

Blendgutachten

Photovoltaikanlage Örlinger Tal



Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: Geoportal Bawü

Flächen Flurnummer 1170/14, 1170/15, 1170/16, Gemarkung Am Weinweg

Immissionsorte Bahnstrecke, vorbeiführende Landstraße

Vorhabenträger **SWU Energie GmbH**
Karlstraße 1-3
89073 Ulm

Gutachter **Solwerk GmbH**
Rotdornweg 4
96163 Gundelsheim

Solwerk

Ihr unabhängiger Dienstleister für Erneuerbare
Energien seit 2009


Philipp Seifler
M. Sc. Geoökologie


Sascha Sebald
Geschäftsführer

09.06.2023

Aktualisiert 02.02.2024

Inhaltsverzeichnis

1. Fragestellung	3
1.1. Anlass	3
1.2. Fazit	3
2. Grundlagen	5
2.1. Situation vor Ort	5
2.2. Reflexionsgesetz	5
2.3. Bewertungsbasis	6
2.4. Haftungshinweise	7
2.5. Herangehensweise	7
3. Untersuchung	9
3.1. Gefährdungsbereich	9
3.2. Einsehbarkeit und Sichtbeziehung	9
3.3. Grad der Beeinträchtigung	10
3.4. Einordnung der Blendung	12
3.5. Bewertung anhand der LAI-Richtlinie	14
3.6. Ergebnisauswertung ohne Zaun	16
3.7. Simulation mit Blendschutzzaun	17
3.8. Ergebnisauswertung mit Zaun	18
4. Anlagen	19

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: Geoportal Bawü	1
Abbildung 2 – Aufständigung der Module - Quelle: Auftraggeber	5
Abbildung 3 - Reflexion eines Lichtstrahls an einer spiegelnden Oberfläche - Quelle: Wikipedia	5
Abbildung 4 - Backward Ray Tracing - Quelle: Wikipedia	8
Abbildung 5 - Lage der Immissionsorte im Verhältnis zur geplanten Anlage - Quelle: GoogleEarth	9
Abbildung 6 - Sonnenstanddiagramm über das Jahr - Quelle: SunOrb	10
Abbildung 7 - Simulation Örlinger Tal - Quelle: ForgeSolar	11
Abbildung 8 - Dauer der Blendung an der Straße (Nordost nach West) in Minuten - Quelle: ForgeSolar	12
Abbildung 9 - Zeitpunkt der Blendung - Quelle: ForgeSolar	13
Abbildung 10 - Helligkeit in cd/m^2	13
Abbildung 11 - Intensität der Blendung – Quelle: ForgeSolar	14
Abbildung 12 - Blendender Teil der Anlage - Quelle: ForgeSolar	16
Abbildung 13 - Simulationsaufbau mit Zaun (ockerfarbene Linien) - Quelle: ForgeSolar	17
Abbildung 14 - Vergleich der Intensität - Quelle: ForgeSolar	18
Abbildung 15 - Teil der Anlage, der blendet - Quelle: ForgeSolar	19

1. Fragestellung

1.1. Anlass

Bei Ulm, nahe dem Örlinger Tal an der Landstraße Berliner Ring soll eine Freiflächen-Photovoltaikanlage entstehen. Im Zuge des Genehmigungsverfahrens kam die Frage auf, ob die umliegende Verkehrsführung 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

Ohne blendungsreduzierende Maßnahmen, wurden bei fast allen Beobachtungspunkten, die Vorgaben der LAI-Lichtschutzrichtlinie nicht eingehalten. Ein Blendschutzzaun entlang des südlichen Halbkreises und der westlichen Linie von 2 m Höhe würde die Blendung deutlich reduzieren. Mit Blendschutz ist nicht gemeint, dass dort eine blickdichte Wand errichtet werden muss. Ein Meshgewebe am Zaun (wie zum Beispiel auch auf einem Tennisplatz) reicht hier aus. Auch Bewuchs ist hier geeignet, um diese Wirkung zu erreichen. Dies kann zum Beispiel in Form einer Hecke oder Kletterpflanze am normalen Zaun selbst verwendet werden, wichtig ist hierbei, dass auch der Bewuchs eine Mindesthöhe von 2m erreicht. Eine Heckenbepflanzung hat zudem den Vorteil, dass sie die Auswirkung der Anlage im Landschaftsbild zusätzlich abschwächt. Da die Blendung vor allem von März bis Oktober auftritt ist der Bewuchs auch als vollständige Sichtschutzmaßnahme zu werten, da in den blattlosen Wintermonaten ohnehin keine signifikante Blendung simuliert wurde. Bis eine Lösung durch Bewuchs die gewünschte Höhe erreicht, kann in der Zwischenzeit zuvor genannte Meshlösung als Provisorium fungieren. Damit würden die Auswirkungen auf den Straßen- und Bahnverkehr merklich herabgesetzt werden. Hier würden die Vorgaben der LAI-Richtlinie dann von jeder Strecke eingehalten werden.

Die in deutlicher Entfernung stehenden Häuser werden von der Anlage nicht beeinträchtigt.

Tabelle 1: Übersicht der Immissionsorte

Immissionsort (Ostteil)	Simuliertes Blendpotential	Vereinbarkeit mit der LAI-Richtlinie	Gefährdungspotential
Bahnstrecke von Norden nach Süden kommend Ohne 2 m hohem Blendschutzzaun	mäßig	nein	gering
Bahnstrecke von Norden nach Süden kommend Mit 2 m hohem Blendschutzzaun	keines	ja	gering
Bahnstrecke von Süden nach Norden kommend Ohne 2 m hohem Blendschutzzaun	keines	ja	gering

Bahnstrecke von Süden nach Norden kommend Mit 2 m hohem Blendschutzzaun	keines	ja	gering
Landstraße von Nordosten nach Westen kommend Ohne 2 m hohem Blendschutzzaun	hoch	nein	vorhanden
Landstraße von Nordosten nach Westen kommend Mit 2 m hohem Blendschutzzaun	keines	ja	gering
Landstraße von Westen nach Nordosten kommend Ohne 2 m hohem Blendschutzzaun	mäßig	nein	mäßig
Landstraße von Westen nach Nordosten kommend Mit 2 m hohem Blendschutzzaun	gering	ja	gering

2. Grundlagen

2.1. Situation vor Ort

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

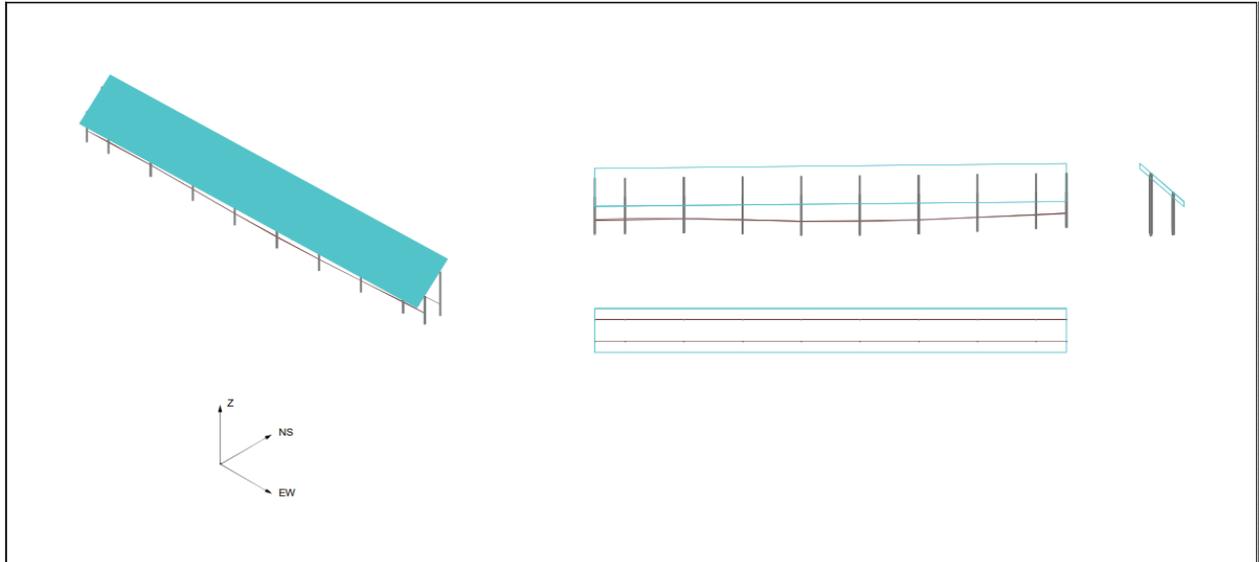


Abbildung 2 – Aufständigung der Module - Quelle: Auftraggeber

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 2,12 m, die Modulunterkante soll 0,8m über dem Boden verlaufen. Zusätzlich beträgt die Tischneigung 17°.

2.2. Reflexionsgesetz

Jede glatte und nicht durchsichtige Oberfläche kann grundsätzlich reflektieren – somit theoretisch auch Teile eines Solarmoduls. Nach dem Reflexionsgesetz ist dabei der Winkel des einfallenden Lichtstrahls bezogen auf die Flächennormale (Senkrechte, Lot zur Fläche) gleich dem Winkel des reflektierten Strahls zur Normalen – oder anders ausgedrückt: Ausfallswinkel = Einfallswinkel.

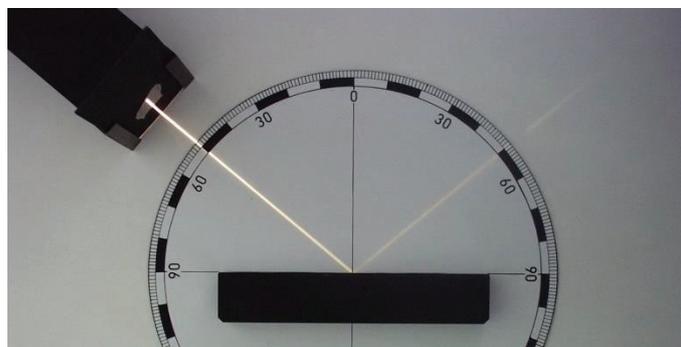


Abbildung 3 - Reflexion eines Lichtstrahls an einer spiegelnden Oberfläche - Quelle: Wikipedia

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

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

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

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

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

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

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 dieses Gutachtens 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 17° 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.

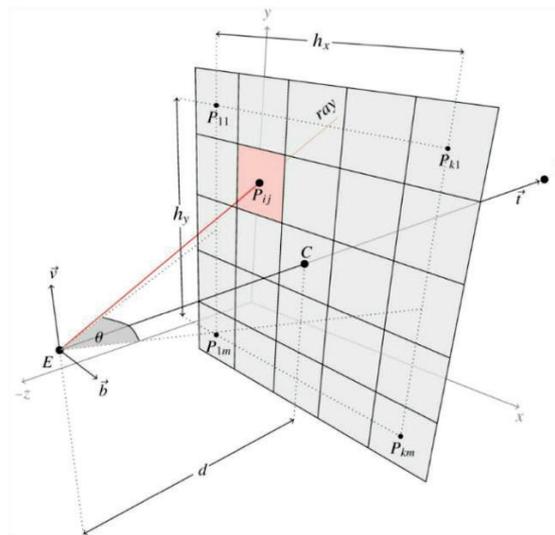


Abbildung 4 - Backward Ray Tracing - Quelle: Wikipedia

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 vor allem die Landstraße und die Bahnstrecke.



Abbildung 5 - 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 537 und 530 m über NN, die angrenzende Straße bei etwa 540 bis 525m über NN. Die Bahnstrecke liegt zwischen 530 und 525m über NN. Auffällig ist hier, dass die im Westen liegenden Punkte deutlich höher sind, man also ein abschüssiges Gelände vorliegen hat. Dadurch ergibt sich die Konstellation, dass Teile der Anlage höhenmäßig unter Beobachtungspunkten liegen, was eine Blendung begünstigt und teilweise darüber, was eine Blendung erschwert. Trotz dieser teilweise großen Höhenunterschiede muss festgestellt werden, dass, auch aufgrund der Nähe vor allem der Straße zur Anlage, eine Sichtbeziehung besteht. Die Vegetation am Rand der Bahnstrecke ist nach aktuellem Stand nicht dicht genug, um als Hindernis zu gelten.

Somit muss hier davon ausgegangen werden, dass es zu einer Blendung kommen kann.

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 $48^{\circ}25'$ und ein Längengrad von $9^{\circ}49'$ für die Anlage angenommen.

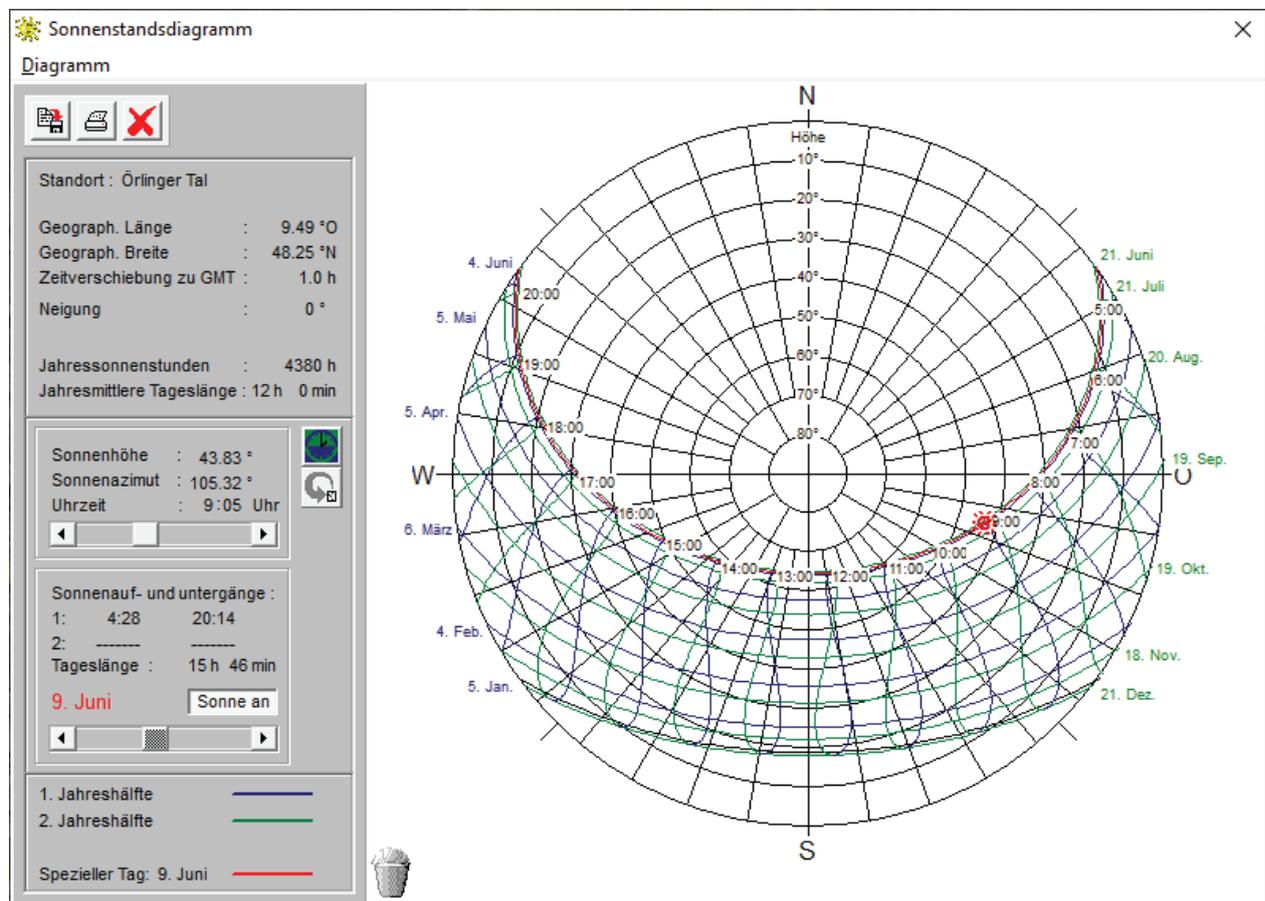


Abbildung 6 - Sonnenstanddiagramm über das Jahr - Quelle: SunOrb

Das Sonnenstanddiagramm für den Standort der Anlage ($48^{\circ}25' \text{N}$, $9^{\circ}49' \text{O}$) zeigt die Höhen und die Richtungen an, unter der die Sonne im Tagesverlauf zu sehen ist. Zusätzlich zu den Sonnenständen muss überlegt werden, ob und wo überhaupt eine Blendung auftreten kann.

Laut 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 fast allen von Straße oder Schienen umgeben 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 7 - Simulation Örlinger Tal - Quelle: ForgeSolar

Die Abbildung zeigt den Simulationsaufbau. Die türkisenen Linien sind die Fahrtstrecken, die die Bahn oder ein Auto zurücklegt. Die Höhen wurden hier zwischen 1.5m und 3.5m variiert, um unterschiedliche Höhen wie einen Lkw und eine Lok mit einzubeziehen.

Auf Grund der Angaben des Planers wurde als oberster Punkt eine Bauhöhe 2,12 m über Grund angenommen.

Tabelle 2: Auftretende Blendung – Quelle: ForgeSolar

Pv Anlage Oerlinger Tal potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: Eisenbahnlinie Nord Sued	1008	2817	1,221,950
Route: Eisenbahnlinie Sued Nord	0	0	0
Route: Landstrasse Nordost West	3255	12538	1,251,111
Route: Landstrasse West Nordost	1985	6818	1,627,112

Für 3 von 4 Strecken wird hier 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. Die beiden Strecken die von Norden kommen, die Bahnlinie Nord-Süd und die Landstraße von Nordost nach Westen verhalten sich hier sehr ähnlich und werden daher zusammengefasst. Für die Strecke der Straße von Westen nach Nordosten kommend gelten bis auf den Zeitpunkt der Blendung ebenfalls die gleichen Bedingungen.

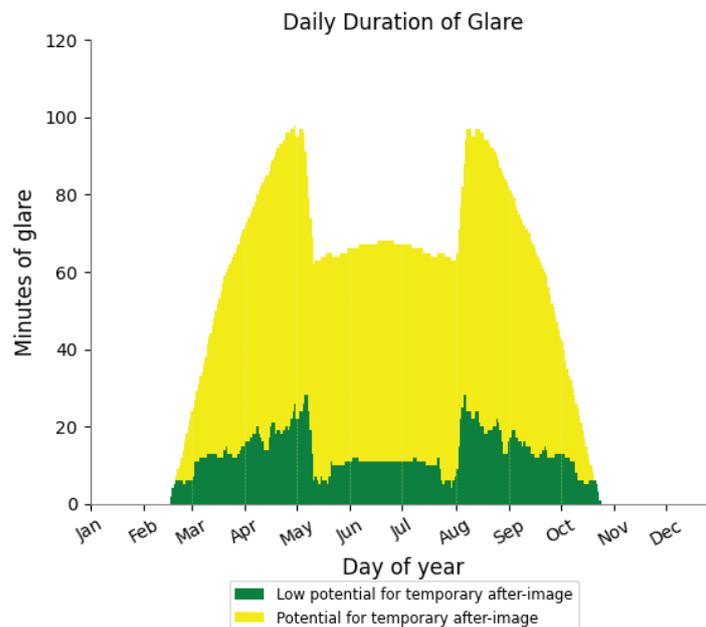


Abbildung 8 - Dauer der Blendung an der Straße (Nordost nach West) in Minuten - Quelle: ForgeSolar

Wie man sehen kann, wird sowohl die absolute Dauer von 1800 Minuten im Jahr, als auch die tägliche Dauer von 30 Minuten deutlich überschritten.

Der Zeitpunkt der Blendung liegt hierbei ausschließlich in den Abendstunden.

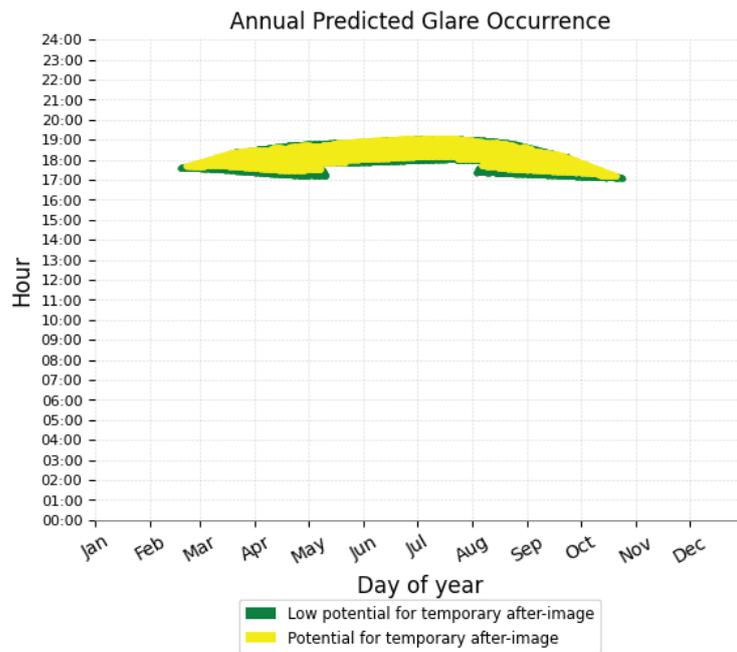


Abbildung 9 - Zeitpunkt der Blendung - Quelle: ForgeSolar

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 105 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 ausschnittsweise in Tabelle 3 abgebildet werden. Insgesamt ist es hier so, dass die Werte über der von der LAI geforderten Grenze liegen.

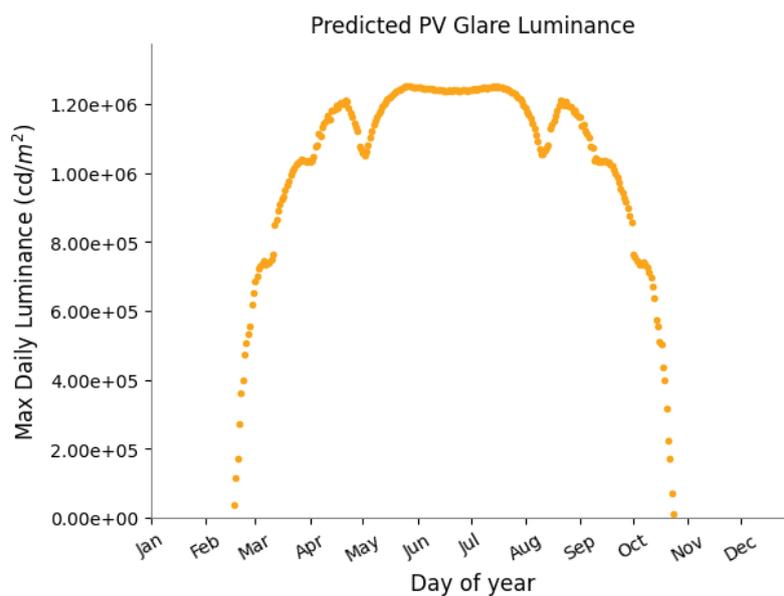


Abbildung 10 - Helligkeit in cd/m²

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 11 zeigt die Intensität sowie die zu erwartende Größe der Blendung.

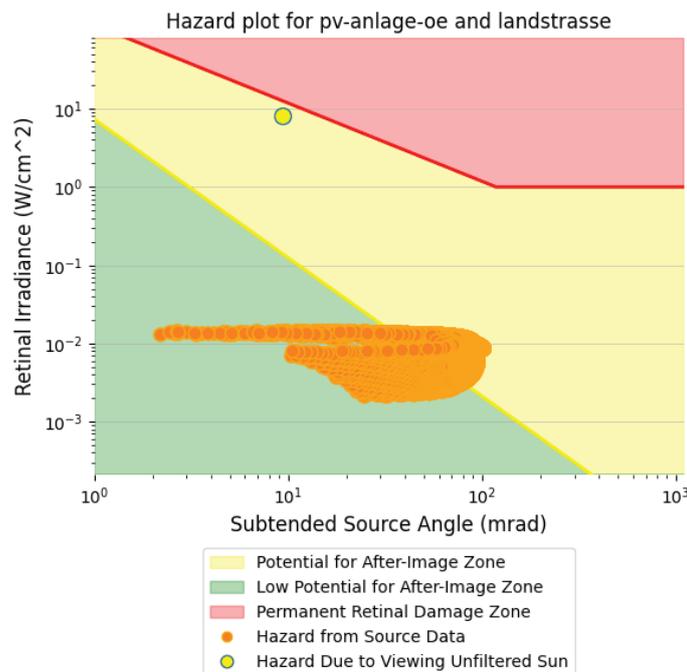


Abbildung 11 - Intensität der Blendung – Quelle: ForgeSolar

Der angegebene Einfallswinkel (subtended source angle) wird hier in Milliradian angegeben. Er liegt zwischen 20 und 110 Milliradian, mit einer deutlichen Ballung zwischen 7 und 100 mrad was 0,57° bis 5,72° entspricht, im Mittel also etwa 3,01°.

Im ungünstigsten Fall beträgt der Abstand von Anlage zur Straße etwa 20 Meter. 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 $V = 5,72^\circ$ und S 20m würde ein Beobachter die Blendung als etwa 2,2m 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

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

Insgesamt wurden pro Beobachter etwa 15000 Datensätze vom Programm bereitgestellt. Filtert man diese nach den entsprechenden Winkeln, so befinden sich noch knapp 80% der Daten in Winkelverhältnissen, die nicht den Anforderungen der LAI-Richtlinie entsprechen. Das bedeutet, von der errechneten Blendung können etwa 20% abgezogen werden, da diese in Winkelverhältnissen stehen, in denen die Sonne ohnehin stärker blendet. Trotz dieser Reduktion liegt die Anlage damit immer noch deutlich über den Wert der LAI.

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

2023-05-26 18:52:00	84,2
2023-05-26 18:53:00	84,4
2023-05-26 18:54:00	84,6
2023-05-26 18:55:00	84,8
2023-05-26 18:56:00	85
2023-05-26 18:57:00	85,2
2023-05-27 18:22:00	78,2
2023-05-27 18:23:00	78,4
2023-05-27 18:24:00	78,6
2023-05-27 18:25:00	78,8
2023-05-27 18:26:00	79
2023-05-27 18:27:00	79,2
2023-05-27 18:28:00	79,4
2023-05-27 18:29:00	79,6
2023-05-27 18:30:00	79,8
2023-05-27 18:31:00	80
2023-05-27 18:32:00	80,2
2023-05-27 18:33:00	80,4
2023-05-27 18:34:00	80,6
2023-05-27 18:35:00	80,8
2023-05-27 18:36:00	81
2023-05-27 18:37:00	81,2
2023-05-27 18:38:00	81,4
2023-05-27 18:39:00	81,6
2023-05-27 18:40:00	81,8

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

2023-05-27 18:41:00	82
2023-05-27 18:42:00	82,2
2023-05-27 18:43:00	82,4
2023-05-27 18:44:00	82,6
2023-05-27 18:45:00	82,8
2023-05-27 18:46:00	83
2023-05-27 18:47:00	83,2
2023-05-27 18:48:00	83,4
2023-05-27 18:49:00	83,6
2023-05-27 18:50:00	83,8

3.6. Ergebnisauswertung ohne Zaun

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass es unter den idealisierten Annahmen der LAI-Richtlinie zu einer Blendung von fast allen abgeprüften Strecken kommt. Auch ist nicht nur ein kleiner Teil der Anlage für die Blendung verantwortlich, sondern die Blendung wird von etwa 50% der Anlage erzeugt. (Vgl. Abbildung 12). Hier müssen Maßnahmen ergriffen werden, um die Blendung zu reduzieren. Da die Anlage von fast allen Seiten von Verkehrslinien umfasst ist, wird ein Drehen der Module nichts bringen. Ein Blendschutzzaun muss daher empfohlen werden.

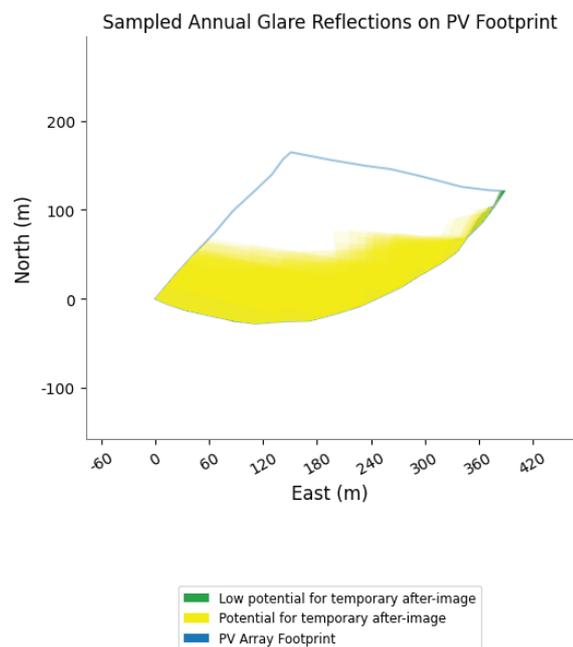


Abbildung 12 - Blendender Teil der Anlage - Quelle: ForgeSolar

3.7 Simulation mit Blendschutzzaun

Da die LAI-Richtlinie nicht eingehalten wird, wurde im Folgenden für den westlichen und südöstlichen Teil der Anlage ein Zaun mit einem Blendschutz in Höhe von 2m angenommen und mit diesem Parameter simuliert. Die Ergebnisse der Simulation sind in Tabelle 4 zu sehen.



Abbildung 13 - Simulationsaufbau mit Zaun (ockerfarbene Linien) - Quelle: ForgeSolar

Tabelle 4 - Auftretende Blendung – Quelle: ForgeSolar

Pv Anlage Oerlinger Tal potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: Eisenbahnlinie Nord Sued	51	0	227,395
Route: Eisenbahnlinie Sued Nord	0	0	0
Route: Landstrasse Nordost West	398	107	423,637
Route: Landstrasse West Nordost	1118	0	79,163

Hier sieht man, dass durch einen Blendschutzzaun die Blendung deutlich reduziert wird und vor allem die Intensität der wahrgenommenen Blendung abnimmt. Für jede einzelne simulierte Strecke befindet man sich innerhalb der Vorgaben der LAI-Richtlinie.

Durch einen Blendschutzzaun wird sowohl die Länge der betroffenen Strecke als auch die Intensität der Blendung deutlich reduziert und ist im Sinne der LAI-Richtlinie als zulässig einzustufen. Abbildung 14 zeigt hier nochmal die Gegenüberstellung der Intensität der Blendung für die Strecke Landstraße West nach Nordost, welche mit Zaun die höchste Blendungsdauer aufweist.

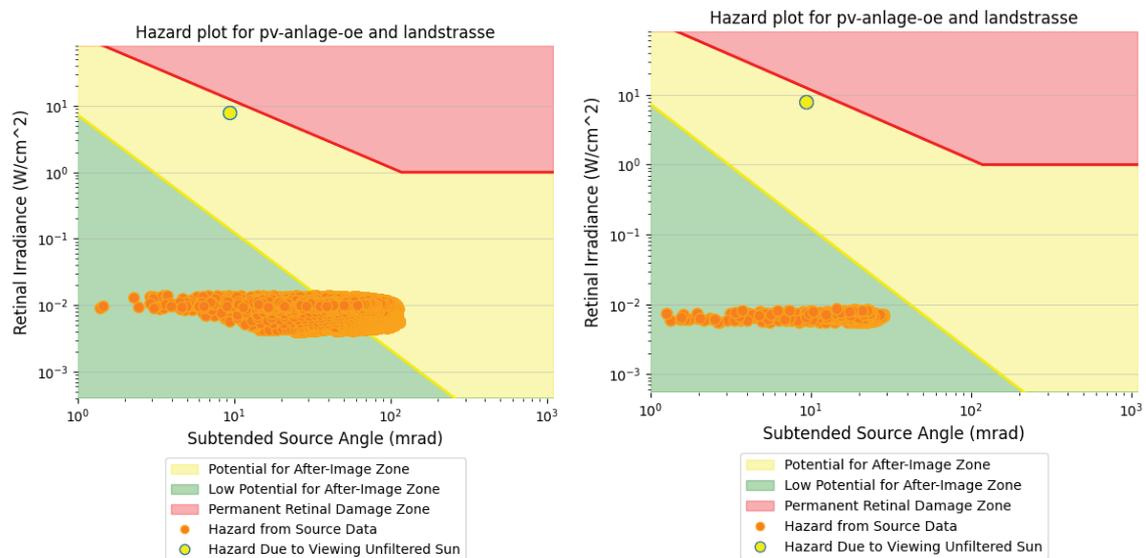


Abbildung 14 - Vergleich der Intensität - Quelle: ForgeSolar

Der linke Teil zeigt die Blendung ohne einen Schutzzaun, der rechte mit. Wie deutlich zu erkennen ist, hat sowohl die Intensität als auch die Anzahl der Blendungspunkte abgenommen. Man befindet sich nun ausschließlich im „green“ glare, welcher maximal als leichtes Aufblitzen wahrgenommen wird.

3.8. Ergebnisauswertung mit Zaun

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass es unter den idealisierten Annahmen der LAI-Richtlinie zu einer Blendung der Strecken kommt, welche aber im Sinne der LAI-Richtlinie keine zusätzliche unzulässige Blendung sind, da die Dauer deutlich unterschritten wird. Außerdem ist der Teil der Anlage, welcher blendet im Gegensatz zu einer Bauweise ohne Zaun, extrem gering. Wie in Abbildung 15 zu sehen ist, blendet auch nur ein kleiner, sehr spezifischer Teil der Anlage, was im Auge eines Betrachters noch einmal zur Reduzierung eines eventuellen Störgefühls beiträgt.

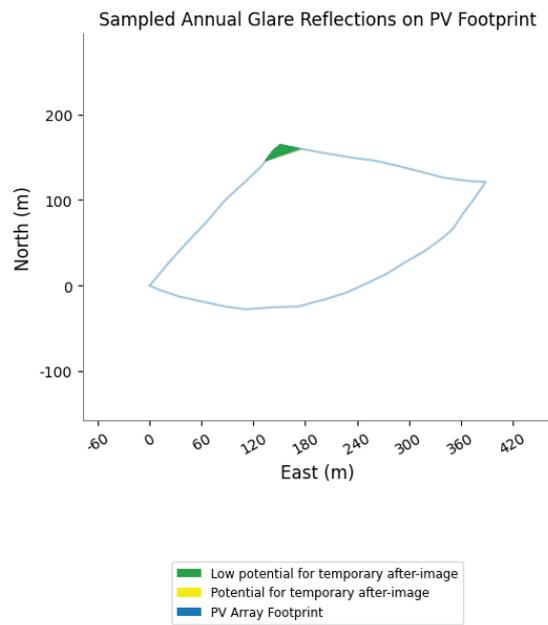


Abbildung 15 - Teil der Anlage, der blendet - Quelle: ForgeSolar

4. Anlagen

(1) Simulationsergebnis

Oerlinger Tal

PV Oerlinger Tal Blendschutz 200

Client: SWU Energie

Created Jun 02, 2023

Updated Jun 05, 2023

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC+1

Minimum sun altitude 0.0 deg

Site ID 92035.14590

Project type Advanced

Project status: active

Category 500 kW to 1 MW



Misc. Analysis Settings

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

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

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Peak Luminance
	deg	deg	min	min	kWh	cd/m²
Pv Anlage Oerlinger Tal	17.0	180.0	1,567	107	-	423,637

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 43,645 m²

Name: Pv Anlage Oerlinger Tal
Footprint area: 43,645 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 17.0 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	48.427064	9.994335	543.61	0.80	544.41
2	48.427306	9.994635	544.69	2.20	546.89
3	48.427505	9.994904	545.74	0.80	546.54
4	48.427733	9.995225	545.69	2.20	547.89
5	48.427954	9.995504	544.82	0.80	545.62
6	48.428146	9.995816	543.19	2.20	545.39
7	48.428317	9.996084	541.29	0.80	542.09
8	48.428473	9.996255	539.59	2.20	541.79
9	48.428545	9.996373	538.56	0.80	539.36
10	48.428466	9.996974	535.64	2.20	537.84
11	48.428409	9.997479	533.24	0.80	534.04
12	48.428374	9.997875	532.00	2.20	534.20
13	48.428317	9.998240	530.68	0.80	531.48
14	48.428253	9.998616	529.79	2.20	531.99
15	48.428196	9.998938	529.56	0.80	530.36
16	48.428160	9.999367	527.22	2.20	529.42
17	48.428153	9.999592	526.57	0.80	527.37
18	48.427975	9.999410	526.74	2.20	528.94
19	48.427833	9.999249	527.48	0.80	528.28
20	48.427655	9.999072	527.68	2.20	529.88
21	48.427541	9.998873	528.29	0.80	529.09
22	48.427427	9.998637	528.87	2.20	531.07
23	48.427299	9.998305	529.93	0.80	530.73
24	48.427185	9.998036	530.46	2.20	532.66
25	48.427099	9.997768	531.65	0.80	532.45
26	48.426993	9.997425	533.08	2.20	535.28
27	48.426921	9.997092	533.81	0.80	534.61
28	48.426843	9.996652	535.09	2.20	537.29
29	48.426836	9.996255	536.38	0.80	537.18
30	48.426815	9.995837	537.38	2.20	539.58
31	48.426843	9.995515	538.50	0.80	539.30
32	48.426893	9.995172	539.63	2.20	541.83
33	48.426950	9.994786	541.05	0.80	541.85
34	48.427014	9.994507	542.58	2.20	544.78

Route Receptor(s)

Name: Eisenbahnlinie Nord Sued
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	48.430189	10.002650	532.32	3.50	535.82
2	48.429313	10.001802	529.52	0.00	529.52
3	48.428374	10.000826	526.70	3.50	530.20
4	48.427982	10.000407	526.14	3.50	529.64
5	48.427598	9.999925	526.07	3.50	529.57
6	48.427228	9.999410	525.77	3.50	529.27
7	48.426921	9.998927	526.35	3.50	529.85
8	48.426544	9.998230	525.18	3.50	528.68
9	48.426209	9.997511	525.26	3.50	528.76
10	48.425818	9.996556	524.42	3.50	527.92
11	48.425547	9.995816	523.09	3.50	526.59
12	48.425248	9.995065	522.52	3.50	526.02
13	48.424814	9.994292	521.48	3.50	524.98
14	48.424209	9.993487	519.65	3.50	523.15

Name: Eisenbahnlinie Sued Nord
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	48.424187	9.993513	519.09	3.50	522.59
2	48.424785	9.994339	521.20	3.50	524.70
3	48.425227	9.995079	522.24	3.50	525.74
4	48.425519	9.995873	522.77	3.50	526.27
5	48.425818	9.996592	524.37	3.50	527.87
6	48.426188	9.997525	524.68	3.50	528.18
7	48.426529	9.998244	525.03	3.50	528.53
8	48.426914	9.998952	526.26	3.50	529.76
9	48.427231	9.999431	525.73	3.50	529.23
10	48.427609	9.999956	525.91	3.50	529.41
11	48.427975	10.000404	526.15	3.50	529.65
12	48.428352	10.000833	526.60	3.50	530.10
13	48.429298	10.001817	529.16	0.00	529.16
14	48.430159	10.002704	531.34	3.50	534.84

Name: Landstrasse Nordost West

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	48.428730	10.000558	526.54	2.50	529.04
2	48.428523	10.000289	525.89	1.50	527.39
3	48.428317	10.000129	525.21	2.50	527.71
4	48.428032	9.999807	526.08	1.50	527.58
5	48.427861	9.999614	526.37	2.50	528.87
6	48.427655	9.999302	526.99	1.50	528.49
7	48.427484	9.999023	527.47	2.50	529.97
8	48.427285	9.998659	528.09	1.50	529.59
9	48.427114	9.998294	528.86	2.50	531.36
10	48.427000	9.997983	530.18	1.50	531.68
11	48.426921	9.997682	530.97	2.50	533.47
12	48.426836	9.997318	532.44	1.50	533.94
13	48.426743	9.996717	534.30	2.50	536.80
14	48.426722	9.996266	535.45	1.50	536.95
15	48.426722	9.995773	537.07	2.50	539.57
16	48.426758	9.995268	538.58	1.50	540.08
17	48.426843	9.994764	540.47	2.50	542.97
18	48.426893	9.994378	541.92	1.50	543.42
19	48.426936	9.994056	542.99	2.50	545.49
20	48.427021	9.993659	544.58	1.50	546.08
21	48.427171	9.993058	548.05	2.50	550.55
22	48.427256	9.992608	550.45	1.50	551.95
23	48.427349	9.992082	553.45	2.50	555.95
24	48.427406	9.991663	555.63	1.50	557.13
25	48.427420	9.991460	556.65	2.50	559.15

Name: Landstrasse West Nordost

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	48.427448	9.991503	556.86	1.50	558.36
2	48.427370	9.991985	554.01	2.50	556.51
3	48.427114	9.993273	546.56	1.50	548.06
4	48.426986	9.993874	543.93	2.50	546.43
5	48.426872	9.994539	541.31	1.50	542.81
6	48.426743	9.995472	537.89	2.50	540.39
7	48.426715	9.996223	535.64	1.50	537.14
8	48.426779	9.996824	534.11	2.50	536.61
9	48.426822	9.997296	532.46	1.50	533.96
10	48.426921	9.997629	531.11	2.50	533.61
11	48.427057	9.998079	529.65	1.50	531.15
12	48.427206	9.998455	528.62	2.50	531.12
13	48.427384	9.998873	527.58	1.50	529.08
14	48.427584	9.999152	527.33	2.50	529.83
15	48.427790	9.999431	526.70	1.50	528.20
16	48.427925	9.999689	526.19	2.50	528.69
17	48.428189	9.999957	525.95	1.50	527.45
18	48.428552	10.000332	525.96	2.50	528.46
19	48.428737	10.000515	526.31	1.50	527.81

Obstruction Components

Name: Blendschutz

Upper edge height: 2.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	48.427055	9.994251	543.60
2	48.426880	9.994964	539.98
3	48.426791	9.995699	537.57
4	48.426813	9.996611	534.96
5	48.427005	9.997668	531.62
6	48.427342	9.998553	528.80
7	48.427606	9.999073	527.61
8	48.428197	9.999690	526.22

Name: Blendschutzzaun Westen

Upper edge height: 2.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	48.428345	9.996038	541.62
2	48.428121	9.995694	544.31
3	48.427878	9.995314	546.09
4	48.427569	9.994900	546.21
5	48.427316	9.994546	545.67
6	48.427056	9.994241	543.76

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	
Pv Anlage Oerlinger Tal	17.0	180.0	1,567	107	-	423,637	

Distinct glare per month

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

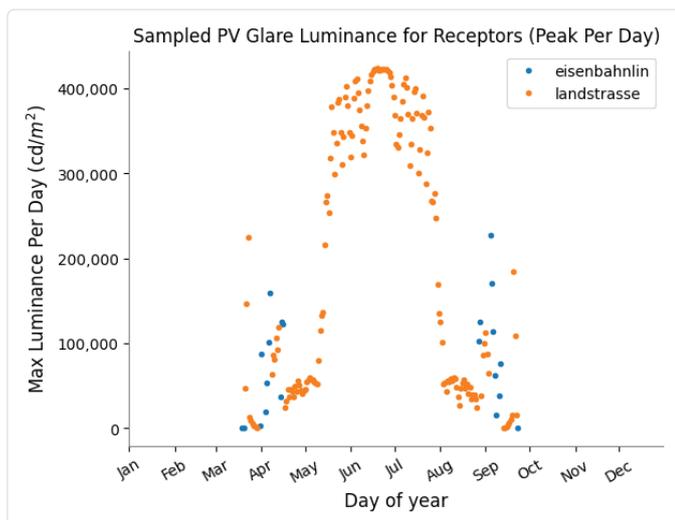
PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-anlage-oe (green)	0	0	28	118	353	415	412	171	60	0	0	0
pv-anlage-oe (yellow)	0	0	0	0	19	50	38	0	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

Pv Anlage Oerlinger Tal potential temporary after-image

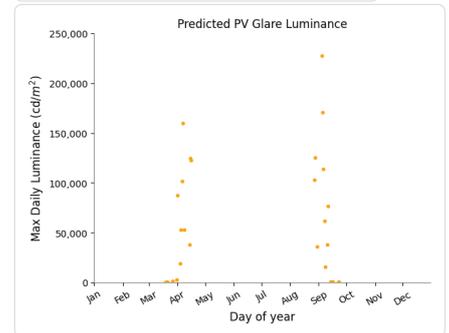
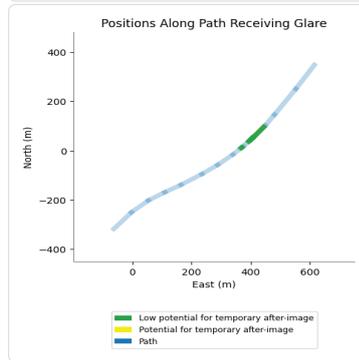
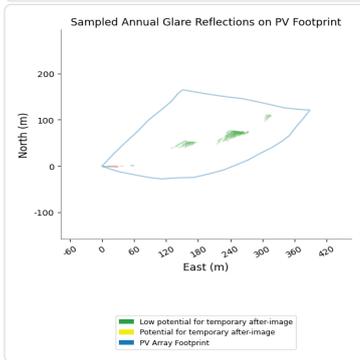
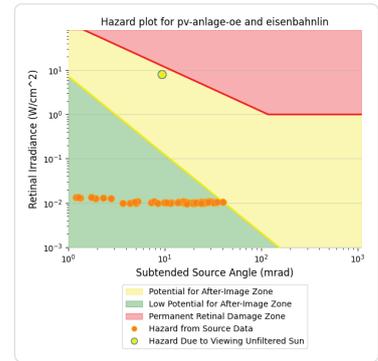
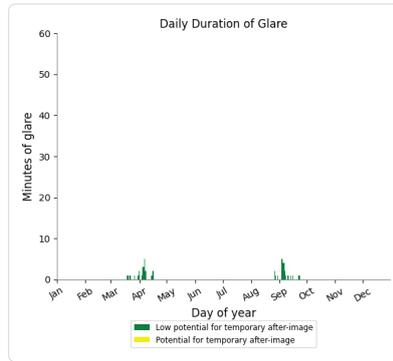
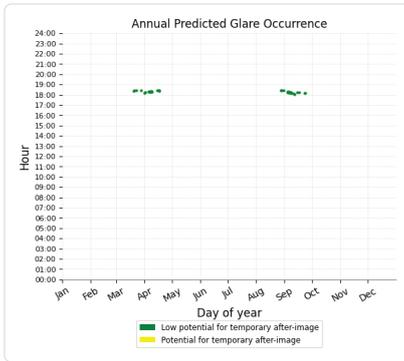
Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: Eisenbahnlinie Nord Sued	51	0	227,395
Route: Eisenbahnlinie Sued Nord	0	0	0
Route: Landstrasse Nordost West	398	107	423,637
Route: Landstrasse West Nordost	1118	0	79,163



Pv Anlage Oerlinger Tal: Eisenbahnlinie Nord Sued

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

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



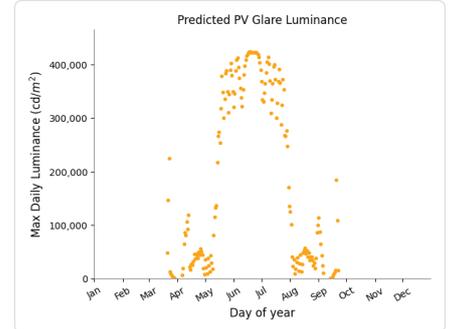
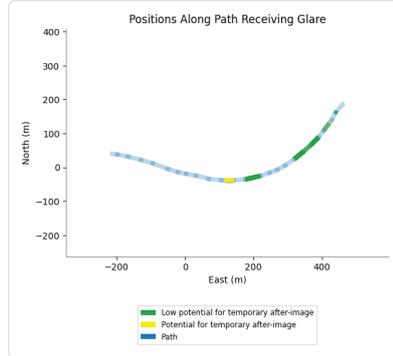
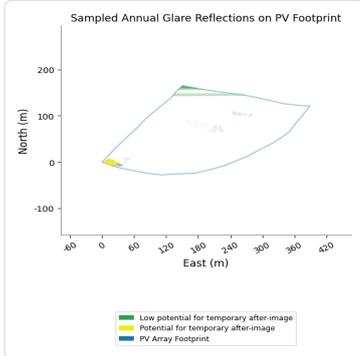
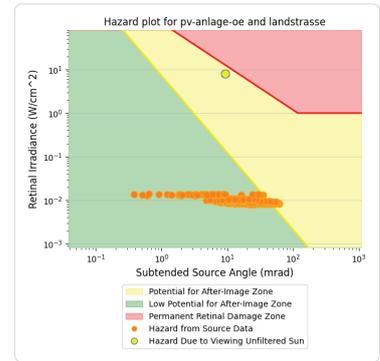
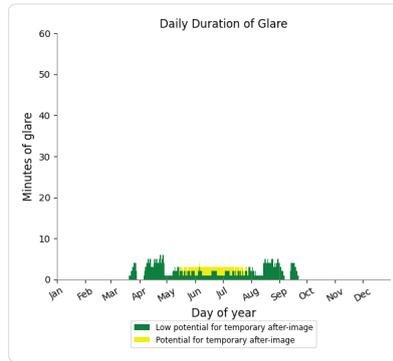
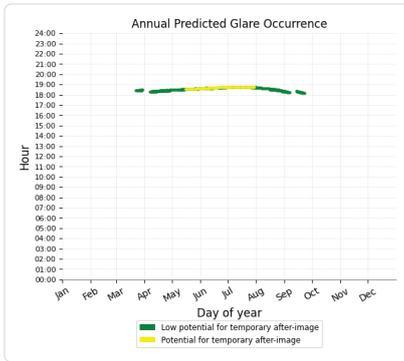
Pv Anlage Oerlinger Tal: Eisenbahnlinie Sued Nord

No glare found

Pv Anlage Oerlinger Tal: Landstrasse Nordost West

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

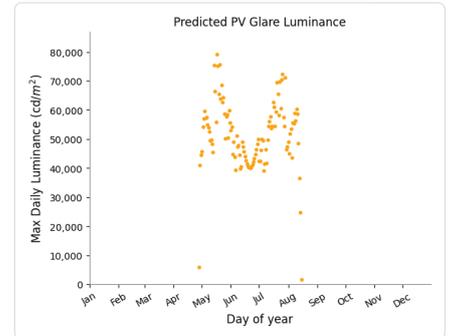
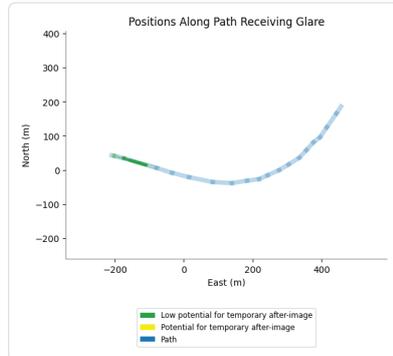
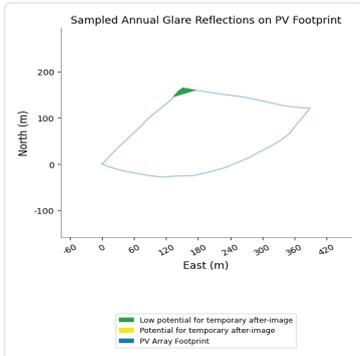
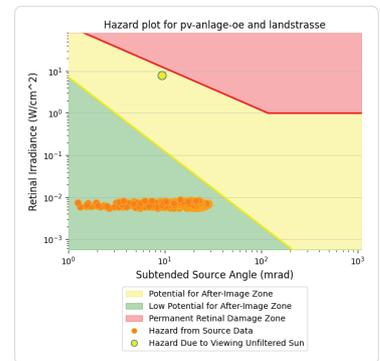
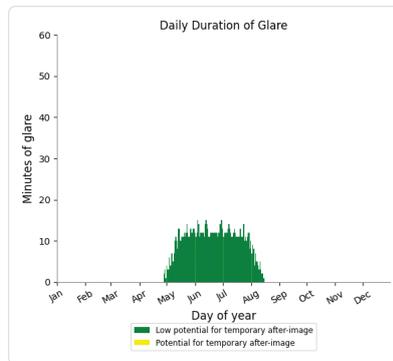
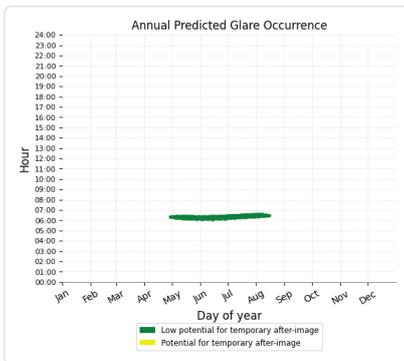
- 398 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 107 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Pv Anlage Oerlinger Tal: Landstrasse West Nordost

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

- 1,118 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Assumptions

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

Oerlinger Tal

PV-Anlage Oerlinger Tal

Client: SWU Energie

Created Jun 02, 2023

Updated Jun 05, 2023

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC+1

Minimum sun altitude 0.0 deg

Site ID 52032.19450

Project type Advanced

Project status: active

Category 400 kW to 1 MW



Misc. Analysis Settings

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

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

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Peak Luminance
	deg	deg	min	min	kWh	cd/m ²
Pv Anlage Oerlinger Tal	17.0	180.0	56.8	665174	2	15 675116

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 93,495 m²

Name: Pv Anlage Oerlinger Tal
Footprint area: 43,549 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 17.0 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	48.427064	9.994335	543.61	0.80	544.41
2	48.427306	9.994635	544.69	2.20	546.89
3	48.427505	9.994904	545.74	0.80	546.54
4	48.427733	9.995225	545.69	2.20	547.89
5	48.427954	9.995504	544.82	0.80	545.62
6	48.428146	9.995816	543.19	2.20	545.39
7	48.428317	9.996084	541.29	0.80	542.09
8	48.428473	9.996255	539.59	2.20	541.79
9	48.428545	9.996373	538.56	0.80	539.36
10	48.428466	9.996974	535.64	2.20	537.84
11	48.428409	9.997479	533.24	0.80	534.04
12	48.428374	9.997875	532.00	2.20	534.20
13	48.428317	9.998240	530.68	0.80	531.48
14	48.428253	9.998616	529.79	2.20	531.99
15	48.428196	9.998938	529.56	0.80	530.36
16	48.428160	9.999367	527.22	2.20	529.42
17	48.428153	9.999592	526.57	0.80	527.37
18	48.427975	9.999410	526.74	2.20	528.94
19	48.427833	9.999249	527.48	0.80	528.28
20	48.427683	9.999023	527.95	2.20	530.15
21	48.427541	9.998873	528.29	0.80	529.09
22	48.427427	9.998637	528.87	2.20	531.07
23	48.427299	9.998305	529.93	0.80	530.73
24	48.427185	9.998036	530.46	2.20	532.66
25	48.427099	9.997768	531.65	0.80	532.45
26	48.426993	9.997425	533.08	2.20	535.28
27	48.426921	9.997092	533.81	0.80	534.61
28	48.426843	9.996652	535.09	2.20	537.29
29	48.426836	9.996255	536.38	0.80	537.18
30	48.426815	9.995837	537.38	2.20	539.58
31	48.426843	9.995515	538.50	0.80	539.30
32	48.426893	9.995172	539.63	2.20	541.83
33	48.426950	9.994786	541.05	0.80	541.85
34	48.427014	9.994507	542.58	2.20	544.78

Route Receptor(s)

Name: Eisenbahnlinie Nord Sued
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	48.428715	10.001137	528.12	3.50	531.62
2	48.428374	10.000826	526.70	3.50	530.20
3	48.427982	10.000407	526.14	3.50	529.64
4	48.427598	9.999925	526.07	3.50	529.57
5	48.427228	9.999410	525.77	3.50	529.27
6	48.426921	9.998927	526.35	3.50	529.85
7	48.426544	9.998230	525.18	3.50	528.68
8	48.426209	9.997511	525.26	3.50	528.76
9	48.425818	9.996556	524.42	3.50	527.92
10	48.425547	9.995816	523.09	3.50	526.59
11	48.425248	9.995065	522.52	3.50	526.02
12	48.424814	9.994292	521.48	3.50	524.98
13	48.424209	9.993487	519.65	3.50	523.15

Name: Eisenbahnlinie Sued Nord
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	48.424187	9.993513	519.09	3.50	522.59
2	48.424785	9.994339	521.20	3.50	524.70
3	48.425227	9.995079	522.24	3.50	525.74
4	48.425519	9.995873	522.77	3.50	526.27
5	48.425818	9.996592	524.37	3.50	527.87
6	48.426188	9.997525	524.68	3.50	528.18
7	48.426529	9.998244	525.03	3.50	528.53
8	48.426914	9.998952	526.26	3.50	529.76
9	48.427231	9.999431	525.73	3.50	529.23
10	48.427609	9.999956	525.91	3.50	529.41
11	48.427975	10.000404	526.15	3.50	529.65
12	48.428352	10.000833	526.60	3.50	530.10
13	48.428721	10.001197	528.05	3.50	531.55

Name: Landstrasse Nordost West

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	48.428730	10.000558	526.54	2.50	529.04
2	48.428523	10.000289	525.89	1.50	527.39
3	48.428317	10.000129	525.21	2.50	527.71
4	48.428032	9.999807	526.08	1.50	527.58
5	48.427861	9.999614	526.37	2.50	528.87
6	48.427655	9.999302	526.99	1.50	528.49
7	48.427484	9.999023	527.47	2.50	529.97
8	48.427285	9.998659	528.09	1.50	529.59
9	48.427114	9.998294	528.86	2.50	531.36
10	48.427000	9.997983	530.18	1.50	531.68
11	48.426921	9.997682	530.97	2.50	533.47
12	48.426836	9.997318	532.44	1.50	533.94
13	48.426743	9.996717	534.30	2.50	536.80
14	48.426722	9.996266	535.45	1.50	536.95
15	48.426722	9.995773	537.07	2.50	539.57
16	48.426758	9.995268	538.58	1.50	540.08
17	48.426843	9.994764	540.47	2.50	542.97
18	48.426893	9.994378	541.92	1.50	543.42
19	48.426936	9.994056	542.99	2.50	545.49
20	48.427021	9.993659	544.58	1.50	546.08
21	48.427171	9.993058	548.05	2.50	550.55
22	48.427256	9.992608	550.45	1.50	551.95
23	48.427349	9.992082	553.45	2.50	555.95
24	48.427406	9.991663	555.63	1.50	557.13
25	48.427420	9.991460	556.65	2.50	559.15

Name: Landstrasse West Nordost

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	48.427448	9.991503	556.86	1.50	558.36
2	48.427370	9.991985	554.01	2.50	556.51
3	48.427114	9.993273	546.56	1.50	548.06
4	48.426986	9.993874	543.93	2.50	546.43
5	48.426872	9.994539	541.31	1.50	542.81
6	48.426743	9.995472	537.89	2.50	540.39
7	48.426715	9.996223	535.64	1.50	537.14
8	48.426779	9.996824	534.11	2.50	536.61
9	48.426822	9.997296	532.46	1.50	533.96
10	48.426921	9.997629	531.11	2.50	533.61
11	48.427057	9.998079	529.65	1.50	531.15
12	48.427206	9.998455	528.62	2.50	531.12
13	48.427384	9.998873	527.58	1.50	529.08
14	48.427584	9.999152	527.33	2.50	529.83
15	48.427790	9.999431	526.70	1.50	528.20
16	48.427925	9.999689	526.19	2.50	528.69
17	48.428189	9.999957	525.95	1.50	527.45
18	48.428552	10.000332	525.96	2.50	528.46
19	48.428737	10.000515	526.31	1.50	527.81

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	
Pv Anlage Oerlinger Tal	17.0	180.0	58	665174	2	15 675116	

Distinct glare per month

Includes overlapping glare from PV array for multiple receptors at matching times

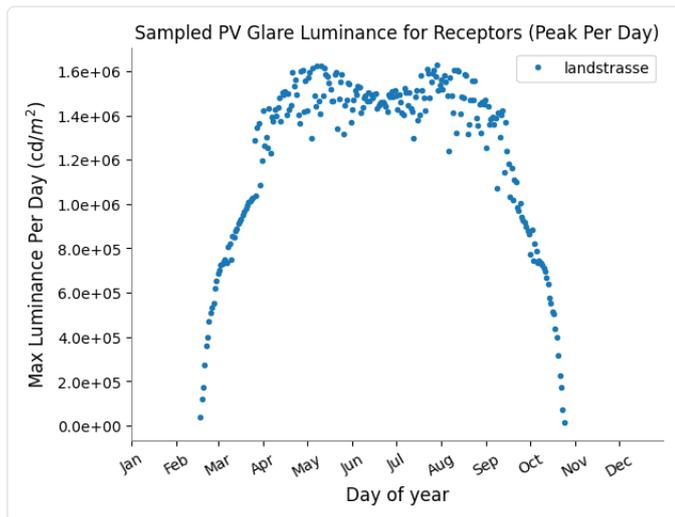
PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
3v2anlage2pe green(0	, 4	,) 1	7- 1	, 40	, 10), 1	7- 6	7) y	646	0	0
3v2anlage2pe wellp9 (0	7,	1- y4	6y, ,	40) 7	4016	40-)	4668	6106	488	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

Pv Anlage Oerlinger Tal potential temporary after-image

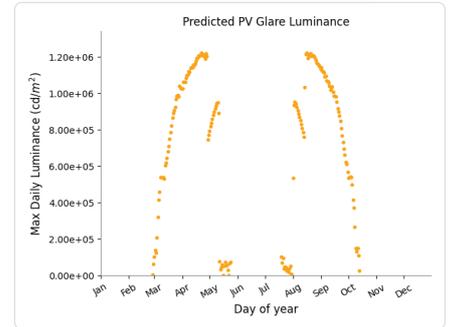
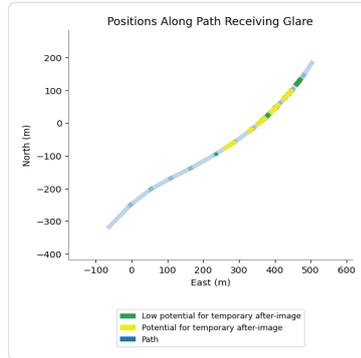
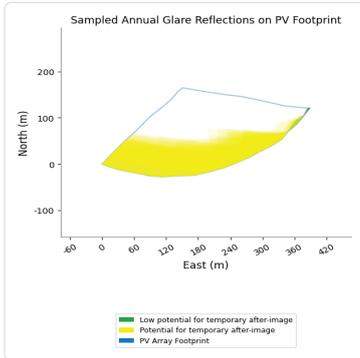
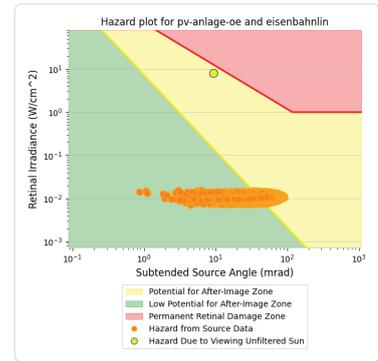
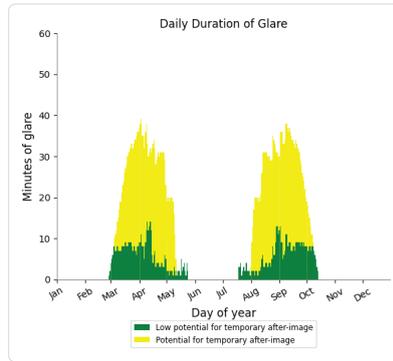
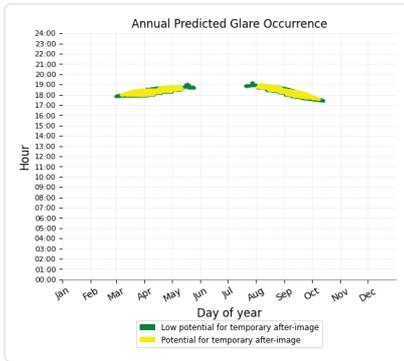
Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Rpute: Eisenbahnlinie Nprd Sued	1008	6817	15615) 0
Rpute: Eisenbahnlinie Sued Nprd	0	0	0
Rpute: Landstrasse Nprdpst West	46))	16) 48	15) 15111
Rpute: Landstrasse West Nprdpst	1y8)	, 818	15 675116



Pv Anlage Oerlinger Tal: Eisenbahnlinie Nord Sued

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

- 1,00w minutes of "green" glare with potential to cause temporary after-image.
- 2,18 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



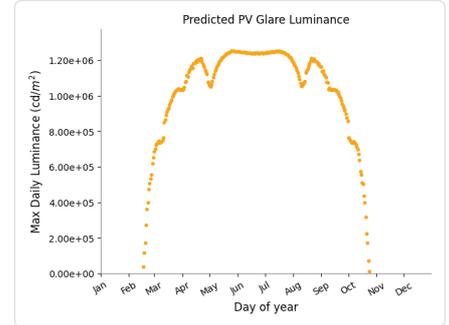
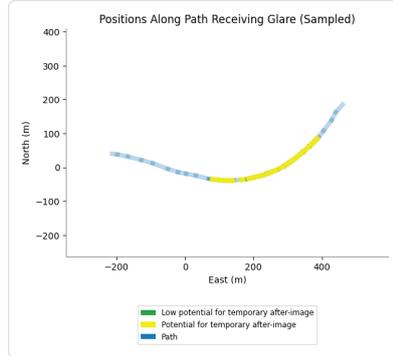
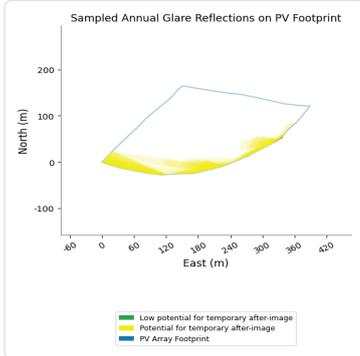
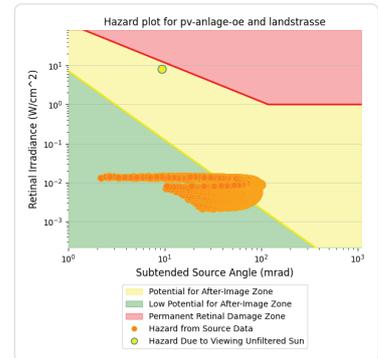
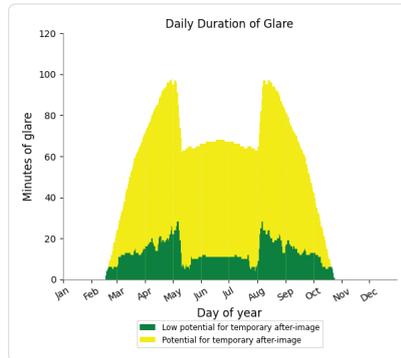
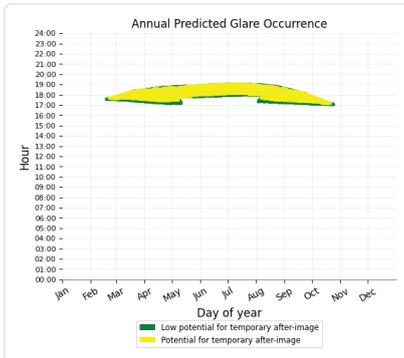
Pv Anlage Oerlinger Tal: Eisenbahnlinie Sued Nord

No glare found

Pv Anlage Oerlinger Tal: Landstrasse Nordost West

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

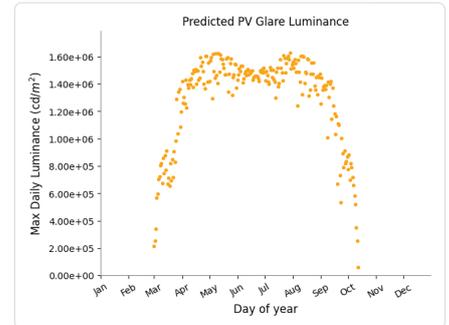
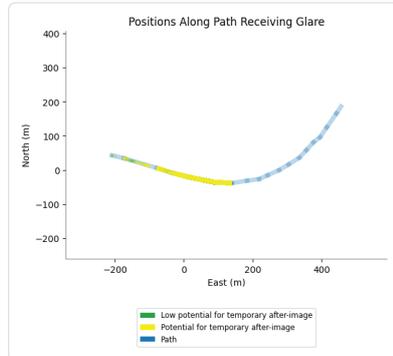
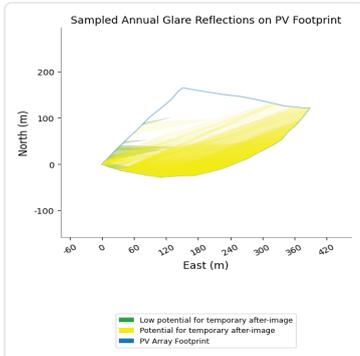
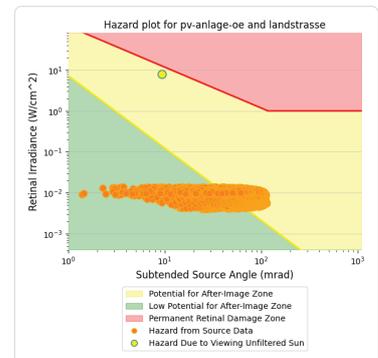
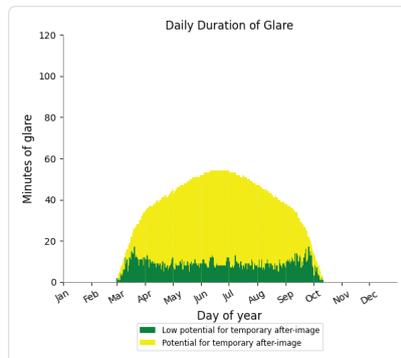
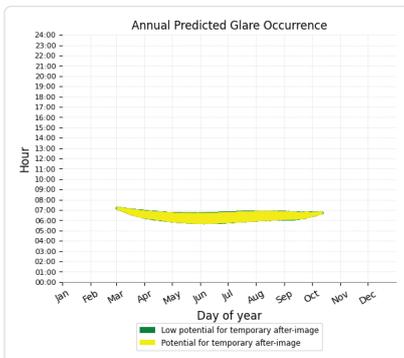
- 3,244 minutes of "green" glare with potential to cause temporary after-image.
- 12,437 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Pv Anlage Oerlinger Tal: Landstrasse West Nordost

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

- 1,574 minutes of "green" glare with potential to cause temporary after-image.
- 7,717 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the 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.