

SolPEG Blendgutachten Solarpark Pforzen

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in der Nähe von Pforzen in der Bayern**

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

☎ +49 40 79 69 59 36

☎ +49 40 79 69 59 38

@ info@solpeg.com

🌐 www.solpeg.com

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang	3
2	Systembeschreibung	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude	7
3	Ermittlung der potenziellen Blendwirkung	8
3.1	Rechtliche Hinweise	8
3.2	Blendwirkung von PV-Modulen	8
3.3	Berechnung der Blendwirkung	10
3.4	Technische Parameter der PV-Anlage	11
3.5	Standorte für die Analyse	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	13
4	Ergebnisse	16
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, Straße nördlich	16
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Straße westlich	17
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude südwestlich	18
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	20
6	Schlussbemerkung	20
7	Anhang	21 - 30

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potenziellen Blendwirkung der geplanten PV-Anlage Pforzen

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 „Pforzen“ 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 „Pforzen“ 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 Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet nördlich von Pforzen in Bayern. Nordwestlich der Flächen verläuft auf ca. 500 m eine Straße. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche nördlich von Pforzen in Bayern Die Fläche ist überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	47.960°N, 10.593°O 662 m ü.N.N.
Abstand zur angrenzenden Straße	ca. 20 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 150 m (kleinste Entfernung, relevante Blickrichtung)

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



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

² Das verwendete Kartenmaterial u.a. von Google Earth (und 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)

Fotos der PV-Fläche und Umgebung



Bild 2.1.4: Foto: Blick nach Süden auf die Fläche (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

Detailansicht der PV-Anlage



Bild 2.1.5: Foto: Blick nach Westen auf die Fläche (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

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. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können die westlich gelegenen Gebäude von potenziellen Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden, aufgrund der Entfernung sind diese allerdings nicht relevant. Der Standort wird dennoch zu Kontrollzwecken analysiert. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.



Bild 2.2.1: Westlich der PV-Anlage gelegene Gebäude (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:

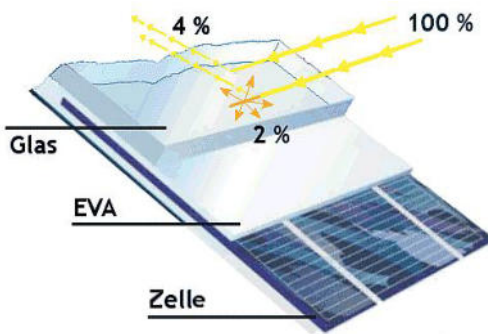


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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. Das mittlere Modul entspricht den aktuell marktüblichen PV-Modulen wie auch im Bild 3.5.1 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird das Sonnenlicht diffus mit einer stärkeren Streuung reflektiert und die Leuchtdichte ist entsprechend vermindert. Das Modul rechts im Bild zeigt aufgrund der speziellen Oberfläche praktisch keine direkte, sondern durch die starke Bündelaufweitung der Lichtstrahlen, ausschließlich diffuse Reflexion.



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

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

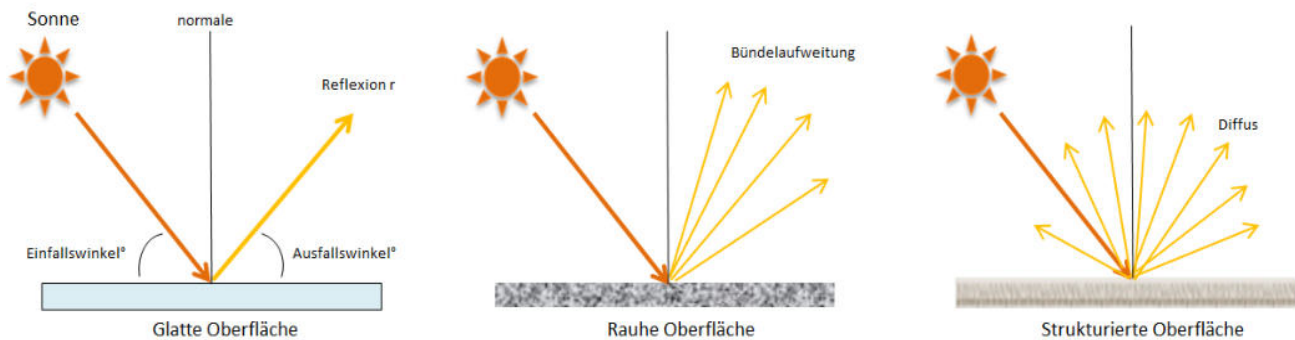


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV-Module des Herstellers JA 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 Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm <u>coated tempered glass</u>
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.2kg
Dimension	2256×1133×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC

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:

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

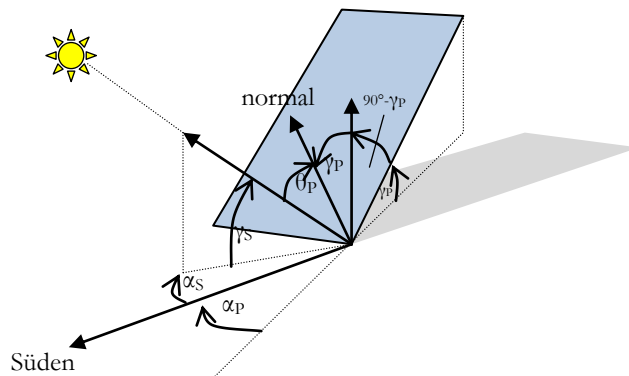


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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.

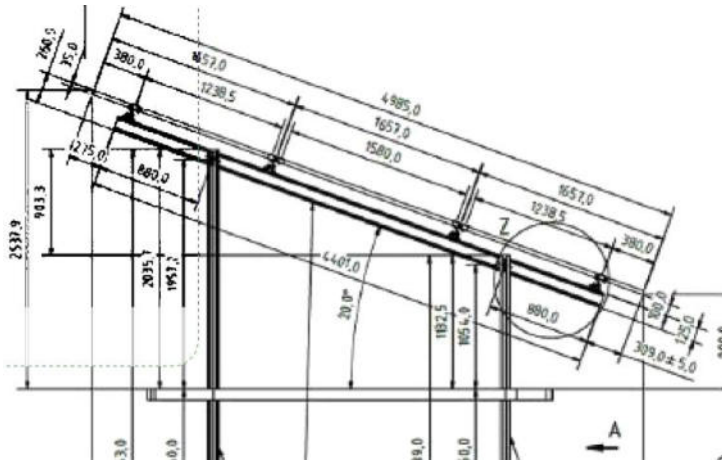


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV-Modul	JA Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	15°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,8 m - 2,54 m (max. zulässig 3,50 m)
Anzahl Messpunkte gesamt	3 Messpunkte ⁷ (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte	2 m (PKW, Transporter, LKW gemittelt ⁸)
Sichtwinkel Fahrzeugführer	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 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

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

Für die Analyse einer potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Pforzen wurden insgesamt 3 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte auf der angrenzende Straße sowie 1 Messpunkt im Bereich von umliegenden Gebäuden. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich im Anhang. Weitere 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.

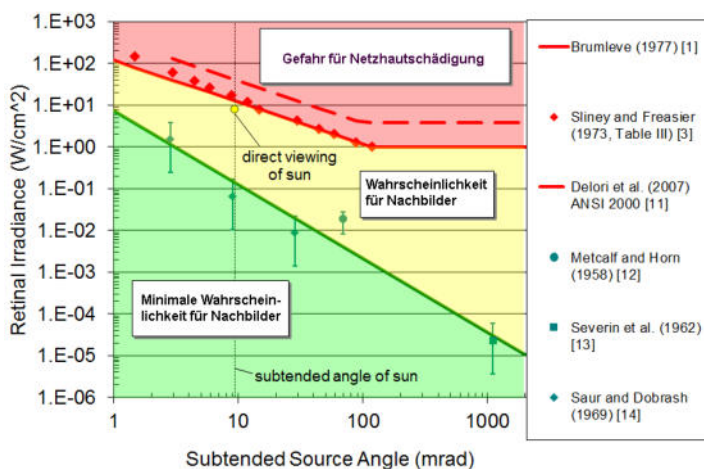


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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 Pforzen 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
P1 Straße nördlich	-
P2 Straße westlich	-
P3 Gebäude südwestlich	213 ^D

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^D Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen

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 15° oder auch 20° Modulneigung realisiert werden. Die weiteren Ausführungen beziehen sich auf die Variante mit 15° Modulneigung wie in Tabelle 1 beschrieben.

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, Straße nördlich

Messpunkt P1 auf der Straße nördlich der PV-Anlage wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz kaum mit Reflexionen durch die PV-Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch Reflexionen durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Straße westlich

Am Messpunkt P2 westlich der PV-Anlage auf der einspurigen Verbindungsstraße nach Schlingen sind nach Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Zu Kontrollzwecken wurden auch die unbereinigten Rohdaten überprüft und demnach können nur an insgesamt 15 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 14. Juni - 28. Juni, in den frühen Morgenstunden zwischen 06:20 - 06:23 Uhr für max. 2 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Aufgrund der sehr geringen zeitlichen Dauer sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch die PV-Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

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

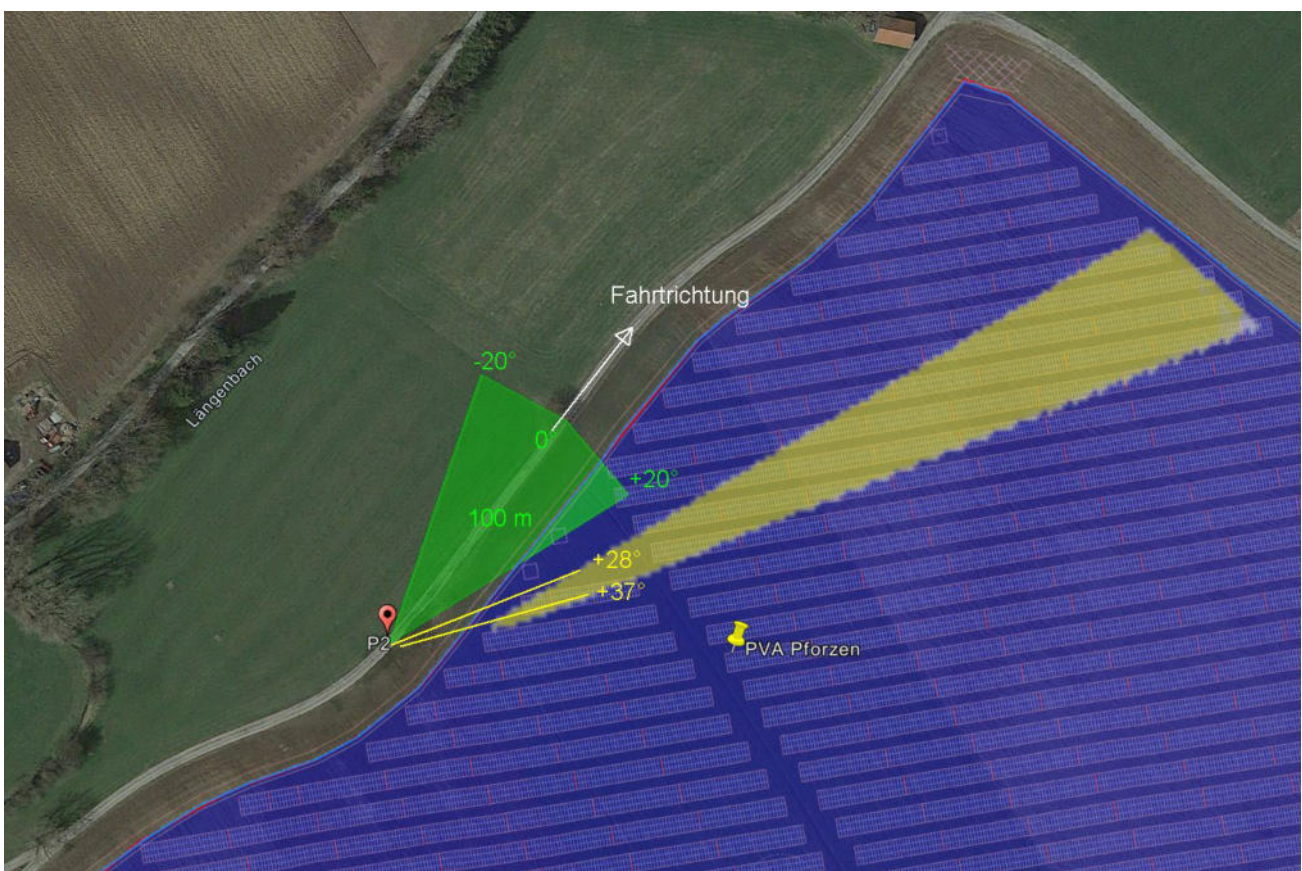


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung +/-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 sind keine Reflexionen nachweisbar.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude südwestlich

Am Messpunkt P3 im Bereich der Gebäude an der Adresse Irpisdorf 16 südwestlich der PV-Anlage können theoretisch an insgesamt nur 213 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 25. Mai - 19. Juli, in den frühen Morgenstunden, zwischen 06:24 - 06:43 Uhr, für max. 8 Minuten aus östlicher Richtung auftreten.

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

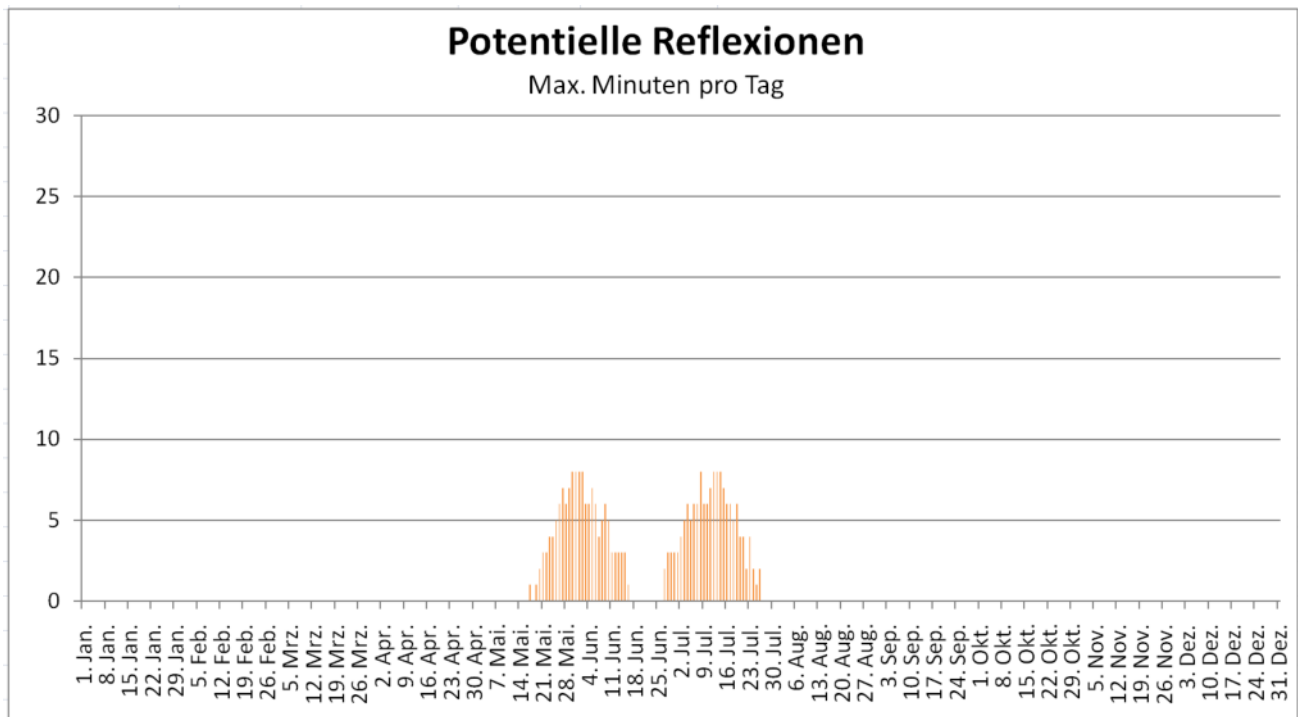


Bild 4.3.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Aufgrund der sehr kurzen zeitlichen Dauer und auch aufgrund der Entfernung von über 150 m zur Immissionsquelle sind potenzielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P3. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potenziellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.2 und 3.6 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Der Wert von 288 Minuten entspricht den unbereinigten Rohdaten.

PV Feld: OP 3

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

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

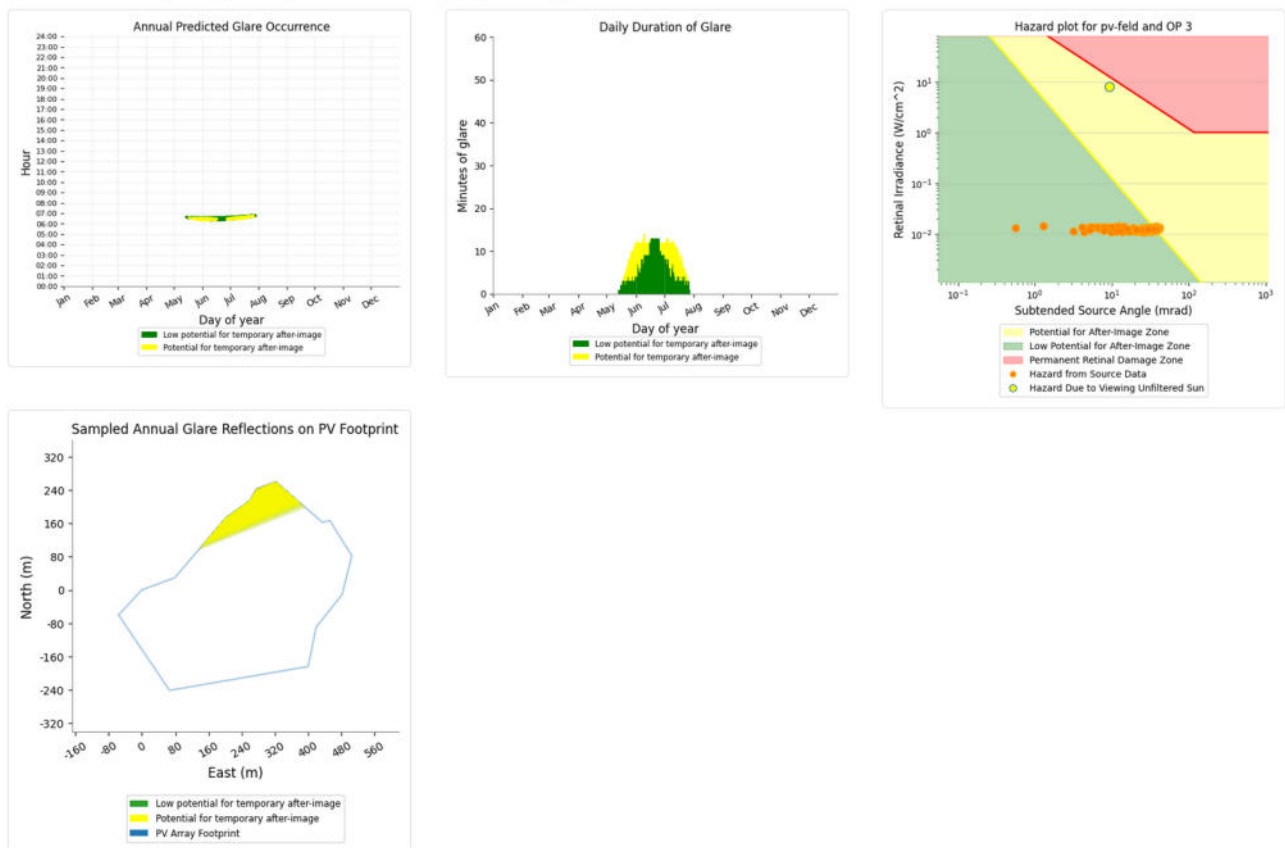


Bild 4.3.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P3 (Quelle: Simulationsergebnisse)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potenzielle Blendwirkung der hier betrachteten PV-Anlage Pforzen kann als „geringfügig“ klassifiziert¹⁵ 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 Pforzen mit dem Einsatz von hochwertigen PV-Modulen 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 von 15° - 20° errichtet werden.

Die Analyse von 3 exemplarisch gewählten Messpunkten im Umfeld der PV-Flächen zeigt im Verlauf der angrenzenden Straße keine bzw. nur geringfügige Reflexionen. Darüber hinaus liegen die theoretisch ermittelten Einfallswinkel außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher wären potenzielle Reflexionen ohnehin zu vernachlässigen.

Im Bereich der südwestlich und westlich der PV-Anlage gelegenen Gebäude können in bestimmten Jahreszeiten in den frühen Morgenstunden in sehr geringem Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Aufgrund der zeitlichen Dauer aber kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch Reflexionen im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Im weiteren Umfeld sind keine relevanten Gebäude und schutzwürdige Zonen vorhanden.

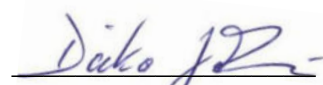
Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

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

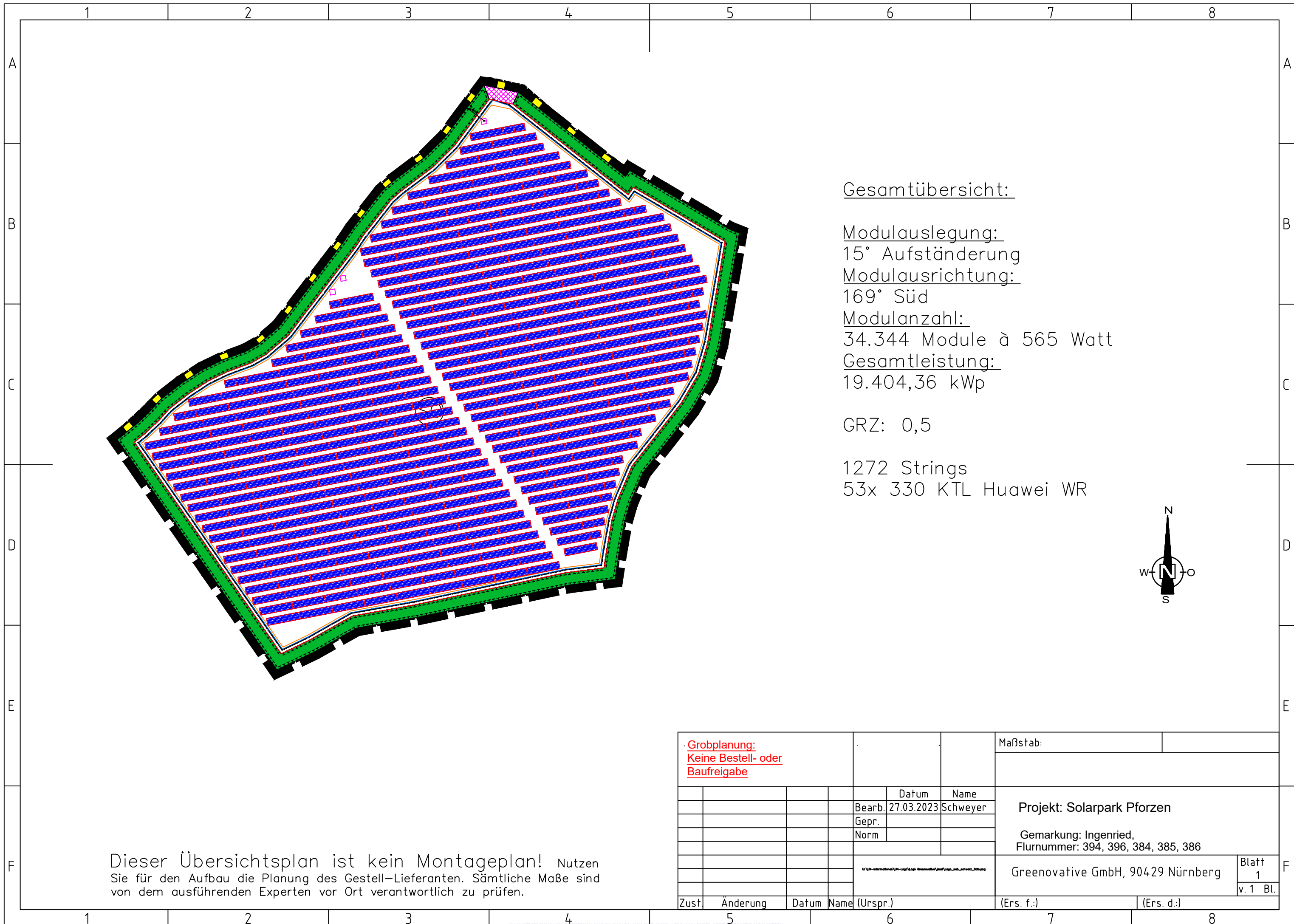
6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 07.11.2023


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹⁵ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

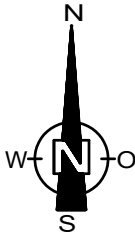


Gesamtübersicht:

Modulauslegung:
 15° Aufständigung
Modulausrichtung:
 169° Süd
Modulanzahl:
 34.344 Module à 565 Watt
Gesamtleistung:
 19.404,36 kWp

 GRZ: 0,5

 1272 Strings
 53x 330 KTL Huawei WR



Dieser Übersichtsplan ist kein Montageplan! Nutzen Sie für den Aufbau die Planung des Gestell-Lieferanten. Sämtliche Maße sind von dem ausführenden Experten vor Ort verantwortlich zu prüfen.

Grobplanung:						Maßstab:	
Keine Bestell- oder							
Baufreigabe							
				Datum	Name	Projekt: Solarpark Pforzen	
				Bearb. 27.03.2023	Schweyer		
				Gepr.			
				Norm		Gemarkung: Ingenried, Flurnummer: 394, 396, 384, 385, 386	
				U:\P\Information\U\U-Lage\Usp_Dimension\Usp_Lage_mit_schwer_Bildung		Greenovative GmbH, 90429 Nürnberg	
						Blatt 1	
						v. 1 Bl.	
Zust	Anderung	Datum	Name (Urspr.)	(Ers. f.):		(Ers. d.):	

615W



Higher power generation better LCOE



n-type with very Lower LID



Better Temperature Coefficient



Better low irradiance response



12-year product warranty



30-year linear power output warranty

n-type Bifacial Double Glass High Efficiency Mono Module JAM66D45 LB

590-615

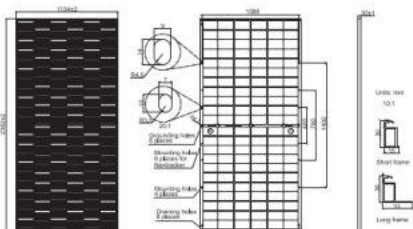
Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730
- ISO 9001:2015 Quality management systems
- ISO 14001:2015 Environmental management systems
- ISO 45001:2018 Occupational health and safety management systems
- IEC 62941:2019 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Quality system for PV module manufacturing





615W

590-615
JAM66D45LB
Series

Remark: customized frame color and cable length available upon request.

Cell	Mono-16BB
Weight	33.1kg
Dimensions	2382*2mm*1134*2mm*30*1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC), 12 AWG(UL)
No. of cells	132(6*22)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10-35I/ MC4-EVO2A
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-) 800mm(+)/800mm(-) (Leapfrog) Landscape: 1500mm(+)/1500mm(-)
Front Glass/Back Glass	2.0mm/2.0mm
Packaging Configuration	36pcs/Pallet, 720pcs/40HQ Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM66D45 -590/LB	JAM66D45 -595/LB	JAM66D45 -600/LB	JAM66D45 -605/LB	JAM66D45 -610/LB	JAM66D45 -615/LB
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	590	595	600	605	610	615
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	47.30	47.50	47.70	47.90	48.10	48.30
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	39.09	39.27	39.44	39.60	39.77	39.96
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	15.85	15.90	15.95	16.00	16.05	16.10
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	15.09	15.15	15.21	15.28	15.34	15.39
Module Efficiency [%]	21.8	22.0	22.2	22.4	22.6	22.8
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of I _{sc} (α_{Isc})	+0.046%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β_{Voc})	-0.260%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ_{Pmp})	-0.300%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

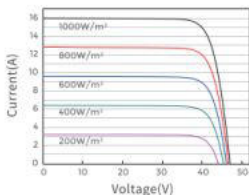
ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO

TYPE	JAM66D45 -590/LB	JAM66D45 -595/LB	JAM66D45 -600/LB	JAM66D45 -605/LB	JAM66D45 -610/LB	JAM66D45 -615/LB
Rated Max Power(P _{max}) [W]	637	643	648	653	659	664
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	47.30	47.50	47.70	47.90	48.10	48.30
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	39.09	39.27	39.44	39.60	39.77	39.96
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	17.12	17.17	17.23	17.28	17.33	17.39
Max Power Current(I _{mp}) [A]	16.30	16.36	16.43	16.50	16.56	16.62
Irradiation Ratio (rear/front)	10%					

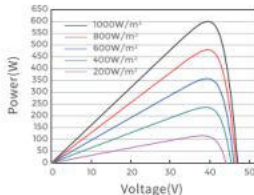
*For Nextracker installations, maximum static load please take compatibility approval letter between JA Solar and Nextracker for reference.
**Bifaciality= P_{max, rear}/Rated P_{max, front}

CHARACTERISTICS

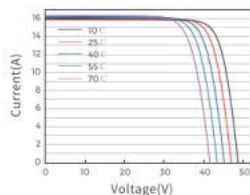
Current-Voltage Curve JAM66D45-600/LB



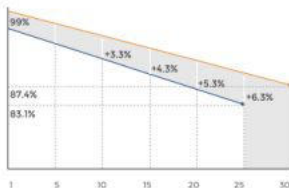
Power-Voltage Curve JAM66D45-600/LB



Current-Voltage Curve JAM66D45-600/LB



Superior Warranty

1% 1st-year Degradation
0.4% Annual Degradation Over 30 years.n-type Bifacial Double Glass Module Linear Performance Warranty
Standard Module Linear Performance Warranty

OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1500V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	35A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Bifaciality**	80%±10%
Fire Performance	UL Type 29

Pforzen

Pforzen

Created Nov 07, 2023
Updated Nov 07, 2023
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 8.0 deg
Site ID 104869.18242

Project type Advanced
Project status: active
Category 1 MW to 5 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	15.0	169.0	464	303	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 164,172 m²

Name: PV Feld
Footprint area: 164,172 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0 deg
Orientation: 169.0 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	47.959551	10.590124	661.05	2.00	663.05
2	47.959817	10.591186	658.51	2.00	660.51
3	47.961110	10.592828	659.62	2.00	661.62
4	47.961483	10.593600	657.56	2.00	659.56
5	47.961735	10.593815	656.47	2.00	658.47
6	47.961886	10.594437	658.59	2.00	660.59
7	47.961011	10.595936	663.14	2.00	665.14
8	47.961049	10.596180	662.34	2.00	664.34
9	47.960291	10.596883	665.42	2.00	667.42
10	47.959450	10.596572	666.44	2.00	668.44
11	47.958746	10.595735	666.47	2.00	668.47
12	47.957898	10.595478	666.77	2.00	668.77
13	47.957525	10.592259	662.09	2.00	664.09
14	47.957381	10.591014	661.47	2.00	663.47
15	47.959012	10.589373	662.53	2.00	664.53

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	47.962058	10.594079	656.18	2.00	658.18
OP 2	47.960047	10.591379	658.51	2.00	660.51
OP 3	47.959274	10.587573	660.84	2.00	662.84

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld	15.0	169.0	464	303	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld (green)	0	0	0	0	50	288	126	0	0	0	0	0
pv-feld (yellow)	0	0	0	0	65	103	135	0	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	15
OP: OP 3	464	288

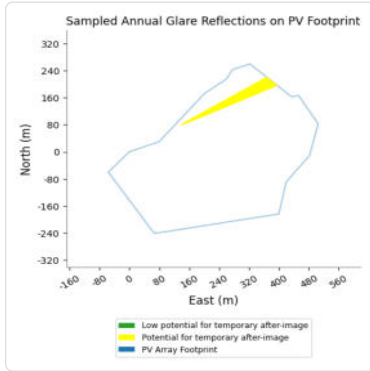
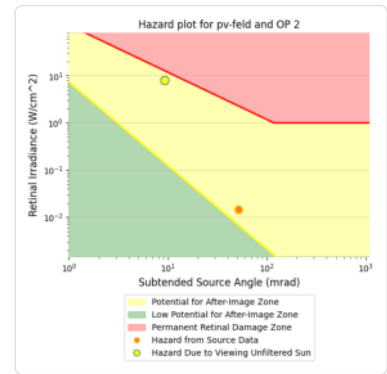
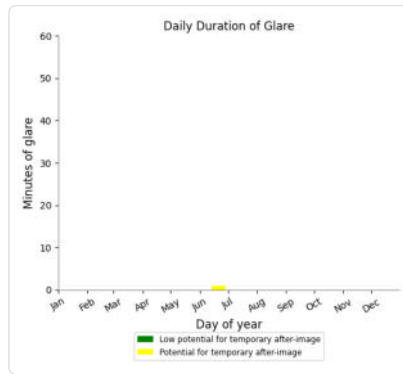
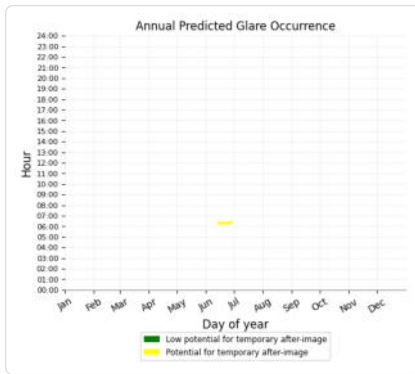
PV Feld: OP 1

No glare found

PV Feld: OP 2

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

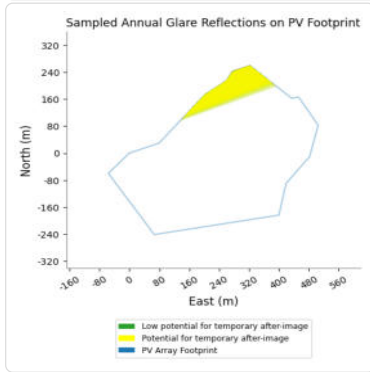
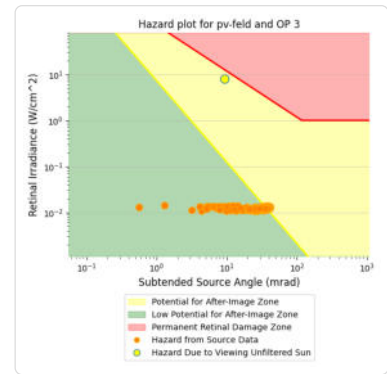
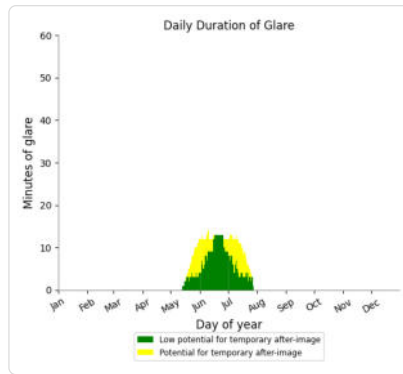
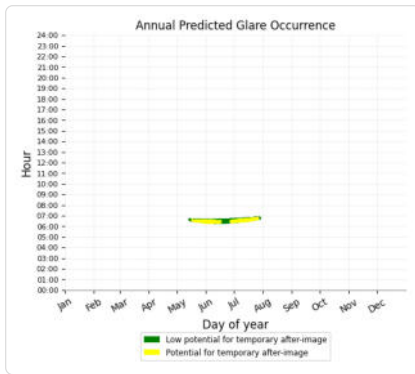
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 15 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld: OP 3

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

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



Assumptions

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

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 3
2023-05-14 06:39:00	0,005957	634,8316	1	0,333275	0,012	0,012741	8	71,1	0,937	0,32	0,14	-0,927	-0,371	0,053	17. Mai.	1	06:36	06:36	25. Mai	06. Juni	8	88	06:24	06:34			
2023-05-15 06:38:00	0,007248	634,6324	1	0,335551	0,012078	0,031585	8,1	70,8	0,935	0,326	0,14	-0,925	-0,376	0,051	19. Mai.	1	06:34	06:34	08. Juni	10. Juni	6	16	06:25	06:31			
2023-05-16 06:37:00	0,007623	634,4173	1	0,337931	0,01216	0,035671	8,1	70,5	0,933	0,331	0,14	-0,923	-0,381	0,048	20. Mai.	2	06:33	06:34	03. Juli	19. Juli	8	109	06:30	06:43			
2023-05-16 06:38:00	0,006774	636,1373	1	0,330978	0,011942	0,026186	8,2	70,6	0,934	0,328	0,143	-0,924	-0,38	0,052	21. Mai.	3	06:32	06:34									
2023-05-17 06:36:00	0,007869	635,7004	2	0,340418	0,012274	0,037738	8,1	70,1	0,931	0,337	0,141	-0,922	-0,386	0,045	22. Mai.	3	06:31	06:33									
2023-05-17 06:37:00	0,007441	637,4105	1	0,333428	0,012054	0,034236	8,2	70,3	0,932	0,334	0,143	-0,922	-0,384	0,049	23. Mai.	4	06:31	06:34									
2023-05-17 06:38:00	0,00599	639,1174	1	0,326576	0,011838	0,014732	8,4	70,5	0,932	0,331	0,146	-0,922	-0,383	0,053	24. Mai.	4	06:30	06:34									
2023-05-18 06:35:00	0,007834	635,4517	1	0,343016	0,012363	0,036674	8,1	69,8	0,929	0,342	0,141	-0,92	-0,39	0,043	25. Mai.	5	06:29	06:34									
2023-05-18 06:36:00	0,007707	637,1585	1	0,335986	0,012142	0,036824	8,3	70	0,93	0,339	0,144	-0,92	-0,389	0,047	26. Mai.	6	06:28	06:33									
2023-05-18 06:37:00	0,007198	638,8621	1	0,329096	0,011925	0,032133	8,4	70,1	0,93	0,336	0,146	-0,92	-0,388	0,051	27. Mai.	7	06:27	06:33									
2023-05-19 06:34:00	0,008194	635,1879	2	0,345728	0,012455	0,040083	8,1	69,5	0,927	0,347	0,141	-0,918	-0,395	0,04	28. Mai.	6	06:27	06:33									
2023-05-19 06:35:00	0,00759	636,8914	1	0,338657	0,012233	0,034716	8,3	69,6	0,928	0,344	0,144	-0,918	-0,394	0,044	29. Mai.	7	06:26	06:33									
2023-05-19 06:36:00	0,00754	638,5917	1	0,331725	0,012015	0,035776	8,4	69,8	0,928	0,341	0,146	-0,919	-0,392	0,048	30. Mai.	8	06:25	06:32									
2023-05-19 06:37:00	0,006849	640,2889	1	0,32493	0,0118	0,028396	8,6	70	0,929	0,338	0,149	-0,919	-0,391	0,052	31. Mai.	8	06:24	06:32									
2023-05-20 06:33:00	0,00831	634,9093	2	0,348559	0,012552	0,040662	8,1	69,1	0,925	0,352	0,141	-0,916	-0,399	0,037	1. Jun.	8	06:25	06:33									
2023-05-20 06:34:00	0,008071	636,6095	2	0,341444	0,012329	0,039649	8,3	69,3	0,926	0,349	0,144	-0,916	-0,398	0,041	2. Jun.	8	06:25	06:33									
2023-05-20 06:35:00	0,007072	638,3066	1	0,334469	0,012109	0,028997	8,4	69,5	0,927	0,346	0,147	-0,917	-0,397	0,045	3. Jun.	6	06:25	06:31									
2023-05-20 06:36:00	0,007367	640,0006	1	0,32763	0,011893	0,034564	8,6	69,7	0,927	0,343	0,149	-0,917	-0,396	0,049	4. Jun.	6	06:25	06:32									
2023-05-20 06:37:00	0,00618	641,6915	1	0,320926	0,01168	0,019272	8,7	69,9	0,928	0,34	0,152	-0,917	-0,394	0,053	5. Jun.	7	06:24	06:32									
2023-05-21 06:32:00	0,008409	634,6162	2	0,351512	0,012652	0,041005	8,1	68,8	0,923	0,358	0,141	-0,914	-0,404	0,035	6. Jun.	6	06:24	06:31									
2023-05-21 06:33:00	0,008092	636,3132	2	0,344351	0,012428	0,039153	8,3	69	0,924	0,355	0,144	-0,915	-0,403	0,039	7. Jun.	4	06:25	06:32									
2023-05-21 06:34:00	0,00789	638,0071	2	0,33733	0,012207	0,038487	8,4	69,2	0,925	0,352	0,147	-0,915	-0,401	0,043	8. Jun.	5	06:25	06:31									
2023-05-21 06:35:00	0,00762	639,698	1	0,330446	0,011989	0,036944	8,6	69,4	0,925	0,349	0,149	-0,915	-0,4	0,046	9. Jun.	6	06:25	06:31									
2023-05-21 06:36:00	0,007169	641,3857	1	0,323698	0,011776	0,032943	8,7	69,5	0,926	0,346	0,152	-0,916	-0,399	0,05	10. Jun.	5	06:25	06:31									
2023-05-22 06:31:00	0,008514	635,8026	2	0,354592	0,012787	0,041171	8,1	68,5	0,921	0,363	0,141	-0,912	-0,408	0,032	11. Jun.	3	06:26	06:29									
2023-05-22 06:32:00	0,008325	637,4901	2	0,347382	0,01256	0,040762	8,3	68,7	0,922	0,36	0,144	-0,913	-0,407	0,036	12. Jun.	3	06:25	06:30									
2023-05-22 06:33:00	0,008105	639,1744	2	0,340313	0,012337	0,039961	8,4	68,9	0,923	0,357	0,146	-0,913	-0,406	0,04	13. Jun.	3	06:25	06:30									
2023-05-22 06:34:00	0,007672	640,8558	1	0,333382	0,012118	0,036593	8,6	69	0,923	0,354	0,149	-0,914	-0,404	0,044	14. Jun.	3	06:25	06:30									
2023-05-22 06:35:00	0,00749	642,534	1	0,326587	0,011902	0,036026	8,7	69,2	0,924	0,351	0,152	-0,914	-0,403	0,048	15. Jun.	3	06:25	06:30									
2023-05-22 06:36:00	0,006928	644,2092	1	0,319924	0,01169	0,030398	8,9	69,4	0,925	0,348	0,155	-0,914	-0,402	0,051	16. Jun.	1	06:27	06:27									
2023-05-23 06:31:00	0,008169	637,1638	2	0,357803	0,012931	0,036393	8,1	68,2	0,919	0,368	0,141	-0,911	-0,412	0,029	27. Jun.	2	06:28	06:30									
2023-05-23 06:32:00	0,008439	638,8451	2	0,350542	0,012702	0,040979	8,3	68,4	0,92	0,365	0,144	-0,911	-0,411	0,033	28. Jun.	3	06:28	06:33									
2023-05-23 06:33:00	0,008244	640,5233	2	0,343423	0,012476	0,040485	8,4	68,6	0,921	0,362	0,146	-0,911	-0,41	0,037	29. Jun.	3	06:28	06:33									
2023-05-23 06:34:00	0,008014	642,1985	2	0,336442	0,012255	0,039553	8,6	68,7	0,921	0,359	0,149	-0,912	-0,409	0,041	30. Jun.	3	06:28	06:33									
2023-05-23 06:35:00	0,007282	643,8707	1	0,329597	0,012037	0,032354	8,7	68,9	0,922	0,356	0,152	-0,912	-0,407	0,045	1. Jul.	3	06:29	06:34									
2023-05-23 06:36:00	0,007357	645,5397	1	0,322886	0,011822	0,035	8,9	69,1	0,923	0,353	0,154	-0,913	-0,406	0,049	2. Jul.	4	06:30	06:34									
2023-05-23 06:37:00	0,006551	647,2057	1	0,316306	0,011611	0,025654	9	69,3	0,924	0,35	0,157	-0,913	-0,405	0,052	3. Jul.	5	06:30	06:36									
2023-05-24 06:30:00	0,00869	636,8241	2	0,361149	0,013045	0,041218	8,1	67,9	0,917	0,373	0,141	-0,909	-0,417	0,027	4. Jul.	6	06:30	06:36									
2023-05-24 06:31:00	0,006779	638,5024	1	0,353835	0,012814	0,019273	8,2	68,1	0,918	0,37	0,143	-0,909	-0,415	0,03	5. Jul.	5	06:30	06:36									
2023-05-24 06:32:00	0,008344	640,1776	2	0,346662	0,012587	0,040774	8,4	68,2	0,919	0,367	0,146	-0,91	-0,414	0,034	6. Jul.	6	06:31	06:38									
2023-05-24 06:33:00	0,008112	641,8498	2	0,339629	0,012364	0,039849	8,6	68,4	0,92	0,364	0,149	-0,91	-0,413	0,038	7. Jul.	6	06:31	06:38									
2023-05-24 06:34:00	0,007905	643,5189	2	0,332733	0,012144	0,039123	8,7	68,6	0,92	0,361	0,151	-0,91	-0,412	0,042	8. Jul.	6	06:31	06:39									
2023-05-24 06:35:00	0,007599	645,185	1	0,325971	0,011928	0,037158	8,9	68,8	0,921	0,358	0,154	-0,911	-0,41	0,046	9. Jul.	6	06:32	06:38									
2023-05-24 06:36:00	0,007199	646,848	1	0,319341	0,011716	0,033805	9	69	0,922	0,355	0,157	-0,911	-0,409	0,05	10. Jul.	6	06:32	06:38									
2023-05-24 06:37:00	0,005866	648,5079	1	0,31284	0,011507	0,015497	9,2	69,1	0,922	0,352	0,156	-0,912	-0,408	0,054	11. Jul.	7	06:32	06:40									
2023-05-25 06:29:00	0,008753	636,4715	2	0,364635	0,013163	0,041058	8,1	67,6	0,915	0,377	0,14	-0,907	-0,421	0,024	12. Jul.	8	06:33	06:41									
2023-05-25 06:30:00	0,008602	638,1467	2	0,357265	0,012931	0,04109	8,2	67,8	0,916	0,374	0,143	-0,907	-0,419	0,028	13. Jul.	8	06:34	06:41									
2023-05-25 06:31:00	0,007939	639,8189	1	0,350037	0,012703	0,035393	8,4	67,9	0,917	0,371	0,146	-0,908	-0,418	0,031	14. Jul.	8	06:34	06:41									
2023-05-25 06:32:00	0,008251	641,4881	2	0,342949	0,012478	0,04055	8,5	68,1	0,918	0,368	0,148	-0,908	-0,417	0,035	15. Jul.	7	06:35	06:42				</					

	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	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2	
2023-06-14 06:20:00	0,010923	635,1772	2	0,404221	0,014563	0,051569	8	63,9	0,889	0,435	0,139	-0,883	-0,47	-0,008	14. Jun.	1	06:20	06:20							Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 2: 0 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 0 Minuten pro Tag (Max) Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 16 Einträgen): 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)	
2023-06-15 06:20:00	0,01092	636,2703	2	0,403094	0,014547	0,051635	8	63,9	0,889	0,436	0,14	-0,882	-0,471	-0,008	15. Jun.	1	06:20	06:20								
2023-06-16 06:20:00	0,010895	635,9226	2	0,402136	0,014504	0,051691	8,1	63,9	0,889	0,436	0,14	-0,882	-0,471	-0,008	16. Jun.	1	06:20	06:20								
2023-06-17 06:21:00	0,010901	637,199	2	0,401345	0,014505	0,051736	8,1	63,8	0,889	0,436	0,141	-0,882	-0,472	-0,007	17. Jun.	1	06:21	06:21								
2023-06-18 06:21:00	0,010883	636,8461	2	0,400722	0,014474	0,051771	8,1	63,8	0,888	0,437	0,141	-0,882	-0,472	-0,007	18. Jun.	1	06:21	06:21								
2023-06-19 06:21:00	0,010868	636,4911	2	0,400266	0,01445	0,051797	8,1	63,8	0,888	0,437	0,141	-0,881	-0,472	-0,007	19. Jun.	1	06:21	06:21								
2023-06-20 06:21:00	0,010856	636,1347	2	0,399976	0,014431	0,051814	8,1	63,8	0,888	0,437	0,142	-0,881	-0,472	-0,007	20. Jun.	1	06:21	06:21								
2023-06-21 06:21:00	0,010872	637,2092	2	0,399851	0,014451	0,051821	8,1	63,8	0,888	0,437	0,142	-0,881	-0,473	-0,007	21. Jun.	1	06:21	06:21								
2023-06-22 06:22:00	0,010894	638,4747	2	0,399893	0,014481	0,051818	8,1	63,8	0,888	0,437	0,142	-0,881	-0,472	-0,007	22. Jun.	1	06:22	06:22								
2023-06-23 06:22:00	0,010868	636,6909	2	0,4001	0,014448	0,051807	8,1	63,8	0,888	0,437	0,142	-0,881	-0,472	-0,007	23. Jun.	1	06:22	06:22								
2023-06-24 06:22:00	0,010869	636,3353	2	0,400473	0,014454	0,051786	8,1	63,8	0,888	0,437	0,141	-0,882	-0,472	-0,007	24. Jun.	1	06:22	06:22								
2023-06-25 06:22:00	0,010874	635,9813	2	0,401013	0,014465	0,051755	8,1	63,8	0,889	0,437	0,141	-0,882	-0,472	-0,007	25. Jun.	1	06:22	06:22								
2023-06-26 06:23:00	0,01091	637,2567	2	0,40172	0,01452	0,051715	8,1	63,8	0,889	0,436	0,141	-0,882	-0,471	-0,008	26. Jun.	1	06:23	06:23								
2023-06-27 06:23:00	0,010921	636,9082	2	0,402594	0,014543	0,051664	8,1	63,9	0,889	0,436	0,14	-0,882	-0,471	-0,008	27. Jun.	1	06:23	06:23								
2023-06-28 06:23:00	0,010936	636,563	2	0,403636	0,014573	0,051603	8	63,9	0,889	0,436	0,14	-0,883	-0,47	-0,008	28. Jun.	1	06:23	06:23								
															1											