

Blendgutachten

Photovoltaikanlage am Richthofencircle in Kitzingen

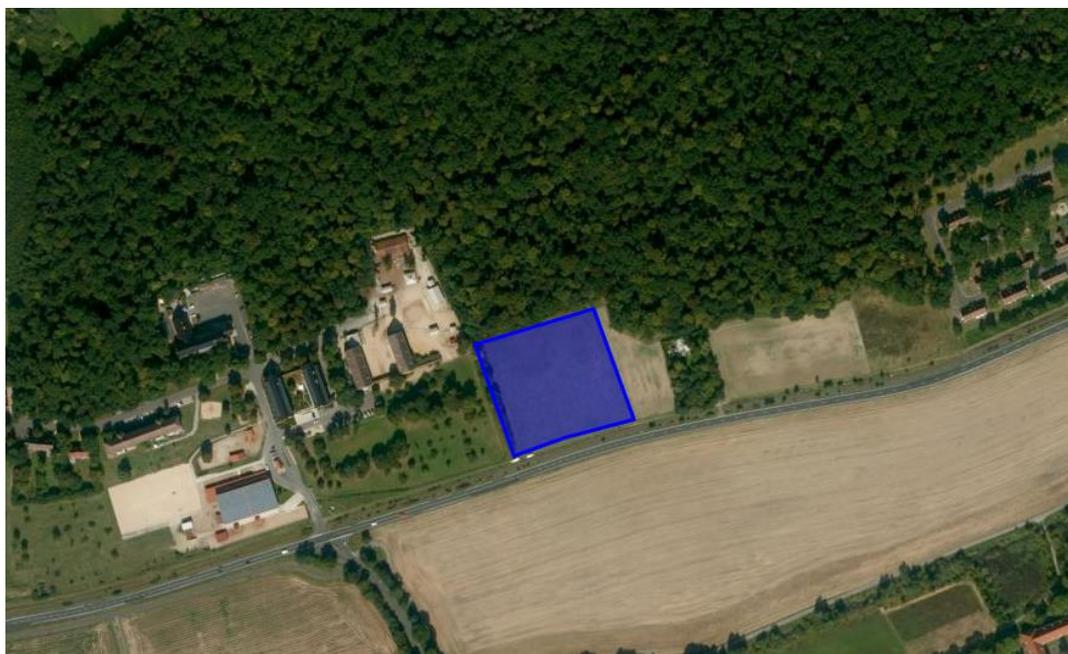


Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: Bayernatlas

Flächen Flurnummer 7464, Gemarkung Kitzingen

Immissionsorte Umliegende Bebauung und Landstraße

Vorhabenträger
Andrea + Manfred Maier
Im Richthofen Circle 1
97318 Kitzingen

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


Philipp Seiffert
M. Sc. Geoökologie

Solwerk

Ihr unabhängiger Dienstleister für Erneuerbare
Energien seit 2009


Sascha Sebald
Geschäftsführer

14.07.2023

Inhaltsverzeichnis

1. Fragestellung	3
1.1. Anlass	3
1.2. Fazit	3
2. Grundlagen	4
2.1. Situation vor Ort	4
2.2. Reflexionsgesetz	4
2.3. Bewertungsbasis	5
2.4. Haftungshinweise	6
2.5. Herangehensweise	6
3. Untersuchung	8
3.1. Gefährdungsbereich	8
3.2. Einsehbarkeit und Sichtbeziehung	8
3.3. Grad der Beeinträchtigung	10
3.4. Einordnung der Blendung	13
3.5. Bewertung anhand der LAI-Richtlinie	16
3.6. Ergebnisauswertung	17
4. Anlagen	19

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: Bayernatlas	1
Abbildung 2 - Reflexion eines Lichtstrahls an einer spiegelnden Oberfläche - Quelle: Wikipedia	4
Abbildung 3 - Backward Ray Tracing - Quelle: Wikipedia	7
Abbildung 4 - Lage der Immissionsorte im Verhältnis zur geplanten Anlage - Quelle: GoogleEarth	8
Abbildung 5 - Luftbild der Fläche - Quelle: Vorhabenträger	9
Abbildung 6 – Blick von der Fläche Richtung Hotelanlage - Quelle: Vorhabenträger	10
Abbildung 7 - Sonnenstanddiagramm über das Jahr - Quelle: SunOrb	11
Abbildung 8 - Simulation Richthofencircle - Quelle: ForgeSolar	12
Abbildung 9 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar	13
Abbildung 10 - Zeitpunkt der Blendung - Quelle: ForgeSolar	14
Abbildung 11 - Intensität der Blendung - Quelle: ForgeSolar	15
Abbildung 12 – Auswirkung der Blendung – Quelle: ForgeSolar	16
Abbildung 13 - Blendende Teile der Anlage	18
Abbildung 14 - Geblendete Streckenabschnitte - Quelle: ForgeSolar	18

1. Fragestellung

1.1. Anlass

In Kitzingen, nahe dem Richthofencircle soll am Ortsrand auf einer ehemaligen Pferdekoppel eine Freiflächen-Photovoltaikanlage entstehen. Im Zuge des Genehmigungsverfahrens kam die Frage auf, ob die umliegende Wohnbebauung und die sich gerade im Umbau befindliche Landstraße einer Blendung ausgesetzt wird. Daher wurde vom Auftraggeber ein Blendgutachten in Auftrag gegeben, um das Thema Blendung für möglichst alle Parteien zufriedenstellend zu behandeln.

Dies ist Anlass und Inhalt des Gutachtens.

1.2. Fazit

Für die aktuell bestehende Bebauung sowie die geplante Bebauung besteht aufgrund des dichten und schon bestehenden Baumbewuchses keinerlei Beeinträchtigung. Bei der Landstraße wird nur die Route von Osten kommend beeinträchtigt, hält aber die LAI-Richtlinie ein.

Tabelle 1: Übersicht der Immissionsorte

Immissionsort	Simuliertes Blendpotential	Vereinbarkeit mit der LAI-Richtlinie	Gefährdungspotential
OP 1	keine	ja	keines
OP 2	keine	ja	keines
OP 3	keines	ja	keines
OP 4	gering	ja	keines
OP 5	keines	ja	keines
OP 6	keines	ja	keines
OP 7	keines	ja	keines
OP 8	keines	ja	keines
OP 9	keines	ja	keines
OP 10	keines	ja	keines
OP 11	keines	ja	keines
OP 12	keines	ja	keines
Landstraße von Osten kommend	mäßig	ja	mäßig
Landstraße von Westen kommend	keines	ja	keines

2. Grundlagen

2.1. Situation vor Ort

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

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 3,2 m, die Modulunterkante soll 0,8m über dem Boden verlaufen. Zusätzlich beträgt die Tischneigung 20°.

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.

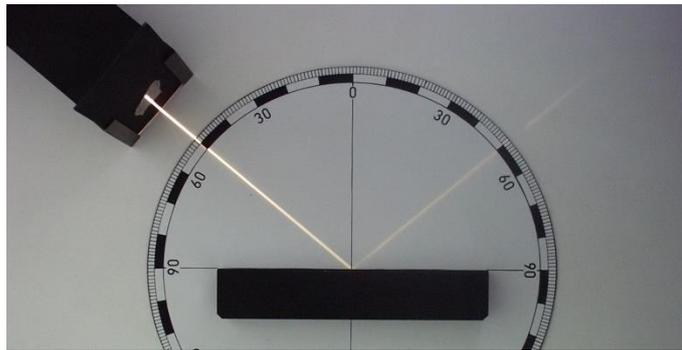


Abbildung 2 - Reflexion eines Lichtstrahls an einer spiegelnden Oberfläche - Quelle: Wikipedia

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. Haftungshinweise

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

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

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

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

2.5. Herangehensweise

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

- Geokoordinaten der PV-Freiflächenanlage
- 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 mit 180° in den Süden (0° stellt Norden dar, es wird im Uhrzeigersinn gezählt), sowie 15° Neigung 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.

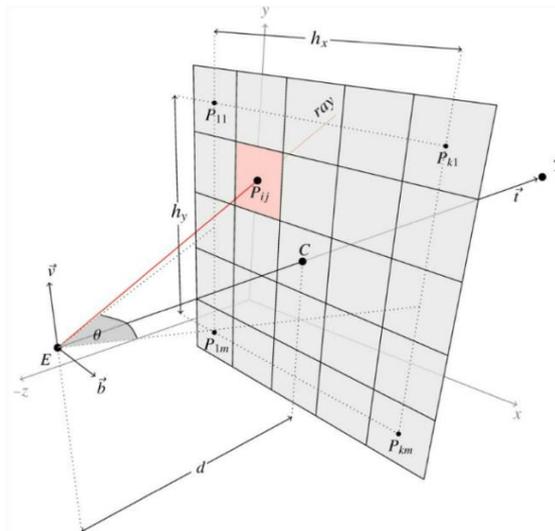


Abbildung 3 - Backward Ray Tracing - Quelle: Wikipedia

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 nicht mehr als relevant zu betrachten. Allerdings ist dies nur ein Richtwert und die LAI gibt an, dass „größere“ Anlagen auch eine Blendwirkung haben können, die über 100m hinausgeht. Im vorliegenden Fall besteht im Umkreis von 100m Wohn- bzw. Hotelgebäude und die Landstraße.

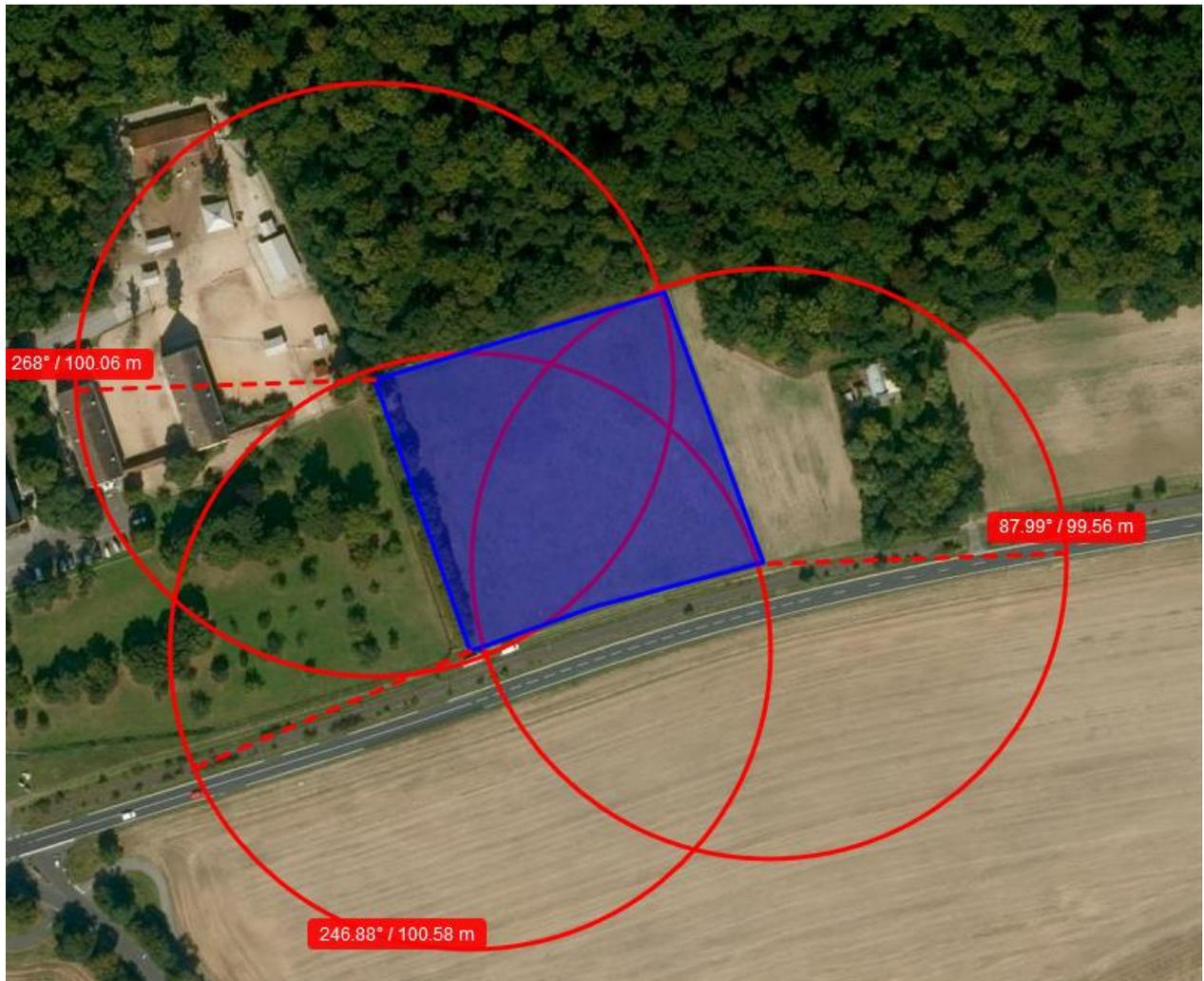


Abbildung 4 - Lage der Immissionsorte im Verhältnis zur geplanten Anlage - Quelle: GoogleEarth

3.2. Einsehbarkeit und Sichtbeziehung

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

Die Anlage liegt zwischen 142 und 144 m über NN, die umliegenden Gebäude zwischen 145 und 147 über NN. Somit ist hier kein signifikanter Höhenunterschied festzustellen, welcher sich auf die Blendung auswirken könnte.

Beim Thema Sichtbeziehung wurden vom Vorhabenträger Bilder zur Verfügung gestellt. Diese konzentrieren sich hauptsächlich auf die 2 Gebäude am südwestlichen Rand der Anlage.



Abbildung 5 - Luftbild der Fläche - Quelle: Vorhabenträger



Abbildung 6 – Blick von der Fläche Richtung Hotelanlage - Quelle: Vorhabenträger

Beim Thema Sichtbeziehung ist festzuhalten, dass es durchaus Vegetation in Form von Bäumen gibt, die eine Sichtbeziehung zur Anlage verhindern. Diese Bäume sind sowohl in der Höhe als auch in der Dichte ausreichend, um als Hindernis gewertet zu werden. Der Bewuchs herrscht aber nur in Richtung der Hotelanlage vor, nicht an der Straße

Insgesamt muss deswegen erst einmal davon ausgegangen werden, dass es zu einer Blendung kommen könnte.

3.3. Grad der Beeinträchtigung

Bevor eine Simulation stattfinden kann, muss zuerst die geographische Lage der Photovoltaikanlage festgelegt werden. Da es sich um ein relativ kleines Gebiet handelt, wird im Allgemeinen ein Breitengrad von $49^{\circ}74'$ und ein Längengrad von $10^{\circ}18'$ für die Anlage angenommen.

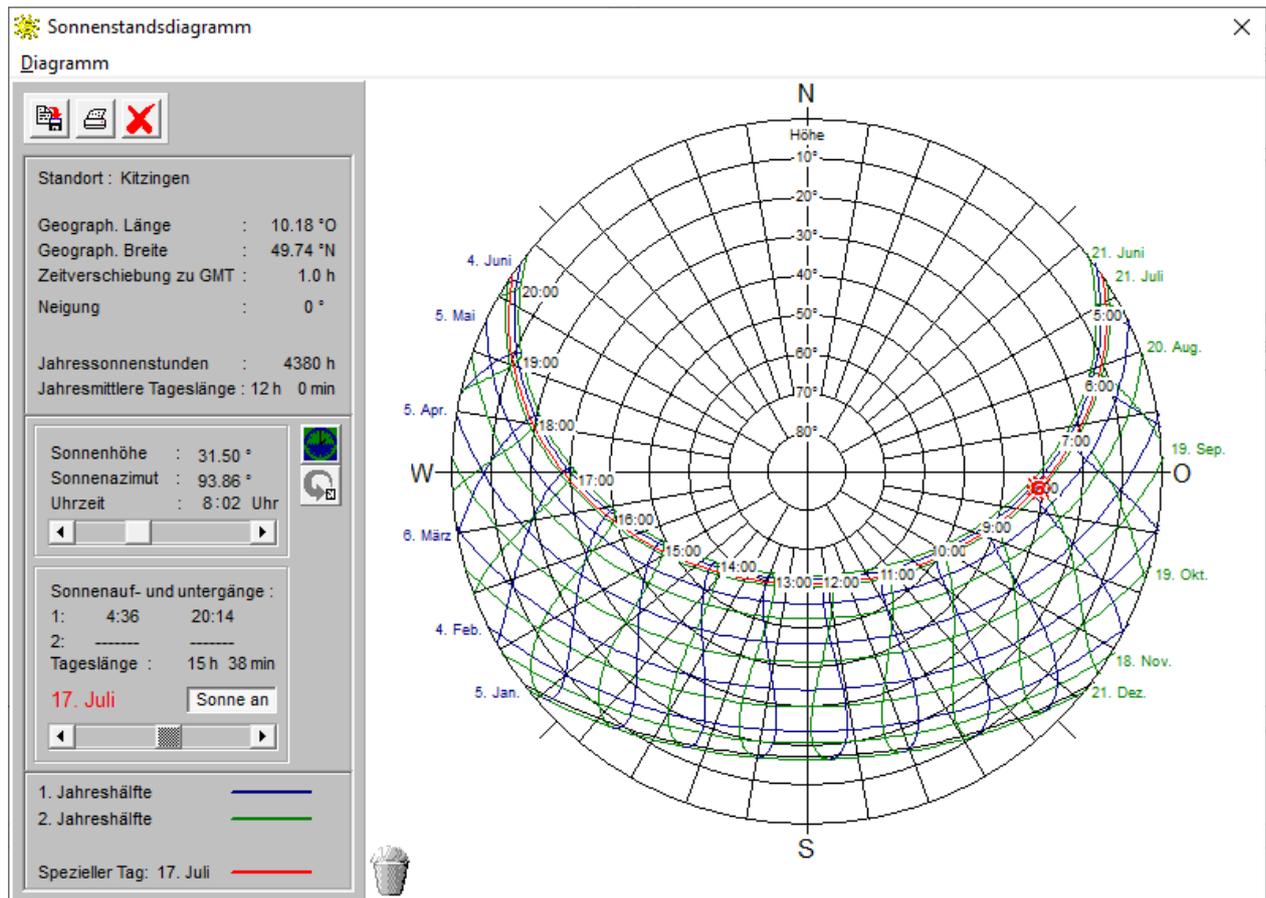


Abbildung 7 - Sonnenstandsdiagramm über das Jahr - Quelle: SunOrb

Das Sonnenstandsdiagramm für den Standort der Anlage (49°74 N, 10°18 O) zeigt die Höhen und die Richtungen an, unter der die Sonne im Tagesverlauf zu sehen ist. Zusätzlich zu den Sonnenständen muss überlegt werden, ob und wo überhaupt eine Blendung auftreten kann.

Laut 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 Anlage in einem Radius von 100m von Nordwesten und Westen von Bebauung und im Süden von einer Straße eingeschlossen ist, 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.



Abbildung 8 - Simulation Richthofencircle - Quelle: ForgeSolar

Die Abbildung zeigt den Simulationsaufbau. Die Blaue Fläche ist die geplante Anlage, die roten Punkte stellen Beobachter dar. Diese wurden in Höhe von 4 bis 19 m gesetzt, da dies die maximale Höhe der Hotelanlage darstellt. Die Ockerfarbenen Linien stellen einen den Baumbewuchs dar. Dieser ist laut Auftraggeber 20-22m hoch, jedoch wurde zur Sicherheit mit einer maximale Baumhöhe von 18m gerechnet.

Die türkisenen Linien sind die Strecken, die ein Fahrzeug auf der Landstraße zurücklegt. Einmal von Westen und einmal von Osten kommend. Hier wurde der zukünftige Straßenverlauf inkl. dem neuen Kreisverkehr schon berücksichtigt.

Auf Grund der Angaben des Planers wurde als oberster Punkt der PV Anlage eine Bauhöhe 3,20 m über Grund angenommen.

Tabelle 2: Auftretende Blendung – Quelle: ForgeSolar

Geplante PV Anlage 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	0	0	0
OP: OP 3	0	0	0
OP: OP 4	0	0	0
OP: OP 5	0	0	0
OP: OP 6	0	0	0
OP: OP 7	0	0	0
OP: OP 8	0	0	0
OP: OP 9	0	0	0
OP: OP 10	0	0	0
OP: OP 11	0	0	0
OP: OP 12	0	0	0
Route: Strasse von Osten nach Westen	665	2003	964,367
Route: Strasse von Westen nach Osten	0	0	0

Wie in der Tabelle zu sehen ist, wird nur für eine der Strecken der Straße eine Blendung simuliert.

3.4 Einordnung der Blendung

In der LAI-Richtlinie ist für eine zulässige Blendung die Dauer von etwa 1800 Minuten im Jahr genannt.

Zusätzlich ist für die LAI-Richtlinie die tägliche Dauer ausschlaggebend. Es sollten 30 Minuten Blendung pro Tag nicht überschritten werden. Sowohl für die 30 Minuten als auch für die 1800 Minuten im Jahr wird hier die Dauer deutlich überschritten.

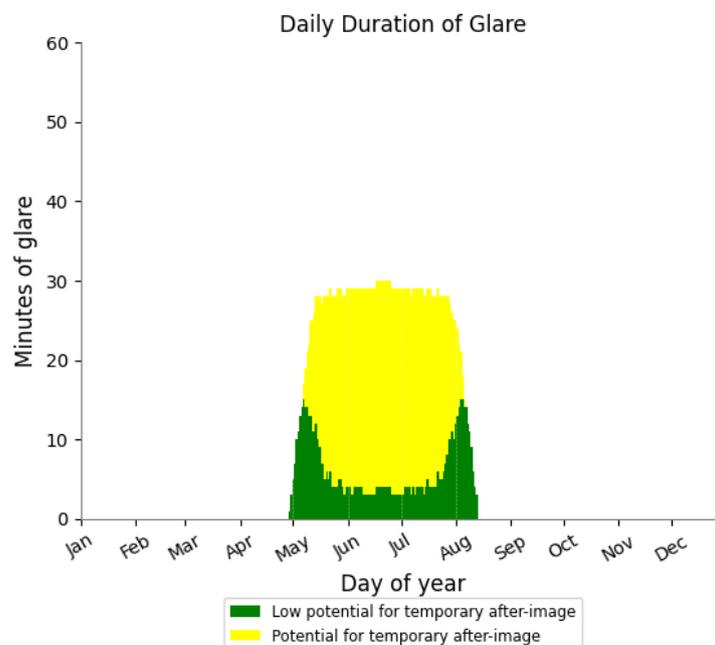


Abbildung 9 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar

Der Zeitpunkt der Blendung liegt hierbei ausschließlich in den Abendstunden zwischen 18 und 19 Uhr.

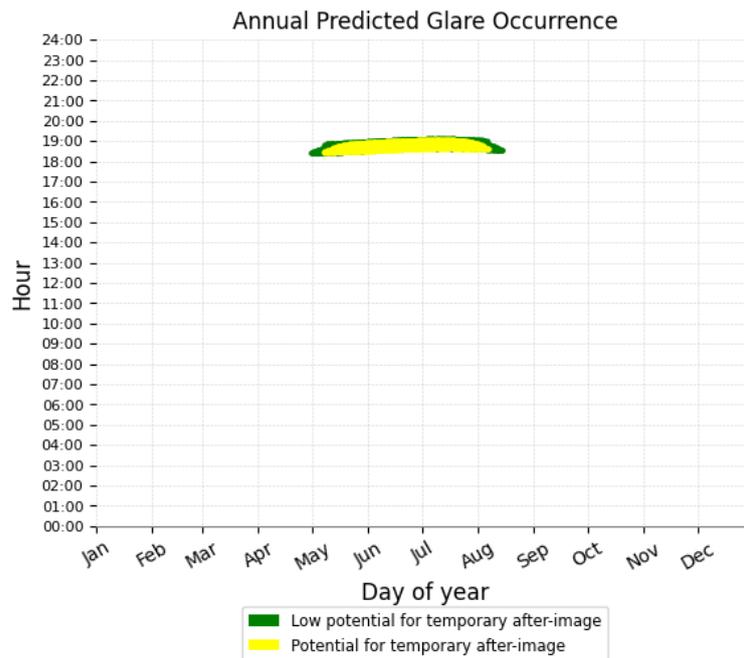


Abbildung 10 - Zeitpunkt der Blendung - Quelle: ForgeSolar

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

Zur Intensität schreibt die LAI:

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

Das Programm gibt hier die Werte in cd/m² aus, welche in Abbildung 11 dargestellt werden. Insgesamt ist es hier so, dass die Werte deutlich über der von der LAI geforderten Grenze liegen.

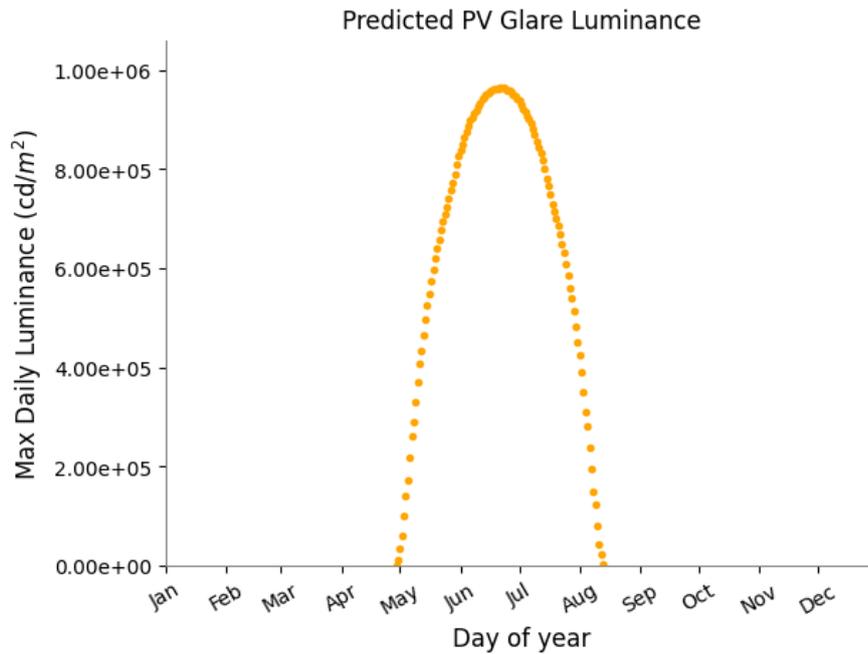


Abbildung 11 - Intensität der Blendung - Quelle: ForgeSolar

Die Intensität der Blendung wird im Programm ForgeSolar noch weiter aufgeschlüsselt. Green Glare bedeutet das eine dauerhafte Beeinträchtigung der Retina unwahrscheinlich ist, und es nur als eine Art helles Aufblitzen wahrgenommen wird. Bei yellow glare kann es passieren, dass beim Schließen der Augen ein Nachbild in Form eines hellen Punktes auf der Retina wahrgenommen wird, was vor allem beim Autofahren zu einer Beeinträchtigung führen kann. Abbildung 12 zeigt die Auswirkung sowie die zu erwartende Größe der Blendung.

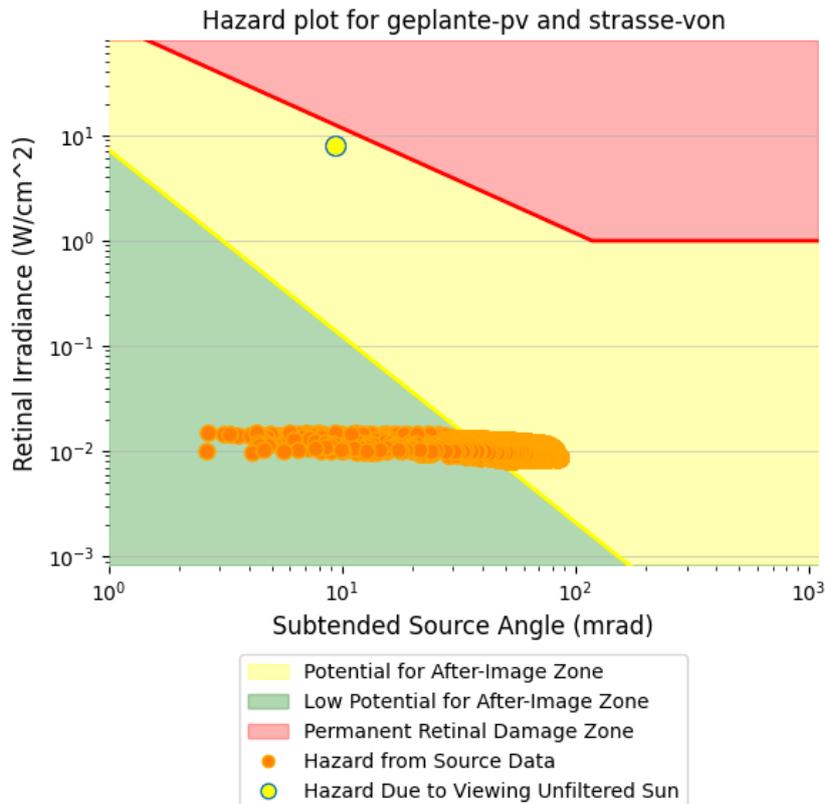


Abbildung 12 – Auswirkung der Blendung – Quelle: ForgeSolar

Der angegebene Einfallswinkel (subtended source angle) wird hier in Milliradian angegeben. Er liegt zwischen 2 und 80 Milliradian, mit einer deutlichen Ballung zwischen 1 und 100 mrad, wobei es eine deutliche Ballung zwischen 10 und 100 mrad gibt, weswegen die einstelligen Datenpunkte weggelassen werden. Wandelt man mrad um, entspricht das etwa 0,57° bis 5,7°, im Mittel also etwa 3,02°.

Im ungünstigsten Fall beträgt der Abstand von Anlage zur Straße etwa 20 Meter, was der Bauverbotszone entspricht. Nimmt man diesen Abstand an, so kann man mit Hilfe der Formel für Sichtfenster $\tan(v) = S/D$ umgestellt nach $D = S * \tan(V)$ die Größe berechnen, die als Blendung wahrgenommen wird. Mit $V = 5,7^\circ$ und S 20m würde ein Beobachter die Blendung als etwa 2m großes Feld im Abstand von 20m wahrnehmen. Wie in Abbildung 12 zu sehen ist, Ballen sich hier die Punkte, so dass davon ausgegangen werden kann, dass ein Beobachter gleichzeitig mehrere dieser Störfelder in seinem Sichtfeld wahrnimmt.

3.5 Bewertung anhand der LAI-Richtlinie

Die LAI-Richtlinie gibt folgendes vor:

„Bei streifendem Einfall der Sonne auf ein Photovoltaikmodul dominiert der direkte Blick in die Sonne die Blendwirkung. Erst ab einem Differenzwinkel von ca. 10° kommt es zu einer zusätzlichen Blendung durch das Modul. In den Immissionszeiten sollten deshalb nur solche Konstellationen berücksichtigt werden, in denen sich die Blickrichtungen zur Sonne und auf das Modul um mindestens 10° unterscheiden. Zudem ist festzustellen, dass dabei die reflektierte Intensität viel niedriger als direkte Sonnenstrahlung ist.“¹

¹ Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI)

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

Insgesamt werden im Programm ForgeSolar pro simulierter Blendminute 1 Datensatz ausgegeben. Für die Route von Westen kommend bedeutet dies 2668 Datensätze, was der Gesamtdauer der Minuten entspricht. Filtert man diese nach den entsprechenden von der LAI vorgegebenen Winkelverhältnissen, so kann man mehr als die Hälfte, nämlich 1404 Datenpunkte abziehen. Damit verbleibt eine Gesamtdauer von 1264 Minuten, welche laut LAI-Richtlinie eine zusätzliche Blendung darstellen. Da diese Gesamtdauer aber unter den in der LAI geforderten 1800 Minuten im Jahr liegt, kann man hier von einer zulässigen zusätzlichen Blendung sprechen.

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

	Sun / module incidence angle (deg)
2023-04-29 18:24:00	84,5
2023-04-30 18:25:00	84,5
2023-04-30 18:26:00	84,7
2023-04-30 18:27:00	84,9
2023-05-01 18:25:00	84,4
2023-05-01 18:26:00	84,6
2023-05-01 18:27:00	84,8
2023-05-01 18:28:00	85
2023-05-01 18:29:00	85,2
2023-05-02 18:25:00	84,2
2023-05-02 18:26:00	84,4
2023-05-02 18:27:00	84,6
2023-05-02 18:28:00	84,8
2023-05-02 18:29:00	85
2023-05-02 18:30:00	85,3
2023-05-02 18:31:00	85,5
2023-05-03 18:24:00	84,1
2023-05-03 18:25:00	84,3
2023-05-03 18:26:00	84,5

3.6. Ergebnisauswertung

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass es durch den Baumbewuchs zu keiner Blendung der Hotelanlagen kommt. Unter den idealisierten Annahmen der LAI-Richtlinie kommt es jedoch zu einer Blendung der Straße, welche aber mit der LAI-Richtlinie vereinbar ist. Auch hier ist aber festzustellen, dass sich die Baumreihe positiv auf das Blendverhalten auswirkt. Ohne diesen Bewuchs würde die Straße deutlich stärker geblendet werden (vgl. Abbildung 13).

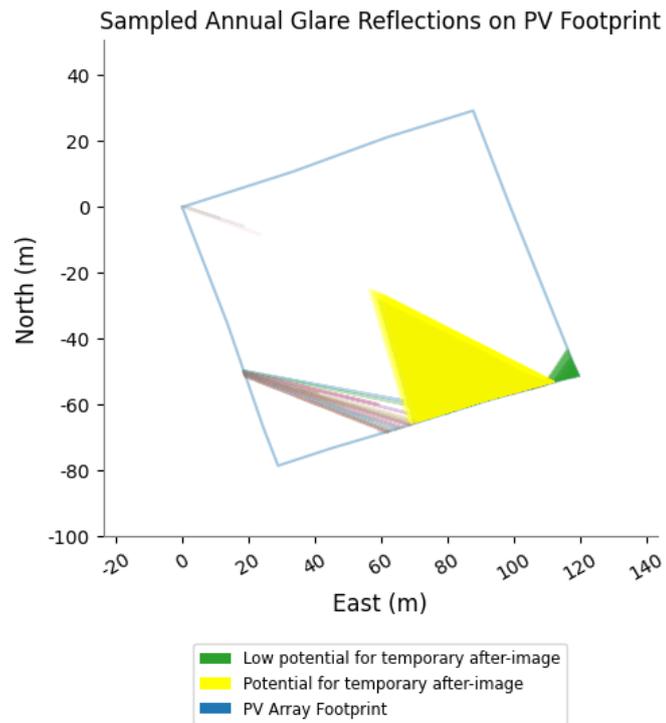


Abbildung 13 - Blendende Teile der Anlage

Auch wenn man den Teil der Straße der geblendet wird betrachtet, so ist die Blendung nur in einem relativ kleinen Bereich, der Rest der Strecke ist unbeeinträchtigt.

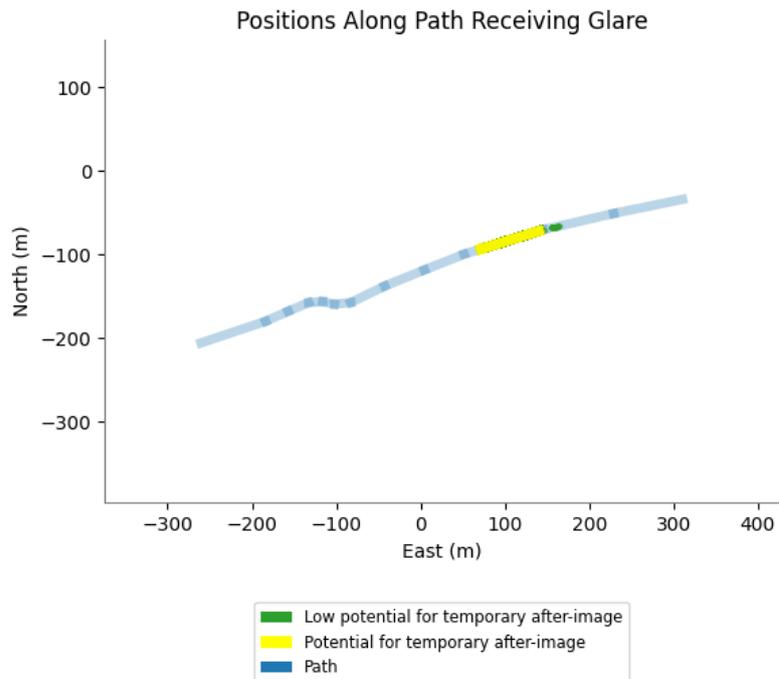


Abbildung 14 - Geblendete Streckenabschnitte - Quelle:ForgeSolar

4. Anlagen

(1) Simulationsergebnis

PV Hotelanlage

PV Richthofen

Created Jul 06, 2023
Updated Jul 17, 2023
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Minimum sun altitude 0.0 deg
Site ID 94792.16607

Project type Basic
Project status: active
Category 100 to 500 kW
(1,000 kW / 32,400 m² limit)



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² peak)
 Ocular transmission coefficient: **0.5**
 Pupil diameter: **0.002 m**
 Eye focal length: **0.017 m**
 Sun subtended angle: **9.3 mrad**

PV Analysis Methodology: **Version 2**
 Enhanced subtended angle calculation: **On**

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Peak Luminance
	deg	deg	min	min	kWh	cd/m ²
Geplante PV Anlage	20.0	180.0	665	2,003	-	964,367

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 6,791 m²

Name: Geplante PV Anlage
Footprint area: 6,791 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Light textured glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 9.16 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.748403	10.190955	202.44	0.80	203.24
2	49.748500	10.191419	202.07	3.20	205.27
3	49.748594	10.191812	201.75	0.80	202.55
4	49.748667	10.192172	202.10	3.20	205.30
5	49.748408	10.192325	201.16	0.80	201.96
6	49.748120	10.192504	200.71	3.20	203.91
7	49.747943	10.192614	200.76	0.80	201.56
8	49.747875	10.192231	200.67	3.20	203.87
9	49.747798	10.191857	200.64	0.80	201.44
10	49.747743	10.191573	200.13	3.20	203.33
10	49.747743	10.191573	200.13	0.00	200.13
10	49.747743	10.191573	200.13	3.20	203.33
10	49.747743	10.191573	200.13	3.20	203.33
10	49.747743	10.191573	200.13	3.20	203.33
11	49.747697	10.191356	199.94	3.20	203.14
12	49.747804	10.191293	200.29	0.80	201.09
13	49.748083	10.191145	201.39	3.20	204.59

Route Receptor(s)

Name: Strasse von Osten nach Westen
Route type: One-way
View angle: 50.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.748097	10.195267	200.40	2.50	202.90
2	49.747945	10.194135	199.76	2.50	202.26
3	49.747771	10.192976	200.43	2.50	202.93
4	49.747508	10.191673	199.10	2.50	201.60
5	49.747338	10.191018	198.24	2.50	200.74
6	49.747165	10.190364	197.25	2.50	199.75
7	49.746988	10.189806	196.64	2.50	199.14
8	49.746971	10.189538	197.20	2.50	199.70
9	49.746998	10.189345	197.33	2.50	199.83
10	49.746988	10.189114	196.82	2.50	199.32
11	49.746894	10.188776	196.72	2.50	199.22
12	49.746787	10.188406	196.23	2.50	198.73
13	49.746555	10.187344	195.68	2.50	198.18

Name: Strasse von Westen nach Osten
Route type: One-way
View angle: 50.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.746526	10.187375	195.66	2.50	198.16
2	49.746659	10.187992	195.85	2.50	198.35
3	49.746777	10.188523	196.33	2.50	198.83
4	49.746779	10.188823	196.16	2.50	198.66
5	49.746737	10.189019	195.89	2.50	198.39
6	49.746687	10.189191	195.79	2.50	198.29
7	49.746691	10.189397	196.47	2.50	198.97
8	49.746774	10.189558	196.68	2.50	199.18
9	49.746855	10.189606	197.05	2.50	199.55
10	49.746964	10.189826	196.49	2.50	198.99
11	49.747137	10.190370	196.99	2.50	199.49
12	49.747320	10.191040	198.04	2.50	200.54
13	49.747483	10.191678	198.96	2.50	201.46
14	49.747551	10.191965	199.40	2.50	201.90
15	49.747751	10.192988	200.30	2.50	202.80
16	49.747918	10.194147	199.51	2.50	202.01
17	49.748067	10.195294	200.24	2.50	202.74

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	49.748436	10.190079	201.78	4.00	205.78
OP 2	49.748436	10.190079	201.78	10.00	211.78
OP 3	49.748436	10.190079	201.78	19.00	220.78
OP 4	49.748356	10.190130	201.75	4.00	205.75
OP 5	49.748356	10.190130	201.75	10.00	211.75
OP 6	49.748356	10.190130	201.75	19.00	220.75
OP 7	49.748271	10.190171	201.84	4.00	205.84
OP 8	49.748271	10.190171	201.84	10.00	211.84
OP 9	49.748271	10.190171	201.84	19.00	220.84
OP 10	49.748688	10.190441	202.32	10.00	212.32
OP 11	49.748825	10.190124	201.15	10.00	211.15
OP 12	49.749041	10.189891	200.82	10.00	210.82

Obstruction Components

Name: Baumreihe
Upper edge height: 18.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	49.747593	10.191299	199.78
2	49.747969	10.191109	201.65
3	49.748430	10.190848	203.73
4	49.748557	10.191411	203.17
5	49.748725	10.192178	203.17

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	
Geplante PV Anlage	20.0	180.0	665	2,003	-	964,367	

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
geplante-pv (green)	0	0	0	4	255	106	158	142	0	0	0	0
geplante-pv (yellow)	0	0	0	0	468	773	720	42	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

Geplante PV Anlage 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	0	0	0
OP: OP 3	0	0	0
OP: OP 4	0	0	0
OP: OP 5	0	0	0
OP: OP 6	0	0	0
OP: OP 7	0	0	0
OP: OP 8	0	0	0
OP: OP 9	0	0	0
OP: OP 10	0	0	0
OP: OP 11	0	0	0
OP: OP 12	0	0	0
Route: Strasse von Osten nach Westen	665	2003	964,367
Route: Strasse von Westen nach Osten	0	0	0

Geplante PV Anlage: OP 1

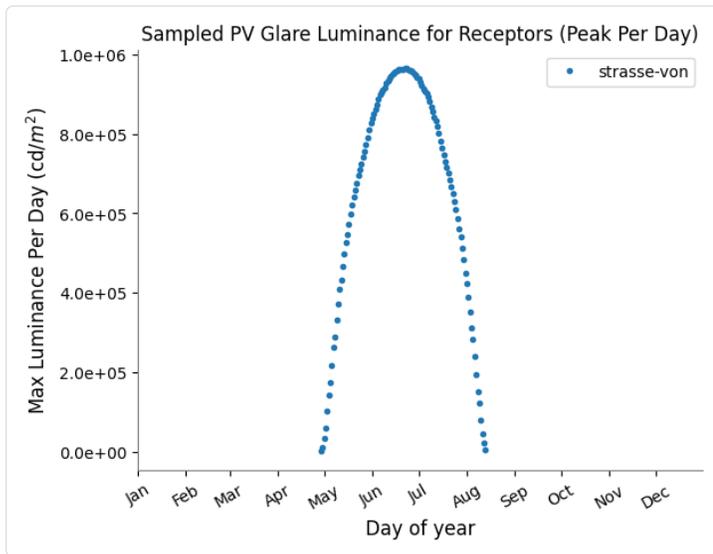
No glare found

Geplante PV Anlage: OP 2

No glare found

Geplante PV Anlage: OP 3

No glare found



Geplante PV Anlage: OP 4

No glare found

Geplante PV Anlage: OP 5

No glare found

Geplante PV Anlage: OP 6

No glare found

Geplante PV Anlage: OP 7

No glare found

Geplante PV Anlage: OP 8

No glare found

Geplante PV Anlage: OP 9

No glare found

Geplante PV Anlage: OP 10

No glare found

Geplante PV Anlage: OP 11

No glare found

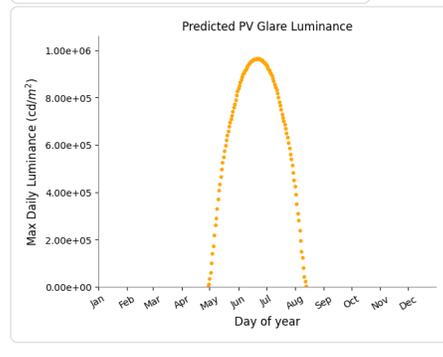
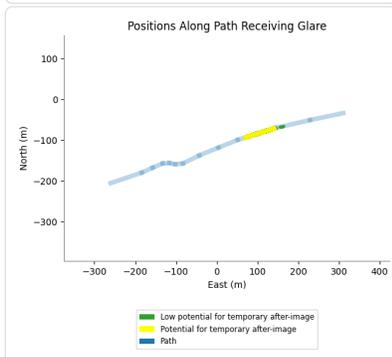
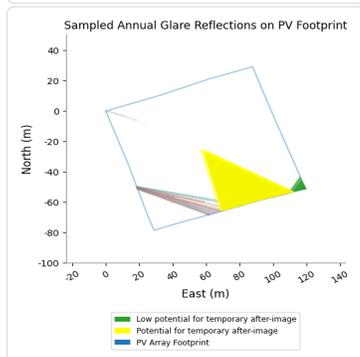
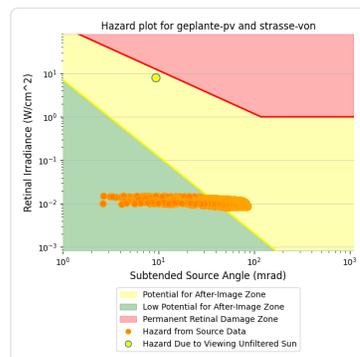
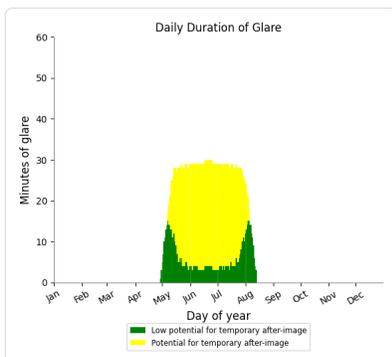
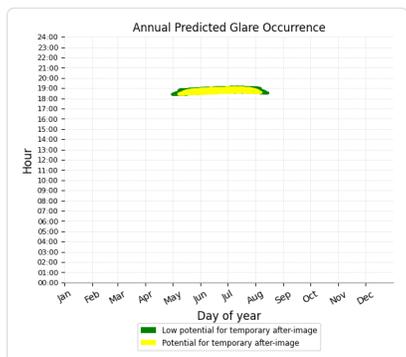
Geplante PV Anlage: OP 12

No glare found

Geplante PV Anlage: Strasse von Osten nach Westen

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

- 665 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,003 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Geplante PV Anlage: Strasse von Westen nach Osten

No glare found

Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.