

SolPEG Blendgutachten

Solarpark Heimstetten

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in Kirchheim bei München in Bayern**

SolPEG GmbH
Solar Power Expert Group
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg

☎ +49 40 79 69 59 36

📞 +49 40 79 69 59 38

@ info@solpeg.com

🌐 www.solpeg.com

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung.....	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	7
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....	8
3.1	Rechtliche Hinweise	8
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	8
3.3	Technische Parameter der PV Anlage	10
3.4	Berechnung der Blendwirkung.....	11
3.5	Standorte für die Analyse	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	13
4	Ergebnisse	17
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, A99 östlich.....	18
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Autobahn A99 südöstlich.....	20
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Bajuwarenstraße nördlich.....	20
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Bahnstrecke südwestlich	22
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Bahnstrecke südöstlich.....	23
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P6 und P7, Gebäude südwestlich	23
4.7	Ergebnisse am Messpunkt P8, Gebäude südöstlich	24
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	25
6	Schlussbemerkung	25
7	Anhang	26 - 41

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Heimstetten

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Dienstleister im Bereich Photovoltaik ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Heimstetten“ für die Verkehrsteilnehmer auf der Autobahn A99, die Bahnstrecke München–Simbach sowie Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Die Umsetzung der Energiewende und die Bestrebungen für mehr Klimaschutz resultieren in Erfordernissen und Maßnahmen, die als gesellschaftlicher Konsens und somit als öffentliche Belange gesetzlich festgeschrieben sind. Z.B. im „Gesetz zur Stärkung der klimagerechten Entwicklung in den Städten und Gemeinden“ (2011) und im „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG“ (2017). Andererseits soll der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die bestehenden Regelungen für den Immissionsschutz berücksichtigen. Dies gilt auch für Lichtimmissionen durch PV Anlagen.

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Lichtleitlinie¹, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Lichtleitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage „Heimstetten“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Verkehrsteilnehmer, die Bahnstrecke sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV Anlage. Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung vor Ort wird momentan nicht als notwendig angesehen da die Anlagendokumentation ausreichend ist, um einen Eindruck zu vermitteln.

Da aktuell kein angemessenes Regelwerk verfügbar ist, sind die gutachterlichen Ausführungen zu den rechnerisch ermittelten Simulationsergebnissen zu beachten.

Einzelne Aspekte der Licht-Leitlinie werden an entsprechender Stelle wiedergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

¹ Die Lichtleitlinie ist u.a. hier abrufbar: http://www.solpeg.de/LAI_Lichtleitlinie_2012.pdf

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich westlich von Heimstetten in der Gemeinde Kirchheim ca. 12,5 km östlich von München in Bayern. Östlich der Fläche verläuft auf einer Länge von ca. 250 m die Autobahn A99. Südlich verläuft die Bahnstrecke München–Simbach. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche westlich von Heimstetten in der Gemeinde Kirchheim. Die Fläche ist eben.
Koordinaten (Mitte)	48.157°N, 11.745°O, 521 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang A99	A99 ca. 250 m
Abstand zum Fahrbahnrand	A99 ca. 40 m
Abstand zur Bahnstrecke	ca. 20 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 50 m (kürzeste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht² über den Standort und die PV Anlage (schematisch)



Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

² Das verwendete Kartenmaterial u.a. von Google Earth (und Partnern) erfolgt im Rahmen der geltenden Lizenzvereinbarungen

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung



Bild 2.1.2: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)



Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Bilder der PV Fläche und Umgebung. Blick Richtung Süden.



Bild 2.1.4: Bild der PV Fläche (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Südliche Geländegrenze, Blick Richtung Nordosten.



Bild 2.1.5: Bild der PV Fläche (Quelle: Google Earth / SolPEG)

2.2 Umliegende Gebäude

Nicht alle wahrnehmbaren Reflexionen haben eine Blendwirkung zur Folge. In der Licht-Leitlinie (Seite 23) wird zur Bestimmung einer Blendwirkung folgendes ausgeführt:

Ob es an einem Immissionsort im Jahresverlauf überhaupt zur Blendung kommt, hängt von der Lage des Immissionsorts relativ zur Photovoltaikanlage ab. Dadurch lassen sich viele Immissionsorte ohne genauere Prüfung schon im Vorfeld ausklammern: Immissionsorte

- die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen
- die vornehmlich nördlich von einer Photovoltaikanlage gelegen sind, sind meist ebenfalls unproblematisch.
- die vorwiegend südlich von einer Photovoltaikanlage gelegen sind, brauchen nur bei Photovoltaik-Fassaden (senkrecht angeordnete Photovoltaikmodule) berücksichtigt zu werden.

Hinsichtlich einer möglichen Blendung kritisch sind Immissionsorte, die vorwiegend westlich oder östlich einer Photovoltaikanlage liegen und nicht weiter als ca. 100 m von dieser entfernt.

Die folgende Skizze zeigt die PV Fläche und die relevante Umgebung. Gemäß Reflexionsgesetz könnten die Gebäude im Südosten evt. von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Gebäude im Süden können überwiegend nicht von Reflexion erreicht werden, die Standorte werden dennoch analysiert. Andere Gebäude in der Umgebung der PV Anlage sind aufgrund der Lage, des Einfallswinkels und der Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV Anlage betroffen und werden nicht weiter analysiert. Details sind im Abschnitt 4 aufgeführt.

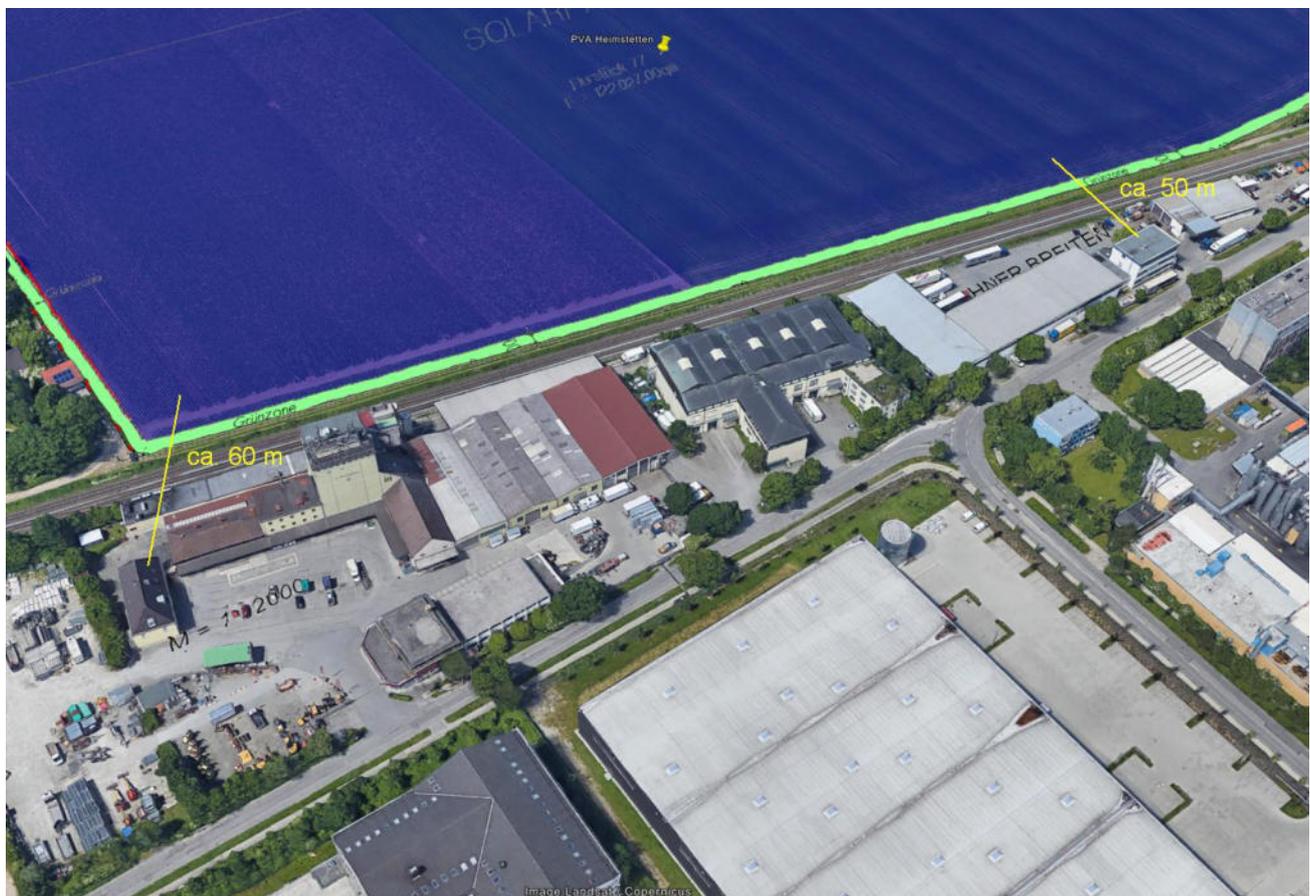


Bild 2.2.1: PV Anlage und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im über-
ragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als
Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig³ die grundsätzlich
fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleit-
linie können lediglich im Einzelfall als Orientierung herangezogen werden.

3.2 Blendwirkung von PV Modulen

Vereinfacht ausgedrückt nutzen PV Module das Sonnenlicht zur Erzeugung von Strom. Hersteller von
PV Modulen sind daher bestrebt, dass möglichst viel Licht vom PV Modul absorbiert wird, da möglichst
das gesamte einfallende Licht für die Stromproduktion genutzt werden soll. Die Materialforschung hat
mit speziell strukturierten Glasoberflächen (Texturen) und Antireflexionsschichten den Anteil des re-
flektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV Moduls:

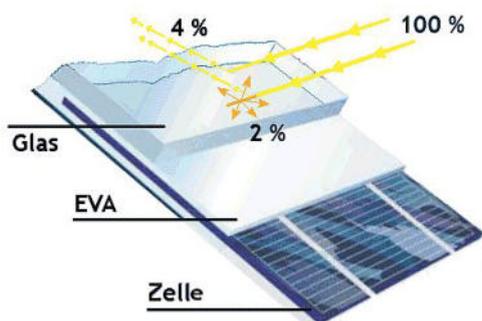


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

PV Module zeigen im Hinblick auf Reflexion andere Eigenschaften als normale Glasoberflächen (z.B. PKW-Scheiben, Glasfassaden, Fenster, Gewächshäuser) oder z.B. Oberflächen von Gewässern. Direkt einfallendes Sonnenlicht wird von der Moduloberfläche diffus reflektiert:



Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

³ <https://oberlandesgericht-braunschweig.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-nachbarrechtsstreitigkeit-gegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Links ein einfaches Modul ohne spezielle Oberflächenbehandlung. Das rechte Bild entspricht aktuellen, hochwertigen PV Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird weniger Sonnenlicht reflektiert bzw. diffus reflektiert mit einer stärkeren Streuung. Die Leuchtdichte der Modulfläche ist entsprechend vermindert.

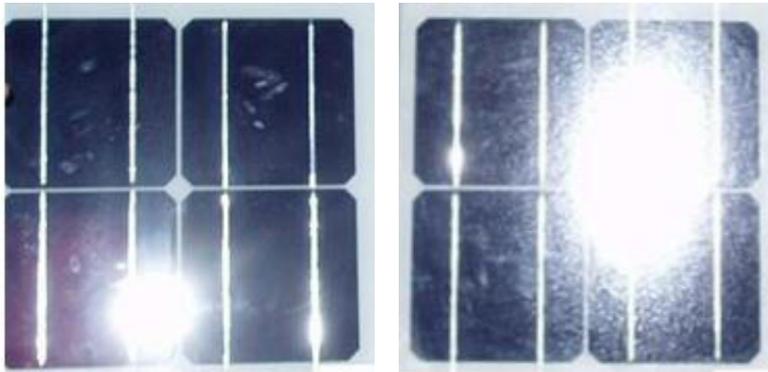


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

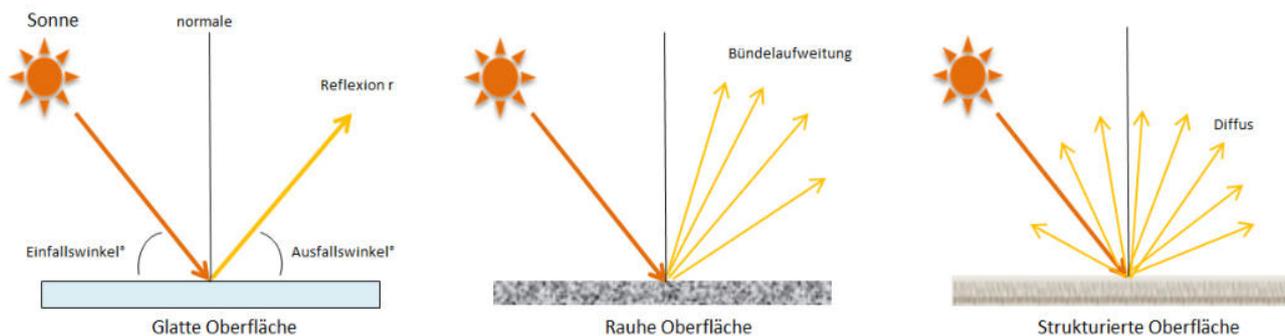


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Planungsunterlagen sollen PV Module des Herstellers LONGi zum Einsatz kommen, die lt. vorliegender Stellungnahme des Herstellers über Anti-Reflexions-Eigenschaften verfügen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt.

Es können aber auch Module eines anderen Herstellers mit ähnlichen Eigenschaften verwendet werden. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

Mechanical Parameters	Operating Parameters
Cell Orientation: 144 (6×24)	Operational Temperature: -40 C ~ +85 C
Junction Box: IP68, three diodes	Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W
Output Cable: 4mm ² , 300mm in length, length can be customized	Voc and Isc Tolerance: ±3%
Glass: Dual glass 2.0mm coated tempered glass	Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)
	Maximum Series Fuse Rating: 25A
	Nominal Operating Cell Temperature: 45±2 C

Bild 3.2.5: Auszug aus LONGi Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Technische Parameter der PV Anlage

Die optischen Eigenschaften und die Installation der Module, insbesondere die Ausrichtung und Neigung der Module sind wesentliche Faktoren für die Berechnung der Reflexionen. Lt. Planungsunterlagen werden PV Module mit Anti-Reflex Schicht verwendet, sodass deutlich weniger Sonnenlicht reflektiert wird als bei einfachen Modulen. Dennoch sind Reflexionen nicht ausgeschlossen, insbesondere wenn das Sonnenlicht abends und morgens in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

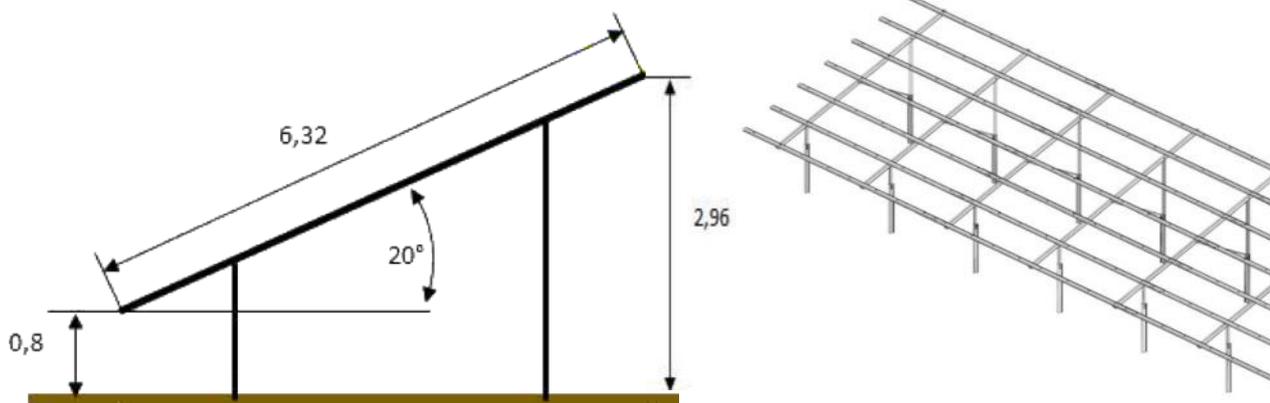


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Planungsunterlagen, Beispiel)

Die für die Simulation der Reflexion wesentlichen Parameter der PV Anlage sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul Hersteller / Typ	LONGi Solar
Moduloberfläche	Hochtransparentes Anti-Reflexions-Glas
Unterkonstruktion	Modultische mit fester Neigung
Modulinstallation	6 Module quer übereinander
Achsen-Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der Modulfläche über Boden	ca. 0,8 m bis ca. 2,96 m
Mittlere Höhe der Modulfläche für Simulation	1,9 m
Anzahl Messpunkte Autobahn/Straße	3 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte Bahnstrecke	2 Messpunkte
Anzahl Messpunkte Gebäude	2 Messpunkte
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (gemittelte Höhe)
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer ⁴	Fahrtrichtung +/- 20°

⁴ Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden.

Vor diesem Hintergrund wird der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

3.4 Berechnung der Blendwirkung

Die Berechnung der Reflexionen von elektromagnetischen Wellen (auch sichtbares Licht) erfolgt nach anerkannten physikalischen Erkenntnissen und den entsprechend abgeleiteten Gesetzen (u.a. Reflexionsgesetz, Lambert'sches Gesetz) sowie den entsprechenden Berechnungsformeln.

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA⁵ zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

Eine umfassende Darstellung der verwendeten Formeln und theoretischen Hintergründe der Berechnungen ist im Rahmen dieser Stellungnahme nicht möglich.

Der grundlegende Ansatz zur Berechnung der Reflexion ist wie folgt. Wenn die Position der Sonne und die Ausrichtung des PV Moduls (Neigung: γ_p , Azimut α_p) bekannt sind, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

$$\cos(\theta_p) = -\cos(\gamma_s) \cdot \sin(\gamma_p) \cdot \cos(\alpha_s + 180^\circ - \alpha_p) + \sin(\gamma_s) \cdot \cos(\gamma_p)$$

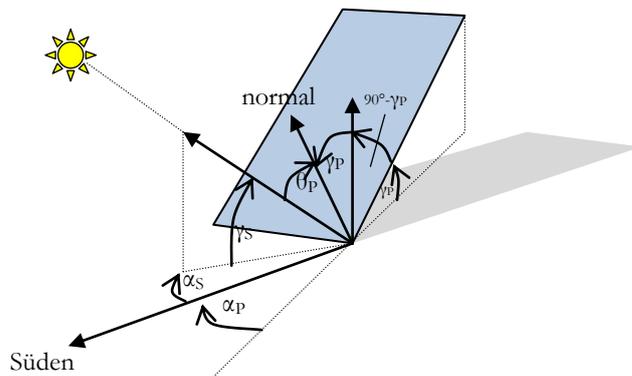


Bild 3.4.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

Die unter 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV Modulen (Glasoberfläche, Antireflexions-schicht) haben Einfluss auf den Reflexionsfaktor der Berechnung bzw. entsprechenden Berechnungsmodelle.

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie⁶ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁷, New Mexico überprüft.

⁵ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths: <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

⁶ Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁷ Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

3.5 Standorte für die Analyse

Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung kann aus technischen Gründen nicht für beliebig viele Messpunkte durchgeführt werden. Je nach Größe und Beschaffenheit der PV Anlage werden in der Regel 4 - 5 Messpunkte gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Position der Messpunkte wird anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt. U.a. können Objekte im Süden von PV Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nicht untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Heimstetten wurden insgesamt 8 Messpunkt festgelegt. 2 Messpunkte auf der A99, 1 Messpunkt auf der nördlich verlaufenden Bajuwarenstraße, 2 Messpunkte auf der südlich verlaufenden Bahnstrecke sowie 3 Messpunkt im Bereich von umliegenden Gebäuden. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV Anlage und die gewählten Messpunkte P1-P8:



Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die Messpunkte P1–P8 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist in Deutschland die sog. Licht-Leitlinie, die erstmals 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst wurde. Die Licht-Leitlinie ist weder eine Norm noch ein Gesetz sondern lt. LAI Vorbemerkung "... ein System zur Beurteilung der Wirkungen von Lichtimmissionen auf den Menschen" welches ursprünglich für die Bemessung von Lichtimmissionen durch Flutlicht- oder Beleuchtungsanlagen von Sportstätten konzipiert wurde. Anlagen zur Beleuchtung des öffentlichen Straßenraumes, Blendwirkung durch PKW Scheinwerfer usw. werden nicht behandelt.

Im Jahr 2000 wurden Hinweise zu schädlichen Einwirkungen von Beleuchtungsanlagen auf Tiere - insbesondere auf Vögel und Insekten - und Vorschläge zu deren Minderung ergänzt. Ende 2012 wurde ein 4-seitiger Anhang zum Thema Reflexionen durch Photovoltaik (PV) Anlagen hinzugefügt.

Lichtimmissionen gehören nach dem BImSchG zu den schädlichen Umwelteinwirkungen, wenn sie nach Art, Ausmaß oder Dauer geeignet sind, **erhebliche Nachteile** oder **erhebliche Belästigungen** für die Allgemeinheit oder für die Nachbarschaft **herbeizuführen**. Bedauerlicherweise hat der Gesetzgeber die immissionsschutzrechtliche **Erheblichkeit** für Lichtimmissionen bisher nicht definiert und eine Definition auch nicht in Aussicht gestellt.

Für Reflexionen durch PV Anlagen ist in der Licht-Leitlinie ein Immissionsrichtwert von maximal 30 Minuten pro Tag und maximal 30 Stunden pro Jahr angegeben. Diese Werte wurden nicht durch wissenschaftliche Untersuchungen mit entsprechenden Probanden in Bezug auf Reflexionen durch PV Anlagen ermittelt, sondern stammen aus einer Untersuchung zur Belästigung durch periodischen Schattenwurf und Lichtreflexe ("Disco-Effekt") von Windenergieanlagen (WEA).

Auch in diesem Bereich hat der Gesetzgeber bisher keine rechtsverbindlichen Richtwerte für die Belästigung durch Lichtblitze und bewegten, periodischen Schattenwurf durch Rotorblätter einer WEA erlassen oder in Aussicht gestellt. Die Übertragung der Ergebnisse aus Untersuchungen zum Schattenwurf von WEA Rotoren auf unbewegliche Installationen wie PV Anlagen ist unter Experten äußerst umstritten und vor diesem Hintergrund hat eine individuelle Bewertung von Reflexionen durch PV Anlagen Vorrang vor den rechnerisch ermittelten Werten.

Allgemeiner Konsens ist die Notwendigkeit von weiterführenden Forschung und Konkretisierung der vorhandenen Regelungen. U.a.

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

Welches die zulässige Dauer einer Blendwirkung sein soll, ist eigentlich keine wissenschaftliche Fragestellung, sondern eine der gesellschaftlichen Vereinbarung: Wie viele Prozent stark belastigter Personen in der exponierten Bevölkerung will man zulassen? Die Wissenschaft müsste aber eine Aussage darüber liefern können, welche Expositionsdauer zu welchem Anteil stark Belastigter führt. Wie bereits erwähnt, stehen Untersuchungen dazu noch aus. .. Es existieren noch keine rechtlichen oder normativen Methoden zur Bewertung von Lichtimmissionen durch von Solaranlagen gespiegeltes Sonnenlicht.

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

Während die Berechnungen möglicher Reflexionsrichtungen klar aus geometrischen Verhältnissen folgen, besteht hinsichtlich der Risikobewertung reflektierten Sonnenlichts noch erheblicher Klärungsbedarf... Im Zusammenhang mit der Übernahme zeitlicher Grenzwerte der Schattenwurfrichtlinie besteht noch Forschungsbedarf hinsichtlich der belästigenden Wirkung statischer Sonnenlichtreflexionen. Da in der Licht-Richtlinie klar unterschieden wird zwischen konstantem und Wechsellicht und es sich beim periodischen Schattenwurf von Windenergieanlagen um das generell stärker belästigende Wechsellicht handelt, liegt die Vermutung nahe, dass zeitliche Grenzwerte für konstante Sonnenlichtreflexionen deutlich über denen der Schattenwurfrichtlinie anzusetzen wären.

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁸ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

Einfallswinkel der Reflexion

Die Fachliteratur enthält ebenfalls keine einheitlichen Aussagen zur Berechnung und Beurteilung der Blendwirkung von Fahrzeugführern durch reflektiertes Sonnenlicht und auch unter den Experten gibt es bislang keine einheitliche Meinung, ab welchem Winkel eine Reflexion bei Tageslicht als objektiv störend empfunden wird. Dies hängt u.a. mit den Abbildungseigenschaften des Auges zusammen wonach die Dichte der Helligkeitsrezeptoren (Zapfen) außerhalb des zentralen Schärfepunktes (Fovea Centralis) abnimmt.

Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel ab 20° zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Vor diesem Hintergrund ist in dieser Untersuchung der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

Entfernung zur Immissionsquelle

Lt. Licht-Leitlinie "erfahren Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden, erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen. Lediglich bei ausgedehnten Photovoltaikparks **könnten** auch weiter entfernte Immissionsorte noch relevant sein."

In der hier zur Anwendung kommenden Simulationssoftware werden alle Reflexionen berücksichtigt, die aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz physikalisch auftreten können. Daher sind die reinen Ergebniswerte als konservativ/extrem anzusehen und werden ggf. relativiert bewertet. Insbesondere werden mögliche Reflexionen geringer gewichtet wenn die Immissionsquelle mehr als 100 m entfernt ist.

⁸ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

Sonderfall Zugführer

Das Simulationsprogramm ermittelt alle Lichtstrahlen/Reflexionen die einen Immissionsort erreichen können (360°). Das Verfahren ist rechnerisch korrekt aber es kann die Realität von bestimmten Umgebungen nicht ausreichend abbilden.

Der Arbeitsplatz des Zugführers hat ein eingeschränktes Sichtfeld u.a. um während der Fahrt Störungen aus dem seitlichen Sichtbereich zu verhindern. Die folgenden Bilder zeigen den Frontbereich von gängigen Loks bzw. Triebwagentypen.



Bild 3.6.1: Fensterfront gängiger Loktypen (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt bearbeitet)

Konstruktionsbedingt verfügen auch aktuelle Lokomotiven bzw. Triebwagen nur über einen eingeschränkten Sichtbereich und daher können potentielle Reflexionen den Zugführer kaum erreichen. Die o.g. Aspekte unterstützen die gängige Einschätzung, dass der Sichtbereich für Zug- und Fahrzeugführer auf $\pm 20^\circ$ zur Fahrtrichtung als relevant festgelegt ist. Die in der Simulation berechneten Ergebnisse beziehen sich auf einen Ort im freien Raum (360° Rundumblick) und sind daher nur mit Einschränkungen verwendbar. Die folgenden Bilder zeigen beispielhaft den Führerstand gängiger Loktypen und den Sichtbereich der Zugführer.

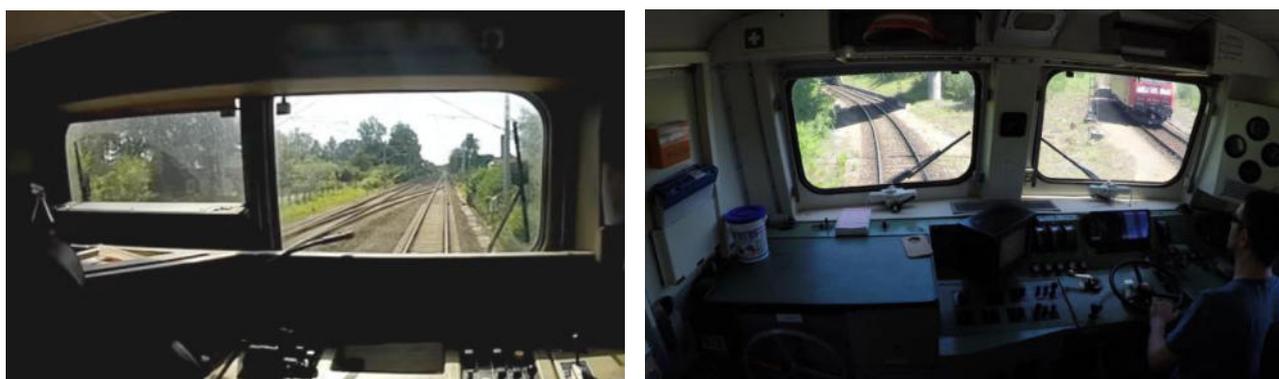


Bild 3.6.2: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

Es ist im Rahmen dieser Untersuchung nicht möglich alle aktuellen bzw. auch älteren Baureihen der zum Einsatz kommenden Loktypen mit den jeweiligen Fenstergrößen, dem Sichtwinkel von Sitzplatz zu Fensteraußenkante sowie Sitzhöhe des Zugführers zu simulieren. Beispielsweise sollte die teilweise noch verwendete Baureihe 143 / 243 (RB) u.a. aufgrund der gestiegenen Sicherheitsanforderungen (Crash-Optimierung) in 2021 gegen neuere Baureihen oder Triebwagen ersetzt werden. Aber auch hier ist die Fensterfront im Randbereich überwiegend nur unwesentlich verändert und daher sind die entsprechenden Aspekte der Simulation weiterhin anwendbar.

Sonstige Einflüsse

Aufgrund von technischen Limitierungen geht die Simulationssoftware zu jedem Zeitpunkt von sog. clear-sky Bedingungen aus, d.h. einem wolkenlosen Himmel und entsprechender Sonneneinstrahlung. Daher stellt das Simulationsergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung dar.

Dies entspricht nicht den realen Wetterbedingungen insbesondere in den Morgen- oder Abendstunden, in denen die Reflexionen auftreten können. Einflüsse wie z.B. Frühnebel, Dunst oder besondere, lokale Wetterbedingungen können nicht berechnet werden.

In der Licht-Leitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY⁹) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung¹⁰ von ca. 62,5 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

Aber auch der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel, Bäume oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden.

Es handelt sich dabei allerdings um Limitierungen der Software und nicht um Vorgaben für die Berechnung von Reflexionen. Eine realitätsnahe Simulation ist mit der aktuell verfügbaren Simulationssoftware nur begrenzt möglich.

Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m² beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaptation des Auges).

Aber nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Das Forschungsinstitut Sandia National Laboratories (USA) hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung entspricht dem Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm²) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad). Die folgende Skizze zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

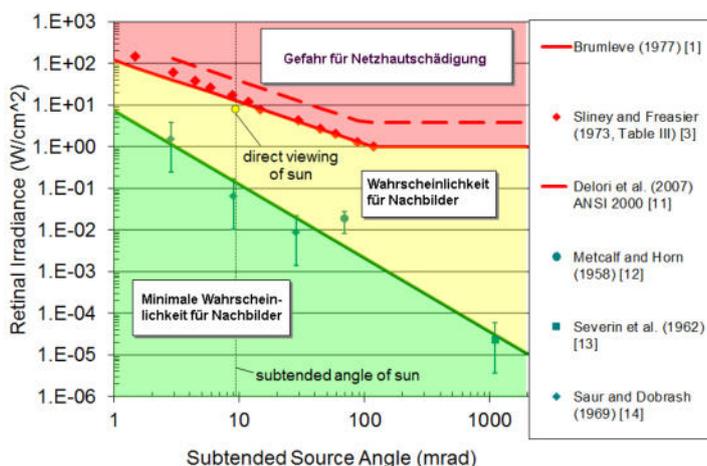


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

⁹ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

¹⁰ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2022_17.png

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Heimstetten wird für 8 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann.

Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.3 auch als farbige Flächen dargestellt:

- Minimale Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder
- Geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen, die zwischen 22 Uhr abends und 06 Uhr morgens auftreten (sofern möglich), sind relativiert zu bewerten bzw. zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen zu verwenden.

Individuelle Ausführungen erfolgen im weiteren Abschnitt gesondert für die jeweiligen Messpunkte.

Tabelle 3: Potentielle Blendwirkung an den jeweiligen Messpunkten [Kategorie ■, Minuten pro Jahr]

Messpunkt	PV Feld
P1 Autobahn A99 östlich	-
P2 Autobahn A99 südöstlich	-
P3 Bajuwarenstraße nördlich	1043 ^{WG}
P4 Bahnstrecke südwestlich	3028 ^W
P5 Bahnstrecke südöstlich	3400 ^W
P6 Gebäude südwestlich	-
P7 Gebäude südöstlich	-
P8 Gebäude südöstlich, 12 m Höhe	446 ^D

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, A99 östlich

Am Messpunkt P1 auf der östlich verlaufen Autobahn A99 sind nach Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Das ist überwiegend damit begründet, dass potentielle Reflexionen nur in den Abendstunden auftreten können und in solchen Konstellationen ist die tief stehende Sonne überwiegend selbst die Ursache für mögliche Blendwirkungen. Zur Überprüfung wurden auch die unbereinigten Rohdaten analysiert und demnach können nur an insgesamt 129 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Entscheidend für die Beurteilung einer potentiellen Blendwirkung ist allerdings der Umstand, dass die Einfallswinkel der Reflexionen mit -51° bis -56° links (westlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m) liegen. Darüber hinaus ist entlang der Fahrbahn ein Erdwall von ca. 3 m Höhe mit Bewuchs vorhanden, sodass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Aufgrund des Einfallswinkels, aufgrund der geringen zeitlichen Dauer und insbesondere aufgrund der örtlichen Gegebenheiten kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch Reflexionen durch die PV Anlage im Bereich von Messpunkt P1 und im weiteren Verlauf der A99 mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P1 auf Basis der Unbereinigten Rohdaten.

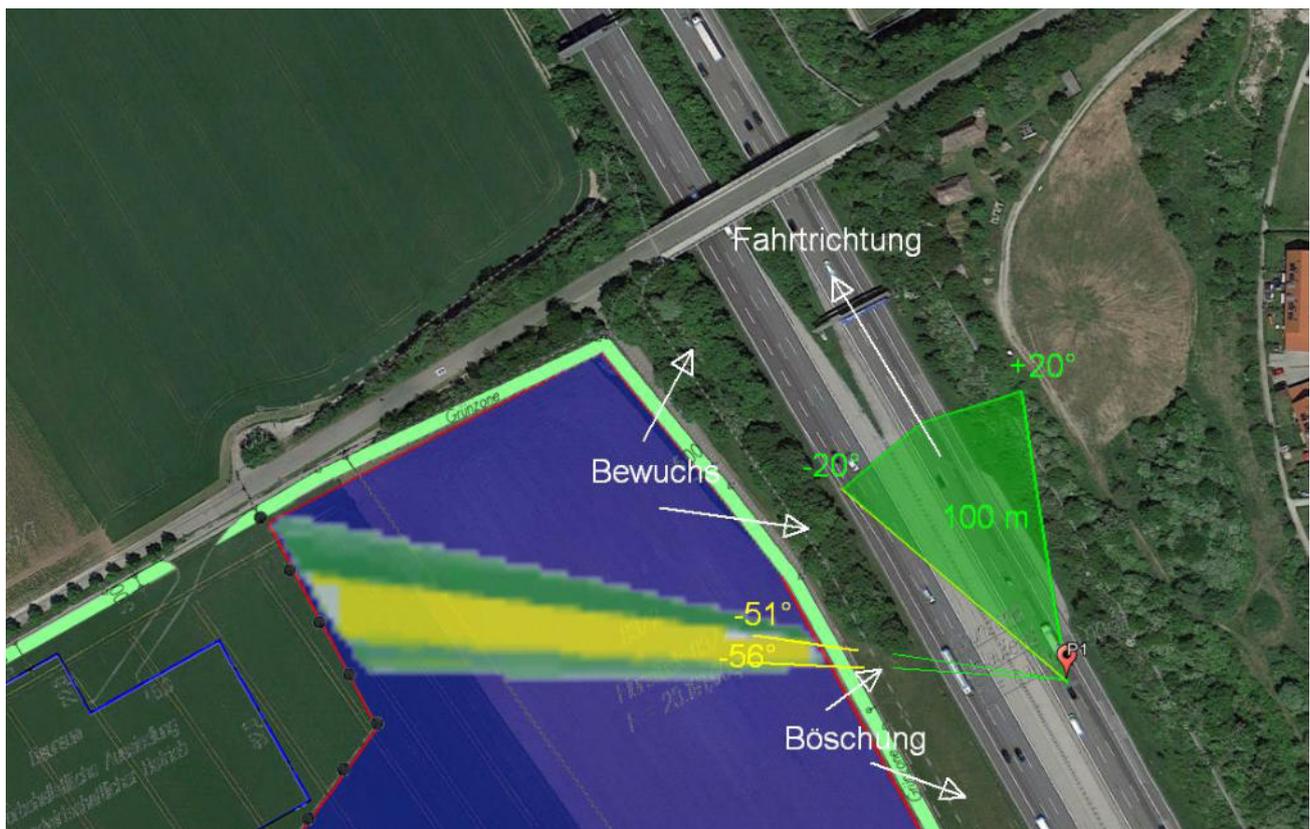


Bild 4.1.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich zeigt den relevanten Sichtwinkel bei der Fahrt Richtung Norden (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m). Potentielle Reflexionen können rein rechnerisch in der gelb/grün markierten Fläche¹¹ auftreten. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten können diese die A99 in der Realität allerdings nicht erreichen.

¹¹ Fläche der nicht bereinigten Simulationsergebnisse

Zur Veranschaulichung zeigt das folgende Foto die Situation am Messpunkt P1 auf der A99 bei der Fahrt Richtung Nordwesten aus Sicht des Fahrzeugführers. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt.

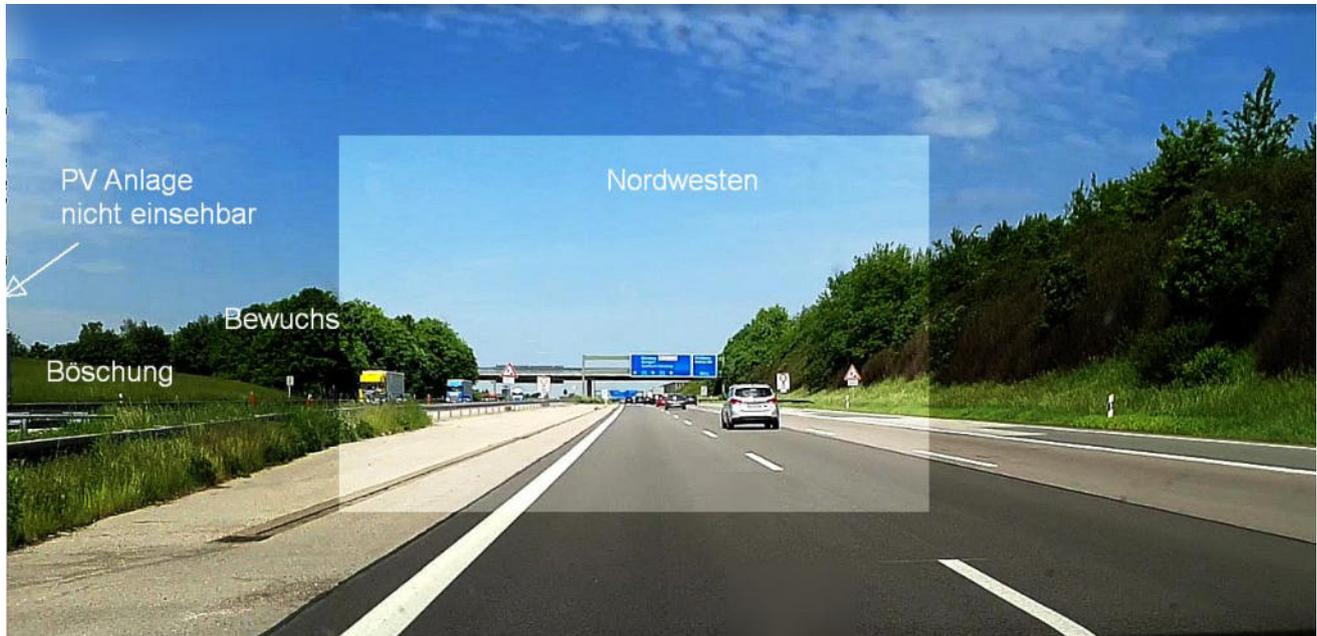


Bild 4.1.2: Messpunkt P1, Fahrt Richtung Nordwesten (Quelle: Google StreetView, Ausschnitt)

Das Foto zeigt auch den ausgeprägten Bewuchs durch Büsche und Bäume entlang der Fahrbahn. Selbst für den ungewöhnlichen Fall, dass der gesamte Baumbestand gerodet werden sollte, ist die PV Anlage aufgrund der Böschung nicht einsehbar. Darüber hinaus ist lt. Planungsunterlagen entlang der Geländegrenze ein Grünstreifen mit Bepflanzung von Sträuchern geplant, sodass ohnehin kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Die folgenden Beispielbilder zeigen eine bewährte und ausreichende Variante für eine Begrünung / Sichtschutz mit heimischen Gehölzen direkt nach Anpflanzung und auch mit Blattwerk.



Bild 4.1.3: Eingrünung/Bepflanzung mit einheimischen Gehölzmischungen (Quelle: SolPEG)

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Autobahn A99 südöstlich

Am Messpunkt P2 auf der A99 Richtung südöstlich der PV Anlage sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern im Bereich von Messpunkt P2 kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Bajuwarenstraße nördlich

Am Messpunkt P3 auf der Bajuwarenstraße nördlich der PV Anlage können bei der Fahrt Richtung Osten theoretisch an insgesamt 1043 Minuten pro Jahr Reflexionen bzw. an max. 16 Minuten pro Tag durch die PV Anlage auftreten. Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse in der Übersicht.

Tabelle 4: Mögliches Auftreten und Dauer von Reflexionen am Messpunkt P3

Zeitraum Beginn	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag (max.)	Minuten im Zeitraum	Erstes Auftreten	Letztes Auftreten
20. April	07. Juni	12	402	05:50	06:04
05. Juli	23. August	16	641	05:52	06:08

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der aufgeführten Minuten pro Tag im Jahresverlauf bzw. in den relevanten Zeiten.

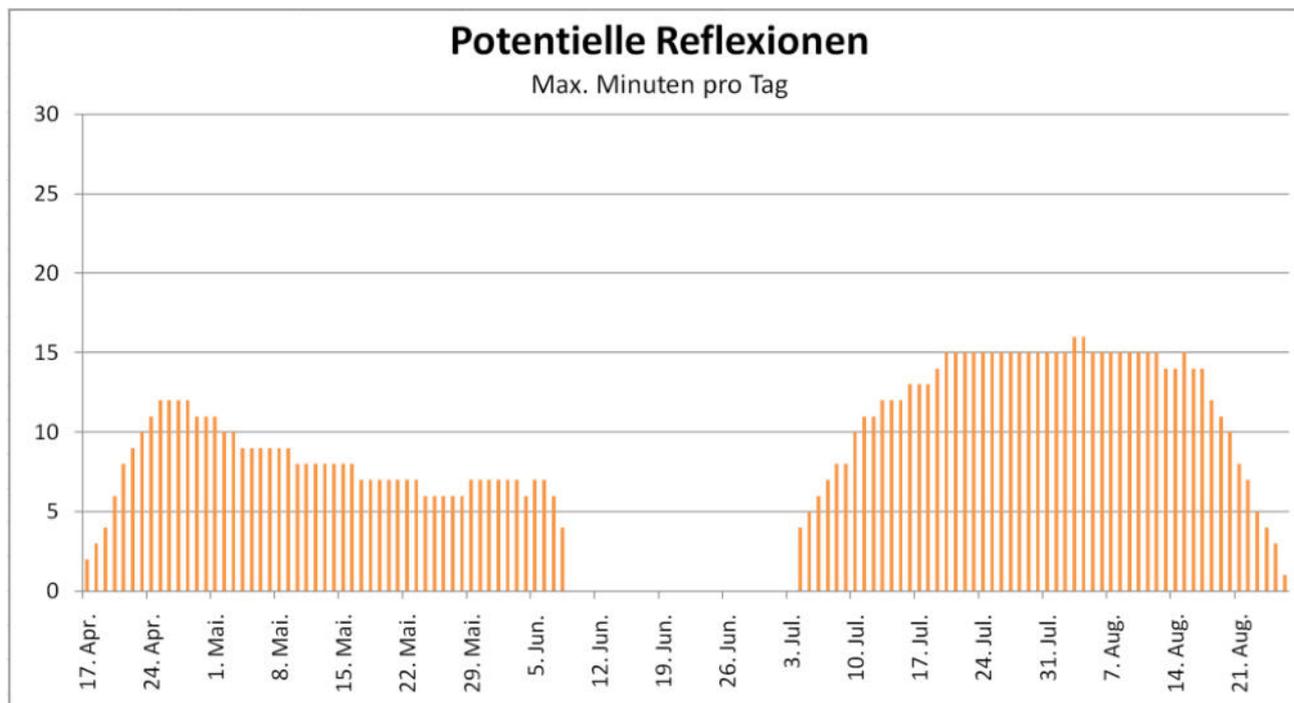


Bild 4.3.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Lt. Planungsunterlagen ist auch in diesem Bereich entlang der Geländegrenze ein Grünstreifen mit Bepflanzung von Sträuchern geplant, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist.

Zur Veranschaulichung zeigt die folgende Skizze (Pseudo 3D) die Situation am Messpunkt P3 am 01. Mai, morgens um 05:50 Uhr bei der Fahrt Richtung Osten. Der Strahlengang ist durch gelbe Pfeile symbolisiert. In den betreffenden Zeiten ist die tief stehende Sonne überwiegend selbst die Ursache für potentielle Blendwirkungen.



Bild 4.3.2: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich zeigt den relevanten Sichtwinkel bei der Fahrt Richtung Osten (Fahrtrichtung +/- 20, ca. 100 m), eingeschränkt durch Büsche und Bäume entlang der Straße. Potentielle Reflexionen können in der gelb/weiß markierten Fläche¹² auftreten. Aufgrund des Sichtschutzes durch Büsche und Bäume und zusätzlich durch die bepflanzte Grünzone besteht überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht oder nur bedingt anwendbar und daher sind Reflexionen im Bereich von Messpunkt P3 vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern im Bereich von Messpunkt P3 kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

¹² Fläche der nicht bereinigten Simulationsergebnisse

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Bahnstrecke südwestlich

Am Messpunkt P4 auf der Bahnstrecke südwestlich der PV Anlage können bei der Fahrt Richtung Südwesten theoretisch Reflexionen durch PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 17. April und dem 25. August zwischen 18:18 - 18:57 Uhr für 5 bis max. 28 Minuten am Tag aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings mit $+35^\circ$ bis $+54^\circ$ rechts (westlich) deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Blickwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P4 auf der Bahnstrecke.

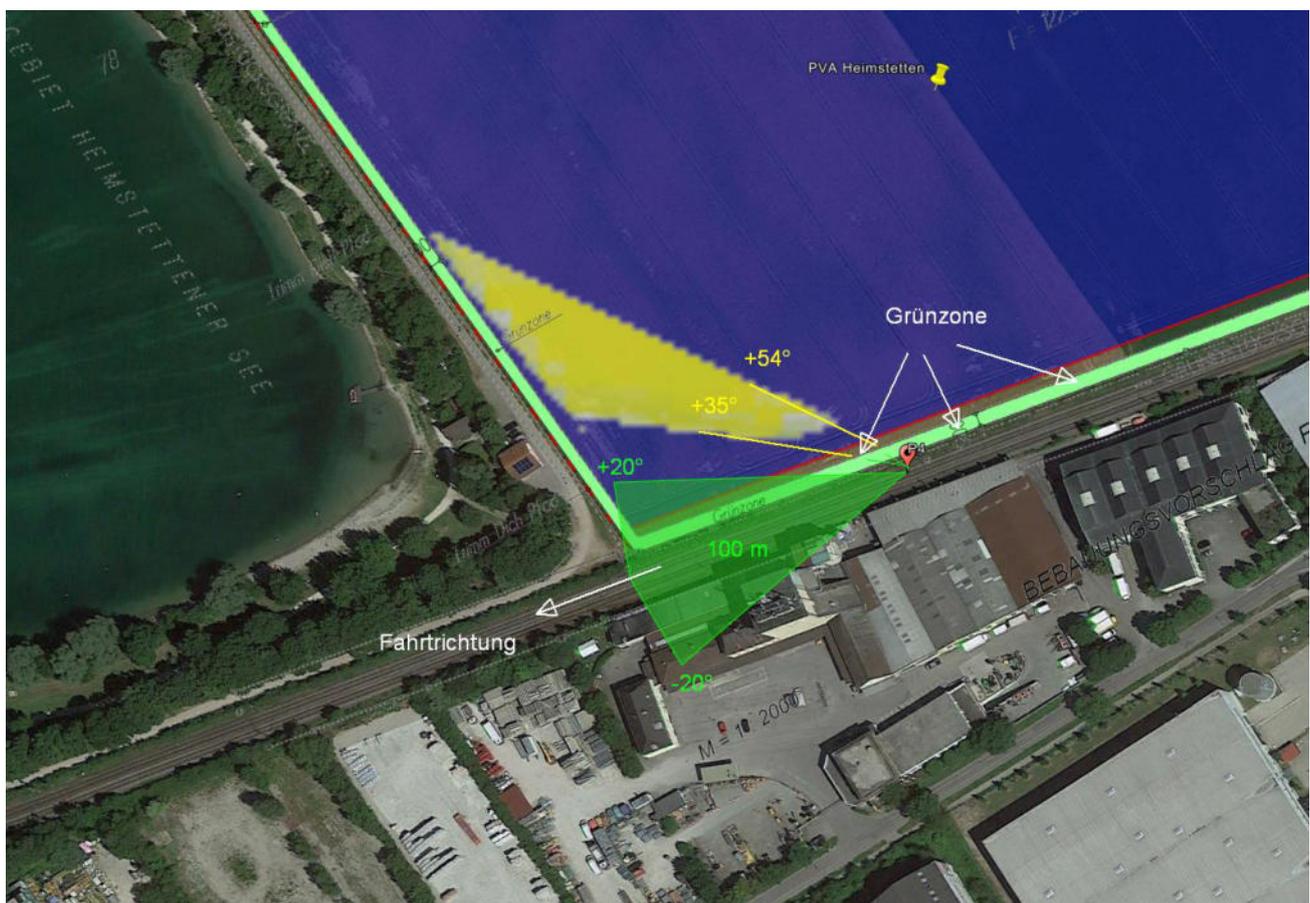


Bild 4.4.1: Simulation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich zeigt den relevanten Sichtwinkel bei der Fahrt Richtung Südwesten (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m). Potentielle Reflexionen können theoretisch in der gelb/weiß markierten Fläche auftreten. Aufgrund des Sichtschutzes durch Büsche

Lt. Planungsunterlagen ist auch in diesem Bereich entlang der Geländegrenze ein Grünstreifen mit Bepflanzung von Sträuchern geplant, dieser wird aber erst ab einer Wuchshöhe von ca. 2 m als zusätzlich Sichtschutz wirksam werden.

Das folgende Foto zeigt den Bereich am Messpunkt P4 bei der Fahrt Richtung Südwesten aus Sicht des Zugführers. Der relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt. Die PV Anlage ist teilweise rechts im Bild sichtbar, potentielle Reflexionen wären allerdings weiter rechts, außerhalb des Bildes.



Bild 4.4.2: Messpunkt P4, Fahrt Richtung Südwesten (Quelle: Youtube [Video Q4DlbW42X50](https://www.youtube.com/watch?v=Q4DlbW42X50), traintdriver, Minute 26:17)

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Bahnstrecke südöstlich

Wie auch am Messpunkt P4 können in ähnlicher Weise am Messpunkt P5 auf der Bahnstrecke bei der Fahrt Richtung Südwesten theoretisch Reflexionen durch PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 17. April und dem 25. August zwischen 18:18 - 19:02 Uhr für 5 bis max. 33 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings auch hier mit ca. $+31^\circ$ bis $+56^\circ$ rechts (westlich) deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Blickwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

4.6 Ergebnisse am Messpunkt P6 und P7, Gebäude südwestlich

Das Gebäude am Messpunkt P6 südwestlich der PV Anlage wurde zu Kontrollzwecken untersucht, da aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz keine Reflexionen durch die PV Anlage zu erwarten sind. Die Simulation zeigt keine Ergebnisse und daher kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern und Mitarbeitern durch die PV Anlage mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Am Messpunkt P7 im Bereich des Bürogebäudes der Orient Freight GmbH, in ca. 4 m Höhe (mittlere Höhe) sind ebenfalls keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Auch hier kann eine Beeinträchtigung von Mitarbeitern durch die PV Anlage mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

4.7 Ergebnisse am Messpunkt P8, Gebäude südöstlich

Am Messpunkt P8 im Bereich des Bürogebäudes (Huber Group), in ca. 12 m Höhe (5. Stock) können nur an insgesamt 446 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 06. Mai und dem 06. August zwischen 17:59 - 18:15 Uhr für max. 6 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer kann eine Beeinträchtigung von Mitarbeitern durch die PV Anlage mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Im 6. Stock könnte ggf. die Anzahl an Minuten pro Jahr leicht höher liegen aber in jedem Fall deutlich unter den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P8. Die jeweiligen Farben Gelb/Grün symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.2 und 3.6 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können.

PV Feld - OP Receptor (OP 8)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 2,083 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 695 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

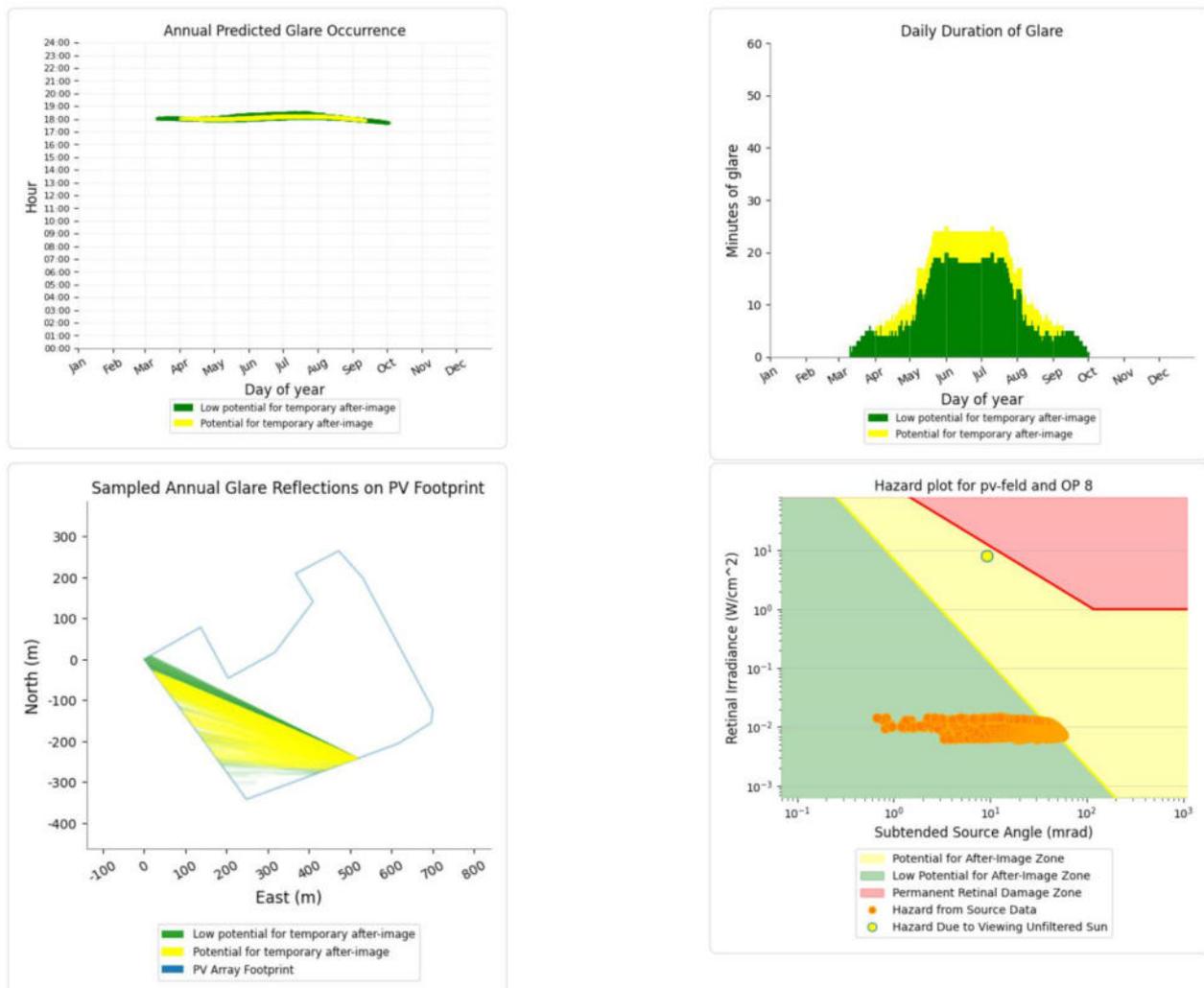


Bild 4.7.1: Ergebnisdetails für Messpunkt P8 (Quelle: Simulationsergebnisse)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Heimstetten kann als „geringfügig“ klassifiziert¹³ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als gering eingestuft werden.

Durch den Einsatz von hochwertigen PV Modulen hat der Auftraggeber die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von potentiellen Reflexionen ergriffen.

Die Analyse von 8 exemplarisch gewählten Messpunkten im Umfeld der PV Fläche zeigt nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Auf der A99 östlich der PV Anlage können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten, die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind diese zu vernachlässigen. Die Fläche der PV Anlage ist aufgrund der örtlichen Gegebenheiten (u.a. Böschung) ohnehin nicht einsehbar und daher kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Auch für Zugführer auf der Bahnstrecke München–Simbach (u.a. Linie S2) sind potentielle Reflexionen aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt. Darüber hinaus ist entlang der Geländegrenze eine Grünzone mit Büschen vorgesehen, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist.

Im Bereich der beispielhaft untersuchten Gebäude können nur in dem mehrstöckigen Bürogebäude südöstlich der PV Anlage im 5. Stock geringfügig Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Überwiegend besteht an den Immissionsorten kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage aber insbesondere aufgrund der überwiegend geringen zeitlichen Dauer sind potentielle Reflexionen durch die PV Anlage zu vernachlässigen.

Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern und Mitarbeitern bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten und es bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

6 Schlussbemerkung

Die hier dargestellten Untersuchungen, Sachverhalte und Einschätzungen wurden nach bestem Wissen und Gewissen und anhand von vorgelegten Informationen, eigenen Untersuchungen und weiterführenden Recherchen angefertigt. Eine Haftung für etwaige Schäden, die aus diesen Ausführungen bzw. weiteren Maßnahmen erfolgen, kann nicht übernommen werden.

Hamburg, den 06.03.2023


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹³ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

Hi-MO 5

LR5-72HBD

525~545M

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
 - M10 Gallium-doped Wafer
 - Smart Soldering
 - 9-busbar Half-cut Cell
- Globally validated bifacial energy yield
- High module quality ensures long-term reliability



12-year Warranty for Materials and Processing



30-year Warranty for Extra Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO 9001:2015: ISO Quality Management System

ISO 14001: 2015: ISO Environment Management System

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

ISO 45001: 2018: Occupational Health and Safety

LONGI



21.3%
MAX MODULE
EFFICIENCY

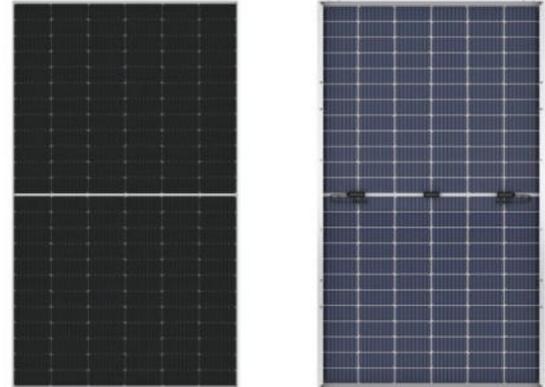
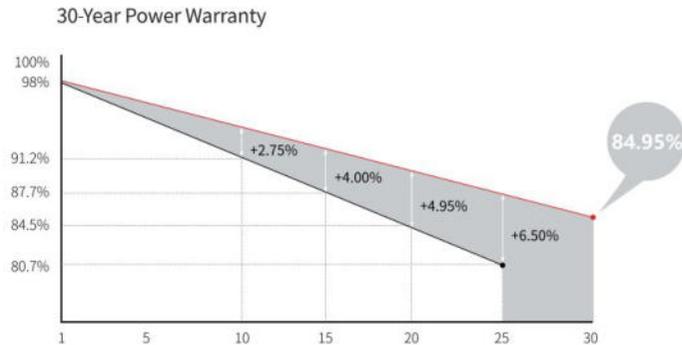
0~+5W
POWER
TOLERANCE

<2%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.45%
YEAR 2-30
POWER DEGRADATION

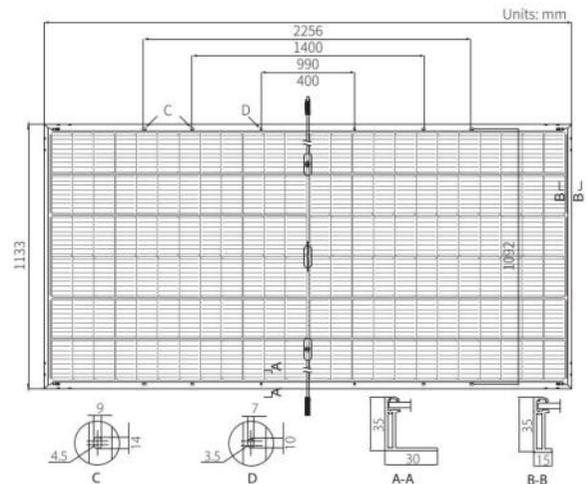
HALF-CELL
Lower operating temperature

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Dual glass, 2.0mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	32.3kg
Dimension	2256×1133×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s

Test uncertainty for Pmax: ±3%

Module Type	LR5-72HBD-525M		LR5-72HBD-530M		LR5-72HBD-535M		LR5-72HBD-540M		LR5-72HBD-545M	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax/W)	525	392.1	530	395.8	535	399.5	540	403.3	545	407.0
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.05	45.89	49.20	46.03	49.35	46.17	49.50	46.31	49.65	46.46
Short Circuit Current (Isc/A)	13.65	11.03	13.71	11.08	13.78	11.14	13.85	11.19	13.92	11.24
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.20	38.41	41.35	38.55	41.50	38.69	41.65	38.83	41.80	38.97
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.75	10.21	12.82	10.27	12.90	10.33	12.97	10.39	13.04	10.44
Module Efficiency(%)	20.5		20.7		20.9		21.1		21.3	

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 29
Bifaciality	70±5%

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.284%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C

Heimstetten

Heimstetten

Created March 6, 2023

Updated March 6, 2023

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC+1

Site ID 85727.15129

Project type Advanced

Project status: active

Category 5 MW to 10 MW



Misc. Analysis Settings

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

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

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld	20.0	180.0	5,966	9,584	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 206,464 m²

Name: PV Feld

Footprint area: 206,464 m²

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 20.0 deg

Orientation: 180.0 deg

Rated power: -

Panel material: Smooth glass with AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.157802	11.739626	520.07	1.90	521.97
2	48.158504	11.741471	520.17	1.90	522.07
3	48.157384	11.742367	520.10	1.90	522.00
4	48.157949	11.743885	519.83	1.90	521.73
5	48.159066	11.745130	520.10	1.90	522.00
6	48.159681	11.744561	518.98	1.90	520.88
7	48.160182	11.745967	519.98	1.90	521.88
8	48.159592	11.746750	520.47	1.90	522.37
9	48.156704	11.749030	521.00	1.90	522.90
10	48.156407	11.748982	520.94	1.90	522.84
11	48.155949	11.747903	521.05	1.90	522.95
12	48.154725	11.742963	521.85	1.90	523.75

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.159172	11.748005	517.21	2.00	519.21
OP 2	48.156882	11.750086	514.75	2.00	516.75
OP 3	48.159565	11.743885	518.97	2.00	520.97
OP 4	48.154861	11.744181	522.41	2.50	524.91
OP 5	48.156062	11.748863	521.78	2.50	524.28
OP 6	48.154219	11.742990	523.03	4.00	527.03
OP 7	48.155379	11.747247	522.51	4.00	526.51
OP 8	48.155196	11.747935	522.28	12.00	534.28

Obstruction Components

Name: Baumreihe
Upper edge height: 6.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	48.160448	11.746264	519.91
2	48.159289	11.747337	519.04

Name: Baumreihe
Upper edge height: 6.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	48.158631	11.747917	518.68
2	48.156426	11.749741	518.06

Name: Haus1
Upper edge height: 5.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	48.154420	11.742890	522.82
2	48.154678	11.743882	522.45

Name: Haus2
Upper edge height: 7.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	48.155197	11.745950	523.35
2	48.154924	11.746205	523.84
3	48.155376	11.747308	522.53

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld	20.0	180.0	5,966	9,584	-	

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-feld (green)	0	0	84	242	642	1139	862	354	146	2	0	0
pv-feld (yellow)	0	0	13	734	1327	1146	1262	1097	153	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

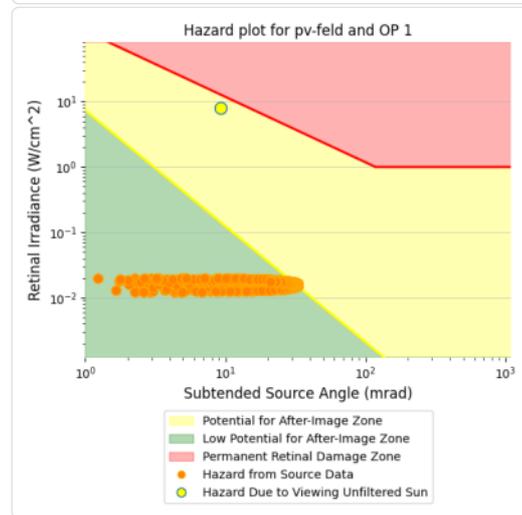
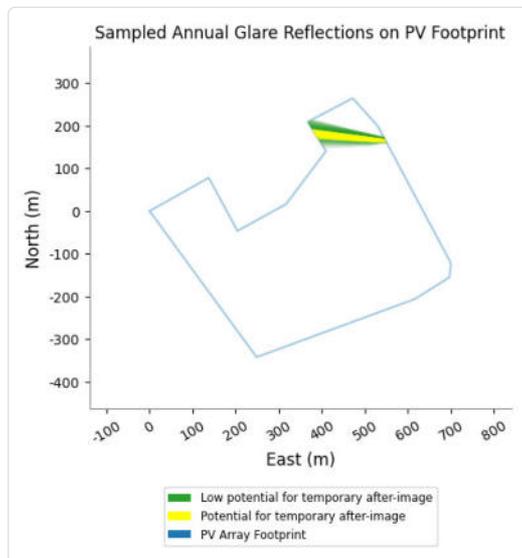
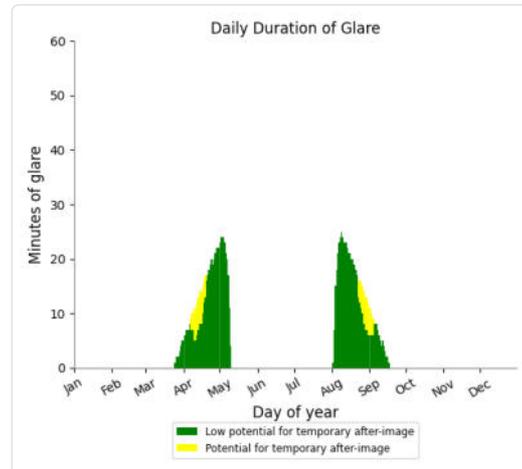
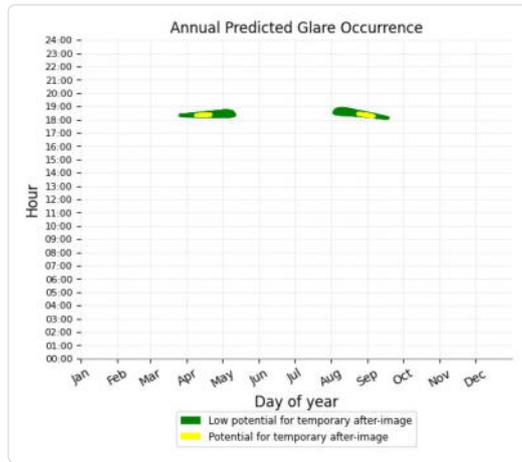
PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	1142	129
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	872	1559
OP: OP 4	1347	3393
OP: OP 5	522	3808
OP: OP 6	0	0
OP: OP 7	0	0
OP: OP 8	2083	695

PV Feld - OP Receptor (OP 1)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 1,142 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 129 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



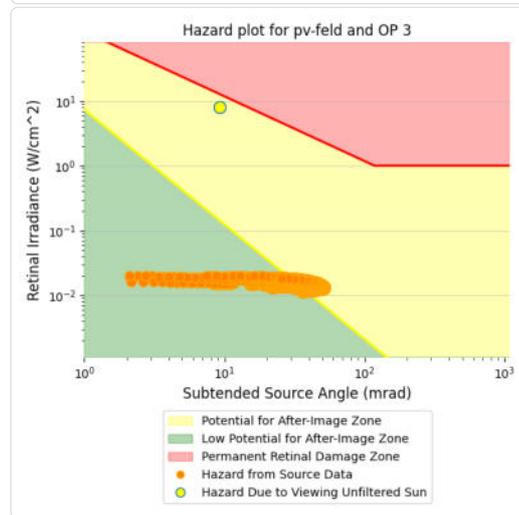
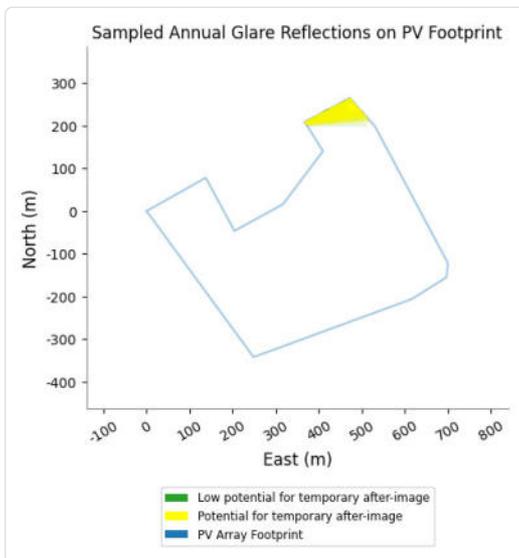
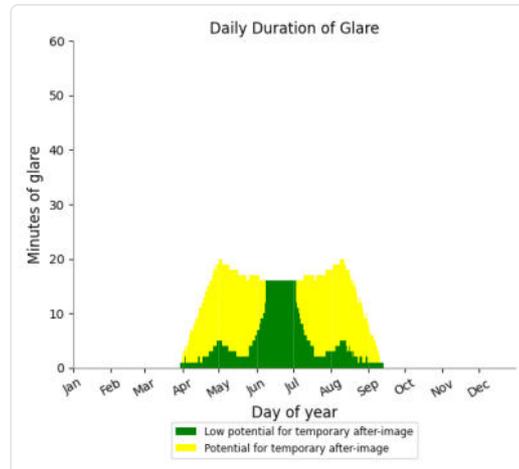
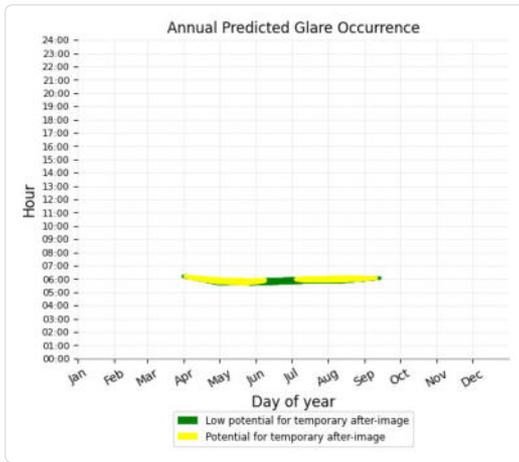
PV Feld - OP Receptor (OP 2)

No glare found

PV Feld - OP Receptor (OP 3)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

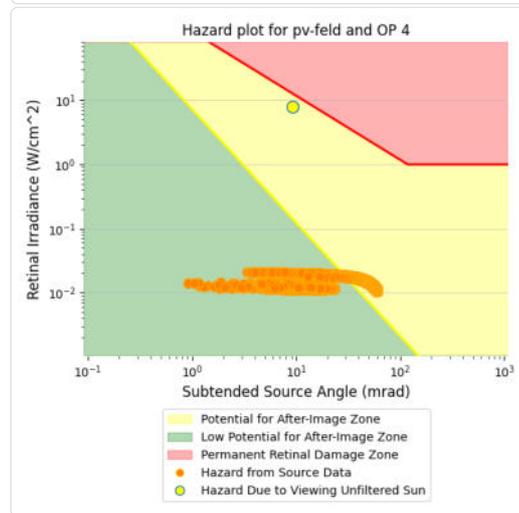
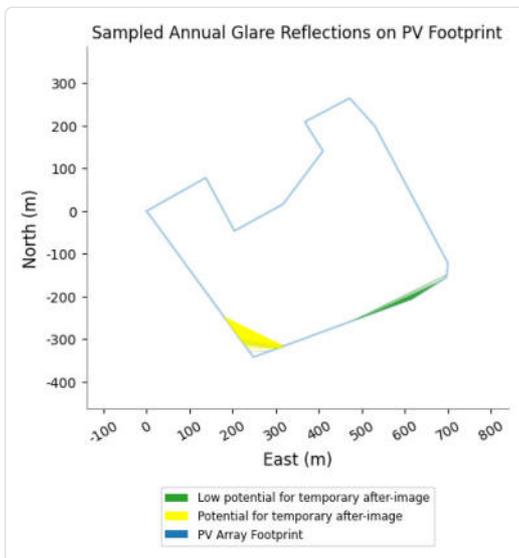
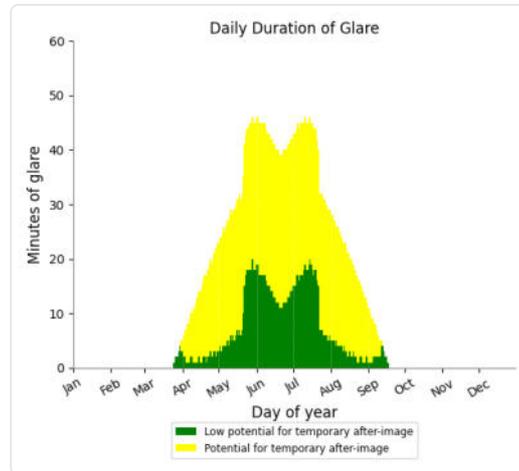
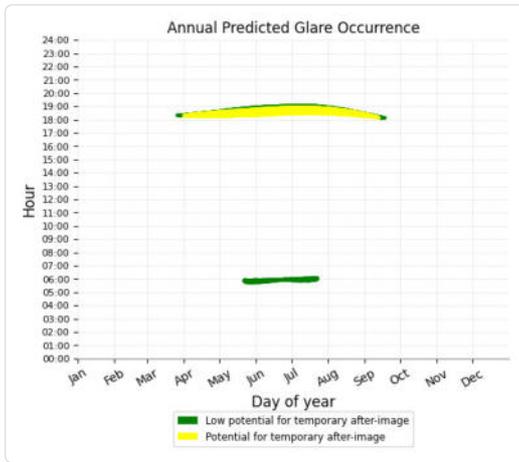
- 872 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,559 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 4)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

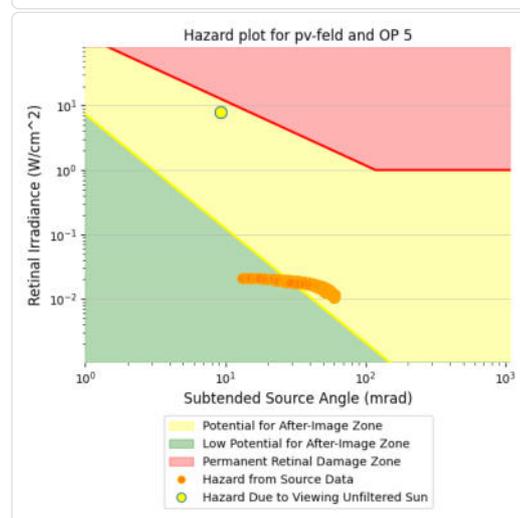
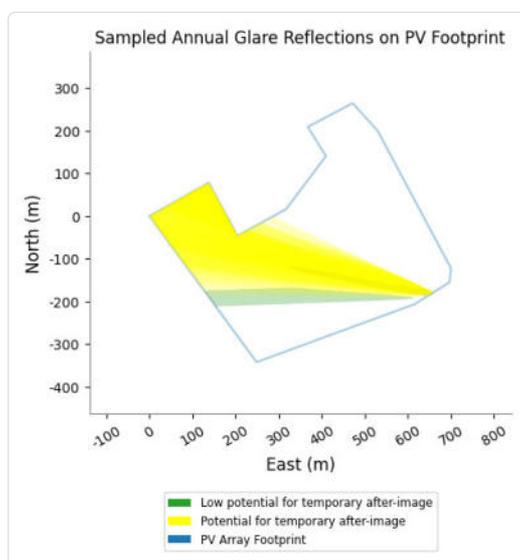
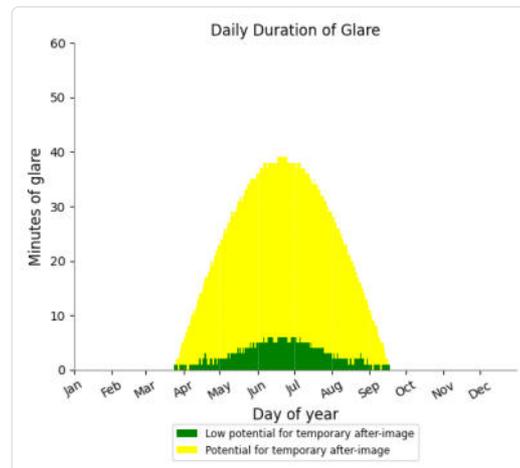
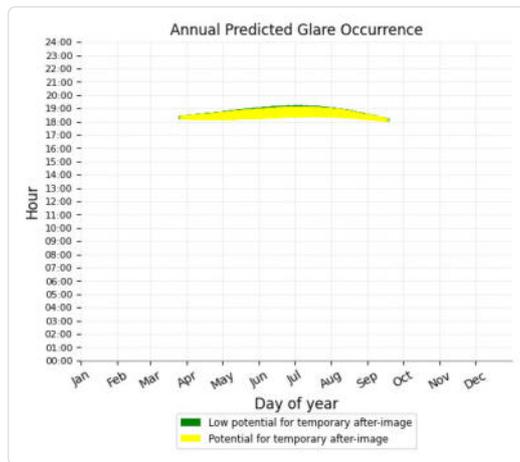
- 1,347 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,393 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 5)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 522 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,808 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 6)

No glare found

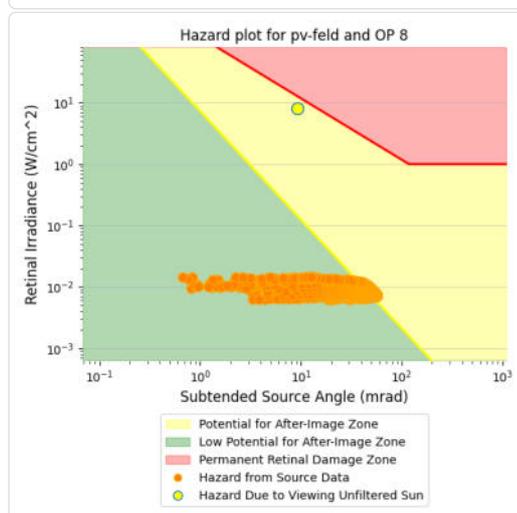
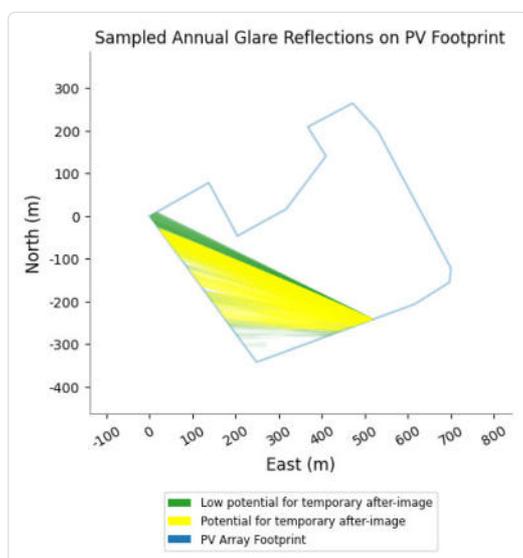
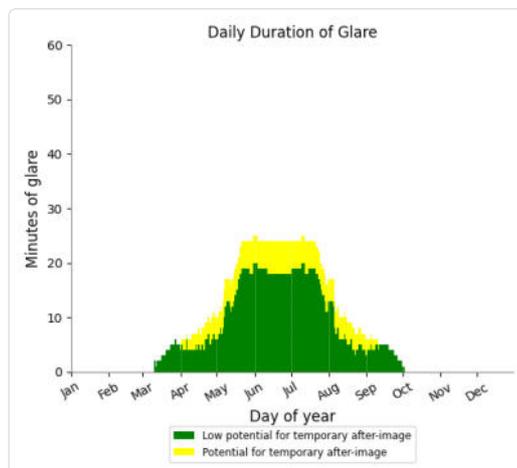
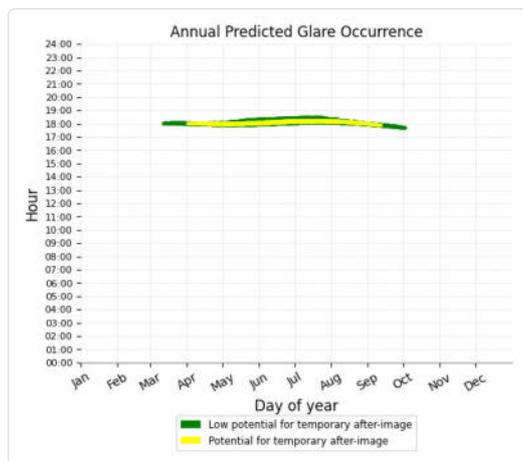
PV Feld - OP Receptor (OP 7)

No glare found

PV Feld - OP Receptor (OP 8)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 2,083 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 695 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.

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Se	Anzahl Minuten	Tag
2023-03-31 06:13:00	0,010479	565,2561	1	0,571036	0,018308	0,027055	1,9	86,7	0,998	0,058	0,032	-0,998	-0,066	-0,013	17. Apr.	2	17. Apr.
2023-04-01 06:12:00	0,010483	565,8858	1	0,572946	0,018389	0,026661	2	86,2	0,997	0,066	0,035	-0,997	-0,073	-0,016	18. Apr.	3	18. Apr.
2023-04-01 06:13:00	0,010652	568,0708	2	0,559861	0,018039	0,030049	2,2	86,4	0,997	0,063	0,038	-0,997	-0,072	-0,012	19. Apr.	4	19. Apr.
2023-04-02 06:11:00	0,010461	568,613	1	0,574883	0,01854	0,02566	2,1	85,8	0,996	0,074	0,037	-0,997	-0,081	-0,019	20. Apr.	6	20. Apr.
2023-04-02 06:12:00	0,010706	570,7815	2	0,561762	0,018186	0,029755	2,3	85,9	0,997	0,071	0,04	-0,997	-0,08	-0,015	21. Apr.	8	21. Apr.
2023-04-02 06:13:00	0,010809	572,946	2	0,548938	0,017839	0,032501	2,5	86,1	0,997	0,068	0,043	-0,997	-0,079	-0,011	22. Apr.	9	22. Apr.
2023-04-03 06:09:00	0,010508	569,1457	1	0,57685	0,018621	0,025671	2,3	85,3	0,996	0,082	0,039	-0,996	-0,088	-0,023	23. Apr.	10	23. Apr.
2023-04-03 06:10:00	0,01066	571,3019	1	0,563693	0,018265	0,028926	2,4	85,5	0,996	0,079	0,042	-0,996	-0,087	-0,018	24. Apr.	11	24. Apr.
2023-04-03 06:11:00	0,01083	573,4541	2	0,550834	0,017916	0,032275	2,6	85,7	0,996	0,075	0,045	-0,996	-0,087	-0,014	25. Apr.	12	25. Apr.
2023-04-03 06:12:00	0,010748	575,6023	2	0,538265	0,017573	0,033373	2,7	85,9	0,996	0,072	0,048	-0,996	-0,086	-0,01	26. Apr.	12	26. Apr.
2023-04-04 06:09:00	0,010751	573,9521	1	0,565656	0,018414	0,028963	2,5	85	0,995	0,086	0,044	-0,995	-0,095	-0,022	27. Apr.	12	27. Apr.
2023-04-04 06:10:00	0,010819	576,0883	2	0,552761	0,018061	0,031411	2,7	85,2	0,995	0,083	0,047	-0,995	-0,094	-0,017	28. Apr.	12	28. Apr.
2023-04-04 06:11:00	0,010954	578,2205	2	0,540158	0,017715	0,034402	2,9	85,4	0,996	0,08	0,05	-0,996	-0,093	-0,013	29. Apr.	11	29. Apr.
2023-04-05 06:08:00	0,010781	576,5638	1	0,567653	0,018563	0,02846	2,7	84,6	0,994	0,094	0,047	-0,994	-0,102	-0,025	30. Apr.	11	30. Apr.
2023-04-05 06:09:00	0,010931	578,684	2	0,554723	0,018207	0,031631	2,8	84,8	0,995	0,091	0,049	-0,995	-0,101	-0,021	1. Mai.	11	1. Mai.
2023-04-05 06:10:00	0,010969	580,8004	2	0,542085	0,017857	0,033777	3	85	0,995	0,088	0,052	-0,995	-0,101	-0,016	2. Mai.	10	2. Mai.
2023-04-05 06:11:00	0,011046	582,9128	2	0,529732	0,017514	0,036233	3,2	85,1	0,995	0,084	0,055	-0,995	-0,1	-0,012	3. Mai.	10	3. Mai.
2023-04-06 06:06:00	0,010727	575,0043	1	0,569685	0,018579	0,02789	2,8	84,1	0,994	0,102	0,049	-0,994	-0,109	-0,028	4. Mai.	9	4. Mai.
2023-04-06 06:07:00	0,010893	577,1219	2	0,55672	0,018223	0,03121	3	84,3	0,994	0,099	0,052	-0,994	-0,109	-0,024	5. Mai.	9	5. Mai.
2023-04-06 06:08:00	0,010836	579,2357	2	0,544048	0,017874	0,032547	3,1	84,5	0,994	0,095	0,055	-0,994	-0,108	-0,02	6. Mai.	9	6. Mai.
2023-04-06 06:09:00	0,011006	581,3455	2	0,531661	0,01753	0,035814	3,3	84,7	0,994	0,092	0,057	-0,994	-0,108	-0,015	7. Mai.	9	7. Mai.
2023-04-06 06:10:00	0,01103	583,4515	2	0,519553	0,017193	0,037803	3,5	84,9	0,994	0,089	0,06	-0,994	-0,107	-0,011	8. Mai.	9	8. Mai.
2023-04-07 06:05:00	0,010743	577,5754	1	0,571756	0,018173	0,027252	2,9	83,7	0,993	0,11	0,051	-0,993	-0,117	-0,031	9. Mai.	9	9. Mai.
2023-04-07 06:06:00	0,010925	579,6774	2	0,558756	0,018371	0,030727	3,1	83,9	0,993	0,106	0,054	-0,993	-0,116	-0,027	10. Mai.	8	10. Mai.
2023-04-07 06:07:00	0,011036	581,7756	2	0,546049	0,018018	0,033509	3,3	84,1	0,993	0,103	0,057	-0,993	-0,115	-0,023	11. Mai.	8	11. Mai.
2023-04-07 06:08:00	0,01096	583,8699	2	0,533627	0,017672	0,034675	3,4	84,3	0,993	0,1	0,06	-0,993	-0,115	-0,019	12. Mai.	8	12. Mai.
2023-04-07 06:09:00	0,011088	585,9604	2	0,521485	0,017331	0,037547	3,6	84,3	0,993	0,097	0,063	-0,993	-0,114	-0,014	13. Mai.	8	13. Mai.
2023-04-07 06:10:00	0,01099	588,0469	2	0,509617	0,016997	0,038513	3,7	84,6	0,993	0,093	0,065	-0,993	-0,114	-0,01	14. Mai.	8	14. Mai.
2023-04-08 06:04:00	0,01075	580,107	1	0,573868	0,018882	0,026534	3	83,3	0,992	0,117	0,053	-0,992	-0,124	-0,035	15. Mai.	8	15. Mai.
2023-04-08 06:05:00	0,010951	582,1937	2	0,560833	0,018519	0,030185	3,2	83,4	0,992	0,114	0,056	-0,992	-0,123	-0,03	16. Mai.	8	16. Mai.
2023-04-08 06:06:00	0,011074	584,2765	2	0,54809	0,018163	0,033081	3,4	83,6	0,992	0,111	0,059	-0,992	-0,123	-0,026	17. Mai.	7	17. Mai.
2023-04-08 06:07:00	0,01114	586,3555	2	0,535634	0,017814	0,035452	3,5	83,8	0,992	0,108	0,062	-0,992	-0,122	-0,022	18. Mai.	7	18. Mai.
2023-04-08 06:08:00	0,011006	588,4306	2	0,523458	0,01747	0,03613	3,7	83,4	0,992	0,104	0,065	-0,992	-0,122	-0,018	19. Mai.	7	19. Mai.
2023-04-08 06:09:00	0,011142	590,5019	2	0,511556	0,017133	0,039044	3,9	84,2	0,993	0,101	0,068	-0,993	-0,121	-0,013	20. Mai.	7	20. Mai.
2023-04-08 06:10:00	0,01108	592,5693	2	0,499921	0,016802	0,040301	4	84,4	0,993	0,098	0,07	-0,993	-0,12	-0,009	21. Mai.	7	21. Mai.
2023-04-09 06:02:00	0,010705	580,524	1	0,576022	0,018966	0,025693	3,2	82,8	0,991	0,125	0,055	-0,991	-0,131	-0,038	22. Mai.	7	22. Mai.
2023-04-09 06:03:00	0,010929	582,5993	2	0,562951	0,018602	0,029569	3,3	83	0,991	0,122	0,058	-0,991	-0,131	-0,034	23. Mai.	7	23. Mai.
2023-04-09 06:04:00	0,011066	584,6708	2	0,550174	0,018245	0,032594	3,5	83,2	0,991	0,118	0,061	-0,991	-0,13	-0,029	24. Mai.	6	24. Mai.
2023-04-09 06:05:00	0,011144	586,7384	2	0,537683	0,017893	0,035066	3,7	83,4	0,991	0,115	0,064	-0,991	-0,129	-0,025	25. Mai.	6	25. Mai.
2023-04-09 06:06:00	0,011177	588,8023	2	0,525473	0,017549	0,037142	3,8	83,6	0,991	0,112	0,067	-0,991	-0,129	-0,021	26. Mai.	6	26. Mai.
2023-04-09 06:07:00	0,011057	590,8623	2	0,513536	0,01721	0,037935	4	83,7	0,992	0,109	0,07	-0,992	-0,128	-0,017	27. Mai.	6	27. Mai.
2023-04-09 06:08:00	0,011135	592,9185	2	0,501868	0,016877	0,040349	4,2	83,9	0,992	0,106	0,073	-0,992	-0,128	-0,012	28. Mai.	6	28. Mai.
2023-04-10 06:02:00	0,0109	583,0986	1	0,565115	0,01869	0,028862	3,5	82,6	0,99	0,129	0,06	-0,99	-0,138	-0,037	29. Mai.	7	29. Mai.
2023-04-10 06:03:00	0,011053	585,1639	2	0,552302	0,018331	0,032041	3,6	82,7	0,99	0,126	0,063	-0,99	-0,137	-0,033	30. Mai.	7	30. Mai.
2023-04-10 06:04:00	0,011144	587,2254	2	0,539777	0,017978	0,034631	3,8	82,9	0,99	0,123	0,066	-0,99	-0,137	-0,028	31. Mai.	7	31. Mai.
2023-04-10 06:05:00	0,011189	589,2831	2	0,527531	0,017632	0,0368	3,9	83,1	0,99	0,12	0,069	-0,99	-0,136	-0,024	1. Jun.	7	1. Jun.
2023-04-10 06:06:00	0,011196	591,337	2	0,515561	0,017292	0,038644	4,1	83,3	0,991	0,116	0,072	-0,991	-0,135	-0,02	2. Jun.	7	2. Jun.
2023-04-10 06:07:00	0,011088	593,387	2	0,503859	0,016958	0,039535	4,3	83,5	0,991	0,113	0,075	-0,991	-0,135	-0,016	3. Jun.	7	3. Jun.
2023-04-10 06:08:00	0,011114	595,4332	2	0,492419	0,01663	0,041504	4,4	83,7	0,991	0,11	0,077	-0,991	-0,134	-0,011	4. Jun.	6	4. Jun.

Minuten	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 3
12	402	05:50	06:04	
16	641	05:52	06:08	

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 3:

1043 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)

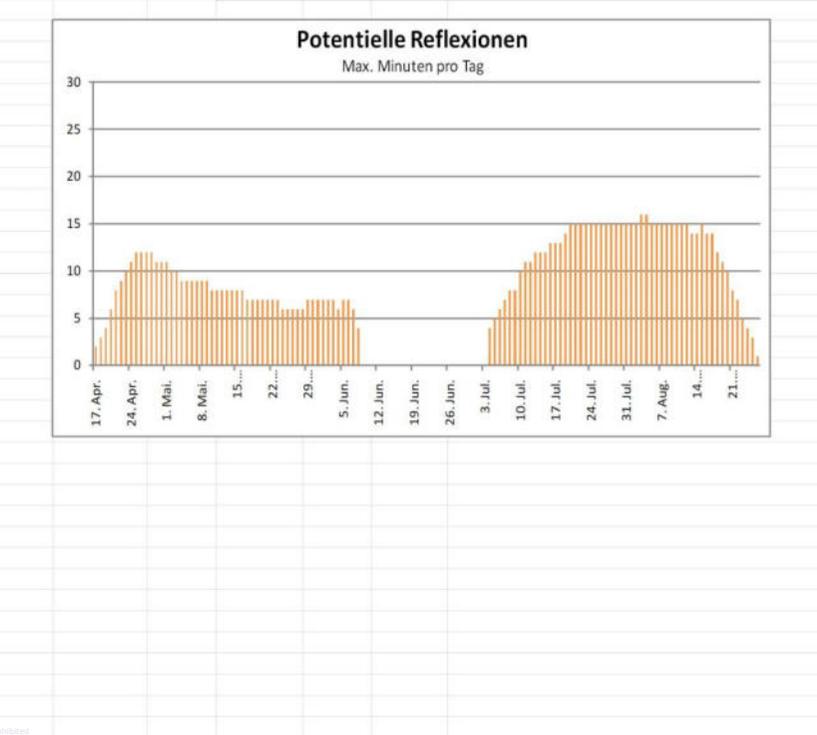
688 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk

355 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk

16 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 2432 Einträgen /-872):

- 1.: Zeitraum ab 05:50 Uhr bis Sonnenuntergang
- 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 6° (Standard: min. 10°)
- 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)



		Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	S _e (kWh/m²)	Anzahl Minuten	Tag	Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 4	
2023-03-25 18:20:00	0,008679	550,984	1	0,573171	0,017912	0,010211	0,9	270,8	-1	0,014	0,016	1	-0,021	0,003	0,003	14. Apr.	1	14. Apr.	1	18:18	18:18	17. April	25. August	28	3028	18:18	18:57	Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 4: 3028 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 2092 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 936 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 28 Minuten pro Tag (Max) Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 4741 Einträgen /-1347): 1.: Zeitraum ab 05:50 Uhr bis Sonnenuntergang 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 6° (Standard: min. 10°) 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)	
2023-03-26 18:20:00	0,009042	554,7462	1	0,561833	0,017678	0,015845	1,2	271,1	-1	0,019	0,021	1	-0,028	0,004	0,004	15. Apr.	2	15. Apr.	2	18:19	18:20								
2023-03-26 18:21:00	0,009087	552,4771	1	0,574995	0,018018	0,014393	1	271,3	-1	0,022	0,018	1	-0,028	0	0	16. Apr.	3	16. Apr.	3	18:19	18:21								
2023-03-27 18:21:00	0,009434	556,2041	1	0,563634	0,017781	0,019558	1,3	271,5	-0,999	0,027	0,023	0,999	-0,035	0,001	0,001	17. Apr.	5	17. Apr.	5	18:18	18:22								
2023-03-27 18:22:00	0,009409	553,9499	1	0,576835	0,018124	0,01736	1,2	271,7	-0,999	0,03	0,02	0,999	-0,036	-0,004	-0,004	18. Apr.	7	18. Apr.	7	18:18	18:24								
2023-03-28 18:20:00	0,009719	559,931	1	0,552515	0,017547	0,023839	1,6	271,8	-0,999	0,031	0,029	0,999	-0,042	0,002	0,002	19. Apr.	8	19. Apr.	8	18:18	18:25								
2023-03-28 18:21:00	0,00972	557,6897	1	0,565453	0,017886	0,021958	1,5	272	-0,999	0,035	0,026	0,999	-0,043	-0,003	-0,003	20. Apr.	9	20. Apr.	9	18:19	18:27								
2023-03-29 18:20:00	0,00993	563,5639	1	0,541637	0,017313	0,027749	1,9	272,1	-0,999	0,036	0,034	0,999	-0,049	0,003	0,003	21. Apr.	11	21. Apr.	11	18:18	18:28								
2023-03-29 18:21:00	0,009959	561,3413	1	0,554316	0,017648	0,025669	1,8	272,3	-0,999	0,039	0,031	0,999	-0,05	-0,002	-0,002	22. Apr.	12	22. Apr.	12	18:18	18:29								
2023-03-29 18:22:00	0,009924	559,1146	1	0,567292	0,01799	0,023444	1,6	272,4	-0,999	0,043	0,028	0,999	-0,051	-0,006	-0,006	23. Apr.	14	23. Apr.	14	18:18	18:31								
2023-03-30 18:20:00	0,010079	567,1476	1	0,530997	0,017081	0,02998	2,2	272,3	-0,998	0,041	0,039	0,998	-0,056	0,004	0,004	24. Apr.	15	24. Apr.	15	18:18	18:32								
2023-03-30 18:21:00	0,010136	564,9434	1	0,543424	0,017413	0,028678	2,1	272,5	-0,998	0,044	0,036	0,998	-0,057	-0,001	-0,001	25. Apr.	16	25. Apr.	16	18:18	18:33								
2023-03-30 18:22:00	0,010136	562,7352	1	0,55614	0,01775	0,026827	1,9	272,7	-0,998	0,047	0,033	0,998	-0,057	-0,005	-0,005	26. Apr.	17	26. Apr.	17	18:18	18:34								
2023-03-30 18:23:00	0,010068	560,5229	1	0,569152	0,018094	0,024296	1,7	272,9	-0,998	0,05	0,03	0,998	-0,058	-0,009	-0,009	27. Apr.	18	27. Apr.	18	18:18	18:35								
2023-03-31 18:19:00	0,010215	572,8658	2	0,520593	0,016915	0,032177	2,5	272,8	-0,998	0,045	0,044	0,998	-0,063	0,005	0,005	28. Apr.	19	28. Apr.	19	18:18	18:36								
2023-03-31 18:20:00	0,010299	570,6838	2	0,532772	0,017245	0,031126	2,4	272,6	-0,998	0,049	0,041	0,998	-0,064	0	0	29. Apr.	20	29. Apr.	20	18:18	18:37								
2023-03-31 18:21:00	0,01033	568,4979	1	0,545235	0,017581	0,029577	2,2	273	-0,998	0,052	0,038	0,998	-0,064	-0,004	-0,004	30. Apr.	20	30. Apr.	20	18:18	18:37								
2023-03-31 18:22:00	0,010304	566,3079	1	0,557987	0,017923	0,027486	2	273,2	-0,998	0,055	0,035	0,998	-0,065	-0,008	-0,008	1. Mai.	20	1. Mai.	20	18:19	18:38								
2023-03-31 18:23:00	0,010208	564,1139	1	0,571036	0,018271	0,0247	1,9	273,3	-0,998	0,058	0,032	0,998	-0,066	-0,013	-0,013	2. Mai.	20	2. Mai.	20	18:18	18:37								
2023-04-01 18:20:00	0,010339	572,0893	2	0,52236	0,016949	0,033122	2,7	273,1	-0,998	0,053	0,046	0,998	-0,071	0,001	0,001	3. Mai.	21	3. Mai.	21	18:18	18:38								
2023-04-01 18:21:00	0,010397	569,9117	2	0,534574	0,01728	0,031835	2,5	273,2	-0,997	0,056	0,043	0,997	-0,071	-0,003	-0,003	4. Mai.	21	4. Mai.	21	18:18	18:38								
2023-04-01 18:22:00	0,010406	567,7301	1	0,547072	0,017616	0,030087	2,3	273,4	-0,997	0,06	0,041	0,997	-0,072	-0,007	-0,007	5. Mai.	22	5. Mai.	22	18:18	18:39								
2023-04-01 18:23:00	0,010359	565,5445	1	0,559861	0,017958	0,027803	2,2	273,6	-0,997	0,063	0,038	0,997	-0,072	-0,012	-0,012	6. Mai.	21	6. Mai.	21	18:19	18:39								
2023-04-01 18:24:00	0,010239	563,355	1	0,572946	0,018307	0,024797	2	273,8	-0,997	0,066	0,035	0,997	-0,073	-0,016	-0,016	7. Mai.	22	7. Mai.	22	18:19	18:40								
2023-04-02 18:20:00	0,010379	575,5618	2	0,512185	0,01672	0,034762	3	273,3	-0,997	0,058	0,052	0,997	-0,077	0,002	0,002	8. Mai.	22	8. Mai.	22	18:19	18:40								
2023-04-02 18:21:00	0,010463	573,4021	2	0,524156	0,017047	0,033709	2,8	273,5	-0,997	0,061	0,049	0,997	-0,078	-0,002	-0,002	9. Mai.	23	9. Mai.	23	18:19	18:41								
2023-04-02 18:22:00	0,010502	571,2385	2	0,536405	0,017379	0,032241	2,6	273,7	-0,997	0,064	0,046	0,997	-0,079	-0,006	-0,006	10. Mai.	23	10. Mai.	23	18:19	18:41								
2023-04-02 18:23:00	0,010493	569,0708	2	0,548938	0,017718	0,030334	2,5	273,9	-0,997	0,068	0,043	0,997	-0,079	-0,011	-0,011	11. Mai.	23	11. Mai.	23	18:19	18:41								
2023-04-02 18:24:00	0,010428	566,8992	1	0,561762	0,018063	0,027884	2,3	274,1	-0,997	0,071	0,04	0,997	-0,08	-0,015	-0,015	12. Mai.	23	12. Mai.	23	18:20	18:42								
2023-04-02 18:25:00	0,010285	564,7237	1	0,574883	0,018414	0,024671	2,1	274,2	-0,997	0,074	0,037	0,997	-0,081	-0,019	-0,019	13. Mai.	23	13. Mai.	23	18:20	18:42								
2023-04-03 18:19:00	0,010428	581,1293	2	0,502243	0,016554	0,03612	3,2	273,6	-0,996	0,062	0,057	0,996	-0,084	0,003	0,003	14. Mai.	24	14. Mai.	24	18:20	18:43								
2023-04-03 18:20:00	0,010536	578,9913	2	0,513977	0,016879	0,03528	3,1	273,8	-0,996	0,066	0,054	0,996	-0,085	-0,001	-0,001	15. Mai.	24	15. Mai.	24	18:20	18:43								
2023-04-03 18:21:00	0,010602	576,8493	2	0,525982	0,017209	0,034053	2,9	274	-0,996	0,069	0,051	0,996	-0,085	-0,005	-0,005	16. Mai.	24	16. Mai.	24	18:20	18:43								
2023-04-03 18:22:00	0,010625	574,7034	2	0,538265	0,017545	0,032444	2,7	274,1	-0,996	0,072	0,048	0,996	-0,086	-0,01	-0,01	17. Mai.	25	17. Mai.	25	18:20	18:44								
2023-04-03 18:23:00	0,010601	572,5535	2	0,550834	0,017888	0,030399	2,6	274,3	-0,996	0,075	0,045	0,996	-0,087	-0,014	-0,014	18. Mai.	25	18. Mai.	25	18:20	18:44								
2023-04-03 18:24:00	0,010518	570,3996	1	0,563693	0,018237	0,02779	2,4	274,5	-0,996	0,079	0,042	0,996	-0,087	-0,018	-0,018	19. Mai.	25	19. Mai.	25	18:21	18:45								
2023-04-03 18:25:00	0,010351	568,2418	1	0,57685	0,018592	0,024351	2,3	274,7	-0,996	0,082	0,039	0,996	-0,088	-0,023	-0,023	20. Mai.	25	20. Mai.	25	18:21	18:45								
2023-04-04 18:19:00	0,010413	584,4998	2	0,492533	0,016328	0,037254	3,5	273,8	-0,996	0,067	0,062	0,996	-0,091	0,004	0,004	21. Mai.	25	21. Mai.	25	18:21	18:45								
2023-04-04 18:20:00	0,010544	582,3793	2	0,504034	0,016649	0,036619	3,4	274	-0,996	0,07	0,059	0,996	-0,092	0	0	22. Mai.	26	22. Mai.	26	18:21	18:46								
2023-04-04 18:21:00	0,010634	580,2548	2	0,515801	0,016976	0,035605	3,2	274,2	-0,996	0,073	0,056	0,996	-0,092	-0,004	-0,004	23. Mai.	26	23. Mai.	26	18:21	18:46								
2023-04-04 18:22:00	0,010684	578,1264	2	0,52784	0,017308	0,034242	3	274,4	-0,996	0,077	0,053	0,996	-0,093	-0,009	-0,009	24. Mai.	26	24. Mai.	26	18:21	18:46								
2023-04-04 18:23:00	0,010694	575,994	2	0,540158	0,017647	0,032511	2,9	274,6	-0,996	0,08	0,05	0,996	-0,093	-0,013	-0,013	25. Mai.	26	25. Mai.	26	18:21	18:46								
2023-04-04 18:24:00	0,010655	573,8577	2	0,552761	0,017991	0,030331	2,7	274,8	-0,995	0,083	0,047	0,995	-0,094	-0,017	-0,017	26. Mai.	27	26. Mai.	27	18:21	18:47								
2023-04-04 18:25:00	0,010553	571,7175	1	0,565656	0,018342	0,02755	2,5	275	-0,995	0,086	0,044	0,995	-0,095	-0,022	-0,022	27. Mai.	27	27. Mai.	27	18:21	18:47								
2023-04-05 18:19:00	0,010381	587,8306	2	0,483051	0,016105	0,038233	3,8	274,1	-0,995	0,072	0,067	0,995	-0,098	0,005	0,00														

Date	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Se (°)	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Minuten		Messpunkt OP 5						
																			Zeitraum Start	Zeitraum Ende		pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit		
2023-03-25 18:20:00	0,010292	550,984	1	0,573171	0,017912	0,027424	0,9	270,8	-1	0,014	0,016	1	-0,021	0,003		14. Apr.	1	18:18	18:18	17. April	25. August	33	3400	18:18	19:02		
2023-03-26 18:20:00	0,010484	554,7462	2	0,561833	0,017678	0,030463	1,2	271,1	-1	0,019	0,021	1	-0,028	0,004		15. Apr.	2	18:19	18:20								
2023-03-26 18:21:00	0,010318	552,4771	1	0,574995	0,018018	0,027101	1	271,3	-1	0,022	0,018	1	-0,028	0		16. Apr.	3	18:19	18:21								
2023-03-27 18:21:00	0,010524	556,2041	2	0,563634	0,017781	0,030273	1,3	271,5	-0,999	0,027	0,023	0,999	-0,035	0,001		17. Apr.	5	18:18	18:22								
2023-03-27 18:22:00	0,010337	553,9499	1	0,576835	0,018124	0,026711	1,2	271,7	-0,999	0,03	0,02	0,999	-0,036	-0,004		18. Apr.	7	18:18	18:24								
2023-03-28 18:20:00	0,010672	559,931	2	0,552515	0,017547	0,032846	1,6	271,8	-0,999	0,031	0,029	0,999	-0,042	0,002		19. Apr.	8	18:18	18:25								
2023-03-28 18:21:00	0,010559	557,6897	2	0,565453	0,017886	0,030024	1,5	272	-0,999	0,035	0,026	0,999	-0,043	-0,003		20. Apr.	9	18:19	18:27								
2023-03-29 18:20:00	0,010776	563,5639	2	0,541637	0,017313	0,035014	1,9	272,1	-0,999	0,036	0,034	0,999	-0,049	0,003		21. Apr.	11	18:18	18:28								
2023-03-29 18:21:00	0,010716	561,3413	2	0,554316	0,017648	0,032694	1,8	272,3	-0,999	0,039	0,031	0,999	-0,05	-0,002		22. Apr.	12	18:18	18:29								
2023-03-29 18:22:00	0,010584	559,1146	1	0,567292	0,01799	0,029704	1,6	272,4	-0,999	0,043	0,028	0,999	-0,051	-0,006		23. Apr.	14	18:18	18:31								
2023-03-30 18:20:00	0,010849	567,1476	2	0,530997	0,017081	0,036885	2,2	272,3	-0,998	0,041	0,039	0,998	-0,056	0,004		24. Apr.	15	18:18	18:32								
2023-03-30 18:21:00	0,010829	564,9434	2	0,543424	0,017413	0,034932	2,1	272,5	-0,998	0,044	0,036	0,998	-0,057	-0,001		25. Apr.	16	18:18	18:33								
2023-03-30 18:22:00	0,010753	562,7352	2	0,55614	0,01775	0,032472	1,9	272,7	-0,998	0,047	0,033	0,998	-0,057	-0,005		26. Apr.	17	18:18	18:34								
2023-03-30 18:23:00	0,010601	560,5229	1	0,569152	0,018094	0,029304	1,7	272,9	-0,998	0,05	0,03	0,998	-0,058	-0,009		27. Apr.	19	18:18	18:36								
2023-03-31 18:19:00	0,010938	572,8658	2	0,520593	0,016915	0,038528	2,5	272,6	-0,998	0,045	0,044	0,998	-0,063	0,005		28. Apr.	20	18:18	18:37								
2023-03-31 18:20:00	0,010951	570,6838	2	0,532772	0,017245	0,036861	2,4	272,8	-0,998	0,049	0,041	0,998	-0,064	0		29. Apr.	21	18:18	18:38								
2023-03-31 18:21:00	0,010916	568,4979	2	0,545235	0,017581	0,034785	2,2	273	-0,998	0,052	0,038	0,998	-0,064	-0,004		30. Apr.	21	18:18	18:38								
2023-03-31 18:22:00	0,010823	566,3079	2	0,557987	0,017923	0,032176	2	273,2	-0,998	0,055	0,035	0,998	-0,065	-0,008		1. Mai.	21	18:19	18:39								
2023-03-31 18:23:00	0,010652	564,1139	1	0,571036	0,018271	0,028834	1,9	273,3	-0,998	0,058	0,032	0,998	-0,066	-0,013		2. Mai.	22	18:18	18:39								
2023-04-01 18:20:00	0,010963	572,0893	2	0,52236	0,016949	0,038551	2,7	273,1	-0,998	0,053	0,046	0,998	-0,071	0,001		3. Mai.	22	18:18	18:39								
2023-04-01 18:21:00	0,010962	569,9117	2	0,534574	0,01728	0,036773	2,5	273,2	-0,997	0,056	0,043	0,997	-0,071	-0,003		4. Mai.	23	18:18	18:40								
2023-04-01 18:22:00	0,010912	567,7301	2	0,547072	0,017616	0,034564	2,3	273,4	-0,997	0,06	0,041	0,997	-0,072	-0,007		5. Mai.	24	18:18	18:41								
2023-04-01 18:23:00	0,010803	565,5445	2	0,559861	0,017958	0,031815	2,2	273,6	-0,997	0,063	0,038	0,997	-0,072	-0,012		6. Mai.	23	18:19	18:41								
2023-04-01 18:24:00	0,010614	563,355	1	0,572946	0,018307	0,028299	2	273,8	-0,997	0,066	0,035	0,997	-0,073	-0,016		7. Mai.	24	18:19	18:42								
2023-04-02 18:20:00	0,010995	575,5618	2	0,512185	0,01672	0,040052	3	273,3	-0,997	0,058	0,052	0,997	-0,077	0,002		8. Mai.	24	18:19	18:42								
2023-04-02 18:21:00	0,010886	573,4021	2	0,524156	0,017047	0,037376	2,8	273,5	-0,997	0,061	0,049	0,997	-0,078	-0,002		9. Mai.	25	18:19	18:43								
2023-04-02 18:22:00	0,011005	571,2385	2	0,536405	0,017379	0,036601	2,6	273,7	-0,997	0,064	0,046	0,997	-0,079	-0,006		10. Mai.	25	18:19	18:43								
2023-04-02 18:23:00	0,010941	569,0708	2	0,548938	0,017718	0,034272	2,5	273,9	-0,997	0,068	0,043	0,997	-0,079	-0,011		11. Mai.	26	18:19	18:44								
2023-04-02 18:24:00	0,010817	566,8992	2	0,561762	0,018063	0,03139	2,3	274,1	-0,997	0,071	0,04	0,997	-0,08	-0,015		12. Mai.	25	18:20	18:44								
2023-04-02 18:25:00	0,010602	564,7237	1	0,574883	0,018414	0,027624	2,1	274,2	-0,997	0,074	0,037	0,997	-0,081	-0,019		13. Mai.	26	18:20	18:45								
2023-04-03 18:19:00	0,01105	581,1293	2	0,502243	0,016554	0,041395	3,2	273,6	-0,996	0,062	0,057	0,996	-0,084	0,003		14. Mai.	26	18:20	18:45								
2023-04-03 18:20:00	0,010963	578,9913	2	0,513977	0,016879	0,038928	3,1	273,8	-0,996	0,066	0,054	0,996	-0,085	-0,001		15. Mai.	27	18:20	18:46								
2023-04-03 18:21:00	0,01111	576,8493	2	0,525982	0,017209	0,038377	2,9	274	-0,996	0,069	0,051	0,996	-0,085	-0,005		16. Mai.	27	18:20	18:46								
2023-04-03 18:22:00	0,011081	574,7034	2	0,538265	0,017545	0,036362	2,7	274,1	-0,996	0,072	0,048	0,996	-0,086	-0,01		17. Mai.	28	18:20	18:47								
2023-04-03 18:23:00	0,011005	572,5535	2	0,550834	0,017888	0,033922	2,6	274,3	-0,996	0,075	0,045	0,996	-0,087	-0,014		18. Mai.	28	18:20	18:47								
2023-04-03 18:24:00	0,010862	570,3996	2	0,563693	0,018237	0,030874	2,4	274,5	-0,996	0,079	0,042	0,996	-0,087	-0,018		19. Mai.	28	18:21	18:48								
2023-04-03 18:25:00	0,010633	568,2418	1	0,57685	0,018592	0,026975	2,3	274,7	-0,996	0,082	0,039	0,996	-0,088	-0,023		20. Mai.	28	18:21	18:48								
2023-04-04 18:19:00	0,011048	584,4998	2	0,492533	0,016328	0,04261	3,5	273,8	-0,996	0,067	0,062	0,996	-0,091	0,004		21. Mai.	29	18:21	18:49								
2023-04-04 18:20:00	0,010982	582,3793	2	0,504034	0,016649	0,040328	3,4	274	-0,996	0,07	0,059	0,996	-0,092	0		22. Mai.	29	18:21	18:49								
2023-04-04 18:21:00	0,011151	580,2548	2	0,515801	0,016976	0,03995	3,2	274,2	-0,996	0,073	0,056	0,996	-0,092	-0,004		23. Mai.	29	18:21	18:49								
2023-04-04 18:22:00	0,01115	578,1264	2	0,52784	0,017308	0,038181	3	274,4	-0,996	0,077	0,053	0,996	-0,093	-0,009		24. Mai.	30	18:21	18:50								
2023-04-04 18:23:00	0,01111	575,994	2	0,540158	0,017647	0,03607	2,9	274,6	-0,996	0,08	0,05	0,996	-0,093	-0,013		25. Mai.	30	18:21	18:50								
2023-04-04 18:24:00	0,011019	573,8577	2	0,552761	0,017991	0,033506	2,7	274,8	-0,995	0,083	0,047	0,995	-0,094	-0,017		26. Mai.	30	18:21	18:50								
2023-04-04 18:25:00	0,010861	571																									

