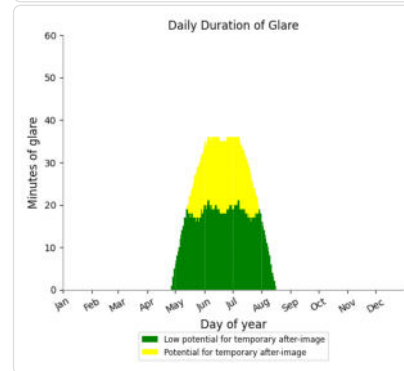
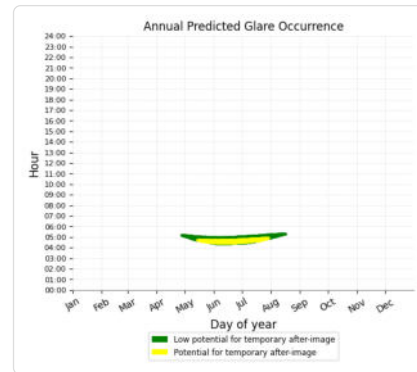
Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	0	0	0
OP: OP 2	1786	1000	522,310
OP: OP 3	0	0	0
OP: OP 4	1926	999	507,661
OP: OP 5	0	0	0
OP: OP 6	0	0	0
OP: OP 7	0	0	0
OP: OP 8	0	0	0
OP: OP 9	0	0	0
OP: OP 10	24	0	15,096
OP: OP 11	0	0	0
OP: OP 12	304	0	87,553
Route: Bahn Nord nach Sued Teil 6	0	0	0
Route: Bahn Sued nach Nord Teil 6	0	0	0
Route: Hauptstrasse Nord nach Sued	0	0	0
Route: Hauptstrasse Sued nach Nord	0	0	0

Ausschnitt: OP 1

No glare found



- PV array is expected to produce the following glare for this receptor:
- 1,786 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
 - 1,000 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



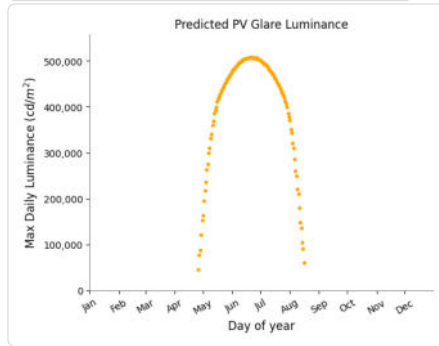
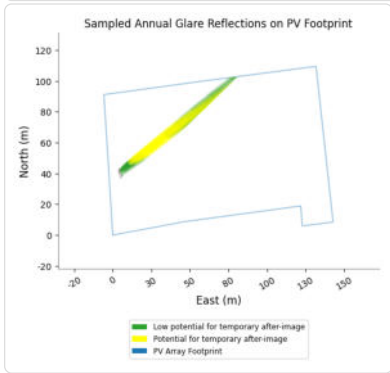
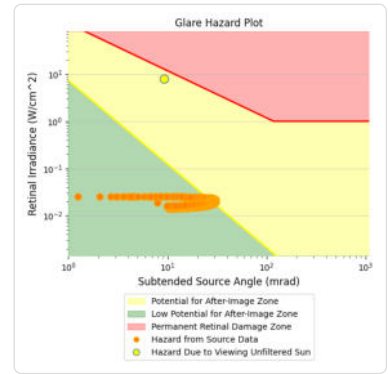
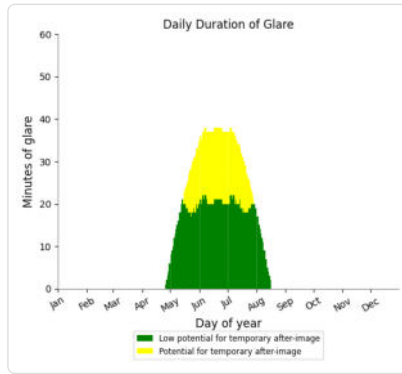
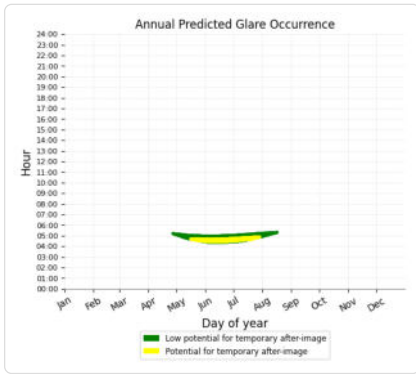
Ausschnitt: OP 3

No glare found

Ausschnitt: OP 4

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

- 1,926 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 999 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Ausschnitt: OP 5

No glare found

Ausschnitt: OP 6

No glare found

Ausschnitt: OP 7

No glare found

Ausschnitt: OP 8

No glare found

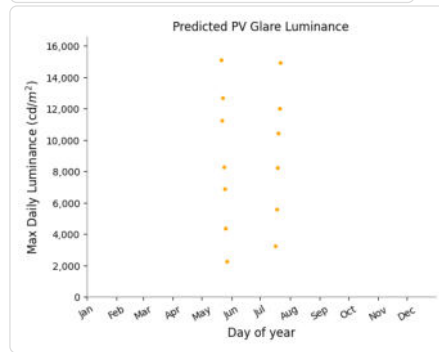
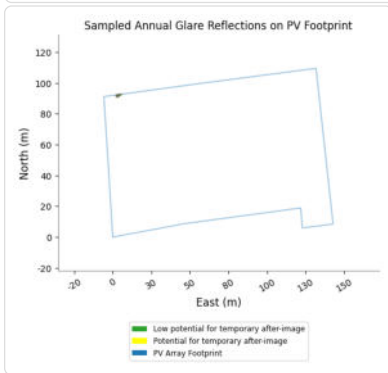
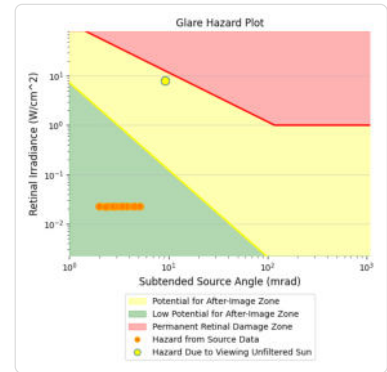
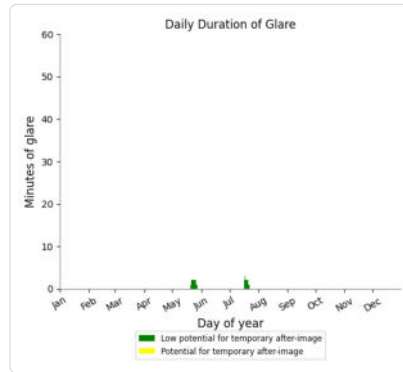
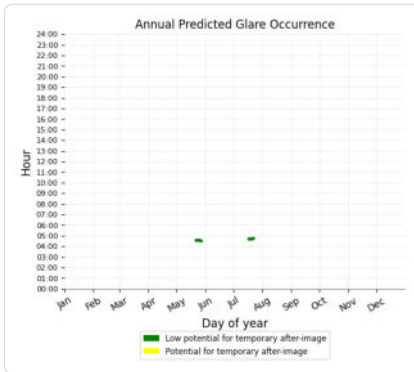
Ausschnitt: OP 9

No glare found

Ausschnitt: OP 10

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

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



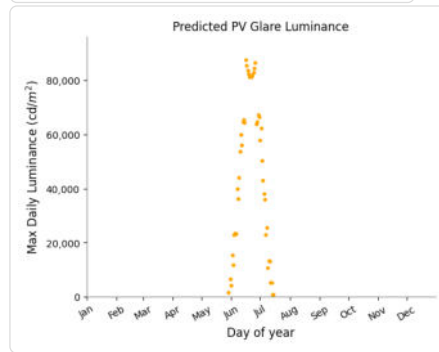
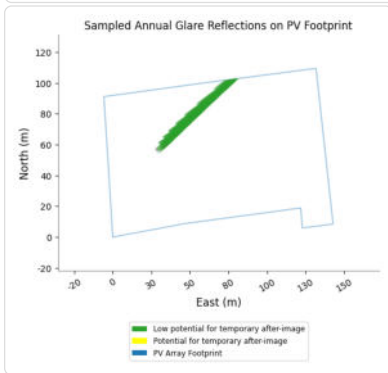
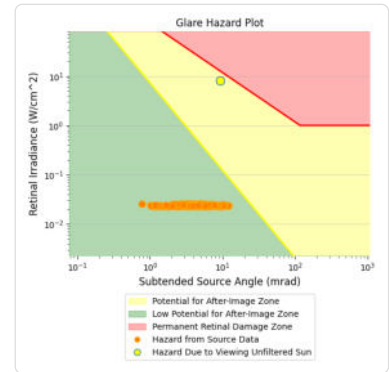
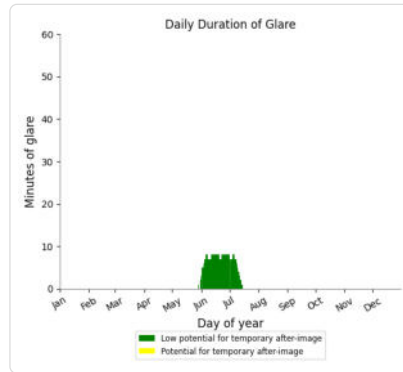
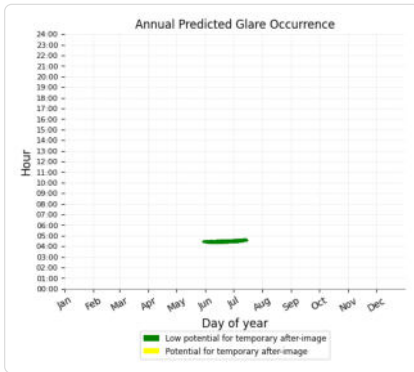
Ausschnitt: OP 11

No glare found

Ausschnitt: OP 12

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

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



Ausschnitt: Bahn Nord nach Sued Teil 6

No glare found

Ausschnitt: Bahn Sued nach Nord Teil 6

No glare found

Ausschnitt: Hauptstrasse Nord nach Sued

No glare found

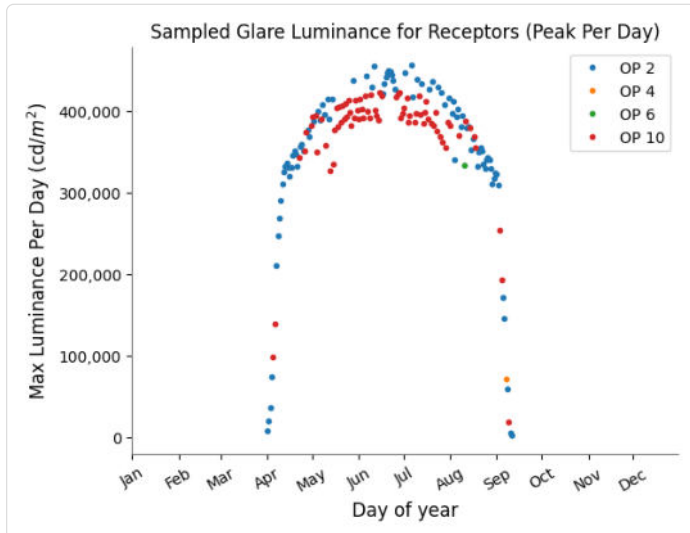
Ausschnitt: Hauptstrasse Sued nach Nord

No glare found

PVA Allmanshofen Teil 9 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m^2)
OP: OP 1	0	0	0
OP: OP 2	681	100	464,509
OP: OP 3	0	0	0
OP: OP 4	676	41	421,519
OP: OP 5	0	0	0
OP: OP 6	1224	0	353,172
OP: OP 7	0	0	0
OP: OP 8	817	0	389,284
OP: OP 9	0	0	0

OP: OP 10	848	259	463,881
OP: OP 11	0	0	0
OP: OP 12	373	0	316,841
Route: Bahn Nord nach Sued Teil 6	0	0	0
Route: Bahn Sued nach Nord Teil 6	0	0	0
Route: Hauptstrasse Nord nach Sued	0	0	0
Route: Hauptstrasse Sued nach Nord	0	0	0



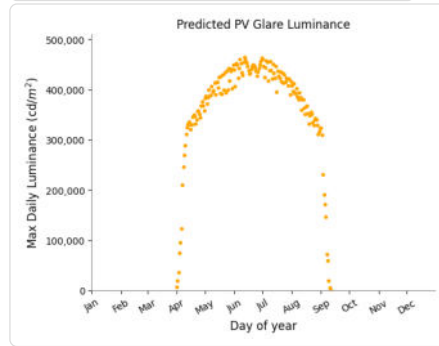
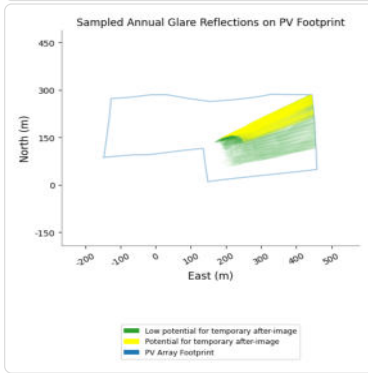
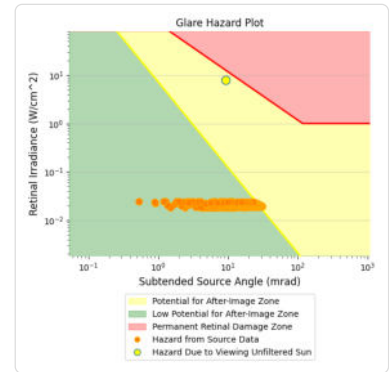
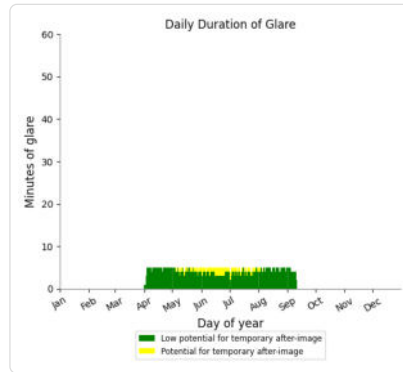
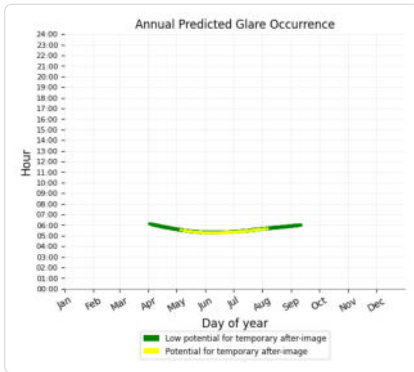
PVA Allmanshofen Teil 9: OP 1

No glare found

PVA Allmanshofen Teil 9: OP 2

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

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



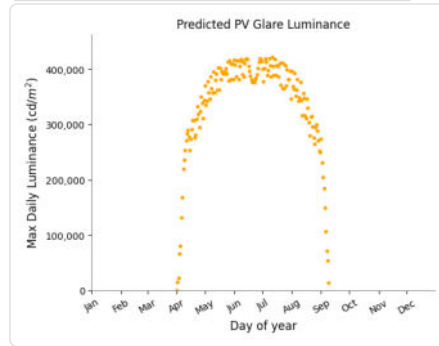
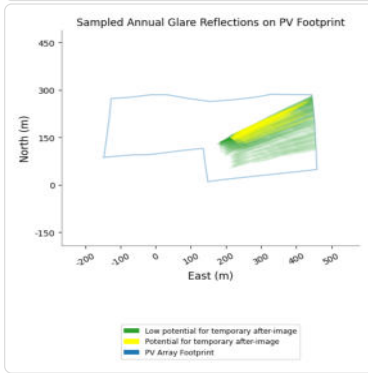
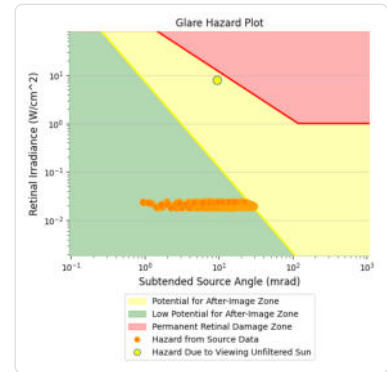
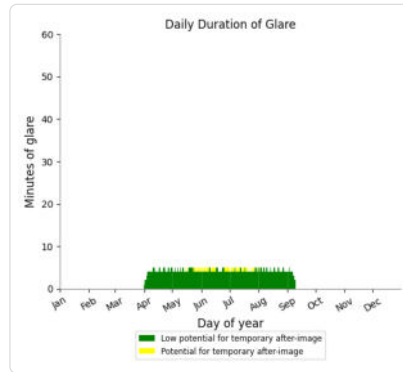
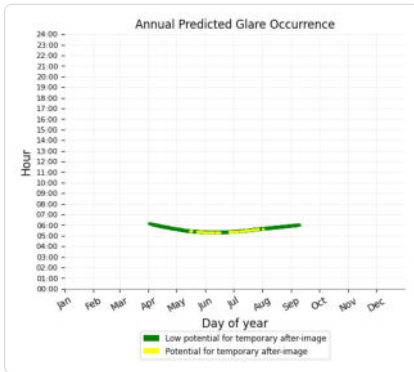
PVA Allmanshofen Teil 9: OP 3

No glare found

PVA Allmanshofen Teil 9: OP 4

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

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



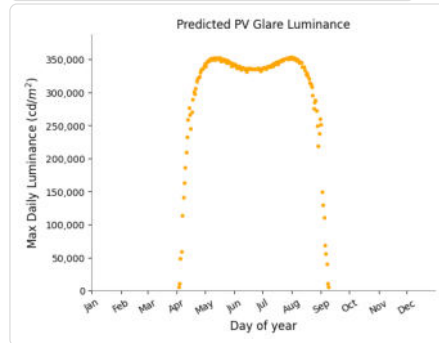
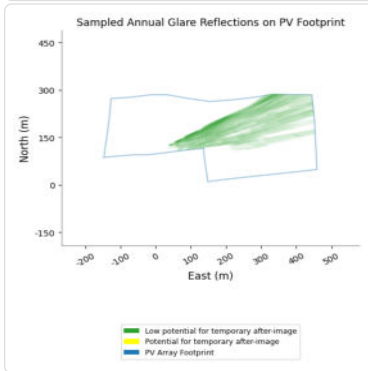
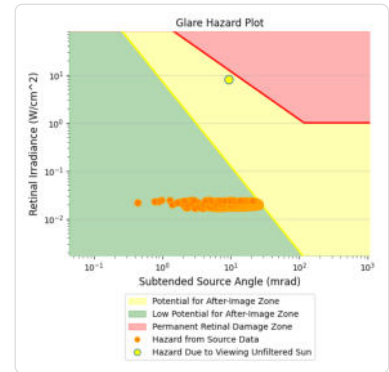
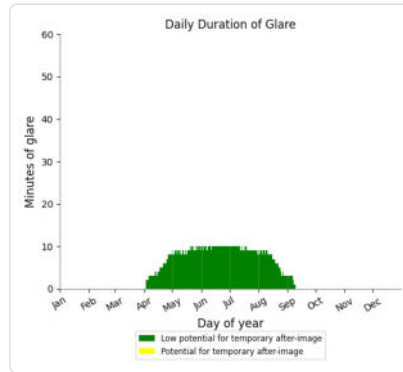
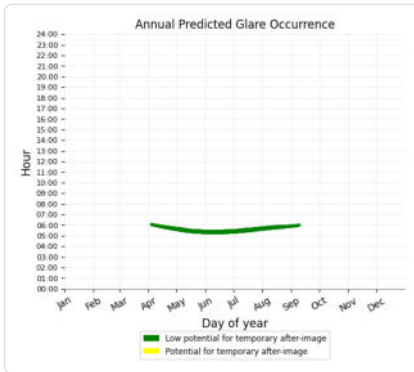
PVA Allmanshofen Teil 9: OP 5

No glare found

PVA Allmanshofen Teil 9: OP 6

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

- 1,224 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



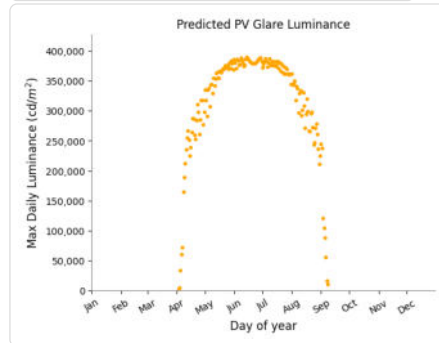
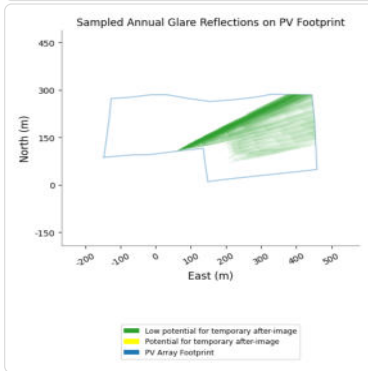
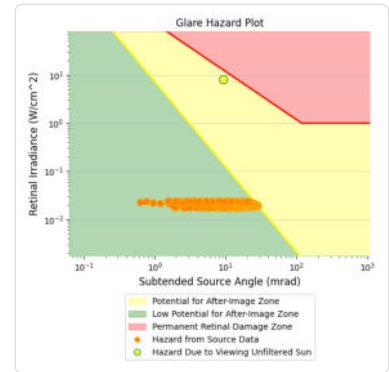
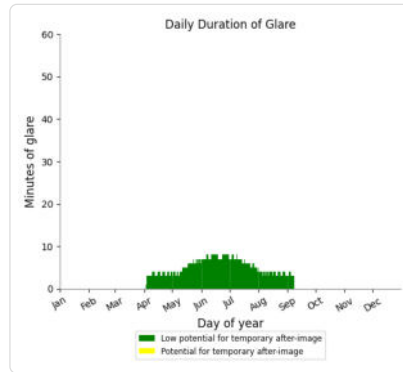
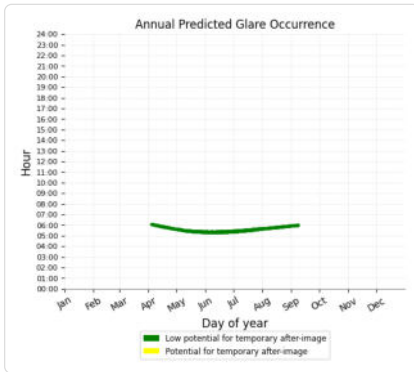
PVA Allmanshofen Teil 9: OP 7

No glare found

PVA Allmanshofen Teil 9: OP 8

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

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



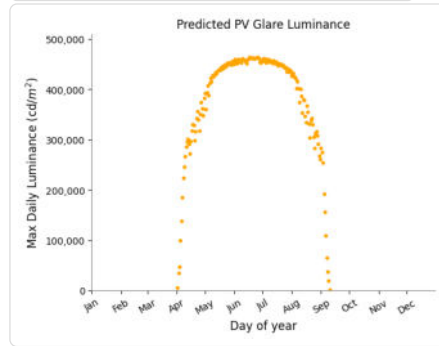
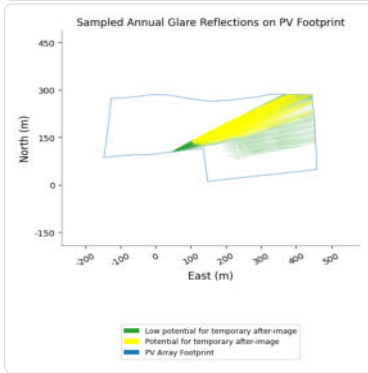
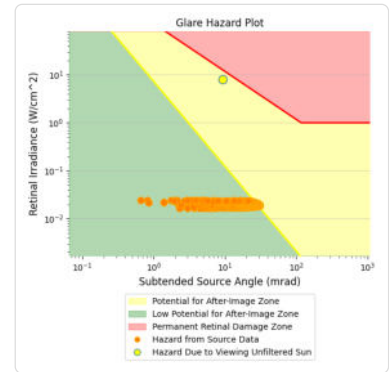
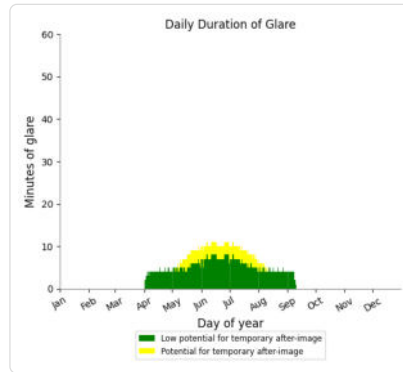
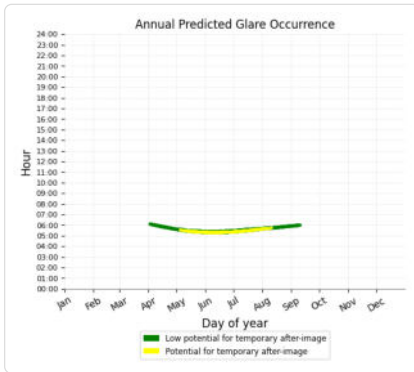
PVA Allmanshofen Teil 9: OP 9

No glare found

PVA Allmanshofen Teil 9: OP 10

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

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



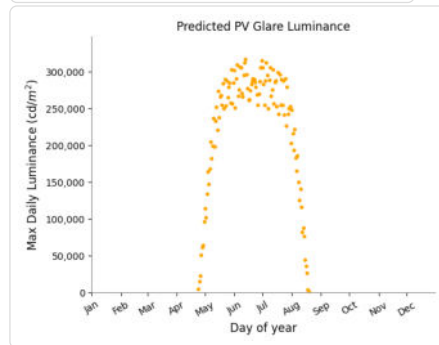
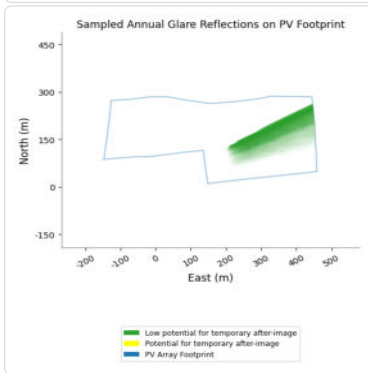
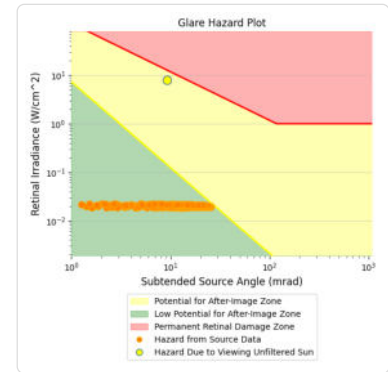
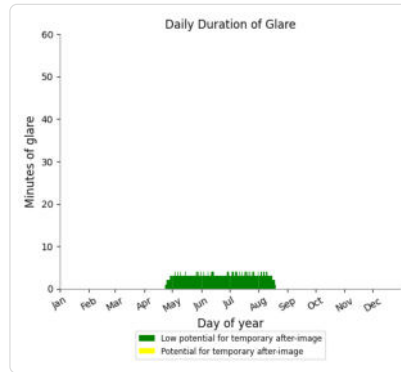
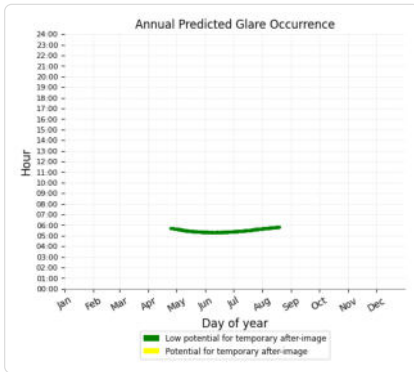
PVA Allmanshofen Teil 9: OP 11

No glare found

PVA Allmanshofen Teil 9: OP 12

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

- 373 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 Allmanshofen Teil 9: Bahn Nord nach Sued Teil 6

No glare found

PVA Allmanshofen Teil 9: Bahn Sued nach Nord Teil 6

No glare found

PVA Allmanshofen Teil 9: Hauptstrasse Nord nach Sued

No glare found

PVA Allmanshofen Teil 9: Hauptstrasse Sued nach Nord

No glare found

Summary of Vertical Surface Glare Analysis

Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.

- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

PVA Allmannshofen

Nur Ausschnitt Hecke 200 110 Drehung

Client: Kronos Solar

Created Mar 26, 2026

Updated Mar 26, 2026

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

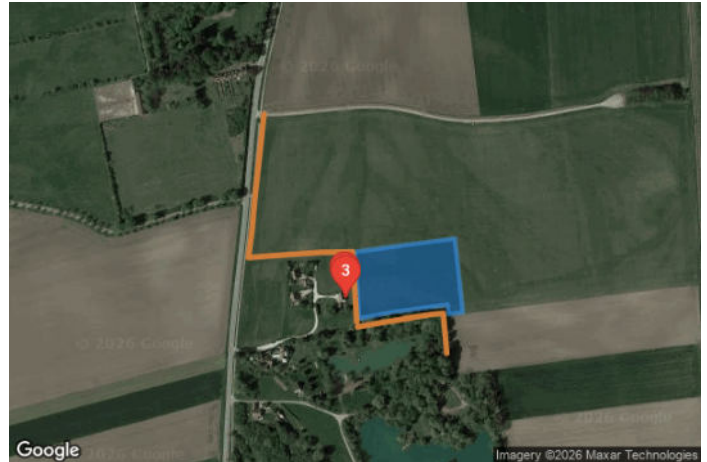
Site ID 174254.27436

Project type Advanced

Project status: active

Category 10 MW to 100 MW

Sun dominance mitigation Enabled



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² peak)

Ocular transmission coefficient: 0.5

Pupil diameter: 0.002 m

Eye focal length: 0.017 m

Sun subtended angle: 9.3 mrad

Sun dominance mitigation: **Enabled**

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

ForgeSolar Radiometric Physics Engine 3.1.1

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Peak Luminance
	deg	deg	min	min	kWh	cd/m ²
Ausschnitt	10.0	110.0	1,953	20	-	422,897

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 12,491 m²

Name: Ausschnitt
Footprint area: 12,491 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 10.0 deg
Orientation: 110.0 deg
Rated power: -
Panel material: Light textured glass with AR coating



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.605423	10.829769	418.46	0.80	419.26
2	48.605856	10.829729	418.10	2.10	420.20
3	48.606243		418.12	0.80	418.92
4	48.606315		417.04	2.10	419.14
5	48.606408		417.91	0.80	418.71
6	48.605499		418.29	2.10	420.39
7	48.605476		418.71	0.80	419.51
8	48.605593		418.59	2.10	420.69
9	48.605501		418.32	0.80	419.12

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.605717	10.829522	418.66	2.00	420.66
OP 2	48.605717	10.829522	418.66	5.00	423.66
OP 3	48.605670	10.829536	418.63	2.00	420.63
OP 4	48.605670	10.829536	418.63	5.00	423.63

Obstruction Components

Name: Baeume
Upper edge height: 5.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	48.605322	10.829745	418.82
2	48.605397	10.830410	418.75
3	48.605479	10.831154	419.13
4	48.605487	10.831339	418.84
5	48.604998	10.831406	419.45

Name: Hecke
Upper edge height: 2.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	48.607936	10.828004	417.52
2	48.607603	10.827951	417.05
3	48.607276	10.827897	417.52
4	48.606929	10.827838	418.01
5	48.606514	10.827784	418.06
6	48.606173	10.827715	418.00
7	48.606209	10.828434	419.00
8	48.606237	10.829056	419.03
9	48.606244	10.829652	418.18
10	48.605384	10.829731	418.68

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	
Ausschnitt	10.0	110.0	1,953	20	-	422,897	

Distinct glare per month

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

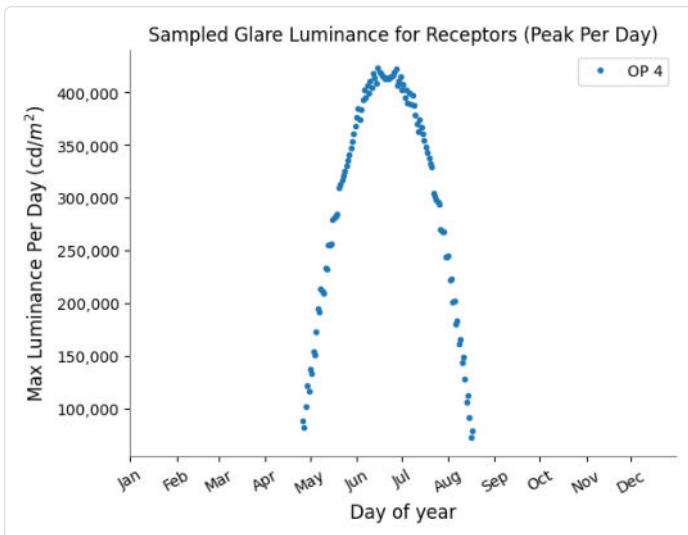
PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
ausschnitt (green)	0	0	0	9	267	451	384	69	0	0	0	0
ausschnitt (yellow)	0	0	0	0	0	19	1	0	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

Ausschnitt potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	0	0	0
OP: OP 2	773	0	353,346
OP: OP 3	0	0	0
OP: OP 4	1180	20	422,897



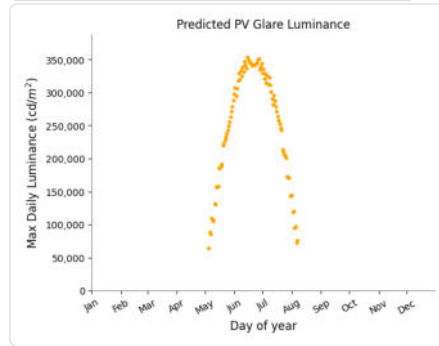
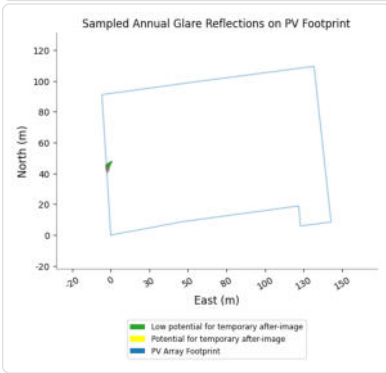
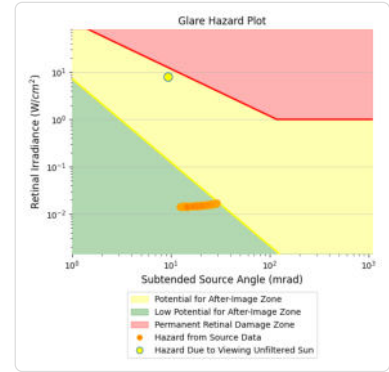
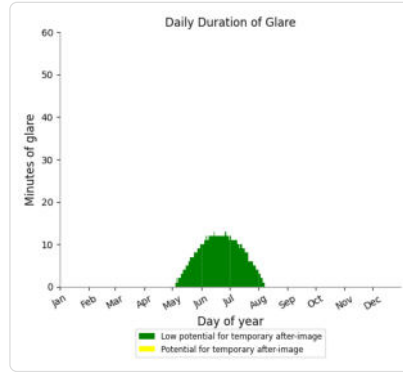
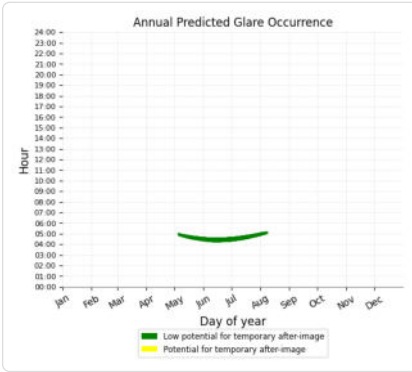
Ausschnitt: OP 1

No glare found

Ausschnitt: OP 2

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

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



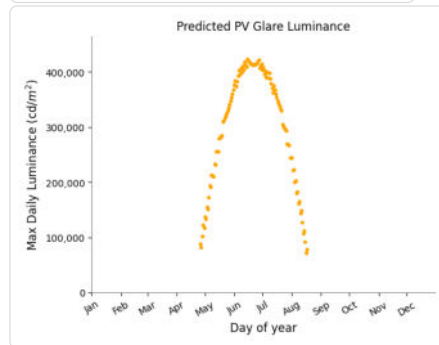
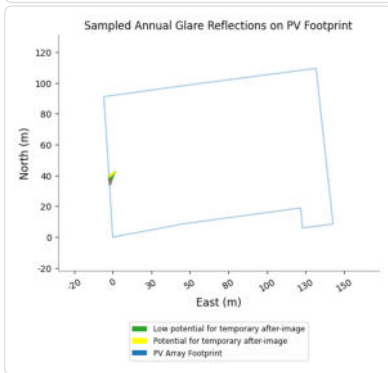
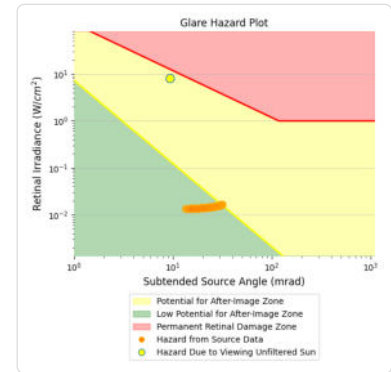
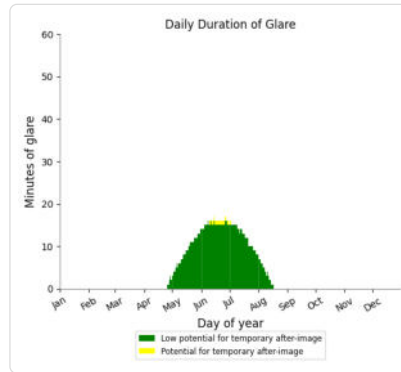
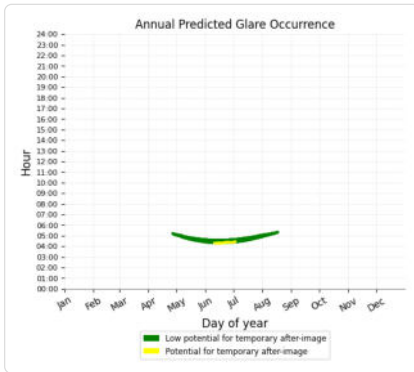
Ausschnitt: OP 3

No glare found

Ausschnitt: OP 4

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

- 1,180 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 20 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.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.