

Photovoltaikanlage bei Warenhof



Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: GoogleEarth

Flächen Gemarkung Warenhof 111/9, 110/9, 107/3, 106/3, 105/5, 9/10, 8/6, 7/4, 104/1, 103/1, 101/7, 100

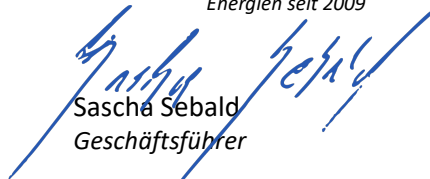
Immissionsorte Bahnstrecke und B108

Vorhabenträger
MaxSolar GmbH
Stefan Klosz
Schmidhamer Str. 22
83278 Traunstein

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


Philipp Saffer
M. Sc. Geoökologie


Ihr unabhängiger Dienstleister für Erneuerbare
Energien seit 2009


Sascha Sebald
Geschäftsführer

31.10.2023

Aktualisierte Version 06.06.2024

Inhaltsverzeichnis

1. Fragestellung	3
1.1. Anlass	3
1.2. Fazit	3
2. Grundlagen	4
2.1. Situation vor Ort	4
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 des nördlichen Teils	12
3.5. Einordnung der Blendung des südlichen Teils	12
3.6. Bewertung anhand der LAI-Richtlinie	15
3.6. Ergebnisauswertung	17
3.7. Maßnahmen zur Reduzierung der Blendung	18
4. Anlagen	19

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: GoogleEarth	1
Abbildung 2: Technische Zeichnung - Quelle: Auftraggeber	4
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: BayernAtlas	9
Abbildung 6 - Sonnenstanddiagramm über das Jahr - Quelle: SunOrb	10
Abbildung 7 - Simulation Warenhof - Quelle: ForgeSolar	11
Abbildung 8 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar	12
Abbildung 9 – Zeitpunkt der Blendung	13
Abbildung 10 - Helligkeit in cd/m	14
Abbildung 11 - Wahrscheinlichkeit für eine Beeinträchtigung des Auges - Quelle: ForgeSolar	15
Abbildung 12 - Blendender Teil der Südlichen Anlage - Quelle: ForgeSolar	17
Abbildung 13 - geblendeter Teil der Bahnlinie - Quelle: ForgeSolar	18
Abbildung 14 - Standort des Zaunes (links südlich der Bahnlinie in Höhe von 2,6m; rechts westliches Eck der Anlage in Höhe von 2,0m) - Quelle: ForgeSolar	18

1. Fragestellung

1.1. Anlass

Bei Waren soll eine PV-Anlage errichtet werden. Im Zuge des Genehmigungsverfahrens kam die Frage auf, ob die etwas östlich vorbeilaufende B108, sowie die zwischen den beiden Anlagenteilen laufende Bahnlinie 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 den nördlichen Teil der Anlage wird eine geringe Blendung der B108 simuliert, welche sich aber innerhalb der LAI-Lichtschutzrichtlinie befindet. Damit müssen für den nördlichen Anlagenteil keine Maßnahmen ergriffen werden.

Der südliche Anlagenteil beeinträchtigt die B108 aufgrund der Distanz nicht, allerdings ist hier die Bahnlinie betroffen. Hier müssen an Teilen der Anlage blendreduzierende Maßnahmen ergriffen werden. Dies kann zum Beispiel durch das Errichten eines **Blendschutzzaunes in Höhe von 2,0 bzw. 2,6m** erreicht werden (Siehe 3.7). Es ist hier generell hervorzuheben, dass die Blendung in allen Fällen nur von April bis Ende September auftritt. Damit können auch entsprechende Bepflanzungen als Sichthindernis wirken.

Tabelle 1: Übersicht der Immissionsorte

Immissionsort (nördlicher Anlagenteil)	Simuliertes Blendpotential	Vereinbarkeit mit der LAI-Richtlinie	Gefährdungs- potential
B108 von Norden kommend	keines	ja	keines
B108 von Süden kommend	gering	ja	gering
Bahnstrecke von Westen kommend	keines	ja	keines
Bahnstrecke von Osten kommend	keines	ja	keines
Immissionsort (südlicher Anlagenteil)	Simuliertes Blendpotential	Vereinbarkeit mit der LAI-Richtlinie	Gefährdungs- potential
B108 von Norden kommend	keines	ja	keines
B108 von Süden kommend	keines	ja	keines
Bahnstrecke von Westen kommend	keines	ja	keines
Bahnstrecke von Osten kommend	hoch	nein	gering

Immissionsort (südlicher Anlagenteil mit Blendschutzzaun in Höhe von 2,6m bzw. 2,0m)			
B108 von Norden kommend	keines	ja	keines
B108 von Süden kommend	keines	ja	keines
Bahnstrecke von Westen kommend	keines	ja	keines
Bahnstrecke von Osten kommend	mäßig	ja	keines

2. Grundlagen

2.1. Situation vor Ort

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

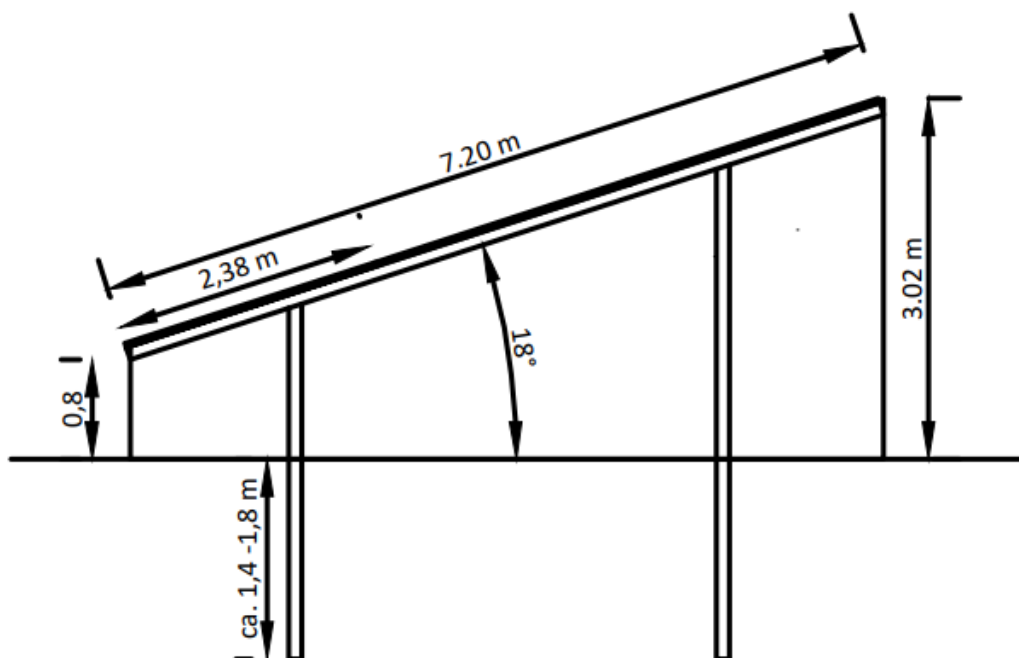


Abbildung 2: Technische Zeichnung - Quelle: Auftraggeber

Die Photovoltaikmodule der Anlage sollen auf einer Unterkonstruktion aufgeständert aufgestellt werden. Die Ausrichtung der Elemente erfolgt laut Angabe des Auftraggebers, abhängig von der Geländeneigung,

gegen Süden hin. Die maximale Höhe der Module beträgt 3,02 m, die Modulunterkante soll 0,8m über dem Boden verlaufen. Zusätzlich beträgt die Tischneigung 18°.

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.

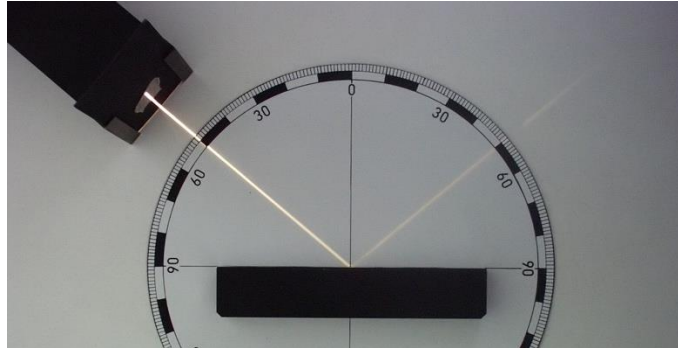


Abbildung 3 - Reflexion eines Lichtstrahls an einer spiegelnden Oberfläche - Quelle: Wikipedia

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 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 Reflexion durch ein Solarmodul.

Zusätzlich setzt sich in kurzer Zeit Staub auf dem Modul ab, welches die Oberfläche „abstumpfen“ lässt und eine Reflexion 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.
- Ein Lichtstrahl, der ab einem bestimmten Winkel auf das Auge des Betrachters fällt, wird in der Regel nicht mehr als störend wahrgenommen. Dies bezeichnet man auch als Peripherie. Für diese Peripherie gibt es weder in Deutschland noch weltweit einheitliche Standards. Es gibt in Europa Studien, die einen Winkel von 60°¹ (was im Programm ForgeSolar 30° darstellen würde, da der Winkel links und rechts der Sichtachse gerechnet wird) rechtfertigen. Auch andere Gutachten in Deutschland verwenden den Sichtwinkel von 30° als Standard, beispielsweise die Gutachten der ifb Eigenschenk GmbH². Derzeit scheint sich, nach Rücksprache mit diversen Behörden, ein Winkel

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

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

von 30° durchzusetzen. Das vorliegende Gutachten wurde mit einem Sichtfenster von 30° (in Summe 60°) erstellt.

2.4. Haftungshinweise

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

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

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

Die Gesamthaftung der Fa. Solwerk aus der Erstellung des Gutachtens ist begrenzt auf die vom Kunden / Bauherren / Vorhabenträger hierfür gezahlte Vergütung. Die Haftung für indirekte oder Folgeschäden ist – außer im Falle des Vorsatzes – ausgeschlossen. Als indirekte oder Folgeschäden gelten z.B. 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 20° 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.

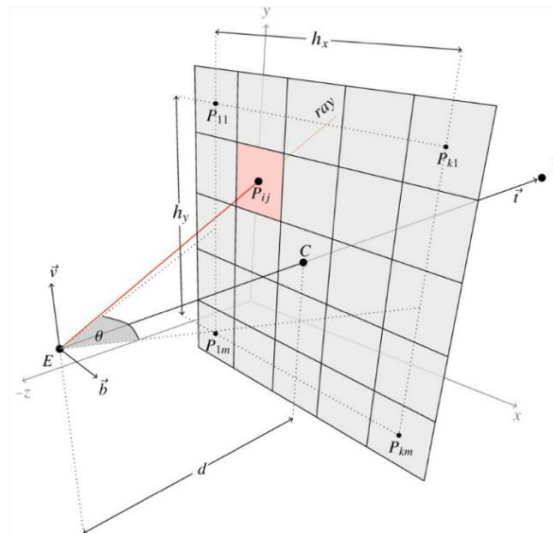


Abbildung 4 - Backward Ray Tracing - Quelle: Wikipedia

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. Im vorliegenden Fall ist im Umkreis von 100m auf jeden Fall die B108 und die Bahnstrecke betroffen.



Abbildung 5 - Lage der Immissionsorte im Verhältnis zur geplanten Anlage - Quelle: BayernAtlas

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 78 und 80m über NN, die B108 etwa zwischen 77 und 82m über NN, die Bahnstrecke bei 78 bis 80m über NN. Somit ist hier festzustellen, dass beide Immissionsorte sich in etwa auf der Höhe der Anlage befindet, und somit gesehen wird, was zu einer Blendung führen 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 $53^{\circ}54'$ und ein Längengrad von $12^{\circ}65'$ für die Anlage angenommen.

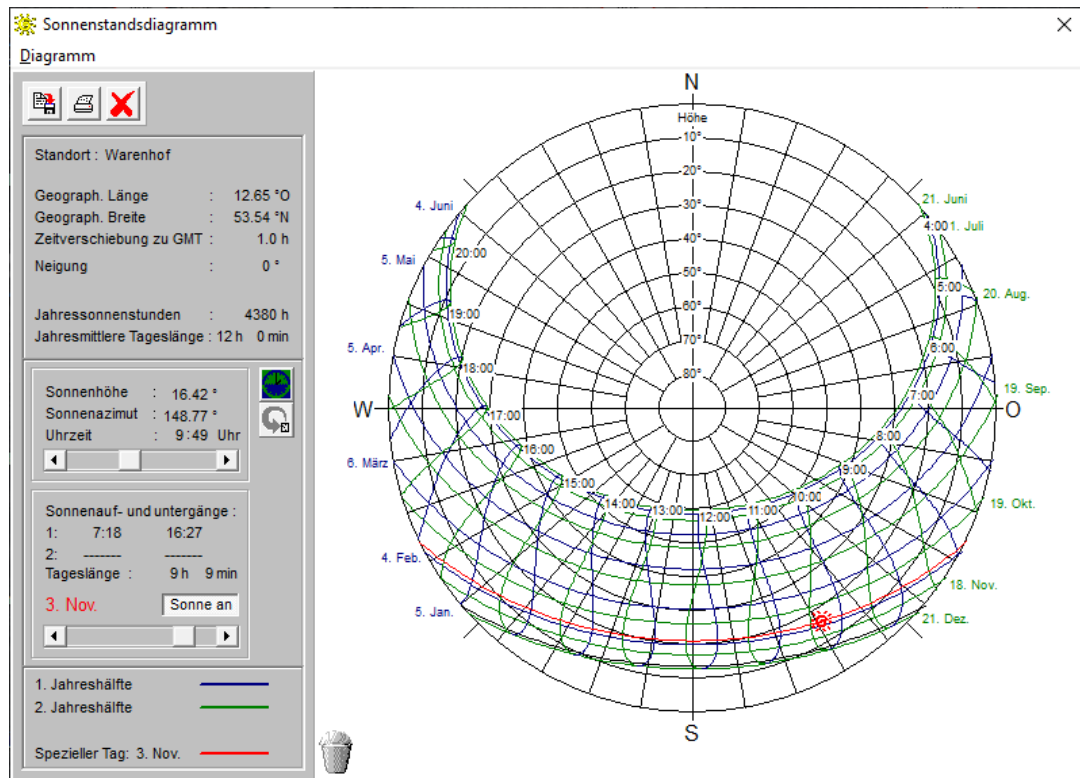


Abbildung 6 - Sonnenstandsdiagramm über das Jahr - Quelle: SunOrb

Das Sonnenstandsdiagramm für den Standort der Anlage ($53^{\circ}54' N$, $12^{\circ}65' O$) 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 Blending auftreten kann.

Laut Belegungsplan werden die Module in Reihen gen Süden hin ausgerichtet. Durch die Ausrichtung ist eine Blending 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 Blending zu erzeugen. Da beide Immissionsorte in einem Radius von 100m an der Anlage vorbeiführen, ist trotzdem anzunehmen, dass eine potenzielle Blending 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 Blending zu simulieren.



Abbildung 7 - Simulation Warenhof - Quelle: ForgeSolar

Die Abbildung 7 zeigt den Simulationsaufbau. Die blaue Fläche ist die geplante Anlage, die türkise Strecken die B108 und die Bahnlinie. Die ockerfarbenen Linien sind Wohnbebauung und Heckenbepflanzung die als Sichthindernis dienen. Für die B108 wurden Höhen zwischen 1,5 und 2,5m angenommen um auch Fahrer von LKW oder Bussen zu berücksichtigen. Für die Bahn eine Höhe von 3m.

Tabelle 2: Auftretende Blendung – Quelle: ForgeSolar

Anlagen noerdlicher Teil potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: B106 Sueden nach Norden	216	766	1,271,800
Route: B108 Norden nach Sueden	0	0	0
Route: Bahnstrecke von Osten nach Westen	0	0	0
Route: Bahnstrecke von Westen nach Osten	0	0	0

Anlage suedlicher Teil potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: B106 Sueden nach Norden	0	0	0
Route: B108 Norden nach Sueden	0	0	0
Route: Bahnstrecke von Osten nach Westen	787	4306	1,313,108
Route: Bahnstrecke von Westen nach Osten	0	0	0

Wie in Tabelle 2 zu sehen ist, wird für beide Anlagenteile Blendung simuliert. Für den nördlichen Anlagenteil befindet sich diese Blendung innerhalb der LAI-Richtlinie, der südliche Anlagenteil blendet die Bahnlinie von Osten nach Westen.

3.4 Einordnung der Blendung des nördlichen Teils

In der LAI-Richtlinie ist für eine zulässige Blendung die Dauer von maximal 1800 Minuten im Jahr genannt. Zusätzlich ist für die LAI-Richtlinie die tägliche Dauer ausschlaggebend. Es sollten 30 Minuten Blendung pro Tag nicht überschritten werden. Ob es sich um eine zusätzliche Blendung laut LAI-Richtlinie handelt, wird im Folgenden behandelt. Die tägliche Dauer mit bis zu 25 Minuten am Tag ist unterhalb der von der LAI geforderten 30 Minuten. Ebenfalls wird die Gesamtdauer von 1800 Minuten **NICHT** überschritten. Damit ist festzuhalten, dass sich der nördliche Anlagenteil innerhalb der Richtlinie bewegt.

3.5 Einordnung der Blendung des südlichen Teils

Beim südliche Anlagenteil, gestaltet sich die Sache etwas anders. Hier ist die Bahnstrecke von Osten nach Westen betroffen und die Blendung liegt deutlich höher als im nördlichen Teil. Die tägliche Dauer ist mit bis zu 40 Minuten am Tag deutlich höher als die in der LAI geforderten 30 Minuten. Ebenfalls wird die Gesamtdauer von 1800 Minuten überschritten.

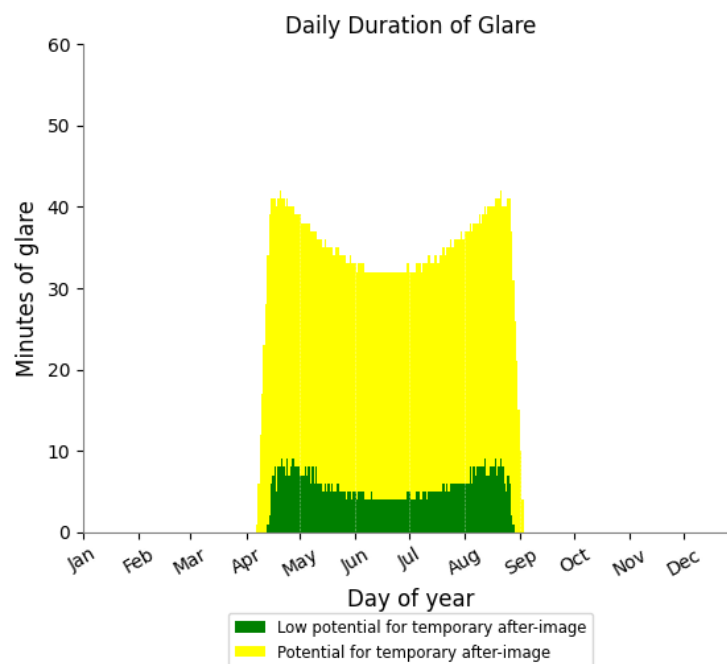


Abbildung 8 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar

Der Zeitpunkt der Blendung liegt hierbei in den Abendstunden.

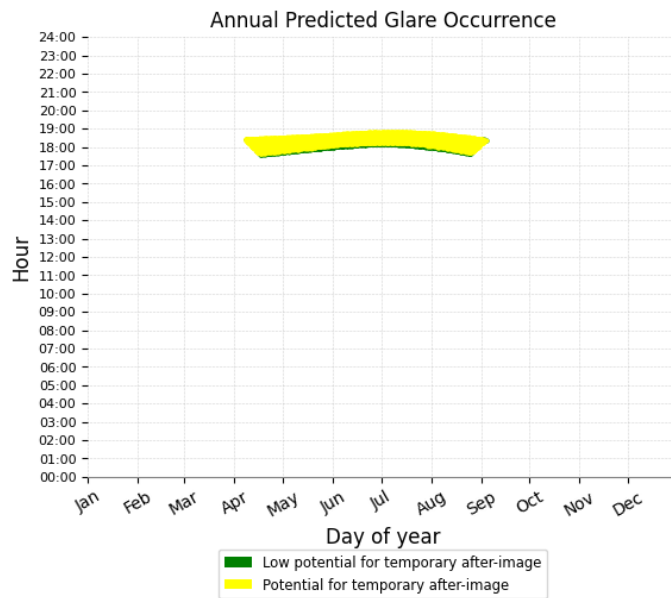


Abbildung 9 – Zeitpunkt der Blendung

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

Zur Intensität schreibt die LAI:

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

Das Programm ForgeSolar gibt die Werte in cd/m² aus, welche ausschnittsweise in Abbildung 10 abgebildet werden. Insgesamt ist es hier so, dass die Werte zwischen 200.000 und 1.200.000 cd/m² liegen. Zum Vergleich: Eine 60 Watt Glühbirne hat einen cd/m² von etwa 120.000 cd/m².

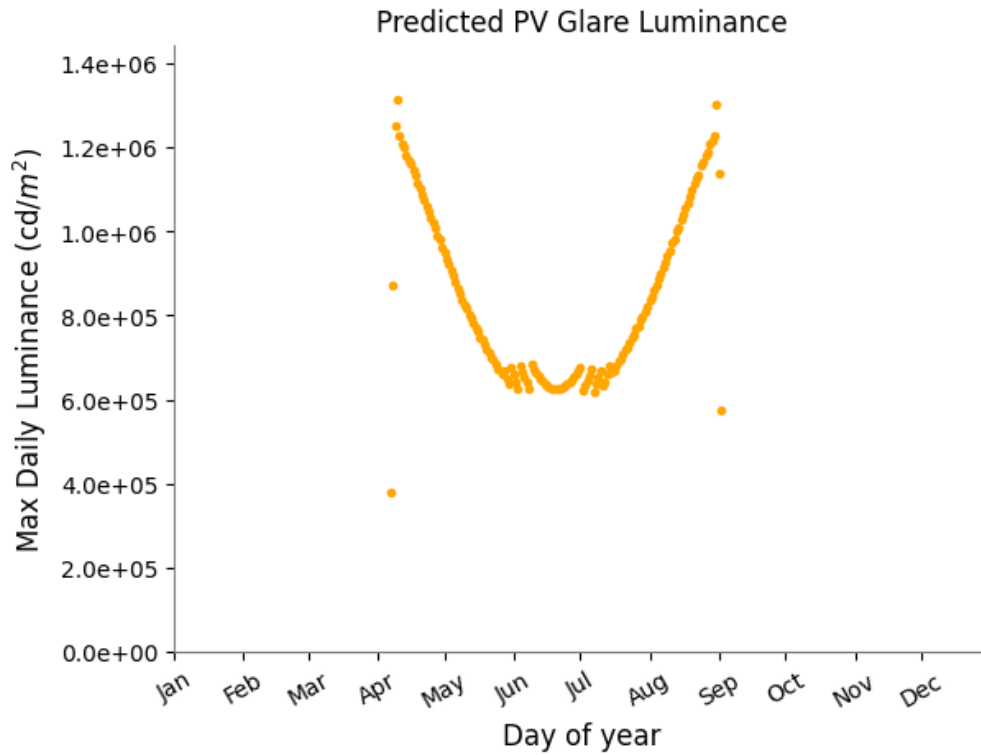


Abbildung 10 - Helligkeit in cd/m

Zusätzlich gibt das Programm auch an, wie sich die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität durch den Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm^2) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad) verhält. Dies wird durch green und yellow glare dargestellt.

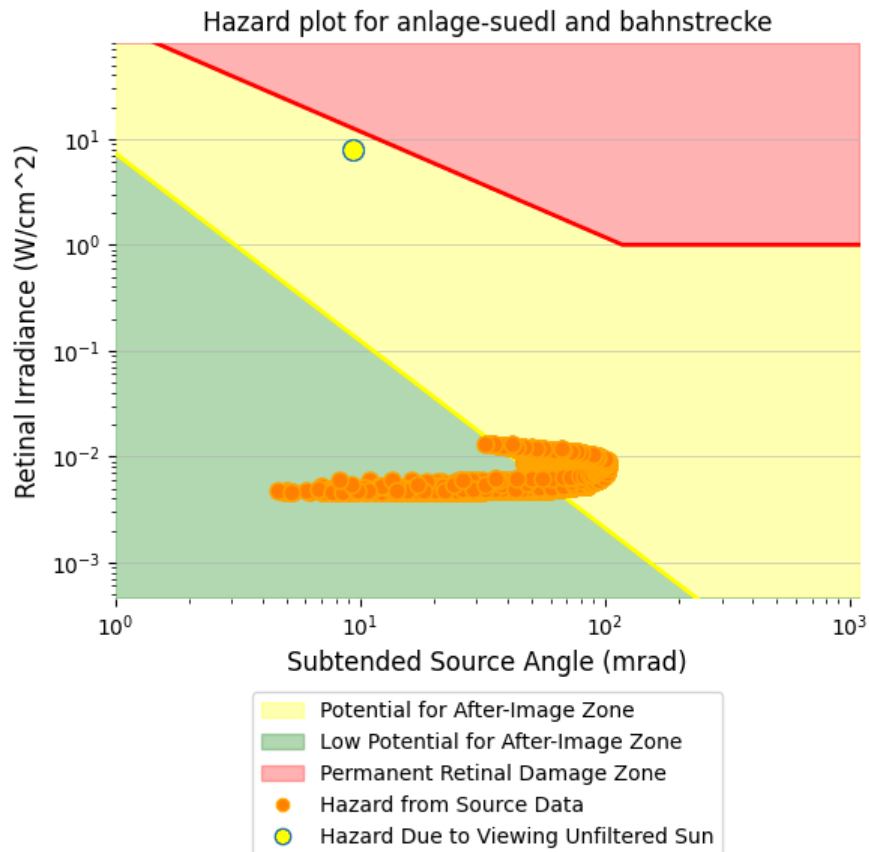


Abbildung 11 - Wahrscheinlichkeit für eine Beeinträchtigung des Auges - Quelle: ForgeSolar

Zur Unterscheidung von green und yellow glare: Im Gegensatz zu der deutschen LAI-Richtlinie, welche eine rein rechnerische Herangehensweise heranzieht und eine Absolutblendung bei einer Helligkeit von 100.000 candela pro m^2 ansetzt, geht die amerikanische Forschung mit einem anderen Gedanken heran. Hier wird betrachtet, ob nach Betrachtung einer Blendquelle auf dem Auge ein heller Fleck (after-image) zurückbleibt. Dies geschieht unter der Annahme, dass eine direkte Blendung durch diverse Maßnahmen (Zusammenkneifen der Augen, leichte Änderung des Blickwinkels, nur kurzes Aufblitzen bei Auto- oder Bahnfahrern) recht einfach abgewendet werden kann, die Beeinträchtigung des Auges durch den berühmten hellen Fleck aber nicht. Green glare bedeutet, dass die Wahrscheinlichkeit für einen solchen Fleck sehr gering ist, bei yellow glare kann dies auftreten. Red glare, welcher in dieser Simulation nicht auftritt, bedeutet mit ziemlicher Sicherheit einen Sichtfleck.

3.6 Bewertung anhand der LAI-Richtlinie

Die LAI-Richtlinie gibt folgendes vor:

„Bei streifendem Einfall der Sonne auf ein Photovoltaikmodul dominiert der direkte Blick in die Sonne die Blendwirkung. Erst ab einem Differenzwinkel von ca. 10° kommt es zu einer zusätzlichen Blendung durch das Modul. In den Immissionszeiten sollten deshalb nur solche Konstellationen berücksichtigt werden, in denen sich die Blickrichtungen zur Sonne und auf das Modul um mindestens 10° unterscheiden. Zudem ist festzustellen, dass dabei die reflektierte Intensität viel niedriger als direkte Sonnenstrahlung ist.“³

³ 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 wurden 5.093 Datensätze für die Strecke der Bahnlinie von Osten kommend vom Programm bereitgestellt. Dies entspricht einem Datensatz pro simulierter Minute Blendung. Filtert man diese nach den entsprechenden Winkeln, so befinden sich 4.639 Datensätze in Winkelverhältnissen, die laut LAI nicht ignoriert werden können. Damit ist festzustellen, dass sich die Bahnstrecke oberhalb der LAI-Richtlinie befindet. Für den nördlichen Anlagenteil sind die Werte tabellarisch dargestellt.

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

	Sun / module incidence angle (deg)
2023-04-02 18:20:00	88,7
2023-04-02 18:21:00	88,9
2023-04-02 18:22:00	89,1
2023-04-02 18:23:00	89,3
2023-04-02 18:24:00	89,5
2023-04-03 18:17:00	87,8
2023-04-03 18:18:00	88
2023-04-03 18:19:00	88,2
2023-04-03 18:20:00	88,4
2023-04-03 18:21:00	88,6
2023-04-03 18:22:00	88,8
2023-04-03 18:23:00	89
2023-04-03 18:24:00	89,2
2023-04-03 18:25:00	89,4
2023-04-04 18:17:00	87,8
2023-04-04 18:18:00	88
2023-04-04 18:19:00	88,2
2023-04-04 18:20:00	88,4
2023-04-04 18:21:00	88,6
2023-04-04 18:22:00	88,8
2023-04-04 18:23:00	89
2023-04-04 18:24:00	89,2
2023-04-04 18:25:00	89,4
2023-04-05 18:17:00	87,6
2023-04-05 18:18:00	87,8
2023-04-05 18:19:00	88
2023-04-05 18:20:00	88,2
2023-04-05 18:21:00	88,4
2023-04-05 18:22:00	88,6
2023-04-05 18:23:00	88,8
2023-04-05 18:24:00	89

Tabelle 4 - Betrachtung der Winkelverhältnisse

Immissionsort (nördlicher Anlagenteil)	Blendungsdauer in Minuten	Verbleibende zusätzliche Blendungsdauer (laut LAI) nach Betrachtung der Winkelverhältnisse in Minuten	LAI-Konform
B108 von Süden kommend	982	277	ja

3.6. Ergebnisauswertung

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass es unter den idealisierten Annahmen der LAI-Richtlinie zu einer Blendung der Strecke Bahnlinie und der B108 kommen kann. Für den nördlichen Anlagenteil gibt es hier keine Probleme, der südliche Anlagenteil überschreitet die LAI-Richtlinie deutlich.

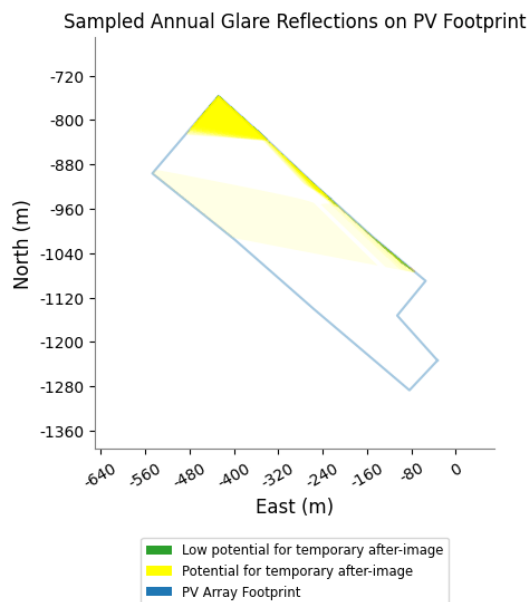


Abbildung 12 - Blendender Teil der Südlichen Anlage - Quelle: ForgeSolar

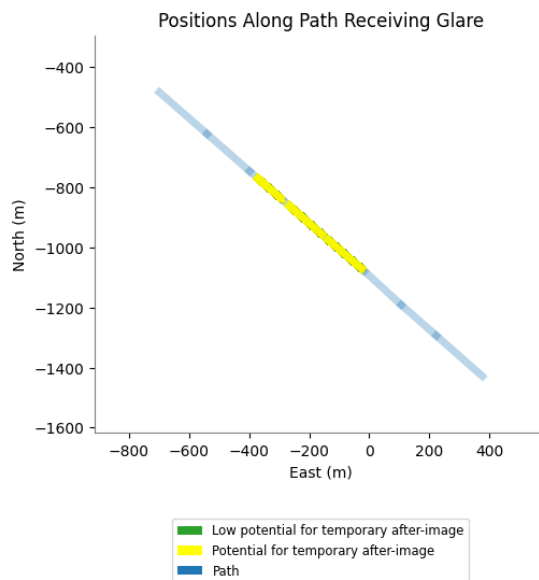


Abbildung 13 - geblendeter Teil der Bahnlinie - Quelle: ForgeSolar

3.7 Maßnahmen zur Reduzierung der Blendung

Da die Bahnstrecke von Osten kommend einer Blendung ausgesetzt wird müssen hier Maßnahmen ergriffen werden, um die Blendung zu reduzieren. Hier sind prinzipiell 4 Methoden denkbar.

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

Nachfolgend wird hier auf Methode 1 eingegangen, da sich der Vorhabenträger im vorliegenden Fall für Methode 1 entscheiden hat. Nach Simulation muss für den südlichen Anlagenteil im Norden und im Südosten ein Sichtschutz am Zaun angebracht werden. Dieser besitzt eine Höhe von 2,6m entlang der Bahnlinie und 2,0m am östlichen Eck der Anlage. Anzumerken ist hierbei das Sichtschutz nicht gleichzusetzen ist mit blickdicht. Auch eine Brechung des Lichts durch Meshgewebe erreicht die gewünschte Wirkung. Die Lage des Zauns ist in Abbildung 14 zu sehen.



Abbildung 14 - Standort des Zaunes (links südlich der Bahnlinie in Höhe von 2,6m; rechts östliches Eck der Anlage in Höhe von 2,0m) - Quelle: ForgeSolar

Tabelle 5 - Auftretende Blendung

Anlage suedlicher Teil potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: B106 Sueden nach Norden	0	0	0
Route: B108 Norden nach Sueden	0	0	0
Route: Bahnstrecke von Osten nach Westen	322	1408	1,076,276
Route: Bahnstrecke von Westen nach Osten	0	0	0

Wie in Tabelle 6 zu sehen ist, wird die Blendung mit der Errichtung eines Sichthindernisses deutlich reduziert und befindet sich unter den 1800 von der LAI geforderten Minuten im Jahr. Auch die tägliche Dauer der Blendung ist mit maximal 15 Minuten innerhalb der LAI-Richtlinie. Somit ist diese Maßnahme (Blendschutz in Höhe von 2,6m entlang der Bahnlinie und 2m am östlichen Eck der Anlage) geeignet, um die Blendung soweit zu reduzieren, dass die LAI eingehalten wird.

4. Anlagen

(1) Simulationsergebnis

PVA Waren

Grundversion Waren Sicht 30 Grad

Created Jun 07, 2024
Updated Jun 07, 2024
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC1
Minimum sun altitude 0.0 deg
Site ID 121195.17805

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/m ²
Anlagen noerdlicher Teil	18.0	180.0	216	766	-	1,271,800
Anlage suedlicher Teil	18.0	180.0	787	4,306	-	1,313,108

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 482,295 m²

Name: Anlagen noerdlicher Teil
Footprint area: 390,123 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Light textured glass without AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 9.7 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.545871	12.651950	82.63	3.02	85.65
2	53.545030	12.653023	82.97	0.80	83.77
3	53.544316	12.653709	83.45	3.02	86.47
4	53.543933	12.654181	82.47	0.80	83.27
5	53.544622	12.655297	84.17	3.02	87.19
6	53.544698	12.656198	83.46	0.80	84.26
7	53.543347	12.656370	83.34	3.02	86.36
8	53.541893	12.658602	88.68	0.80	89.48
9	53.541613	12.658730	89.54	3.02	92.56
10	53.541205	12.658559	89.58	0.80	90.38
11	53.540746	12.656670	87.78	3.02	90.80
12	53.539190	12.654868	79.52	0.80	80.32
13	53.539726	12.653409	81.39	3.02	84.41
14	53.539854	12.653024	82.57	0.80	83.37
15	53.537763	12.650750	79.92	3.02	82.94
16	53.540543	12.645514	75.31	0.80	76.11
17	53.542761	12.647755	73.34	3.02	76.36
18	53.542200	12.648099	73.47	0.80	74.27
19	53.541843	12.649000	72.79	3.02	75.81
20	53.541180	12.649129	70.65	0.80	71.45
21	53.540951	12.647240	74.21	3.02	77.23
22	53.540721	12.647755	74.23	0.80	75.03
23	53.541002	12.650116	72.32	3.02	75.34
24	53.542430	12.649729	71.90	0.80	72.70
25	53.542685	12.648914	71.51	3.02	74.53
26	53.543016	12.648485	71.67	0.80	72.47
27	53.544521	12.648699	73.92	3.02	76.94
28	53.544827	12.648871	72.34	0.80	73.14
29	53.544954	12.649386	71.98	3.02	75.00
30	53.544954	12.650073	73.08	0.80	73.88
31	53.545158	12.650845	78.68	3.02	81.70

Name: Anlage suedlicher Teil
Footprint area: 92,172 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Light textured glass without AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 9.7 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.535848	12.650871	76.03	0.80	76.83
2	53.536523	12.649734	75.64	3.02	78.66
3	53.537187	12.650506	77.43	0.80	78.23
4	53.537786	12.649176	79.53	3.02	82.55
5	53.538769	12.647450	79.85	0.80	80.65
6	53.539611	12.645948	75.68	3.02	78.70
7	53.540184	12.644875	77.76	0.80	78.56
8	53.538927	12.643079	81.53	3.02	84.55
9	53.537852	12.645324	78.00	0.80	78.80
10	53.536985	12.647041	78.96	3.02	81.98
11	53.535416	12.650067	75.13	0.80	75.93

Route Receptor(s)

Name: B106 Sueden nach Norden

Route type: One-way

View angle: 30.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	53.536937	12.663545	77.29	2.50	79.79
2	53.538391	12.662107	76.78	1.50	78.28
3	53.539852	12.660590	79.04	2.50	81.54
4	53.540827	12.659678	83.91	1.50	85.41
5	53.541755	12.659058	85.77	2.50	88.27
6	53.543029	12.658414	84.55	1.50	86.05
7	53.544107	12.657860	82.55	2.50	85.05
8	53.545038	12.657442	81.76	1.50	83.26
9	53.545952	12.656946	82.23	2.50	84.73
10	53.547028	12.656361	80.98	1.50	82.48
11	53.547819	12.655985	78.80	2.50	81.30

Name: B108 Norden nach Sueden

Route type: One-way

View angle: 30.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	53.547802	12.655964	78.70	1.50	80.20
2	53.547031	12.656350	80.94	2.50	83.44
3	53.545936	12.656917	82.27	1.50	83.77
4	53.545049	12.657446	81.76	2.50	84.26
5	53.544099	12.657864	82.56	1.50	84.06
6	53.543020	12.658418	84.55	2.50	87.05
7	53.541750	12.659033	85.82	1.50	87.32
8	53.540826	12.659664	83.95	2.50	86.45
9	53.539858	12.660577	79.17	1.50	80.67
10	53.538382	12.662109	76.79	2.50	79.29
11	53.536919	12.663531	77.38	1.50	78.88

Name: Bahnstrecke von Osten nach Westen

Route type: One-way

View angle: 30.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	53.534141	12.657009	80.80	3.00	83.80
2	53.535356	12.654695	80.28	3.00	83.28
3	53.536275	12.652932	79.13	3.00	82.13
4	53.537289	12.651076	79.25	3.00	82.25
5	53.538314	12.649083	78.93	3.00	81.93
6	53.539417	12.646974	77.45	3.00	80.45
7	53.540269	12.645320	77.18	3.00	80.18
8	53.541387	12.643182	76.90	3.00	79.90
9	53.542631	12.640788	76.86	3.00	79.86

Name: Bahnstrecke von Westen nach Osten

Route type: One-way

View angle: 30.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	53.542646	12.640824	76.94	3.00	79.94
2	53.541403	12.643196	76.98	3.00	79.98
3	53.540290	12.645341	77.08	3.00	80.08
4	53.539412	12.647008	77.46	3.00	80.46
5	53.538309	12.649116	78.91	3.00	81.91
6	53.537294	12.651101	79.23	3.00	82.23
7	53.536292	12.652943	79.11	3.00	82.11
8	53.535375	12.654730	80.28	3.00	83.28
9	53.534152	12.657041	80.85	3.00	83.85

Obstruction Components

Name: Allee
Upper edge height: 5.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	53.535192	12.650189	75.48
2	53.535763	12.650940	76.56

Name: Haus
Upper edge height: 10.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	53.537211	12.650855	78.22
2	53.536593	12.650040	76.47
3	53.535923	12.651048	76.46

Name: Haus
Upper edge height: 5.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	53.535326	12.650597	76.76
2	53.535721	12.651085	76.89

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	
Anlagen noerdlicher Teil	18.0	180.0	216	766	-	1,271,800	
Anlage suedlicher Teil	18.0	180.0	787	4,306	-	1,313,108	

Distinct glare per month

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

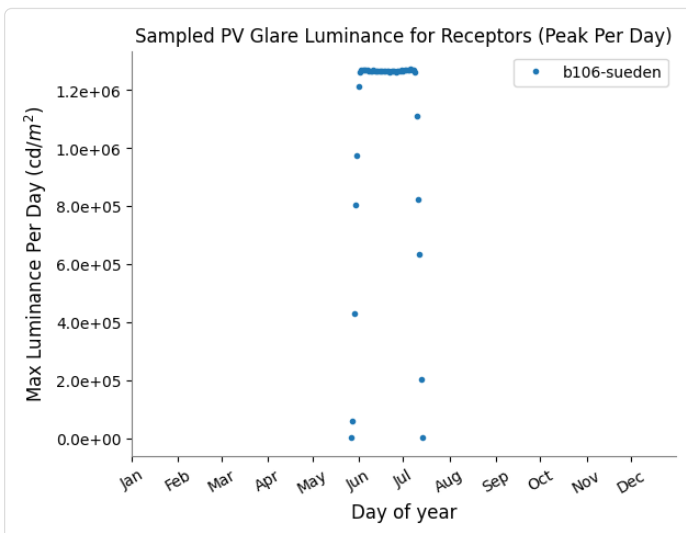
PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
anlagen-noer (green)	0	0	0	0	11	167	38	0	0	0	0	0
anlagen-noer (yellow)	0	0	0	0	11	615	140	0	0	0	0	0
anlage-suedl (green)	0	0	0	126	182	126	159	194	0	0	0	0
anlage-suedl (yellow)	0	0	0	680	920	839	895	958	14	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

Anlagen noerdlicher Teil potential temporary after-image

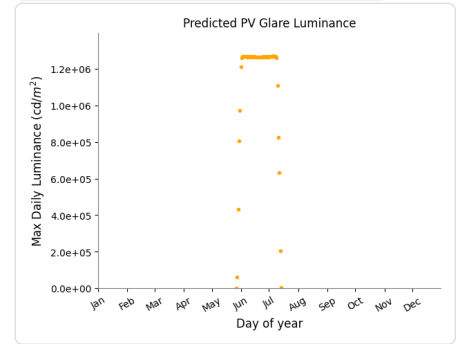
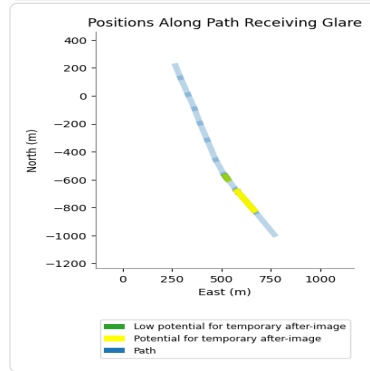
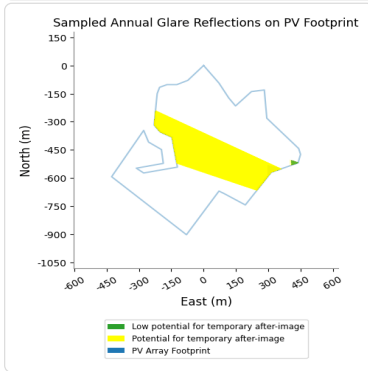
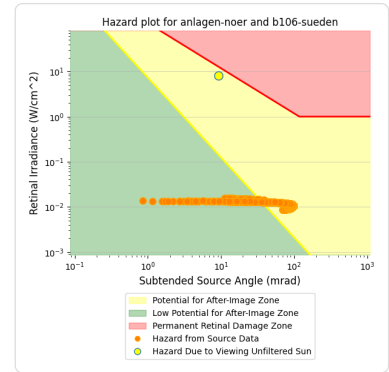
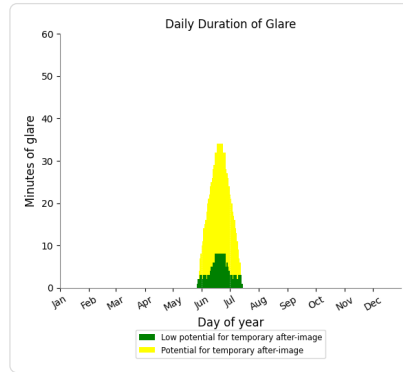
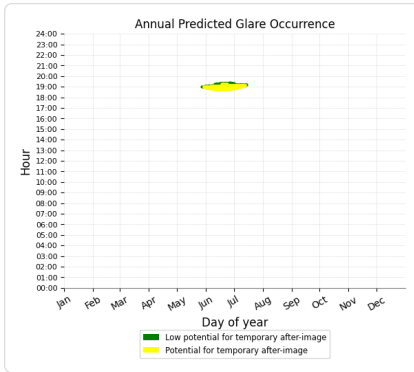
Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: B106 Sueden nach Norden	216	766	1,271,800
Route: B108 Norden nach Sueden	0	0	0
Route: Bahnstrecke von Osten nach Westen	0	0	0
Route: Bahnstrecke von Westen nach Osten	0	0	0



Anlagen noerdlicher Teil: B106 Sueden nach Norden

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

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



Anlagen noerdlicher Teil: B108 Norden nach Sueden

No glare found

Anlagen noerdlicher Teil: Bahnstrecke von Osten nach Westen

No glare found

Anlagen noerdlicher Teil: Bahnstrecke von Westen nach Osten

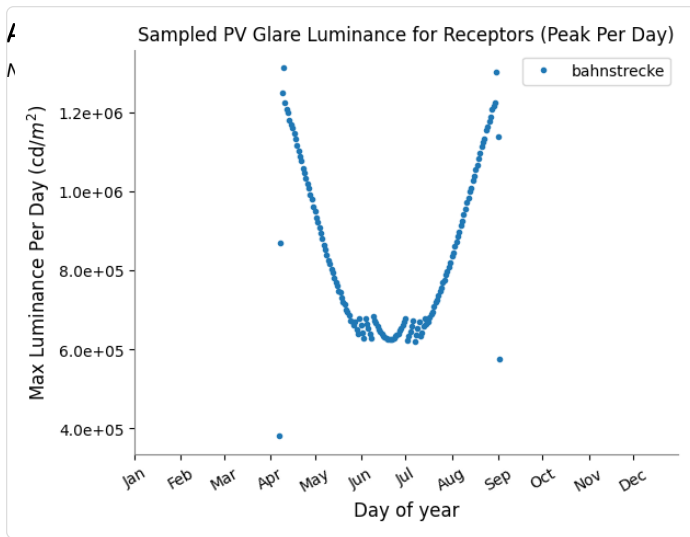
No glare found

Anlage suedlicher Teil potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: B106 Sueden nach Norden	0	0	0
Route: B108 Norden nach Sueden	0	0	0
Route: Bahnstrecke von Osten nach Westen	787	4306	1,313,108
Route: Bahnstrecke von Westen nach Osten	0	0	0

Anlage suedlicher Teil: B106 Sueden nach Norden

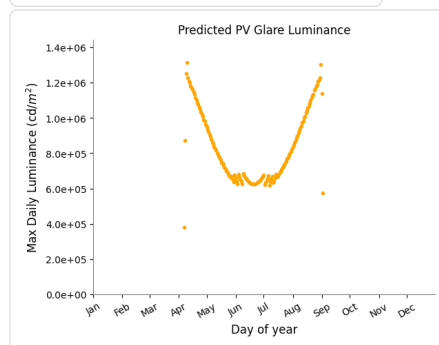
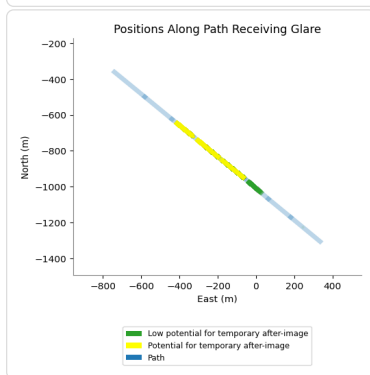
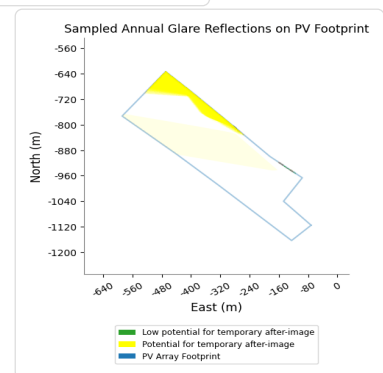
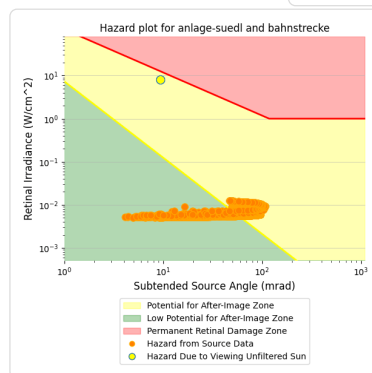
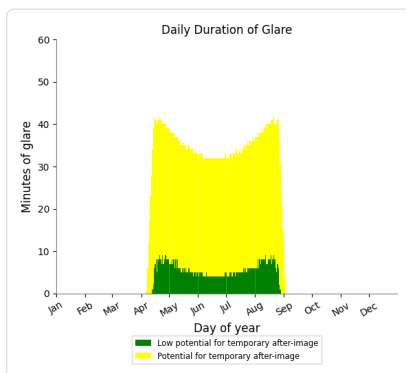
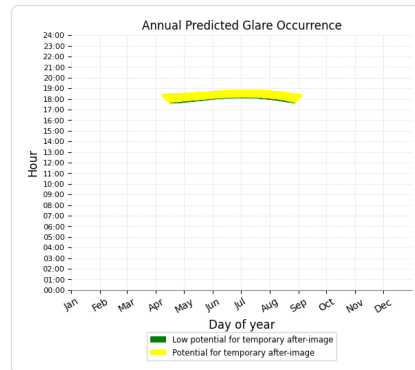
No glare found



Anlage suedlicher Teil: Bahnstrecke von Osten nach Westen

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

- 787 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,306 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Anlage suedlicher Teil: Bahnstrecke 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 combine area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

PVA Waren

Sicht 30 Zaun 260

Created May 28, 2024
Updated May 28, 2024
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC1
Minimum sun altitude 0.0 deg
Site ID 120270.17805

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/m ²
Anlagen noerdlicher Teil	18.0	180.0	221	765	-	1,272,021
Anlage suedlicher Teil	18.0	180.0	322	1,408	-	1,076,276

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 482,295 m²

Name: Anlagen noerdlicher Teil
Footprint area: 390,123 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 180.0 deg

Rated power: -
Panel material: Light textured glass without AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 9.7 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.545871	12.651950	82.63	3.02	85.65
2	53.545030	12.653023	82.97	0.80	83.77
3	53.544316	12.653709	83.45	3.02	86.47
4	53.543933	12.654181	82.47	0.80	83.27
5	53.544622	12.655297	84.17	3.02	87.19
6	53.544698	12.656198	83.46	0.80	84.26
7	53.543347	12.656370	83.34	3.02	86.36
8	53.541893	12.658602	88.68	0.80	89.48
9	53.541613	12.658730	89.54	3.02	92.56
10	53.541205	12.658559	89.58	0.80	90.38
11	53.540746	12.656670	87.78	3.02	90.80
12	53.539190	12.654868	79.52	0.80	80.32
13	53.539726	12.653409	81.39	3.02	84.41
14	53.539854	12.653024	82.57	0.80	83.37
15	53.537763	12.650750	79.92	3.02	82.94
16	53.540543	12.645514	75.31	0.80	76.11
17	53.542761	12.647755	73.34	3.02	76.36
18	53.542200	12.648099	73.47	0.80	74.27
19	53.541843	12.649000	72.79	3.02	75.81
20	53.541180	12.649129	70.65	0.80	71.45
21	53.540951	12.647240	74.21	3.02	77.23
22	53.540721	12.647755	74.23	0.80	75.03
23	53.541002	12.650116	72.32	3.02	75.34
24	53.542430	12.649729	71.90	0.80	72.70
25	53.542685	12.648914	71.51	3.02	74.53
26	53.543016	12.648485	71.67	0.80	72.47
27	53.544521	12.648699	73.92	3.02	76.94
28	53.544827	12.648871	72.34	0.80	73.14
29	53.544954	12.649386	71.98	3.02	75.00
30	53.544954	12.650073	73.08	0.80	73.88
31	53.545158	12.650845	78.68	3.02	81.70

Name: Anlage suedlicher Teil
Footprint area: 92,172 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 180.0 deg

Rated power: -
Panel material: Light textured glass without AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 9.7 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.535848	12.650871	76.03	0.80	76.83
2	53.536523	12.649734	75.64	3.02	78.66
3	53.537187	12.650506	77.43	0.80	78.23
4	53.537786	12.649176	79.53	3.02	82.55
5	53.538769	12.647450	79.85	0.80	80.65
6	53.539611	12.645948	75.68	3.02	78.70
7	53.540184	12.644875	77.76	0.80	78.56
8	53.538927	12.643079	81.53	3.02	84.55
9	53.537852	12.645324	78.00	0.80	78.80
10	53.536985	12.647041	78.96	3.02	81.98
11	53.535416	12.650067	75.13	0.80	75.93

Route Receptor(s)

Name: B106 Sueden nach Norden

Route type: One-way

View angle: 30.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	53.536937	12.663545	77.29	2.50	79.79
2	53.538391	12.662107	76.78	1.50	78.28
3	53.539852	12.660590	79.04	2.50	81.54
4	53.540827	12.659678	83.91	1.50	85.41
5	53.541755	12.659058	85.77	2.50	88.27
6	53.543029	12.658414	84.55	1.50	86.05
7	53.544107	12.657860	82.55	2.50	85.05
8	53.545038	12.657442	81.76	1.50	83.26
9	53.545952	12.656946	82.23	2.50	84.73
10	53.547028	12.656361	80.98	1.50	82.48
11	53.547819	12.655985	78.80	2.50	81.30

Name: B108 Norden nach Sueden

Route type: One-way

View angle: 30.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	53.547802	12.655964	78.70	1.50	80.20
2	53.547031	12.656350	80.94	2.50	83.44
3	53.545936	12.656917	82.27	1.50	83.77
4	53.545049	12.657446	81.76	2.50	84.26
5	53.544099	12.657864	82.56	1.50	84.06
6	53.543020	12.658418	84.55	2.50	87.05
7	53.541750	12.659033	85.82	1.50	87.32
8	53.540826	12.659664	83.95	2.50	86.45
9	53.539858	12.660577	79.17	1.50	80.67
10	53.538382	12.662109	76.79	2.50	79.29
11	53.536919	12.663531	77.38	1.50	78.88

Name: Bahnstrecke von Osten nach Westen

Route type: One-way

View angle: 30.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	53.534141	12.657009	80.80	3.00	83.80
2	53.535356	12.654695	80.28	3.00	83.28
3	53.536275	12.652932	79.13	3.00	82.13
4	53.537289	12.651076	79.25	3.00	82.25
5	53.538314	12.649083	78.93	3.00	81.93
6	53.539417	12.646974	77.45	3.00	80.45
7	53.540269	12.645320	77.18	3.00	80.18
8	53.541387	12.643182	76.90	3.00	79.90
9	53.542631	12.640788	76.86	3.00	79.86

Name: Bahnstrecke von Westen nach Osten

Route type: One-way

View angle: 30.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	53.542646	12.640824	76.94	3.00	79.94
2	53.541403	12.643196	76.98	3.00	79.98
3	53.540290	12.645341	77.08	3.00	80.08
4	53.539412	12.647008	77.46	3.00	80.46
5	53.538309	12.649116	78.91	3.00	81.91
6	53.537294	12.651101	79.23	3.00	82.23
7	53.536292	12.652943	79.11	3.00	82.11
8	53.535375	12.654730	80.28	3.00	83.28
9	53.534152	12.657041	80.85	3.00	83.85

Obstruction Components

Name: Allee
Upper edge height: 5.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	53.535192	12.650189	75.48
2	53.535763	12.650940	76.56

Name: Haus
Upper edge height: 10.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	53.537211	12.650855	78.22
2	53.536593	12.650040	76.47
3	53.535923	12.651048	76.46

Name: Haus
Upper edge height: 5.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	53.535326	12.650597	76.76
2	53.535721	12.651085	76.89

Name: Zaun
Upper edge height: 2.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	53.536151	12.650465	75.68
2	53.535855	12.650948	76.23
3	53.535539	12.650390	75.67

Name: Zaun

Upper edge height: 2.6 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	53.540310	12.644832	77.56
2	53.539647	12.646108	75.22
3	53.538927	12.647417	78.95
4	53.538088	12.648927	80.50
5	53.537254	12.650562	77.52

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	
Anlagen noerdlicher Teil	18.0	180.0	221	765	-	1,272,021	
Anlage suedlicher Teil	18.0	180.0	322	1,408	-	1,076,276	

Distinct glare per month

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

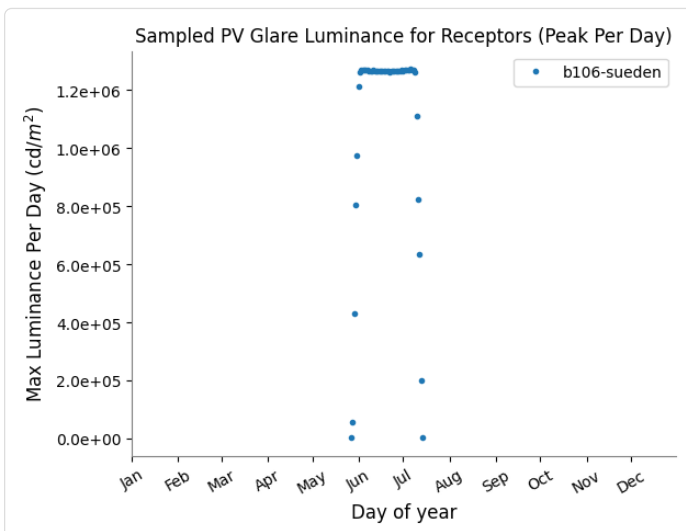
PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
anlagen-noer (green)	0	0	0	0	11	171	39	0	0	0	0	0
anlagen-noer (yellow)	0	0	0	0	11	614	140	0	0	0	0	0
anlage-suedl (green)	0	0	0	31	75	82	84	50	0	0	0	0
anlage-suedl (yellow)	0	0	0	248	298	235	272	355	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

Anlagen noerdlicher Teil potential temporary after-image

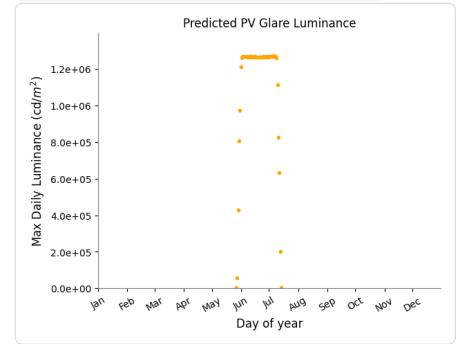
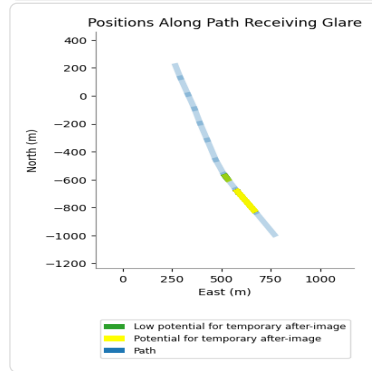
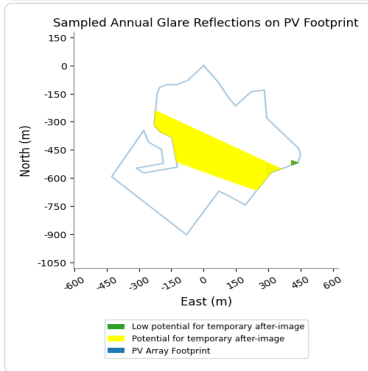
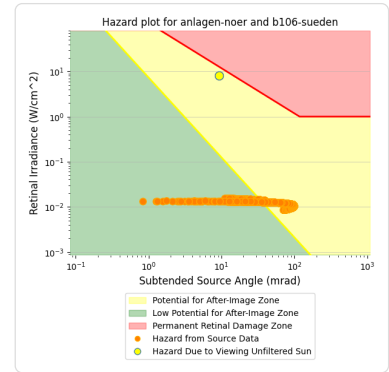
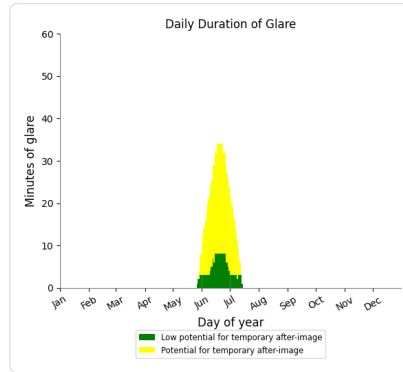
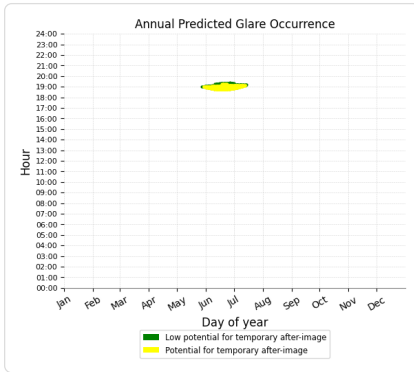
Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: B106 Sueden nach Norden	221	765	1,272,021
Route: B108 Norden nach Sueden	0	0	0
Route: Bahnstrecke von Osten nach Westen	0	0	0
Route: Bahnstrecke von Westen nach Osten	0	0	0



Anlagen noerdlicher Teil: B106 Sueden nach Norden

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

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



Anlagen noerdlicher Teil: B108 Norden nach Sueden

No glare found

Anlagen noerdlicher Teil: Bahnstrecke von Osten nach Westen

No glare found

Anlagen noerdlicher Teil: Bahnstrecke von Westen nach Osten

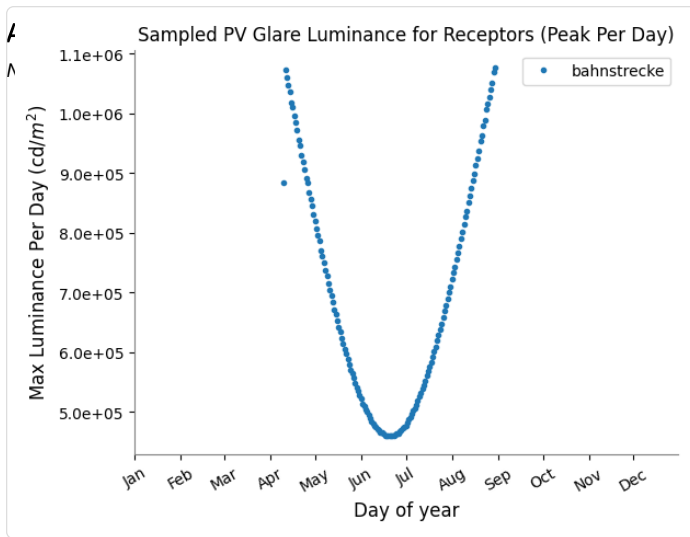
No glare found

Anlage suedlicher Teil potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: B106 Sueden nach Norden	0	0	0
Route: B108 Norden nach Sueden	0	0	0
Route: Bahnstrecke von Osten nach Westen	322	1408	1,076,276
Route: Bahnstrecke von Westen nach Osten	0	0	0

Anlage suedlicher Teil: B106 Sueden nach Norden

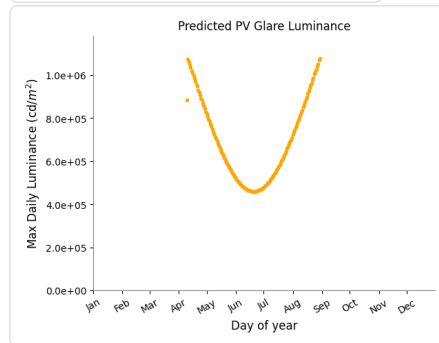
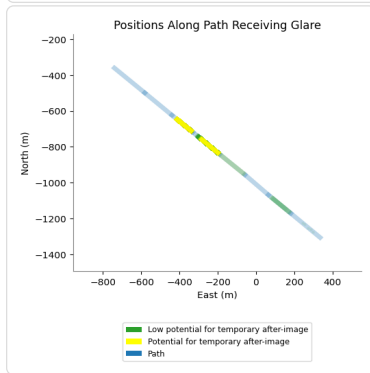
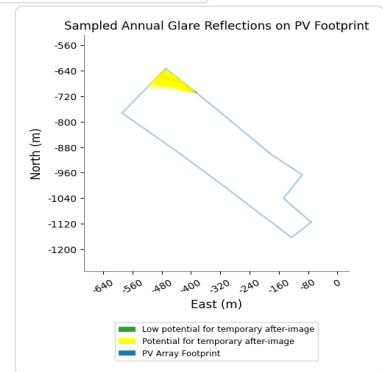
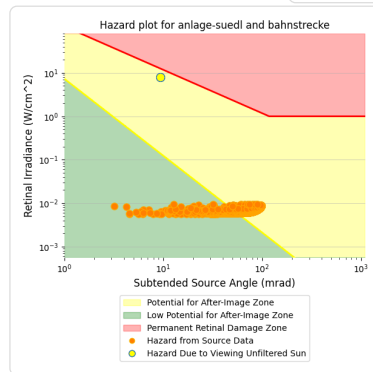
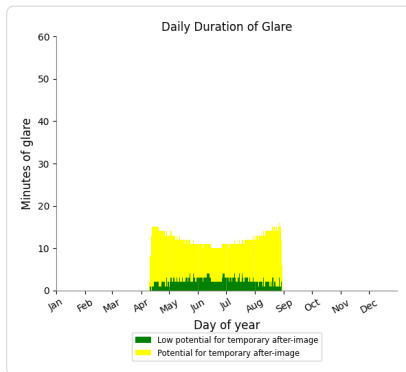
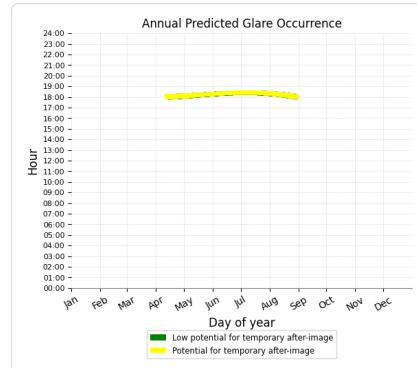
No glare found



Anlage suedlicher Teil: Bahnstrecke von Osten nach Westen

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

- 322 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,408 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Anlage suedlicher Teil: Bahnstrecke 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 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.

