

SolPEG Blendgutachten

Solarpark Trappstadt Nord

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in der Nähe von Trappstadt in Unterfranken (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.....	6
3	Ermittlung der potenziellen Blendwirkung	7
3.1	Rechtliche Hinweise	7
3.2	Blendwirkung von PV-Modulen	7
3.3	Berechnung der Blendwirkung	9
3.4	Technische Parameter der PV-Anlage.....	10
3.5	Standorte für die Analyse	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	12
4	Ergebnisse	15
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, NES2 südwestlich.....	16
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, NES2 westlich.....	17
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, St2283 nordwestlich	18
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, St2283 westlich.....	19
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, St2282 östlich	20
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	21
6	Schlussbemerkung	21
7	Anhang (Auszug)	22 - 40

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potenziellen Blendwirkung der geplanten PV-Anlage Trappstadt Nord

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH verfügt über umfangreiche Erfahrung im Bereich Photovoltaik (PV) und bietet eine breite Palette von Dienstleistungen an. Mit über 700 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Trappstadt Nord“ für Verkehrsteilnehmer auf angrenzenden Straßen sowie für Anwohner von umliegenden Gebäuden zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden. 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. Licht-Leitlinie¹, 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 Licht-Leitlinie 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 „Trappstadt Nord“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Verkehrsteilnehmer auf angrenzenden Straßen 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 potenziellen 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 Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet nördlich von Trappstadt in Unterfranken (Bayern), ca. 7,8 km nordöstlich von Königshofen im Grabfeld. Westlich der Flächen verläuft die St2283 und die NES2. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen nördlich von Trappstadt in Unterfranken (Bayern). Die Flächen sind teilweise hügelig.
Koordinaten (PV-Feld 1)	50.333°N, 10.564°O 583 m ü.N.N.
Abstand zur St2283	ca. 20 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 800 m (südlich, nicht relevant)

Übersicht² über den Standort und die PV-Anlage (schematisch)

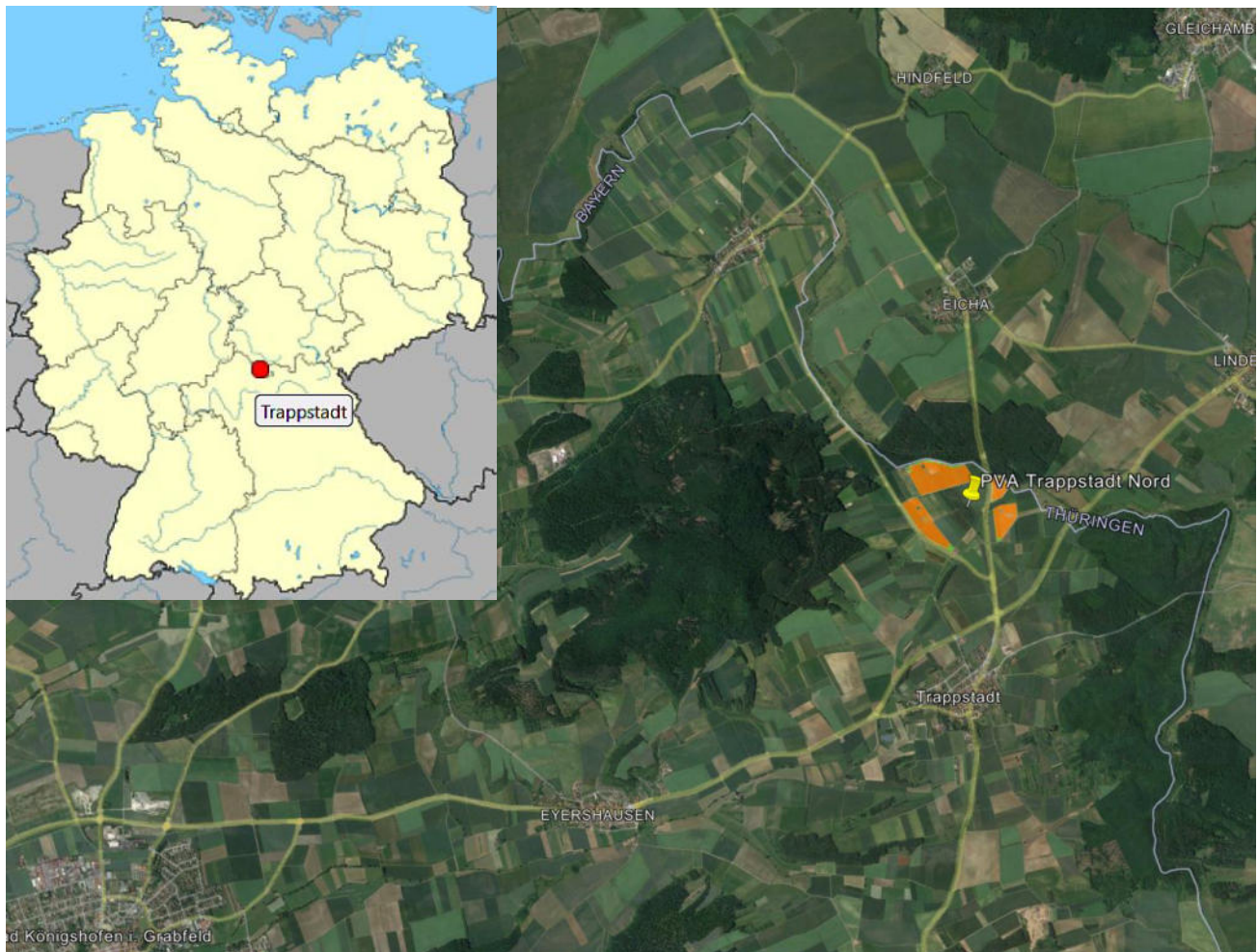


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

² Das verwendete Kartenmaterial u.a. von Google Earth (und ggf. Partnern) erfolgt im Rahmen der vereinbarten/geltenden Nutzungsbedingungen und dient lediglich zur Verdeutlichung von textlich dargestellten Inhalten. Eine kommerzielle Nutzung ist nicht beabsichtigt.

Detailansicht der PV-Anlage und Umgebung



Bild 2.1.2: Detailansicht der PV-Flächen (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)

Detailansicht der PV-Anlage

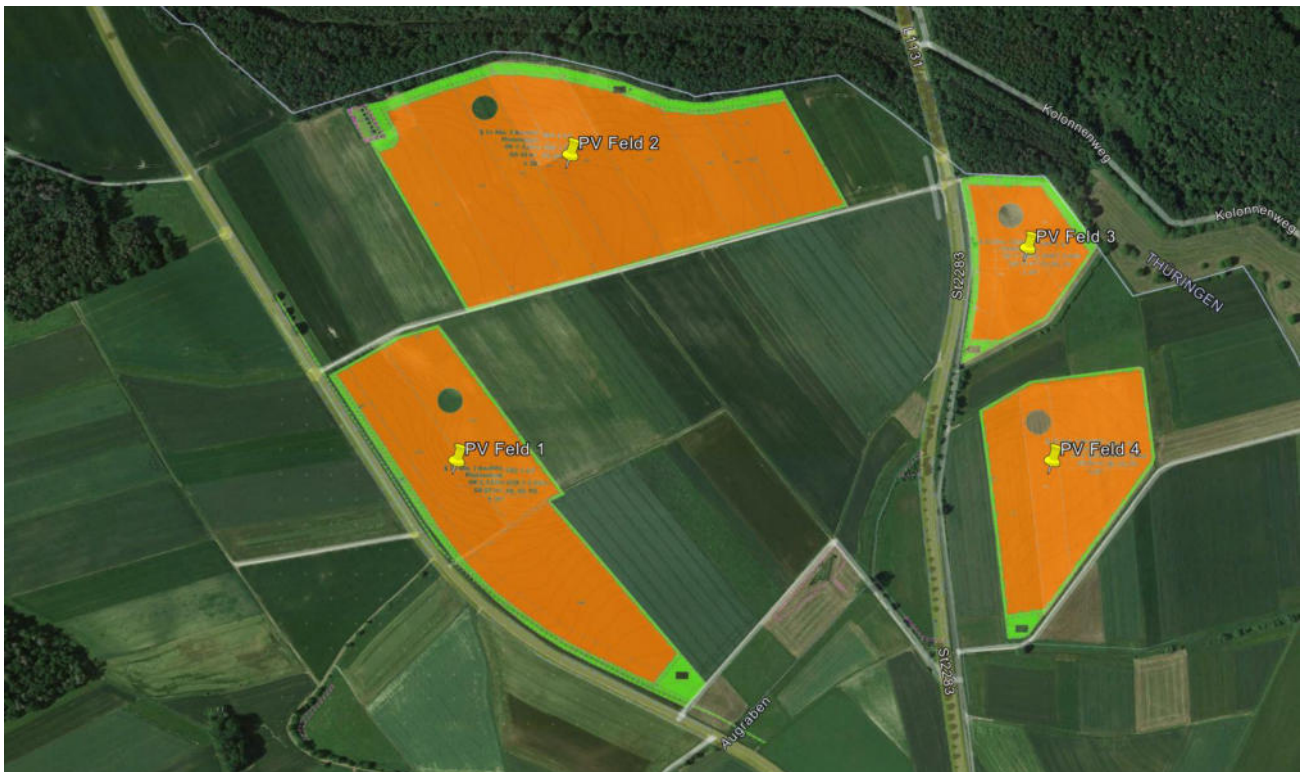


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV-Flächen (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)

2.2 Umliegende Gebäude

Nicht alle wahrnehmbaren Reflexionen haben eine Blendwirkung zur Folge. In der Lichtleitlinie (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-Anlage und umliegende Gebäude. In der näheren Umgebung sind keine Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden. Die Gebäude südlich der PV-Anlage können aufgrund der Lage und der Entfernung nicht von Reflexionen erreicht werden, eine Analyse des Standortes ist nicht zielführend. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.

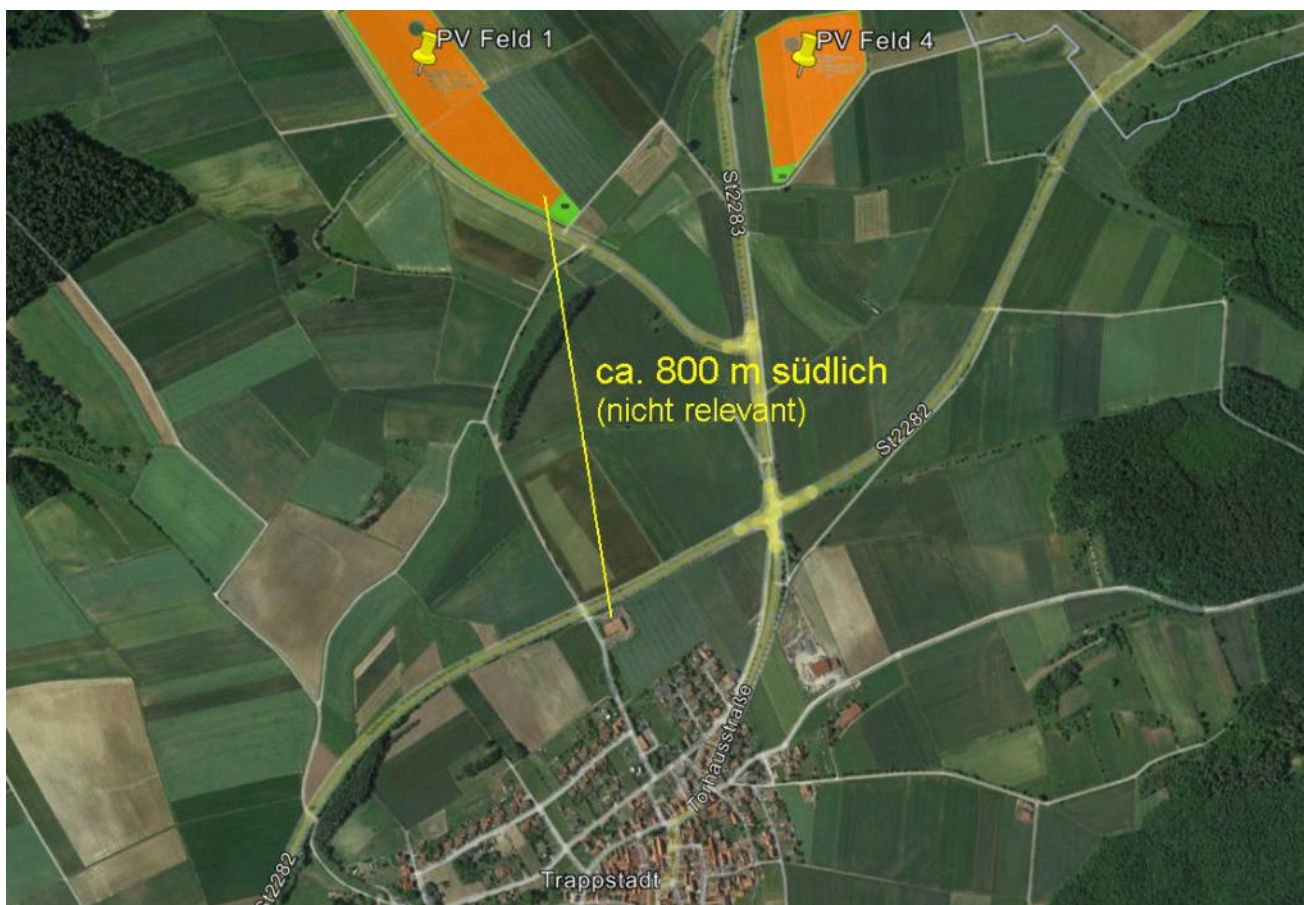


Bild 2.2.1: Gebäude im weiteren Umfeld der PV-Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

3 Ermittlung der potenziellen 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 mög-
lichst das gesamte einfallende Licht für die Stromproduktion genutzt werden soll. Die Materialforschung
hat mit speziell strukturierten Glasoberflächen (Texturen) und Antireflexionsschichten den Anteil des
reflektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV-Moduls:

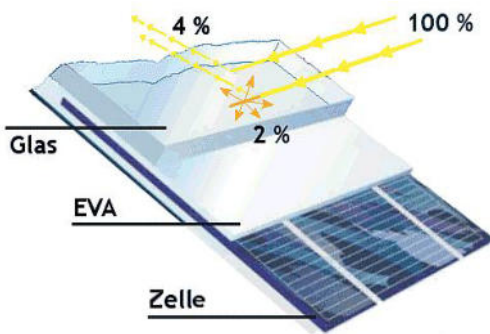


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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.

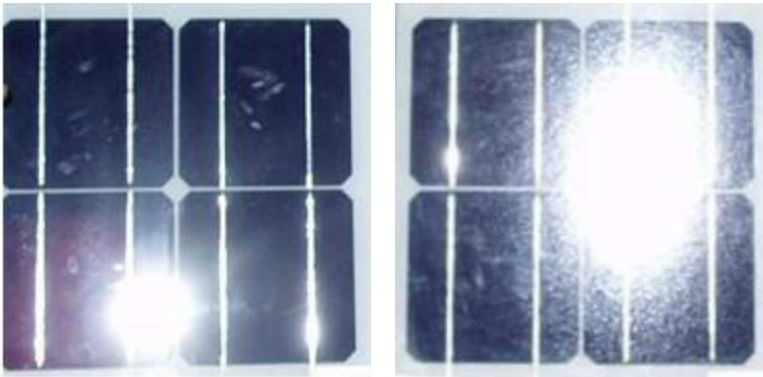


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

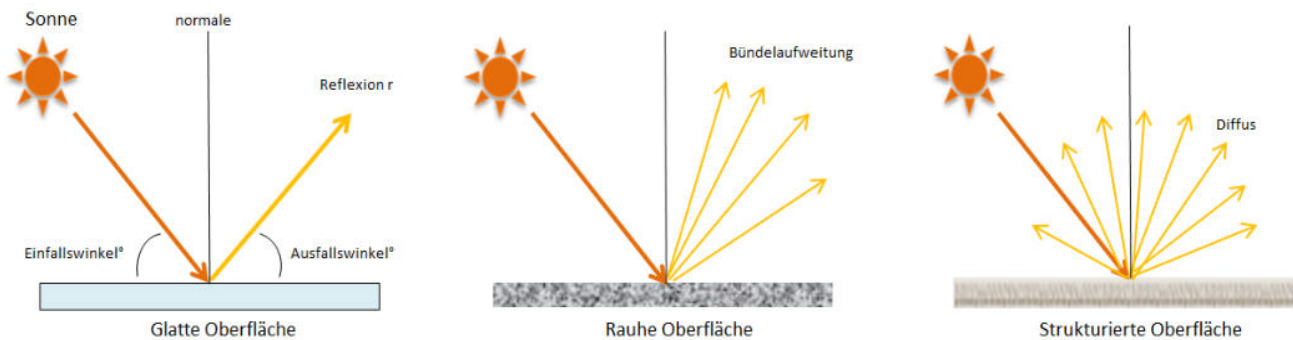


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV-Module des Herstellers Trina Solar mit Anti-Reflexions-Eigenschaften zum Einsatz kommen. 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 DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	144 cells (6 × 24)
Module Dimensions	2102 × 1040 × 35 mm (82.76 × 40.94 × 1.38 inches)
Weight	24.0 kg (52.9lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 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 FAA⁴ 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:

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

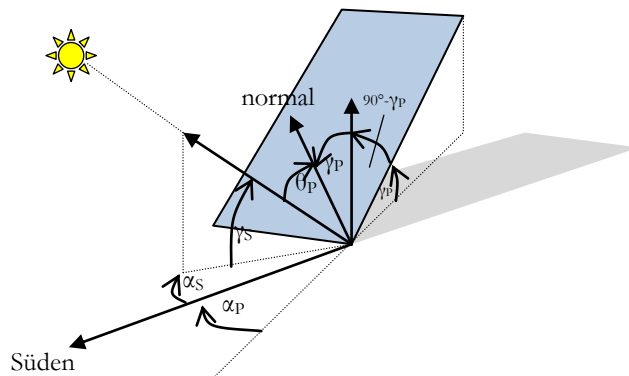


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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-Leitlinie⁵ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁶, New Mexico überprüft.

⁴ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths: <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

⁵ Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁶ Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

3.4 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 Standard 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.

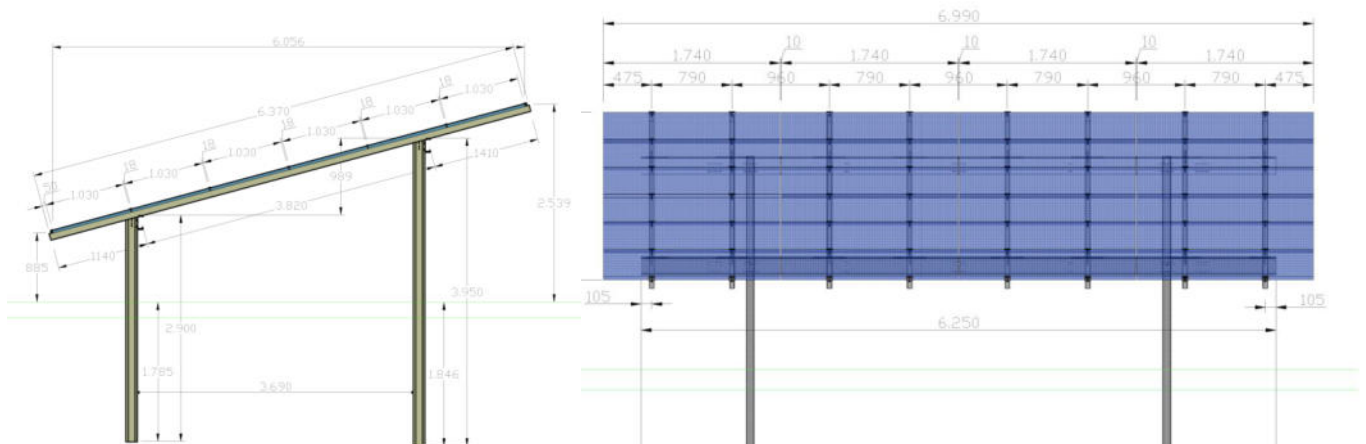


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV-Modul	Trina Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,8 m bis 3,20 m (max. zulässig 3,8 m)
Anzahl Messpunkte gesamt	3 Messpunkte ⁷ (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte	2,0 m über Boden (Sitzhöhe PKW/LKW gemittelt ⁸)
Azimut bzw. relevanter Sichtwinkel	Fahrtrichtung +/- 20°, 100 m Sichtweite

Es existieren keine verbindlichen Vorgaben zum „relevanten Sichtwinkel“ aber in Fachkreisen wird überwiegend angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung⁹ darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen mit einer bestimmten Leuchtdichte eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Unter Berücksichtigung dieser Aspekte wird der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von +/- 20° um die Fahrtrichtung definiert. Die Sichtweite beträgt dabei 100 m.

⁷ Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich im Anhang

⁸ Eine Höhe von 2 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt nur ca. 1,30 m

⁹ Ein Aspekt ist die Anordnung und Anzahl der relevanten Schellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge

3.5 Standorte für die Analyse

Bei der Analyse von potentiellen Blendwirkungen wird das Auftreffen von Reflexionen, die Dauer und die Intensität an einem festgelegten Messpunkt (Immissionsort) untersucht, es geht nicht um die Sichtbarkeit oder die optische Bewertung der PV-Anlage. Das Auftreffen von Reflexionen an einem Messpunkt wird zunächst rechnerisch ermittelt, unabhängig von der Ausrichtung der Straße bzw. der Fahrtrichtung (RiFa) und unabhängig davon ob Reflexionen überhaupt wahrnehmbar sein können. Bei der anschließenden Analyse und Bewertung einer potentiellen Blendwirkung durch diese Reflexionen werden allerdings zusätzliche Aspekte einbezogen, u.a. die relevante Blickrichtung, die Entfernung zur Immissionsquelle sowie die örtlichen Gegebenheiten.

Die Analyse 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 exemplarisch gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Messpunkte (Position und Höhe) werden anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Lichtleitlinie 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 nur in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse einer potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Trappstadt Nord wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte auf der St2283, 2 Messpunkte auf der NES2 sowie 1 Messpunkt auf der östlich verlaufenden St2283. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich im Anhang.

Standorte an Gebäuden wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potenzielle Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV-Anlage und die untersuchten Messpunkte:



Bild 3.5.1: Übersicht über die PV-Anlage und die gewählten Messpunkte (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 belastigenden 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 belastigende 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 fehlt¹⁰ 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."

Die von der SolPEG seit 2015 in über 700 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar¹¹ basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories¹². Die Software wird mittlerweile auch von anderen Gutachtern verwendet und könnte als Stand der Technik bezeichnet werden - obwohl (uns) Limitationen bekannt sind. Eine versierte Bedienung der Software ist unerlässlich für korrekte Ergebnisse.

Bei der Simulation 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.

¹⁰ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

¹¹ <https://forgesolar.com> is based on the licensed software from Sandia National Laboratories.

¹² Solar Glare Hazard Analysis Tool ("SGHAT") der Sandia National Laboratories: <https://www.sandia.gov/glare-tools>

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 Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY¹³) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung¹⁴ 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.

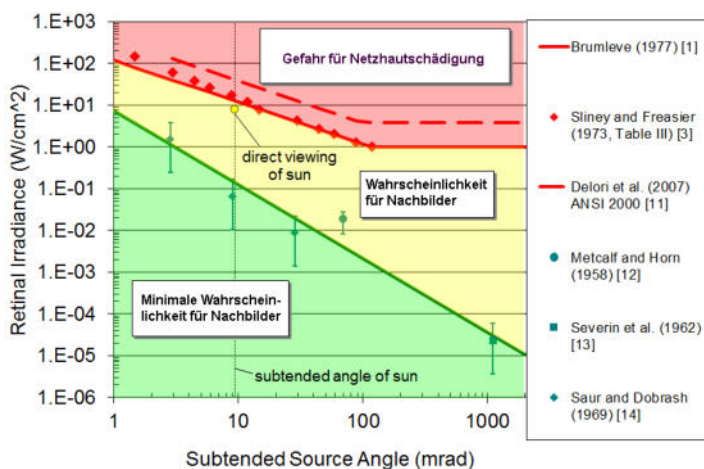


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

¹³ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fv08osti/43156.pdf>

¹⁴ 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 potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Trappstadt Nord wird für 3 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 vor 6 Uhr morgens auftreten, sind 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/Hinweisen zu verwenden.

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

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

Messpunkt	PV-Feld 1	PV-Feld 2	PV-Feld 3	PV-Feld 4
P1 NES2 südwestlich	7014 ^W	-	-	48 ^E
P2 NES2 westlich	-	2246 ^W	-	-
P3 St2283 nordwestlich	-	1736 ^W	1840 ^W	-
P4 St2283 westlich	78 ^E	-	-	2248 ^W
P3 St2282 östlich	-	615 ^{WE}	-	718 ^{WE}

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

Hinweis:

Die Simulation wurde zusätzlich in einer Variante mit 15° Modulneigung durchgeführt und es zeigen sich an einzelnen Immissionsorten erwartungsgemäß leicht abweichende Minutenwerte. Insgesamt sind die Abweichungen allerdings vernachlässigbar und daher kann die geplante PV-Anlage mit einer Modulneigung zwischen 15° und 20° realisiert werden. Die weiteren Ausführungen beziehen sich auf die Variante mit 20° Modulneigung wie in Tabelle 2 beschrieben.

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, NES2 südwestlich

Am Messpunkt P1 auf der NES2 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 24. März - 19. September, in den frühen Morgenstunden, zwischen 06:52 - 08:17 Uhr für 5 bis max. 49 Minuten aus östlicher Richtung durch das PV-Feld 1 auftreten. Die Einfallswinkel der Reflexionen liegen bei der Fahrt Richtung Südosten mit ca. -55° bis -73° links (östlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, 100 m Sichtweite) und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar Blendwirkung durch die PV-Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist nicht beeinträchtigt. Dies gilt gleichermaßen auch für den weiteren Verlauf der NES2.

Lt. Planungsunterlagen ist an Geländegrenze eine Begrünung geplant, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P1 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

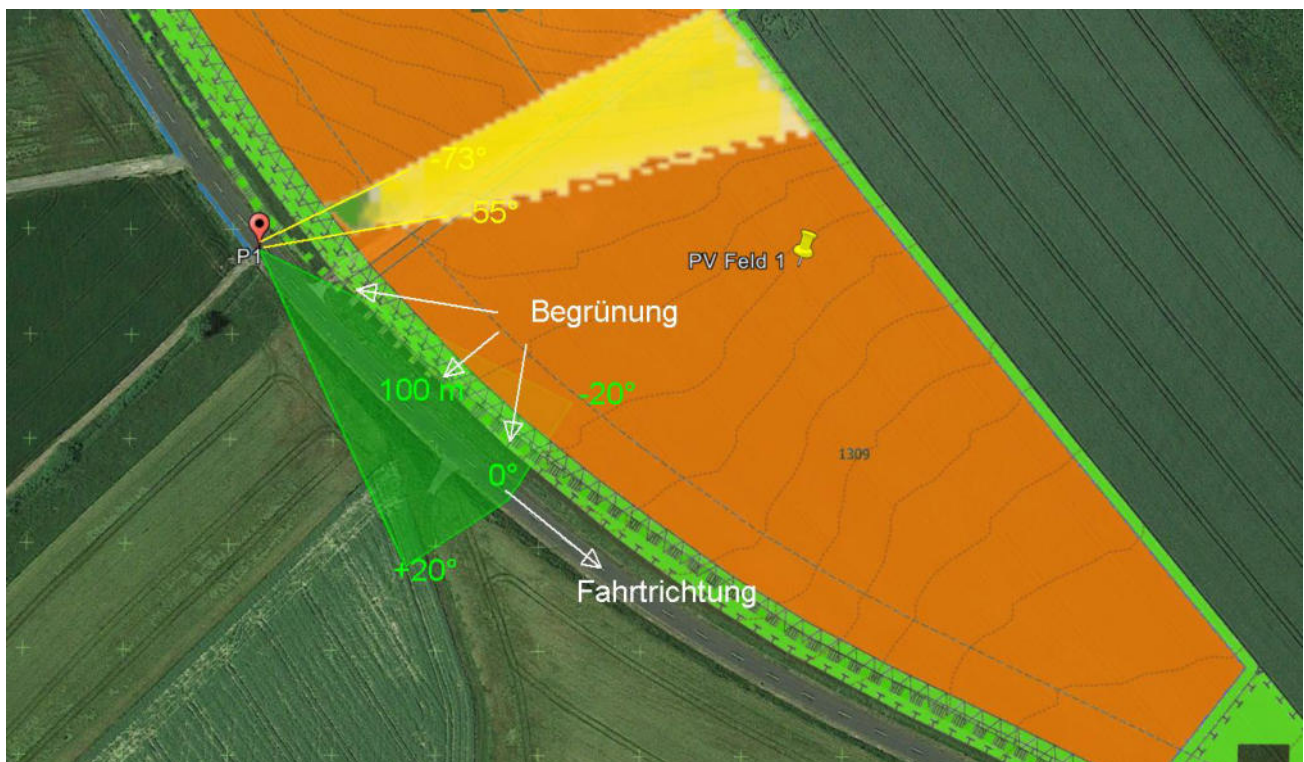


Bild 4.1.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb/ Grün markierten Bereich östlich der Fahrbahn, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Theoretisch können auch an insgesamt 48 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das weiter östliche gelegene PV-Feld 4 auftreten. Aufgrund der sehr geringen zeitlichen Dauer aber insbesondere aufgrund sehr großen Entfernung von ca. 700 m zur Immissionsquelle sind diese allerdings nicht relevant.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, NES2 westlich

Am Messpunkt P2 auf der NES können theoretisch in geringem Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 23. April - 20. August, in den frühen Morgenstunden, zwischen 06:47 - 07:19 Uhr für 5 bis max. 21 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel der Reflexionen liegen bei der Fahrt Richtung Südwesten mit -71° bis -87° links (östlich) zur Fahrtrichtung allerdings auch in diesem Abschnitt deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Bei der Fahrt Richtung Nordosten sind die Einfallswinkel nochmals größer und daher nochmals weniger relevant. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz können zu keiner Zeit Reflexionen den Rückspiegel¹⁵ erreichen. Eine Beeinträchtigung oder gar Blendwirkung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist nicht beeinträchtigt.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P2 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

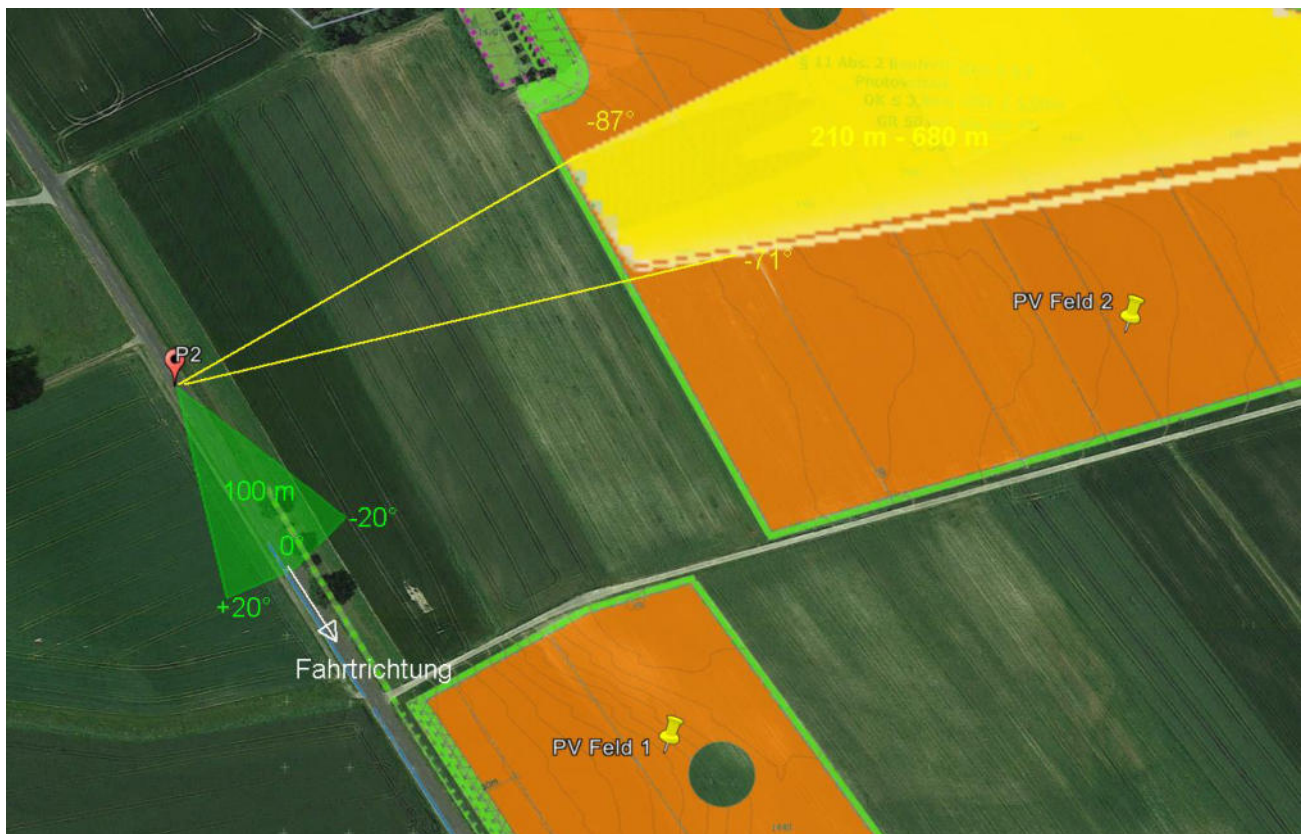


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, 100 m Sichtweite). Im Gelb/Weiß markierten Bereich östlich der Fahrbahn, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

¹⁵ Es gibt keine konkreten Vorgaben für den Sichtwinkel von Seiten- und Rückspiegeln, lediglich unkonkrete Formulierungen, dass diese eine "ausreichende Sicht" oder ein "angemessenes Sichtfeld" ermöglichen sollen. Daher wird der Sichtwinkel hier mit $\pm 5^\circ$ zur Fahrtrichtung definiert. Überwiegend ist der Sichtwinkel durch die Größe der Heckscheibe bzw. die C-Säule begrenzt.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, St2283 nordwestlich

Am Messpunkt P3 auf der St2283 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 16. April - 27. August, in den frühen Morgenstunden, zwischen 07:00 - 07:29 Uhr für 5 bis max. 15 Minuten aus östlicher Richtung durch das PV-Feld 3 auftreten. Zwischen dem 28. April - 15. August, zwischen 19:28 - 19:57 Uhr können für 5 bis max. 18 Minuten auch Reflexionen aus westlicher Richtung durch das PV-Feld 2 auftreten. Bei der Fahrt Richtung Norden liegen in beiden Konstellationen die Einfallswinkel allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Bei der Fahrt Richtung Süden sind die Einfallswinkel ähnlich und nochmals größer und daher nochmals weniger relevant. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar Blendwirkung durch die PV-Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P3 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

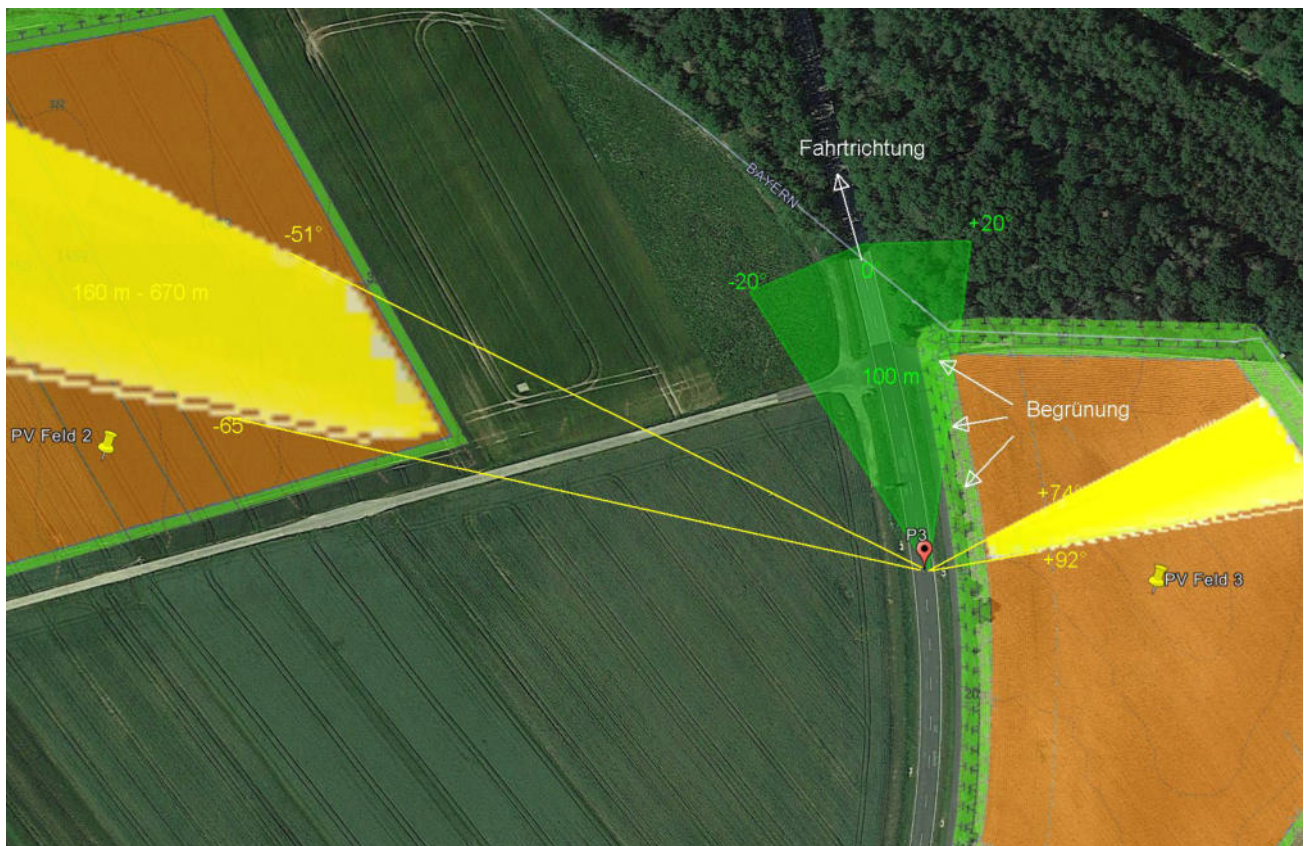


Bild 4.3.1: Situation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, 100 m Sichtweite). Im Gelb/ Weiß markierten Bereich außerhalb des relevanten Sichtwinkels, können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Lt. Planungsunterlagen ist an Geländegrenze von PV Feld 3 eine Begrünung geplant, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, St2283 westlich

Am Messpunkt P4 auf der St2283 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 15. April - 28. August, in den frühen Morgenstunden, zwischen 06:59 - 07:31 Uhr für 5 bis max. 18 Minuten aus östlicher Richtung durch das PV-Feld 4 auftreten. Bei der Fahrt Richtung Norden liegen die Einfallswinkel allerdings auch in diesem Abschnitt deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind die rechnerisch ermittelten Reflexionen nicht relevant.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar Blendwirkung durch die PV-Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P4 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.



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

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung +/-20°, 100 m Sichtweite). Im Gelb/ Weiß markierten Bereich außerhalb des relevanten Sichtwinkels, können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, St2282 östlich

Messpunkt P5 auf der St2282 wurde zur Kontrollzwecken untersucht. Hier können bei der Fahrt Richtung Südwesten rein rechnerisch Reflexionen durch das PV-Feld 4 auftreten. Diese können an bestimmten Tagen im April/Mai und im Juli/August, abends zwischen 19:13 – 19:39 Uhr für max. 13 Minuten am Tag aus westlicher Richtung durch das PV-Feld 4 auftreten. Aufgrund der sehr kurzen zeitlichen Dauer aber insbesondere aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle von ca. 420 m – 630 m sind potenzielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Mit zunehmender Entfernung und der damit einhergehenden Bündelaufweitung der diffus reflektierten Lichtstrahlen, ist die Leuchtdichte der Moduloberflächen reduziert. Die PV Anlage wäre - sofern überhaupt sichtbar – nur als helle Fläche wahrnehmbar.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar Blendwirkung durch die PV-Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P5 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

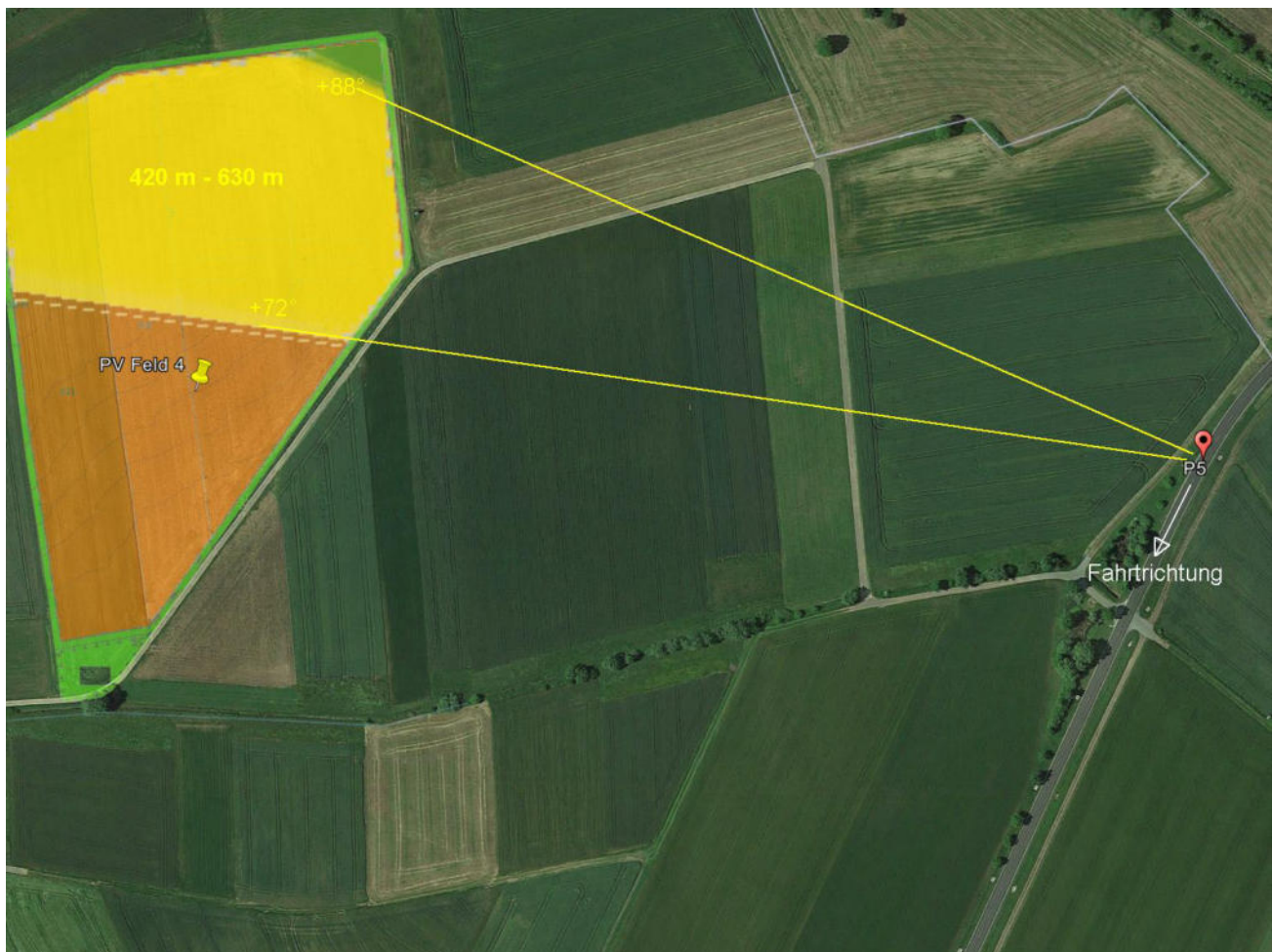


Bild 4.5.1: Situation am Messpunkt P5 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Im Gelb/ Weiß markierten Bereich außerhalb des relevanten Sichtwinkels und in sehr großer Entfernung, können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potenzielle Blendwirkung der hier betrachteten PV-Anlage Trappstadt Nord kann als „geringfügig“ klassifiziert¹⁶ 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.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV-Anlage Trappstadt Nord mit dem Einsatz von PV-Modulen mit Anti-Reflexionsschicht die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potenziellen Reflexionen vorgesehen.

Für die hier betrachtete PV-Anlage wurden verschiedene Simulationen durchgeführt, u.a. mit unterschiedlichen Modulneigungen und Ausrichtung der Anlage. Erwartungsgemäß zeigen sich an einzelnen Immissionsorten leicht abweichende Ergebnisse, die Ausführungen zu den jeweiligen Messpunkten sind dennoch gültig. Die PV-Anlage kann demnach mit einer Modulneigung zwischen 15° - 20° errichtet werden.

Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten im Umfeld der PV-Flächen zeigt im Verlauf der NES2 und der St2283 nur geringfügige Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Lt. Planungsunterlagen ist an der Geländegrenze der PV Flächen eine Begrünung geplant, so dass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Im Verlauf der St2282 können rein rechnerisch evt. Reflexionen auftreten aber aufgrund der sehr kurzen zeitlichen Dauer und insbesondere aufgrund der sehr großen Entfernung von über 400 m zur Immissionsquelle sind diese nicht relevant.

In der näheren Umgebung der PV-Anlage sind keine Gebäude vorhanden, sodass eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch Reflexionen im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen ist. Auch im weiteren Umfeld sind keine relevanten Gebäude und schutzwürdige Zonen vorhanden.

Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich 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 07.11.2023


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹⁶ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DEG21C.20

POWER RANGE: 645-665W

665W

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.4%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation;
- Designed for compatibility with existing mainstream system components



High power up to 665W

- Up to 21.4% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

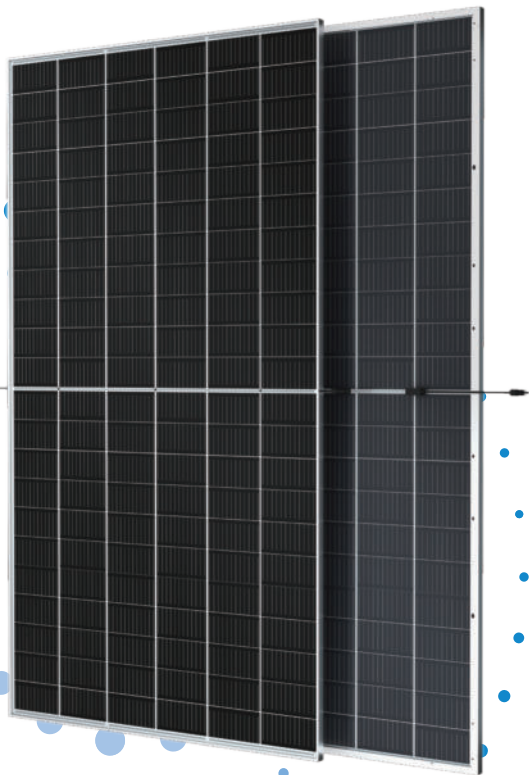
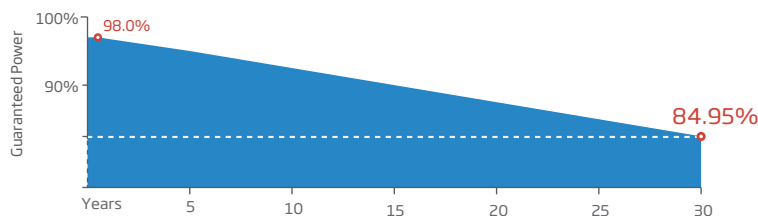
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature
- Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



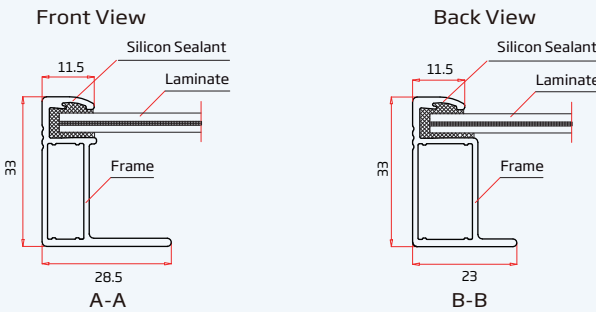
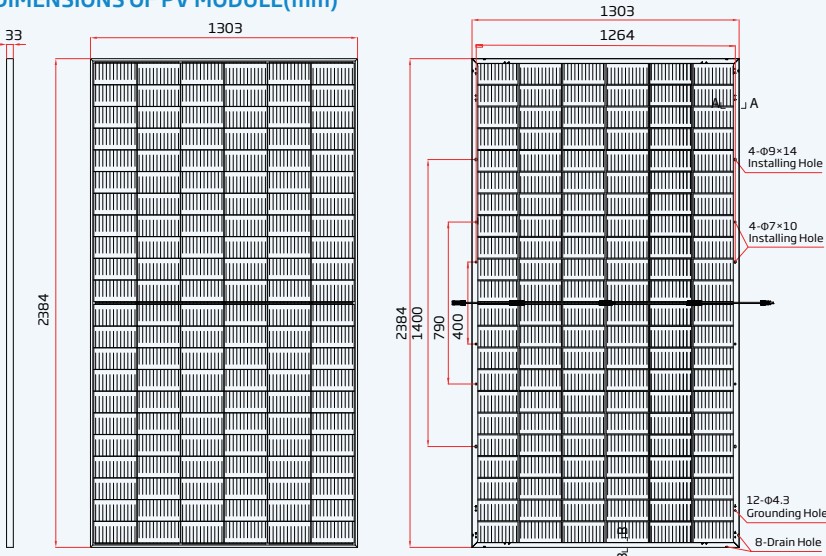
Comprehensive Products and System Certificates



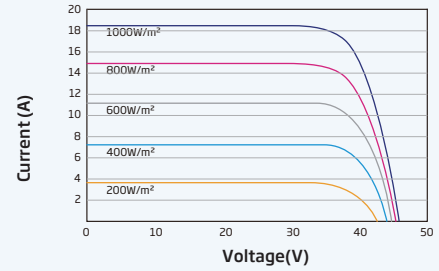
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



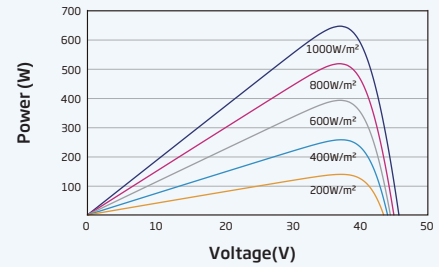
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



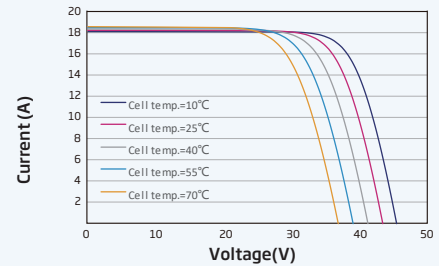
I-V CURVES OF PV MODULE(650 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(650W)



I-V CURVES OF PV MODULE(650 W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts -P _{MAX} (Wp)*	645	650	655	660	665
Power Tolerance-P _{MAX} (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage -V _{MPP} (V)	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current -I _{MPP} (A)	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39
Open Circuit Voltage -V _{OC} (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current -I _{SC} (A)	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50
Module Efficiency η _m (%)	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power -P _{MAX} (Wp)	690	696	701	706	712
Maximum Power Voltage -V _{MPP} (V)	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current -I _{MPP} (A)	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60
Open Circuit Voltage -V _{OC} (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current -I _{SC} (A)	19.59	19.63	19.69	19.74	19.79
Irradiance ratio (rear/front)	10%				

Power Bifaciality:70±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-P _{MAX} (Wp)	488	492	495	499	504
Maximum Power Voltage -V _{MPP} (V)	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6
Maximum Power Current -I _{MPP} (A)	13.98	14.01	14.05	14.10	14.16
Open Circuit Voltage -V _{OC} (V)	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current -I _{SC} (A)	14.75	14.79	14.83	14.87	14.91

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×33 mm (93.86×51.30×1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	33mm(1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{MAX}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V _{OC}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I _{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
2% first year degradation
0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 33 pieces
Modules per 40' container: 594 pieces

Trappstadt Nord

Trappstadt Nord

Created Nov 06, 2023
Updated Nov 07, 2023
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+2
Minimum sun altitude 8.0 deg
Site ID 104789.18225

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 1	20.0	180.0	9,819	7,126	-
PV Feld 2	20.0	180.0	2,995	4,655	-
PV Feld 3	20.0	180.0	2,754	1,853	-
PV Feld 4	20.0	180.0	2,487	3,071	-

PV Array(s)

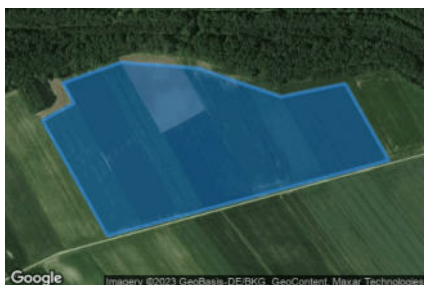
Total PV footprint area: 222,496 m²

Name: PV Feld 1
Footprint area: 61,761 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	50.334499	10.562399	321.40	2.00	323.40
2	50.334773	10.563231	329.25	2.00	331.25
3	50.334978	10.564234	332.46	2.00	334.46
4	50.333198	10.566230	326.47	2.00	328.47
5	50.333109	10.565988	326.26	2.00	328.26
6	50.331311	10.568311	309.83	2.00	311.83
7	50.331037	10.567973	309.29	2.00	311.29
8	50.331492	10.566391	313.56	2.00	315.56
9	50.331938	10.565355	317.09	2.00	319.09
10	50.332581	10.564347	318.90	2.00	320.90

Name: PV Feld 2
Footprint area: 99,512 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	50.335178	10.564666	331.59	2.00	333.59
2	50.336866	10.563169	332.56	2.00	334.56
3	50.337116	10.563893	330.31	2.00	332.31
4	50.337414	10.563641	326.44	2.00	328.44
5	50.337717	10.564973	322.74	2.00	324.74
6	50.337631	10.566743	319.58	2.00	321.58
7	50.337213	10.568642	322.24	2.00	324.24
8	50.337405	10.570112	320.16	2.00	322.16
9	50.336282	10.571121	318.58	2.00	320.58

Name: PV Feld 3
Footprint area: 19,432 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	50.336505	10.573152	313.09	2.00	315.09
2	50.336470	10.574514	312.07	2.00	314.07
3	50.335751	10.575244	310.72	2.00	312.72
4	50.335094	10.574493	310.01	2.00	312.01
5	50.334813	10.573709	309.61	2.00	311.61
6	50.334820	10.573162	309.79	2.00	311.79
7	50.335505	10.573355	311.00	2.00	313.00
8	50.335916	10.573323	312.53	2.00	314.53

Name: PV Feld 4
Footprint area: 41,792 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	50.333991	10.573355	310.90	2.00	312.90
2	50.334279	10.574224	310.76	2.00	312.76
3	50.334443	10.576123	310.31	2.00	312.31
4	50.333430	10.576295	310.68	2.00	312.68
5	50.331889	10.574482	309.44	2.00	311.44
6	50.331745	10.573742	309.33	2.00	311.33

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	50.332496	10.564168	318.13	2.00	320.13
OP 2	50.335812	10.560830	322.97	2.00	324.97
OP 3	50.335956	10.573014	312.42	2.00	314.42
OP 4	50.332939	10.572531	312.93	2.00	314.93
OP 5	50.332587	10.581950	315.06	2.00	317.06

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt deg	Orientation deg	"Green" Glare min	"Yellow" Glare min	Energy Produced kWh	Data File
PV Feld 1	20.0	180.0	9,819	7,126	-	
PV Feld 2	20.0	180.0	2,995	4,655	-	
PV Feld 3	20.0	180.0	2,754	1,853	-	
PV Feld 4	20.0	180.0	2,487	3,071	-	

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-1 (green)	0	0	324	1040	2117	2015	2200	1458	614	0	0	0
pv-feld-1 (yellow)	0	0	98	1069	1446	1325	1397	1386	354	0	0	0
pv-feld-2 (green)	0	0	0	0	283	466	408	56	0	0	0	0
pv-feld-2 (yellow)	0	0	0	95	746	917	871	318	0	0	0	0
pv-feld-3 (green)	0	0	0	33	332	634	553	48	0	0	0	0
pv-feld-3 (yellow)	0	0	0	181	441	442	443	346	0	0	0	0
pv-feld-4 (green)	0	0	0	122	367	595	517	194	4	0	0	0
pv-feld-4 (yellow)	0	0	0	375	767	519	632	715	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

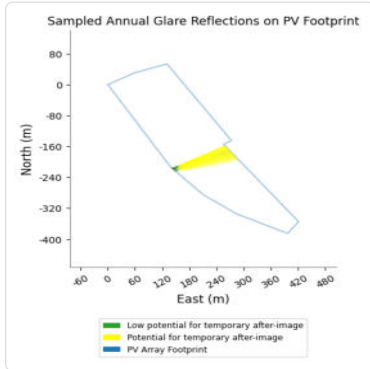
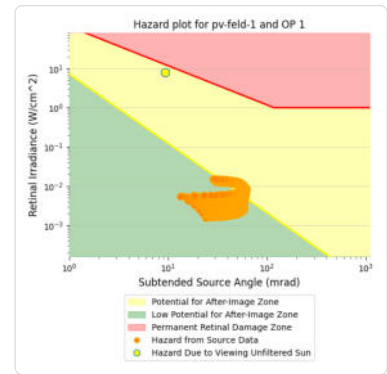
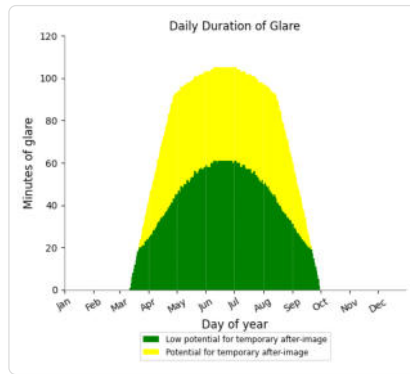
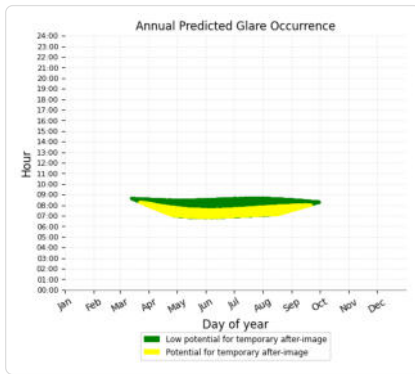
PV Feld 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	8465	7026
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	1302	100
OP: OP 5	52	0

PV Feld 1: OP 1

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

- 8,465 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 7,026 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1: OP 2

No glare found

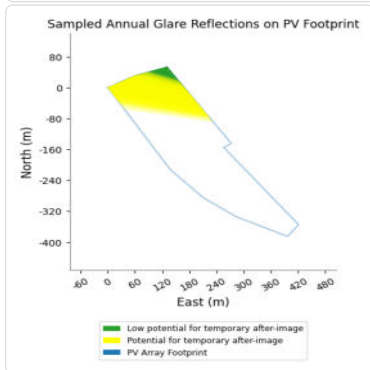
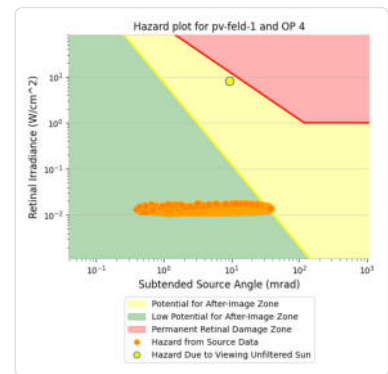
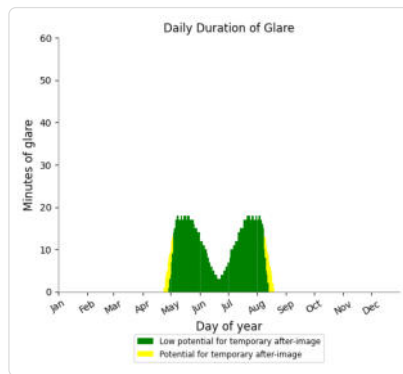
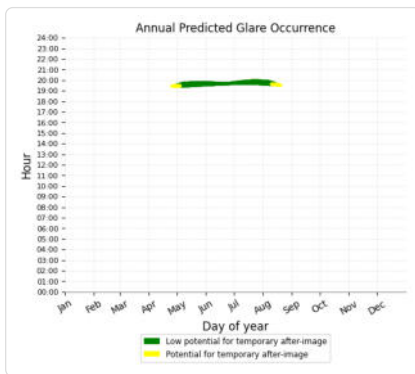
PV Feld 1: OP 3

No glare found

PV Feld 1: OP 4

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

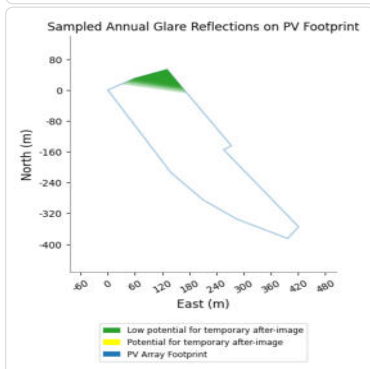
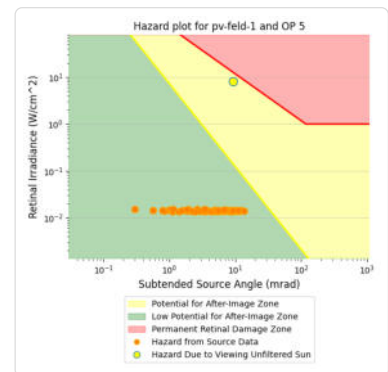
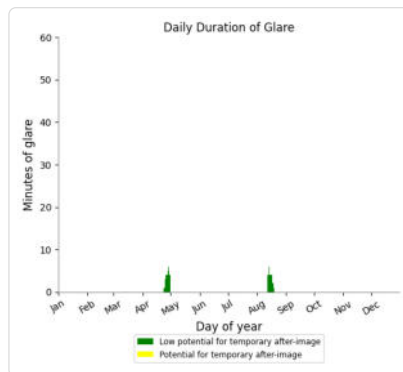
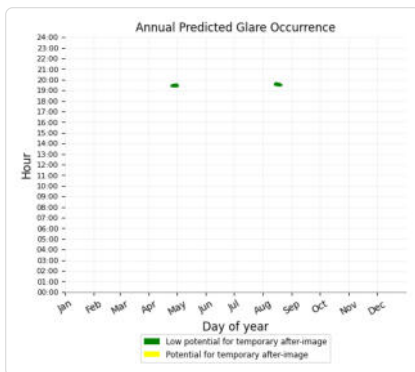
- 1,302 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 100 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1: OP 5

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

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



PV Feld 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
-----------	-------------------	--------------------

OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	414	2261
OP: OP 3	291	1748
OP: OP 4	1284	0
OP: OP 5	1006	646

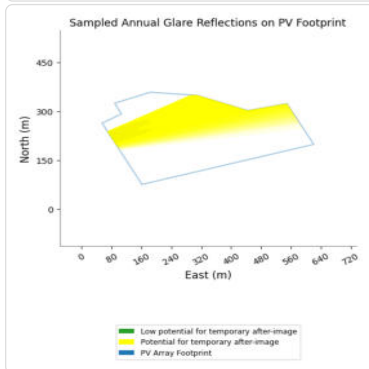
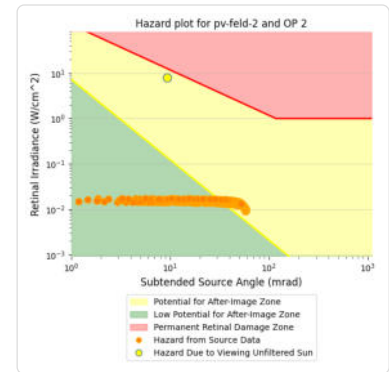
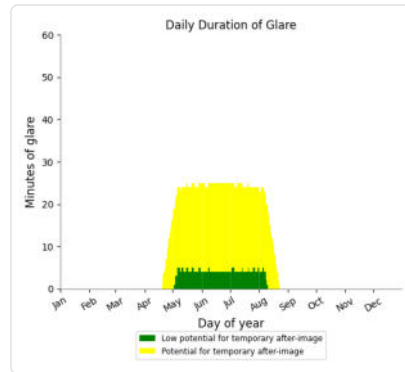
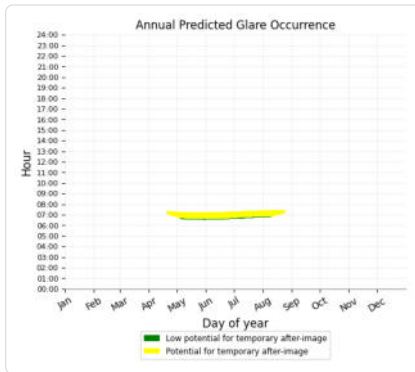
PV Feld 2: OP 1

No glare found

PV Feld 2: OP 2

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

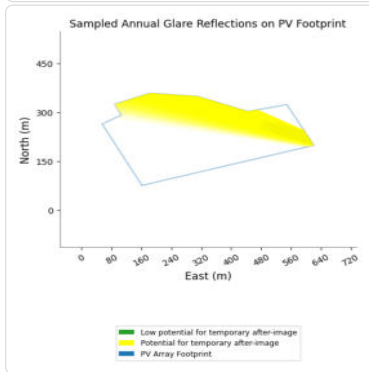
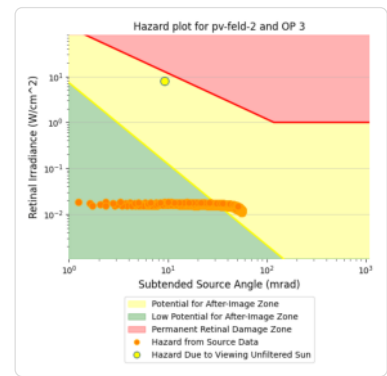
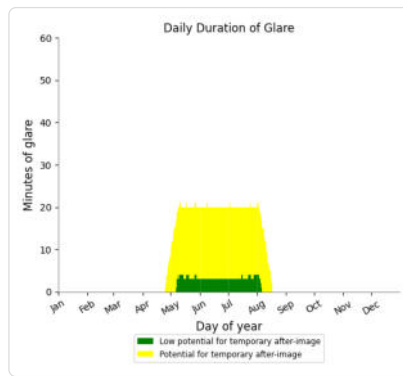
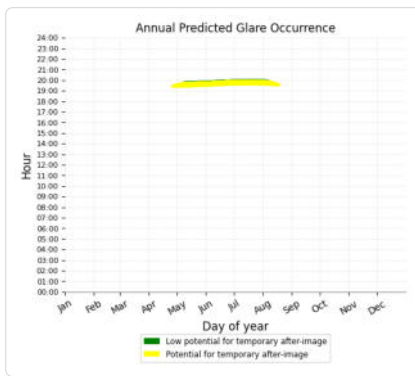
- 414 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,261 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2: OP 3

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

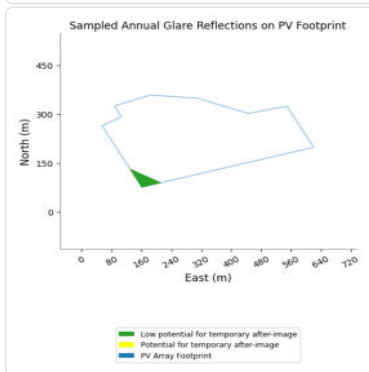
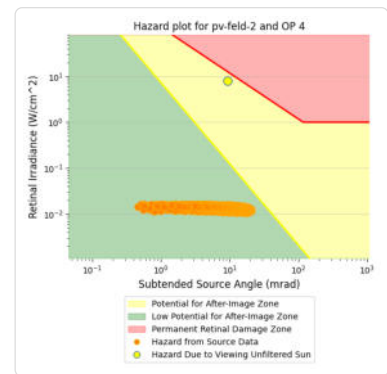
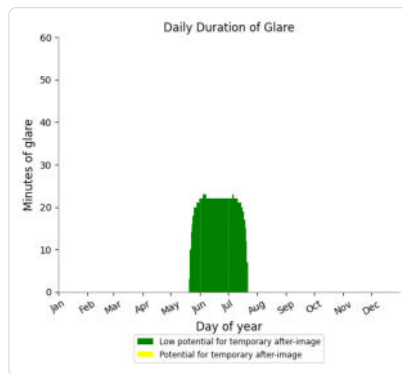
- 291 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,748 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2: OP 4

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

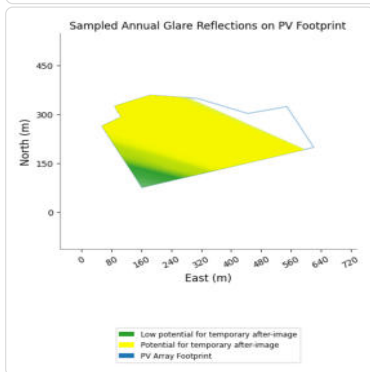
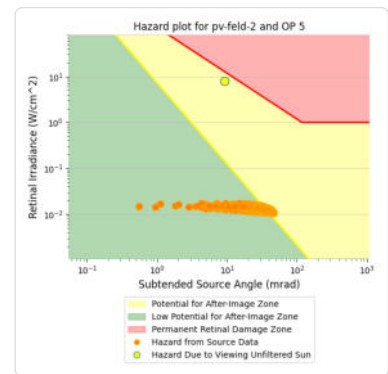
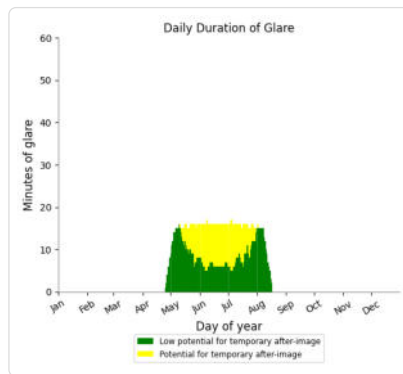
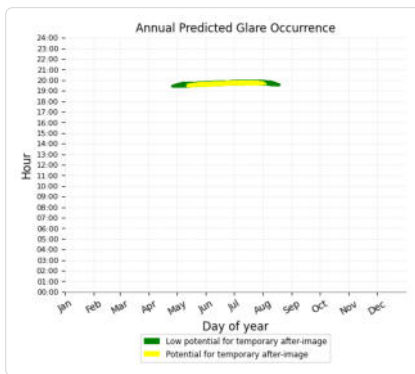
- 1,284 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2: OP 5

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

- 1,006 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 646 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



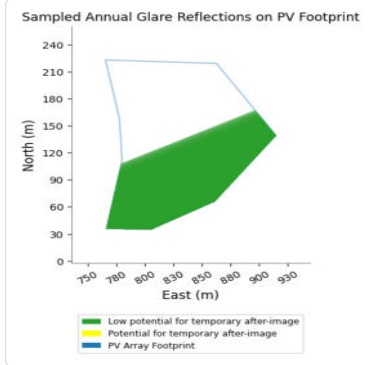
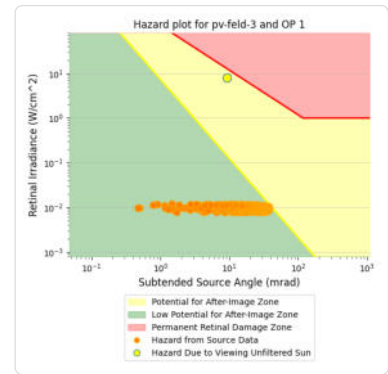
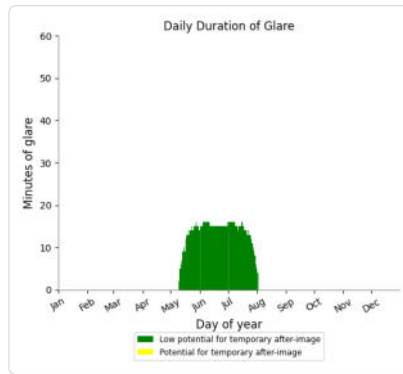
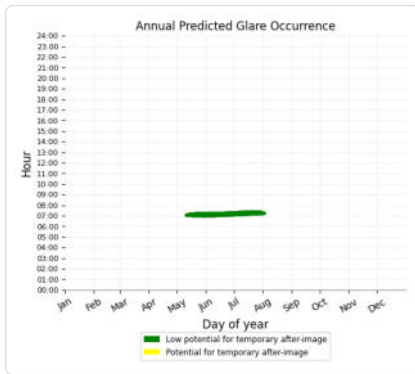
PV Feld 3 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	1154	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	239	1853
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	1361	0

PV Feld 3: OP 1

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

- 1,154 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



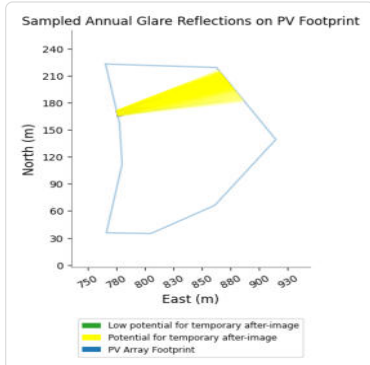
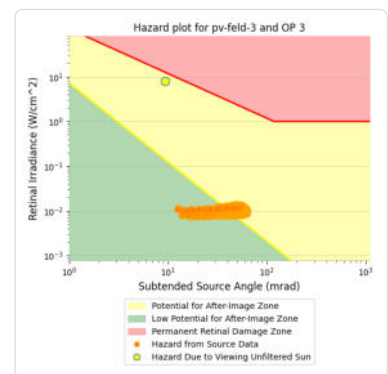
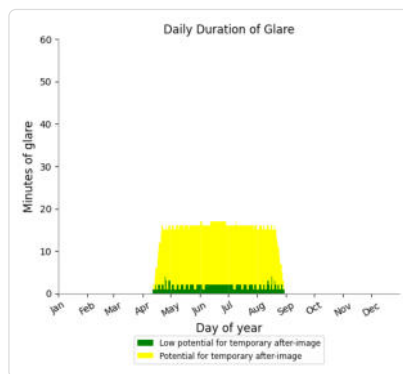
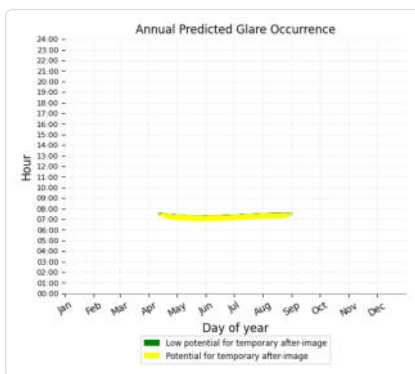
PV Feld 3: OP 2

No glare found

PV Feld 3: OP 3

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

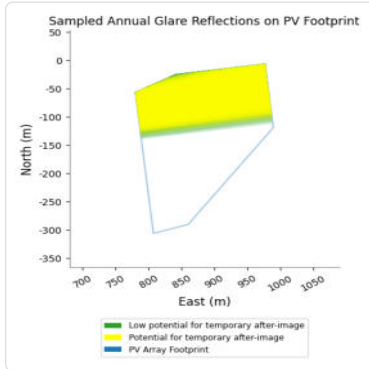
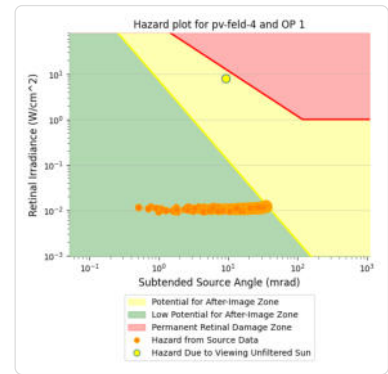
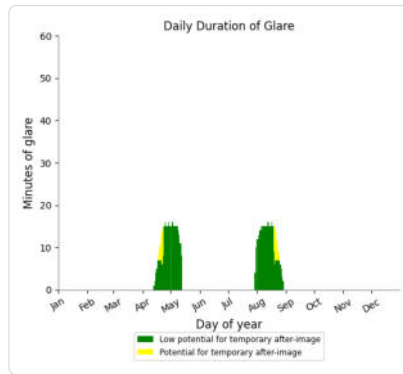
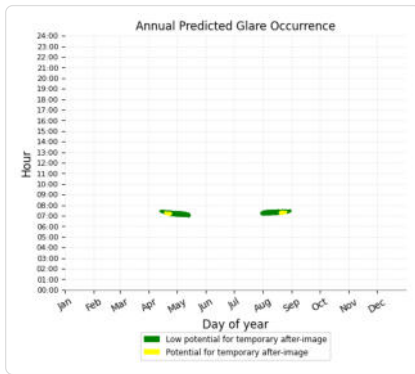
- 239 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,853 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 4: OP 1

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

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



PV Feld 4: OP 2

No glare found

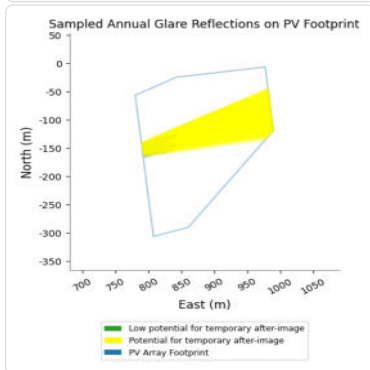
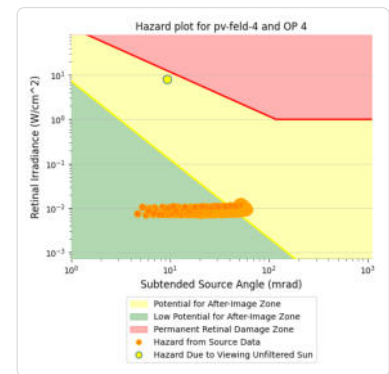
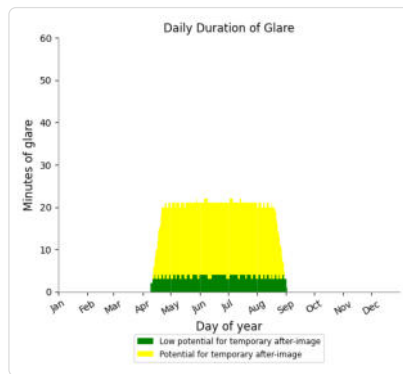
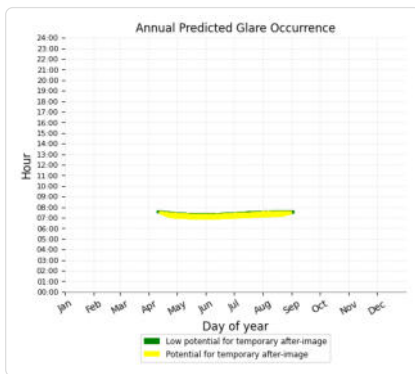
PV Feld 4: OP 3

No glare found

PV Feld 4: OP 4

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

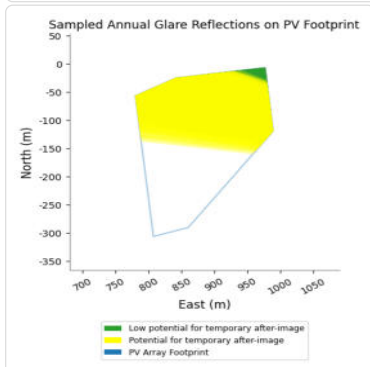
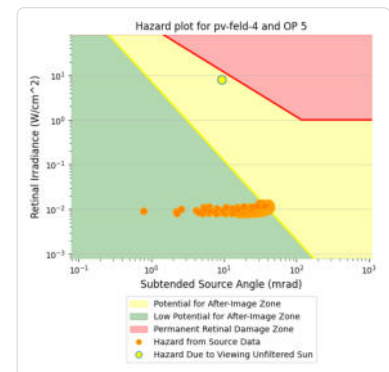
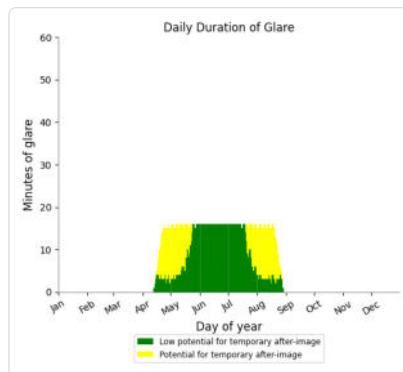
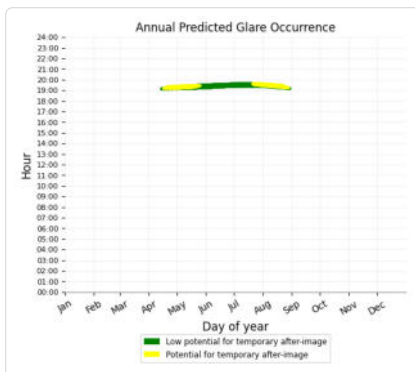
- 513 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,261 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 4: OP 5

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

- 1,286 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 747 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



	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	Reflected Sun Vector	Anzahl Minuten	Tag		
2023-03-12 08:40:00	0,003011	661,7177	1	0,1513182	0,005749	0,01824	8,1	106,4	0,95	-0,279	0,14	-0,95	0,123	0,287	21	Mrz.	1	08:19	08:19
2023-03-13 08:37:00	0,003346	659,4425	1	0,156574	0,005856	0,026873	8,1	105,7	0,953	-0,268	0,14	-0,953	0,115	0,28	22	Mrz.	2	08:17	08:18
2023-03-13 08:38:00	0,003163	661,6378	1	0,153141	0,005747	0,023219	8,2	105,9	0,952	-0,271	0,143	-0,952	0,116	0,284	23	Mrz.	4	08:14	08:17
2023-03-13 08:39:00	0,002969	663,8274	1	0,149785	0,00564	0,018761	8,4	100,269	0,95	-0,274	0,146	-0,95	0,117	0,288	24	Mrz.	6	08:12	08:17
2023-03-14 08:35:00	0,003645	659,3893	1	0,160066	0,005986	0,032944	8,1	105,1	0,956	-0,257	0,14	-0,956	0,107	0,273	25	Mrz.	7	08:10	08:16
2023-03-14 08:36:00	0,003478	661,572	1	0,156548	0,005874	0,030321	8,2	105,3	0,955	-0,261	0,143	-0,955	0,108	0,277	26	Mrz.	9	08:08	08:16
2023-03-14 08:37:00	0,003307	663,7491	1	0,15311	0,005764	0,027272	8,4	105,307	0,954	-0,264	0,146	-0,954	0,108	0,281	27	Mrz.	11	08:05	08:15
2023-03-14 08:38:00	0,003127	665,9206	1	0,149748	0,005656	0,023666	8,5	105,7	0,952	-0,267	0,148	-0,952	0,109	0,285	28	Mrz.	12	08:03	08:14
2023-03-14 08:39:00	0,002936	668,0865	1	0,146462	0,00555	0,019278	8,7	105,9	0,951	-0,27	0,151	-0,951	0,11	0,289	29	Mrz.	14	08:01	08:14
2023-03-14 08:40:00	0,002728	670,2467	1	0,14325	0,005446	0,013691	8,8	106,1	0,95	-0,273	0,154	-0,95	0,111	0,293	30	Mrz.	15	07:58	08:12
2023-03-15 08:33:00	0,003915	659,3493	1	0,163659	0,00612	0,037545	8,1	104,4	0,959	-0,247	0,141	-0,959	0,099	0,266	31	Mrz.	17	07:56	08:12
2023-03-15 08:34:00	0,00376	661,5194	1	0,160055	0,006005	0,035549	8,2	104,6	0,958	-0,25	0,143	-0,958	0,099	0,27	1	Apr.	18	07:54	08:11
2023-03-15 08:35:00	0,0036	663,6841	1	0,156532	0,005892	0,033282	8,4	104,6	0,956	-0,253	0,146	-0,956	0,1	0,274	2	Apr.	20	07:51	08:10
2023-03-15 08:36:00	0,003437	665,8432	1	0,153088	0,005781	0,030684	8,5	105	0,955	-0,256	0,149	-0,955	0,101	0,278	3	Apr.	21	07:49	08:09
2023-03-15 08:37:00	0,003268	667,9968	1	0,149721	0,005673	0,02767	8,7	105,2	0,954	-0,259	0,151	-0,954	0,102	0,283	4	Apr.	22	07:48	08:09
2023-03-15 08:38:00	0,003091	670,1447	1	0,14643	0,005566	0,024109	8,9	105,4	0,953	-0,263	0,154	-0,953	0,102	0,287	5	Apr.	23	07:45	08:07
2023-03-15 08:39:00	0,002904	672,2871	1	0,143213	0,005461	0,019792	9	105,6	0,951	-0,266	0,157	-0,951	0,103	0,291	6	Apr.	24	07:43	08:06
2023-03-15 08:40:00	0,0027	674,4239	1	0,140068	0,005358	0,014321	9,2	105,8	0,95	-0,269	0,159	-0,95	0,104	0,295	7	Apr.	26	07:41	08:06
2023-03-16 08:31:00	0,004166	659,3212	1	0,167357	0,006258	0,041141	8,1	103,8	0,962	-0,236	0,141	-0,962	0,09	0,259	8	Apr.	27	07:38	08:04
2023-03-16 08:32:00	0,004017	661,479	1	0,163664	0,00614	0,03959	8,2	104	0,96	-0,239	0,143	-0,96	0,091	0,263	9	Apr.	28	07:36	08:03
2023-03-16 08:33:00	0,003867	663,6313	1	0,160054	0,006024	0,037846	8,4	104,2	0,959	-0,242	0,146	-0,959	0,092	0,267	10	Apr.	30	07:34	08:03
2023-03-16 08:34:00	0,003713	665,7782	1	0,156525	0,005911	0,035867	8,5	104,4	0,958	-0,245	0,149	-0,958	0,092	0,272	11	Apr.	30	07:33	08:02
2023-03-16 08:35:00	0,003556	667,9195	1	0,153076	0,005799	0,033618	8,7	104,6	0,957	-0,249	0,151	-0,957	0,093	0,276	12	Apr.	32	07:30	08:01
2023-03-16 08:36:00	0,003395	670,0554	1	0,149704	0,005689	0,031045	8,9	104,8	0,955	-0,252	0,154	-0,955	0,094	0,28	13	Apr.	33	07:28	08:00
2023-03-16 08:37:00	0,003229	672,1857	1	0,146408	0,005582	0,028065	9	105	0,954	-0,255	0,157	-0,954	0,095	0,284	14	Apr.	34	07:26	07:59
2023-03-16 08:38:00	0,003055	674,3104	1	0,143186	0,005476	0,02455	9,2	105,2	0,953	-0,258	0,159	-0,953	0,095	0,288	15	Apr.	36	07:23	07:58
2023-03-16 08:39:00	0,002872	676,4296	1	0,140036	0,005373	0,020301	9,3	105,4	0,952	-0,261	0,162	-0,952	0,096	0,292	16	Apr.	36	07:22	07:57
2023-03-16 08:40:00	0,002673	678,5432	1	0,136957	0,005271	0,014941	9,5	105,6	0,95	-0,265	0,165	-0,95	0,097	0,296	17	Apr.	38	07:20	07:57
2023-03-17 08:28:00	0,004386	657,1532	1	0,171163	0,00638	0,044035	8,1	103,1	0,964	-0,225	0,141	-0,964	0,082	0,252	18	Apr.	39	07:18	07:56
2023-03-17 08:29:00	0,004244	659,3041	1	0,167379	0,006259	0,042796	8,2	103,3	0,963	-0,228	0,143	-0,963	0,083	0,256	19	Apr.	40	07:15	07:54
2023-03-17 08:30:00	0,0041	661,4496	1	0,16368	0,006141	0,041414	8,4	103,5	0,962	-0,231	0,146	-0,962	0,083	0,261	20	Apr.	41	07:14	07:54
2023-03-17 08:31:00	0,003954	663,5898	1	0,160064	0,006024	0,039874	8,6	103,7	0,961	-0,235	0,149	-0,961	0,084	0,265	21	Apr.	42	07:12	07:53
2023-03-17 08:32:00	0,003806	665,7245	1	0,15653	0,00591	0,038144	8,7	103,9	0,959	-0,238	0,151	-0,959	0,085	0,269	22	Apr.	44	07:10	07:53
2023-03-17 08:33:00	0,003655	667,8537	1	0,153075	0,005798	0,036182	8,9	104,1	0,958	-0,241	0,154	-0,958	0,086	0,273	23	Apr.	44	07:09	07:52
2023-03-17 08:34:00	0,003501	669,9776	1	0,149698	0,005689	0,033952	9	104,3	0,957	-0,244	0,157	-0,957	0,086	0,277	24	Apr.	46	07:06	07:51
2023-03-17 08:35:00	0,003343	672,0959	1	0,146397	0,005581	0,031405	9,2	104,5	0,956	-0,247	0,159	-0,956	0,087	0,281	25	Apr.	47	07:04	07:50
2023-03-17 08:36:00	0,00318	674,2088	1	0,14317	0,005475	0,028457	9,3	104,7	0,954	-0,251	0,162	-0,954	0,088	0,285	26	Apr.	48	07:03	07:50
2023-03-17 08:37:00	0,00301	676,3161	1	0,140015	0,005371	0,024988	9,5	104,9	0,953	-0,254	0,165	-0,953	0,089	0,289	27	Apr.	48	07:02	07:49
2023-03-17 08:38:00	0,00283	678,418	1	0,136931	0,005269	0,020806	9,6	105,1	0,952	-0,257	0,167	-0,952	0,089	0,293	28	Apr.	49	07:01	07:49
2023-03-17 08:39:00	0,002636	680,5143	1	0,133917	0,005169	0,015554	9,8	105,3	0,95	-0,26	0,17	-0,95	0,09	0,298	29	Apr.	48	07:01	07:48
2023-03-18 08:26:00	0,004609	657,1584	1	0,17508	0,006526	0,046388	8,1	102,5	0,967	-0,214	0,141	-0,967	0,073	0,245	30	Apr.	48	07:00	07:47
2023-03-18 08:27:00	0,00447	659,297	1	0,171203	0,006402	0,045394	8,2	102,7	0,966	-0,217	0,143	-0,966	0,074	0,249	1	Mai.	48	06:59	07:46
2023-03-18 08:28:00	0,004331	661,4304	1	0,167412	0,00628	0,044289	8,4	102,9	0,964	-0,22	0,146	-0,964	0,075	0,254	2	Mai.	48	06:59	07:46
2023-03-18 08:29:00	0,00419	663,5584	1	0,163708	0,006161	0,043058	8,6	103,1	0,963	-0,224	0,149	-0,963	0,076	0,258	3	Mai.	47	06:59	07:45
2023-03-18 08:30:00	0,004047	665,6811	1	0,160086	0,006044	0,041685	8,7	103,3	0,962	-0,227	0,152	-0,962	0,076	0,262	4	Mai.	48	06:58	07:45
2023-03-18 08:31:00	0,003904	667,7984	1	0,156546	0,005929	0,040155	8,9	103,5	0,961	-0,23	0,154	-0,961	0,077	0,266	5	Mai.	47	06:58	07:44
2023-03-18 08:32:00	0,003758	669,9103	1	0,153086	0,005817	0,038438	9	103,7	0,96	-0,233	0,157	-0,96	0,078	0,27	6	Mai.	47	06:58	07:44
2023-03-18 08:33:00	0,003609	672,0168	1	0,149703	0,005706	0,036494	9,2	103,9	0,958	-0,237	0,16	-0,958	0,079	0,274	7	Mai.	48	06:57	07:44
2023-03-18 08:34:00	0,003457	674,1179	1	0,146397	0,005597	0,034284	9,3	104,1	0,957	-0,24	0,162	-0,957	0,079	0,278	8	Mai.	47	06:57	07:43

Minuten	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1
24. März	19. September	49	7014	06:52 08:17

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 1:

7014 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)

4430 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk

2584 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk

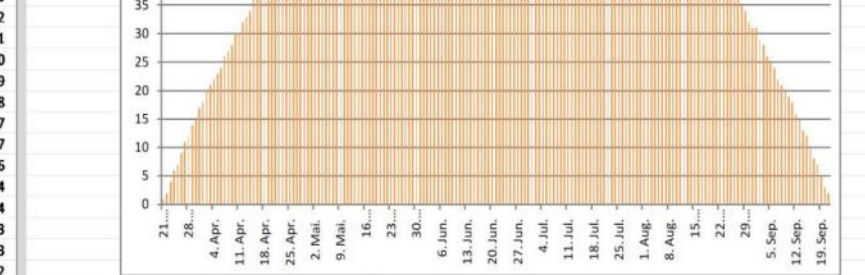
49 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 15492 Einträgen /-8465):

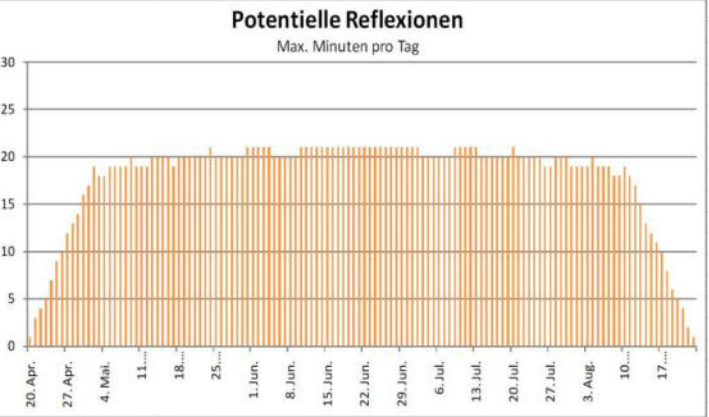
1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang

2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8° (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	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Minuten	Anzahl Minuten	Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2		
2023-04-20 07:14:00	0,009926	641,7021	2	0,359665	0,01309	0,052487	8,1	82,2	0,981	0,134	0,142	-0,981	-0,194	0,022	20. Apr.	1	07:14	07:14	23. April	20. August	21	2246	06:47	07:19
2023-04-21 07:12:00	0,010181	641,6533	2	0,369169	0,013435	0,052433	8,1	81,6	0,979	0,145	0,141	-0,979	-0,201	0,015	21. Apr.	3	07:12	07:14						
2023-04-21 07:13:00	0,010019	643,4908	2	0,361031	0,013177	0,052717	8,3	81,8	0,979	0,141	0,144	-0,979	-0,201	0,019	22. Apr.	4	07:10	07:13						
2023-04-21 07:14:00	0,009843	645,3246	2	0,353069	0,012923	0,052865	8,4	82	0,98	0,138	0,146	-0,98	-0,2	0,023	23. Apr.	5	07:09	07:13						
2023-04-22 07:10:00	0,010396	641,5909	2	0,378951	0,01379	0,051994	8	81	0,978	0,155	0,14	-0,978	-0,209	0,008	24. Apr.	7	07:06	07:12						
2023-04-22 07:11:00	0,010257	643,4197	2	0,370612	0,013525	0,052497	8,2	81,2	0,978	0,152	0,143	-0,978	-0,208	0,012	25. Apr.	9	07:04	07:12						
2023-04-22 07:12:00	0,010104	645,2449	2	0,362454	0,013265	0,052871	8,4	81,04	0,978	0,148	0,145	-0,978	-0,207	0,016	26. Apr.	10	07:03	07:12						
2023-04-22 07:13:00	0,009939	647,0664	2	0,354471	0,013009	0,053116	8,5	81,6	0,978	0,145	0,148	-0,978	-0,206	0,02	27. Apr.	12	07:01	07:12						
2023-04-23 07:09:00	0,010424	641,744	2	0,380475	0,013849	0,051864	8,2	80,6	0,977	0,162	0,142	-0,977	-0,215	0,005	28. Apr.	13	06:59	07:11						
2023-04-23 07:10:00	0,010295	643,5682	2	0,372115	0,013583	0,052446	8,3	80,9	0,977	0,159	0,145	-0,977	-0,214	0,009	29. Apr.	14	06:58	07:11						
2023-04-23 07:11:00	0,010152	645,3887	2	0,363935	0,013322	0,052905	8,5	81	0,977	0,155	0,147	-0,977	-0,214	0,013	30. Apr.	16	06:55	07:10						
2023-04-23 07:12:00	0,009997	647,2056	2	0,355931	0,013066	0,05324	8,6	81,2	0,977	0,152	0,15	-0,977	-0,213	0,017	1. Mai.	17	06:54	07:10						
2023-04-23 07:13:00	0,009829	649,0188	2	0,3481	0,012814	0,053451	8,8	81,3	0,977	0,149	0,153	-0,977	-0,212	0,021	2. Mai.	19	06:52	07:10						
2023-04-24 07:06:00	0,01055	639,8328	2	0,390628	0,014176	0,050903	8,1	80	0,975	0,172	0,141	-0,975	-0,223	-0,003	3. Mai.	18	06:52	07:09						
2023-04-24 07:07:00	0,010438	641,6522	2	0,382061	0,013904	0,051639	8,3	80,2	0,975	0,169	0,144	-0,975	-0,222	0,001	4. Mai.	18	06:52	07:09						
2023-04-24 07:08:00	0,010316	643,4679	2	0,373679	0,013638	0,052279	8,4	80,4	0,975	0,166	0,146	-0,975	-0,221	0,006	5. Mai.	19	06:51	07:09						
2023-04-24 07:09:00	0,010183	645,28	2	0,365477	0,013376	0,052819	8,6	80,5	0,975	0,162	0,149	-0,975	-0,22	0,01	6. Mai.	19	06:51	07:09						
2023-04-24 07:10:00	0,010037	647,0885	2	0,357451	0,013119	0,053235	8,7	80,7	0,976	0,159	0,152	-0,976	-0,219	0,014	7. Mai.	19	06:51	07:09						
2023-04-24 07:11:00	0,009879	648,8933	2	0,349598	0,012867	0,053535	8,9	80,9	0,976	0,156	0,155	-0,976	-0,218	0,018	8. Mai.	19	06:51	07:09						
2023-04-24 07:12:00	0,00971	650,6945	2	0,341915	0,012619	0,053717	9	81,1	0,976	0,153	0,157	-0,976	-0,218	0,022	9. Mai.	20	06:49	07:08						
2023-04-25 07:04:00	0,01067	639,7351	2	0,401079	0,014553	0,049631	8	79,4	0,973	0,182	0,14	-0,973	-0,23	-0,01	10. Mai.	19	06:49	07:07						
2023-04-25 07:05:00	0,01058	641,546	2	0,392302	0,014275	0,050555	8,2	79,6	0,973	0,179	0,143	-0,973	-0,229	-0,006	11. Mai.	19	06:49	07:07						
2023-04-25 07:06:00	0,010477	643,3534	2	0,383712	0,014002	0,051364	8,4	79,8	0,974	0,176	0,145	-0,974	-0,228	-0,002	12. Mai.	19	06:49	07:07						
2023-04-25 07:07:00	0,010361	645,1572	2	0,375306	0,013733	0,052058	8,5	80,3	0,974	0,173	0,148	-0,974	-0,227	0,003	13. Mai.	20	06:48	07:07						
2023-04-25 07:08:00	0,010235	646,9574	2	0,367081	0,01347	0,052659	8,7	80,1	0,974	0,169	0,151	-0,974	-0,227	0,007	14. Mai.	20	06:48	07:07						
2023-04-25 07:09:00	0,010098	648,754	2	0,359032	0,013211	0,053155	8,8	80,3	0,974	0,166	0,154	-0,974	-0,226	0,011	15. Mai.	20	06:48	07:07						
2023-04-25 07:10:00	0,009948	650,547	2	0,351157	0,012957	0,05353	9	80,5	0,974	0,163	0,156	-0,974	-0,225	0,015	16. Mai.	20	06:48	07:07						
2023-04-25 07:11:00	0,009787	652,3364	2	0,34345	0,012707	0,053791	9,1	80,7	0,974	0,159	0,159	-0,974	-0,224	0,019	17. Mai.	19	06:48	07:06						
2023-04-25 07:12:00	0,009615	654,1221	2	0,33591	0,012462	0,053933	9,3	80,9	0,974	0,156	0,162	-0,974	-0,224	0,023	18. Mai.	20	06:47	07:06						
2023-04-26 07:03:00	0,010685	641,4254	2	0,402845	0,014656	0,049147	8,1	79	0,972	0,189	0,142	-0,972	-0,236	-0,013	19. Mai.	20	06:47	07:06						
2023-04-26 07:04:00	0,010604	643,2245	2	0,394043	0,014376	0,050147	8,3	79,2	0,972	0,186	0,144	-0,972	-0,235	-0,009	20. Mai.	20	06:47	07:06						
2023-04-26 07:05:00	0,010509	645,0201	2	0,385429	0,014101	0,051026	8,5	79,4	0,972	0,183	0,147	-0,972	-0,235	-0,005	21. Mai.	20	06:47	07:06						
2023-04-26 07:06:00	0,010402	646,8122	2	0,376999	0,013831	0,051794	8,6	79,5	0,972	0,179	0,15	-0,972	-0,234	-0,001	22. Mai.	20	06:48	07:07						
2023-04-26 07:07:00	0,010282	648,6006	2	0,36875	0,013565	0,052448	8,8	79,7	0,972	0,176	0,153	-0,972	-0,233	0,004	23. Mai.	20	06:48	07:07						
2023-04-26 07:08:00	0,010152	650,3855	2	0,360677	0,013305	0,053011	8,9	79,9	0,973	0,173	0,155	-0,973	-0,232	0,008	24. Mai.	21	06:47	07:07						
2023-04-26 07:09:00	0,010011	652,1668	2	0,352778	0,013049	0,053465	9,1	80,1	0,973	0,17	0,158	-0,973	-0,231	0,012	25. Mai.	20	06:47	07:06						
2023-04-26 07:10:00	0,009858	653,9446	2	0,345047	0,012798	0,0538	9,2	80,3	0,973	0,166	0,161	-0,973	-0,231	0,016	26. Mai.	20	06:47	07:06						
2023-04-26 07:11:00	0,009693	655,7187	2	0,337483	0,012551	0,054019	9,4	80,5	0,973	0,163	0,163	-0,973	-0,23	0,02	27. Mai.	20	06:47	07:06						
2023-04-26 07:12:00	0,009518	657,4892	2	0,330081	0,012309	0,05412	9,6	80,7	0,973	0,16	0,166	-0,973	-0,229	0,025	28. Mai.	20	06:47	07:06						
2023-04-27 07:01:00	0,010714	639,7172	2	0,413702	0,015011	0,047315	8,1	78,4	0,97	0,199	0,141	-0,97	-0,243	-0,02	29. Mai.	20	06:47	07:06						
2023-04-27 07:02:00	0,010665	641,5154	2	0,404682	0,014725	0,04858	8,2	78,6	0,97	0,196	0,143	-0,97	-0,242	-0,016	30. Mai.	20	06:47	07:06						
2023-04-27 07:03:00	0,010596	643,3102	2	0,395854	0,014444	0,049678	8,4	78,8	0,97	0,193	0,146	-0,97	-0,242	-0,012	31. Mai.	21	06:47	07:07						
2023-04-27 07:04:00	0,01051	645,1014	2	0,387215	0,014168	0,050629	8,6	79	0,971	0,189	0,149	-0,971	-0,241	-0,008	1. Jun.	21	06:47	07:07						
2023-04-27 07:05:00	0,010411	646,8891	2	0,37876	0,013897	0,051467	8,7	79,1	0,971	0,186	0,152	-0,971	-0,24	-0,004	2. Jun.	21	06:47	07:07						
2023-04-27 07:06:00	0,0103	648,6732	2	0,370485	0,013631	0,052194	8,9	79,3	0,971	0,183	0,154	-0,971	-0,239	0,001	3. Jun.	21	06:47	07:07						
2023-04-27 07:07:00	0,010177	650,4538	2	0,362388	0,013369	0,052811	9	79,5	0,971	0,18	0,157	-0,971	-0,239	0,005	4. Jun.	21	06:47	07:07						
2023-04-27 07:08:00	0,010044	652,2308	2	0,354463	0,013113	0,053336	9,2	79,7	0,971	0,176	0,16	-0,971	-0,238	0,009	5. Jun.	20	06:47	07:06						
2023-04-27 07:09:00	0,0099	654,0042	2	0,346708	0,012861	0,053749	9,3	79,9	0,971	0,173	0,162	-0,971	-0,237	0,013	6. Jun.	20	06:47	07:06						
2023-04-27 07:10:00	0,009744	655,7741	2	0,339119	0,012613	0,054046	9,5	80,1	0,972	0,17	0,165	-0,972	-0,236	0,017	7. Jun.	20	06:48	07:07						



	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	Anzahl Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
2023-04-12 07:30:00	0,005537	643,3723	1	0,306206	0,011174	0,012566	8,1	86,8	0,988	0,056	0,141	-0,988	-0,133	0,073	13. Apr.	1	07:28	07:28
2023-04-13 07:28:00	0,007629	643,4136	2	0,314094	0,011462	0,041138	8,1	86,2	0,988	0,066	0,141	-0,988	-0,141	0,065	14. Apr.	3	07:26	07:28
2023-04-13 07:29:00	0,006582	645,3158	1	0,307094	0,011124	0,029256	8,3	86,3	0,988	0,063	0,144	-0,988	-0,141	0,069	15. Apr.	4	07:23	07:26
2023-04-14 07:26:00	0,008623	643,4439	2	0,322211	0,011759	0,049643	8,1	86,25	0,987	0,077	0,14	-0,987	-0,149	0,058	16. Apr.	5	07:22	07:26
2023-04-14 07:27:00	0,008008	645,3367	2	0,315037	0,011531	0,044914	8,2	85,7	0,987	0,074	0,143	-0,987	-0,148	0,062	17. Apr.	7	07:20	07:26
2023-04-14 07:28:00	0,00736	647,2256	2	0,308022	0,011307	0,039124	8,4	85,9	0,987	0,07	0,146	-0,987	-0,148	0,066	18. Apr.	8	07:18	07:25
2023-04-14 07:29:00	0,006147	649,1105	1	0,301162	0,011088	0,032393	8,5	86,1	0,987	0,067	0,149	-0,987	-0,147	0,071	19. Apr.	10	07:15	07:24
2023-04-15 07:23:00	0,008948	641,5755	2	0,330561	0,012029	0,05086	8	84,9	0,986	0,088	0,14	-0,986	-0,157	0,051	20. Apr.	11	07:14	07:24
2023-04-15 07:24:00	0,008845	643,4629	2	0,323211	0,011796	0,051538	8,2	85,1	0,986	0,085	0,142	-0,986	-0,156	0,055	21. Apr.	13	07:12	07:24
2023-04-15 07:25:00	0,008344	645,3463	2	0,316023	0,011567	0,048227	8,3	85,3	0,986	0,081	0,145	-0,986	-0,156	0,059	22. Apr.	14	07:10	07:23
2023-04-15 07:26:00	0,007702	647,2259	2	0,308992	0,011343	0,042931	8,5	85,5	0,986	0,078	0,148	-0,986	-0,155	0,063	23. Apr.	13	07:10	07:23
2023-04-15 07:27:00	0,007001	649,1015	1	0,302117	0,011123	0,036049	8,7	85,7	0,986	0,075	0,151	-0,986	-0,154	0,067	24. Apr.	14	07:09	07:22
2023-04-15 07:28:00	0,005649	650,9732	1	0,295392	0,010906	0,017124	8,8	85,9	0,986	0,071	0,153	-0,986	-0,153	0,072	25. Apr.	11	07:09	07:21
2023-04-16 07:22:00	0,009333	643,4701	2	0,331622	0,012103	0,0539	8,2	84,5	0,985	0,095	0,142	-0,985	-0,164	0,047	26. Apr.	13	07:08	07:21
2023-04-16 07:23:00	0,009043	645,3443	2	0,324256	0,011869	0,052885	8,3	84,7	0,985	0,092	0,145	-0,985	-0,163	0,052	27. Apr.	14	07:08	07:21
2023-04-16 07:24:00	0,008696	647,2147	2	0,317052	0,011639	0,05124	8,5	84,9	0,985	0,089	0,147	-0,985	-0,162	0,056	28. Apr.	14	07:08	07:21
2023-04-16 07:25:00	0,008034	649,0811	2	0,310006	0,011413	0,046102	8,6	85,1	0,985	0,085	0,15	-0,985	-0,162	0,06	29. Apr.	13	07:06	07:19
2023-04-16 07:26:00	0,007554	650,9437	2	0,303114	0,011191	0,0424	8,8	85,2	0,985	0,082	0,153	-0,985	-0,161	0,064	30. Apr.	13	07:06	07:19
2023-04-16 07:27:00	0,006622	652,8023	1	0,296374	0,010973	0,032117	8,9	85,4	0,985	0,079	0,156	-0,985	-0,16	0,069	1. Mai.	14	07:06	07:19
2023-04-17 07:20:00	0,009679	641,8322	2	0,340276	0,012387	0,05499	8,1	83,9	0,984	0,106	0,141	-0,984	-0,172	0,04	2. Mai.	14	07:06	07:19
2023-04-17 07:21:00	0,009444	643,7052	2	0,332729	0,012148	0,054576	8,3	84,1	0,984	0,103	0,144	-0,984	-0,171	0,044	3. Mai.	14	07:05	07:18
2023-04-17 07:22:00	0,009125	645,5743	2	0,325346	0,011913	0,053335	8,4	84,2	0,984	0,099	0,147	-0,984	-0,17	0,049	4. Mai.	14	07:05	07:18
2023-04-17 07:23:00	0,008887	647,4396	2	0,318126	0,011682	0,052763	8,6	84,4	0,984	0,096	0,149	-0,984	-0,169	0,053	5. Mai.	14	07:05	07:18
2023-04-17 07:24:00	0,008517	649,3011	2	0,311063	0,011456	0,050823	8,7	84,6	0,984	0,093	0,152	-0,984	-0,169	0,057	6. Mai.	14	07:05	07:18
2023-04-17 07:25:00	0,007949	651,1586	2	0,304155	0,011233	0,04656	8,9	84,8	0,984	0,089	0,155	-0,984	-0,168	0,061	7. Mai.	15	07:04	07:18
2023-04-17 07:26:00	0,007324	653,0123	2	0,297399	0,011015	0,041045	9,1	85	0,984	0,086	0,158	-0,984	-0,167	0,065	8. Mai.	14	07:03	07:16
2023-04-17 07:27:00	0,00662	654,862	1	0,290791	0,010801	0,027341	9,2	85,2	0,984	0,083	0,16	-0,984	-0,166	0,07	9. Mai.	14	07:03	07:16
2023-04-18 07:18:00	0,008343	641,8227	2	0,349181	0,012711	0,039881	8,1	83,2	0,983	0,116	0,14	-0,983	-0,179	0,033	10. Mai.	14	07:03	07:16
2023-04-18 07:19:00	0,009056	643,6866	2	0,341448	0,012466	0,048841	8,2	83,4	0,983	0,113	0,143	-0,983	-0,179	0,037	11. Mai.	15	07:02	07:16
2023-04-18 07:20:00	0,00957	645,5467	2	0,333884	0,012225	0,055149	8,4	83,6	0,983	0,11	0,146	-0,983	-0,178	0,041	12. Mai.	14	07:02	07:15
2023-04-18 07:21:00	0,00922	647,403	2	0,326484	0,011988	0,053676	8,5	83,8	0,983	0,107	0,149	-0,983	-0,177	0,045	13. Mai.	14	07:02	07:15
2023-04-18 07:22:00	0,008839	649,2555	2	0,319246	0,011756	0,051772	8,7	84	0,983	0,103	0,151	-0,983	-0,176	0,05	14. Mai.	14	07:02	07:15
2023-04-18 07:23:00	0,008751	651,1041	2	0,312167	0,011528	0,052577	8,9	84,2	0,983	0,1	0,154	-0,983	-0,176	0,054	15. Mai.	14	07:02	07:15
2023-04-18 07:24:00	0,008274	652,9489	2	0,305242	0,011304	0,049476	9	84,4	0,983	0,097	0,157	-0,983	-0,175	0,058	16. Mai.	15	07:01	07:15
2023-04-18 07:25:00	0,007689	654,7897	2	0,298469	0,011085	0,044816	9,2	84,6	0,983	0,093	0,16	-0,983	-0,174	0,062	17. Mai.	14	07:01	07:14
2023-04-18 07:26:00	0,007025	656,6268	1	0,291844	0,010869	0,034883	9,3	84,8	0,983	0,09	0,162	-0,983	-0,173	0,066	18. Mai.	14	07:01	07:14
2023-04-18 07:27:00	0,005765	658,4599	1	0,285364	0,010657	0,021493	9,5	85	0,982	0,087	0,165	-0,982	-0,173	0,071	19. Mai.	14	07:01	07:14
2023-04-19 07:15:00	0,009328	639,9416	2	0,358345	0,013007	0,047722	8	82,6	0,982	0,127	0,14	-0,982	-0,187	0,025	20. Mai.	14	07:01	07:14
2023-04-19 07:16:00	0,008633	641,8003	2	0,350421	0,012756	0,042629	8,2	82,8	0,982	0,124	0,142	-0,982	-0,186	0,03	21. Mai.	15	07:00	07:14
2023-04-19 07:17:00	0,009605	643,6553	2	0,34267	0,01251	0,053533	8,3	83	0,982	0,12	0,145	-0,982	-0,186	0,034	22. Mai.	14	07:01	07:14
2023-04-19 07:18:00	0,008779	645,5065	2	0,335088	0,012268	0,047531	8,5	83,2	0,982	0,117	0,148	-0,982	-0,185	0,038	23. Mai.	14	07:01	07:14
2023-04-19 07:19:00	0,009427	647,3539	2	0,32767	0,012031	0,055223	8,7	83,4	0,982	0,114	0,151	-0,982	-0,184	0,042	24. Mai.	14	07:01	07:14
2023-04-19 07:20:00	0,009199	649,1975	2	0,320415	0,011798	0,054814	8,8	83,6	0,982	0,11	0,153	-0,982	-0,183	0,046	25. Mai.	14	07:01	07:14
2023-04-19 07:21:00	0,008917	651,0372	2	0,313318	0,011569	0,053855	9	83,8	0,982	0,107	0,156	-0,982	-0,182	0,051	26. Mai.	15	07:00	07:14
2023-04-19 07:22:00	0,008584	652,8732	2	0,306375	0,011345	0,052308	9,1	84	0,982	0,104	0,159	-0,982	-0,182	0,055	27. Mai.	15	07:00	07:14
2023-04-19 07:23:00	0,008044	654,7054	2	0,299584	0,011125	0,048438	9,3	84,2	0,982	0,101	0,162	-0,982	-0,181	0,059	28. Mai.	15	07:00	07:14
2023-04-19 07:24:00	0,007424	656,5337	2	0,292942	0,010908	0,043127	9,5	84,3	0,982	0,097	0,164	-0,982	-0,18	0,063	29. Mai.	14	07:00	07:13
2023-04-19 07:25:00	0,00666	658,3581	1	0,286445	0,010696	0,035049	9,6	84,5	0,981	0,094	0,167	-0,981	-0,179	0,068	30. Mai.	14	07:00	07:13
2023-04-19 07:26:00	0,00525	660,1787	1	0,28009	0,010488	0,013626	9,8	84,7	0,981	0,091	0,17	-0,981	-0,179	0,072	31. Mai.	14	07:00	07:13

Minuten	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 3
13. Apr.	1	07:28	07:28	
14. Apr.	3	07:26	07:28	
15. Apr.	4	07:23	07:26	
16. Apr.	5	07:22	07:26	
17. Apr.	7	07:20	07:26	
18. Apr.	8	07:18	07:25	
19. Apr.	10	07:15	07:24	
20. Apr.	11	07:14	07:24	
21. Apr.	13	07:12	07:24	
22. Apr.	14	07:10	07:23	
23. Apr.	13	07:10	07:23	
24. Apr.	14	07:09	07:22	
25. Apr.	11	07:09	07:21	
26. Apr.	13	07:08	07:21	
27. Apr.	14	07:08	07:21	
28. Apr.	14	07:08	07:21	
29. Apr.	13	07:06	07:19	
30. Apr.	13	07:06	07:19	
1. Mai.	14	07:06	07:19	
2. Mai.	14	07:06	07:19	
3. Mai.	14	07:05	07:18	
4. Mai.	14	07:05	07:18	
5. Mai.	14	07:05	07:18	
6. Mai.	14	07:05	07:18	
7. Mai.	15	07:04	07:18	
8. Mai.	14	07:03	07:16	
9. Mai.	14	07:03	07:16	
10. Mai.	14	07:03	07:16	
11. Mai.	15	07:02	07:16	
12. Mai.	14	07:02	07:15	
13. Mai.	14	07:02	07:15	
14. Mai.	14	07:02	07:15	
15. Mai.	14	07:02	07:15	</

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Anzahl Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
2023-04-25 19:28:00	0,010906	638,6343	2	0,401079	0,014528	0,051639	8	280,6	-0,973	0,182	0,14	0,973	-0,23	-0,01	25. Apr.	1	19:28	19:28		
2023-04-26 19:28:00	0,010703	641,469	2	0,394043	0,014336	0,051173	8,3	280,8	-0,972	0,186	0,144	0,972	-0,235	-0,009	26. Apr.	2	19:28	19:29		
2023-04-26 19:29:00	0,010966	639,6664	2	0,402845	0,014616	0,051593	8,1	281	-0,972	0,189	0,142	0,972	-0,236	-0,013	27. Apr.	4	19:28	19:31		
2023-04-27 19:28:00	0,010631	642,7234	2	0,387215	0,014116	0,051911	8,6	281	-0,971	0,189	0,149	0,971	-0,241	-0,008	28. Apr.	6	19:28	19:33		
2023-04-27 19:29:00	0,010868	640,9275	2	0,395854	0,01439	0,052144	8,4	281,2	-0,97	0,193	0,146	0,97	-0,242	-0,012	29. Apr.	7	19:28	19:34		
2023-04-27 19:30:00	0,010993	639,1281	2	0,404682	0,01467	0,051487	8,2	281,4	-0,97	0,196	0,143	0,97	-0,242	-0,016	30. Apr.	8	19:28	19:35		
2023-04-27 19:31:00	0,011106	637,3252	2	0,413702	0,014954	0,050724	8,1	281,106	-0,97	0,199	0,141	0,97	-0,242	-0,02	1. Mai.	9	19:28	19:36		
2023-04-28 19:28:00	0,010586	645,5384	2	0,380591	0,013935	0,052645	8,8	281,3	-0,969	0,193	0,153	0,969	-0,246	-0,007	2. Mai.	11	19:28	19:38		
2023-04-28 19:29:00	0,010394	643,7564	2	0,389072	0,014206	0,049447	8,7	281,4	-0,969	0,196	0,15	0,969	-0,247	-0,011	3. Mai.	12	19:28	19:39		
2023-04-28 19:30:00	0,010924	641,9709	2	0,397738	0,014482	0,052042	8,5	281,6	-0,969	0,199	0,148	0,969	-0,248	-0,015	4. Mai.	14	19:28	19:41		
2023-04-28 19:31:00	0,011041	640,1819	2	0,406592	0,014763	0,051321	8,3	281,8	-0,968	0,203	0,145	0,968	-0,248	-0,019	5. Mai.	15	19:28	19:42		
2023-04-28 19:32:00	0,011146	638,3894	2	0,415638	0,01505	0,050487	8,2	282	-0,968	0,206	0,142	0,968	-0,249	-0,023	6. Mai.	16	19:29	19:44		
2023-04-28 19:33:00	0,011234	636,5935	2	0,424881	0,015341	0,049522	8	282,2	-0,968	0,209	0,14	0,968	-0,25	-0,028	7. Mai.	16	19:29	19:44		
2023-04-29 19:28:00	0,010576	648,3347	2	0,374165	0,013759	0,053631	9,1	281,5	-0,968	0,196	0,157	0,968	-0,252	-0,006	8. Mai.	16	19:29	19:44		
2023-04-29 19:29:00	0,010532	646,5664	2	0,382494	0,014027	0,051652	8,9	281,7	-0,968	0,2	0,155	0,968	-0,252	-0,01	9. Mai.	16	19:28	19:43		
2023-04-29 19:30:00	0,010855	644,7947	2	0,391003	0,0143	0,052579	8,7	281,8	-0,967	0,203	0,152	0,967	-0,253	-0,014	10. Mai.	17	19:28	19:44		
2023-04-29 19:31:00	0,010976	643,0195	2	0,399696	0,014577	0,05189	8,6	282	-0,967	0,206	0,149	0,967	-0,254	-0,018	11. Mai.	17	19:28	19:44		
2023-04-29 19:32:00	0,011085	641,2409	2	0,408578	0,01486	0,051102	8,4	282,2	-0,967	0,209	0,147	0,967	-0,255	-0,022	12. Mai.	16	19:29	19:44		
2023-04-29 19:33:00	0,011179	639,4588	2	0,411762	0,015148	0,050189	8,3	282,4	-0,966	0,213	0,144	0,966	-0,255	-0,026	13. Mai.	16	19:29	19:44		
2023-04-29 19:34:00	0,011257	637,6733	2	0,426923	0,015441	0,049143	8,1	282,6	-0,966	0,216	0,141	0,966	-0,256	-0,031	14. Mai.	16	19:29	19:44		
2023-04-30 19:28:00	0,010646	651,1127	2	0,376115	0,01389	0,053391	9,1	281,9	-0,966	0,203	0,159	0,966	-0,258	-0,009	15. Mai.	17	19:29	19:45		
2023-04-30 19:29:00	0,010617	649,3581	2	0,384471	0,01416	0,051534	9	282,1	-0,966	0,206	0,156	0,966	-0,258	-0,013	16. Mai.	17	19:29	19:45		
2023-04-30 19:30:00	0,010938	647,6001	2	0,393009	0,014435	0,052427	8,8	282,2	-0,966	0,209	0,153	0,966	-0,259	-0,017	17. Mai.	17	19:29	19:45		
2023-04-30 19:31:00	0,011052	645,8386	2	0,401732	0,014716	0,051676	8,7	282,4	-0,965	0,213	0,151	0,965	-0,26	-0,021	18. Mai.	17	19:29	19:45		
2023-04-30 19:32:00	0,011152	644,0736	2	0,410643	0,015001	0,050811	8,5	282,6	-0,965	0,216	0,148	0,965	-0,261	-0,025	19. Mai.	16	19:30	19:45		
2023-04-30 19:33:00	0,011236	642,3053	2	0,419746	0,015292	0,049818	8,4	282,8	-0,965	0,219	0,145	0,965	-0,261	-0,03	20. Mai.	16	19:30	19:45		
2023-04-30 19:34:00	0,011303	640,5335	2	0,429046	0,015587	0,048683	8,2	283	-0,964	0,222	0,143	0,964	-0,262	-0,034	21. Mai.	17	19:30	19:46		
2023-04-30 19:35:00	0,01135	638,7582	2	0,438547	0,015888	0,047387	8	283,2	-0,964	0,226	0,14	0,964	-0,263	-0,038	22. Mai.	17	19:31	19:47		
2023-05-01 19:28:00	0,010573	652,3757	2	0,36993	0,013688	0,054034	9,4	282,1	-0,965	0,206	0,163	0,965	-0,263	-0,008	23. Mai.	17	19:31	19:47		
2023-05-01 19:29:00	0,010664	650,6276	2	0,37814	0,013954	0,05314	9,2	282,3	-0,965	0,21	0,16	0,965	-0,264	-0,012	24. Mai.	17	19:31	19:47		
2023-05-01 19:30:00	0,010844	648,8762	2	0,386526	0,014225	0,052931	9,1	282,4	-0,964	0,213	0,158	0,964	-0,264	-0,016	25. Mai.	17	19:31	19:47		
2023-05-01 19:31:00	0,010961	647,1212	2	0,395094	0,014501	0,052214	8,9	282,6	-0,964	0,216	0,155	0,964	-0,265	-0,02	26. Mai.	17	19:31	19:47		
2023-05-01 19:32:00	0,011065	645,3628	2	0,403847	0,014782	0,051392	8,8	282,8	-0,964	0,219	0,152	0,964	-0,266	-0,024	27. Mai.	17	19:31	19:47		
2023-05-01 19:33:00	0,011154	643,6011	2	0,412788	0,015068	0,050447	8,6	283	-0,963	0,223	0,15	0,963	-0,267	-0,028	28. Mai.	16	19:32	19:47		
2023-05-01 19:34:00	0,011227	641,8358	2	0,421923	0,01536	0,049369	8,4	283,2	-0,963	0,226	0,147	0,963	-0,267	-0,033	29. Mai.	17	19:32	19:48		
2023-05-01 19:35:00	0,011269	640,0672	2	0,431253	0,015656	0,048044	8,3	283,4	-0,963	0,229	0,144	0,963	-0,268	-0,037	30. Mai.	17	19:32	19:48		
2023-05-01 19:36:00	0,011313	638,2952	2	0,440785	0,015958	0,046719	8,1	283,6	-0,962	0,232	0,142	0,962	-0,269	-0,041	31. Mai.	17	19:33	19:49		
2023-05-02 19:28:00	0,010494	655,1363	2	0,363937	0,013523	0,054422	9,6	282,3	-0,963	0,21	0,167	0,963	-0,268	-0,007	1. Jun.	17	19:33	19:49		
2023-05-02 19:29:00	0,01064	653,4017	2	0,372003	0,013786	0,053964	9,5	282,5	-0,963	0,213	0,164	0,963	-0,269	-0,011	2. Jun.	17	19:33	19:49		
2023-05-02 19:30:00	0,010662	651,6638	2	0,380243	0,014054	0,052524	9,3	282,6	-0,963	0,216	0,162	0,963	-0,269	-0,015	3. Jun.	17	19:33	19:49		
2023-05-02 19:31:00	0,010894	649,9223	2	0,388661	0,014327	0,052719	9,1	282,8	-0,963	0,219	0,159	0,963	-0,27	-0,019	4. Jun.	17	19:33	19:49		
2023-05-02 19:32:00	0,011002	648,1775	2	0,397261	0,014605	0,051934	9	283	-0,962	0,223	0,156	0,962	-0,271	-0,023	5. Jun.	17	19:33	19:49		
2023-05-02 19:33:00	0,011097	646,4293	2	0,406045	0,014887	0,051035	8,8	283,2	-0,962	0,226	0,154	0,962	-0,272	-0,027	6. Jun.	17	19:33	19:49		
2023-05-02 19:34:00	0,011176	644,6776	2	0,415018	0,015175	0,05001	8,7	283,4	-0,962	0,229	0,151	0,962	-0,272	-0,032	7. Jun.	17	19:34	19:50		
2023-05-02 19:35:00	0,011219	642,9226	2	0,424184	0,015468	0,048698	8,5	283,6	-0,961	0,232	0,148	0,961	-0,273	-0,036	8. Jun.	17	19:34	19:50		
2023-05-02 19:36:00	0,011275	641,1642	2	0,433547	0,015766	0,047484	8,4	283,8	-0,961	0,235	0,146	0,961	-0,274	-0,04	9. Jun.	18	19:34	19:51		
2023-05-02 19:37:00	0,011293	639,4024	2	0,443111	0,01607	0,045958	8,2	284	-0,961	0,239	0,143	0,961	-0,275	-0,044	10. Jun.	17	19:35	19:51		
2023-05-02 19:38:00	0,011284	637,6373	2	0,452879	0,016379	0,044213	8,1	284,1	-0,96	0,242	0,14	0,961	-0,275	-0,048	11. Jun.	17	19:35	19:51		
2023-05-03 19:28:00	0,010415	657,8796	2	0,358129	0,013363	0,054784	9,8	282,5	-0,962	0,213	0,171	0,962	-0,273	-0,006	12. Jun.	17	19:36	19:52		

Minuten	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 3
28. April	15. August	1736	19:28	19:57
18	1736	19:28	19:57	

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 3:

1736 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)

1222 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk

514 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk

18 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 2040 Einträgen /-291):

1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang

2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8° (Standard: min. 10°)

3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)

