

SolPEG Blendgutachten Solarpark Poppenhausen

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in der Nähe von Poppenhausen in Baden-Württemberg**

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	17
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, K2882 östlich	18
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, K2882 nordöstlich	20
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Straße südöstlich / Einmündung.....	22
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südöstlich / Siedlung	22
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	23
6	Schlussbemerkung	23
7	Anhang	24 - 34

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV-Anlage Poppenhausen

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 „Poppenhausen“ für Fahrzeugführer auf angrenzenden Straßen und ggf. für Anwohner der umliegenden Gebäude 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. Lichtleitlinie¹, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV-Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Lichtleitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV-Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV-Anlage „Poppenhausen“ 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 ist aufgrund der aktuellen Datenlage nicht erforderlich.

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 ca. 1,4 km nordwestlich der Ortschaft Poppenhausen in Baden-Württemberg, ca. 3,5 km nordwestlich von Wittighausen. Östlich der Fläche verläuft die K2882. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche ca. 1,4 km m nordwestlich von Poppenhausen in Baden-Württemberg. Die Fläche ist abfallend nach Westen.
Koordinaten (Mitte)	49.641°N, 9.814°O, 350 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang K2882	ca. 125 m
Abstand zum Fahrbahnrand	ca. 20 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 460 m (nicht relevant)

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

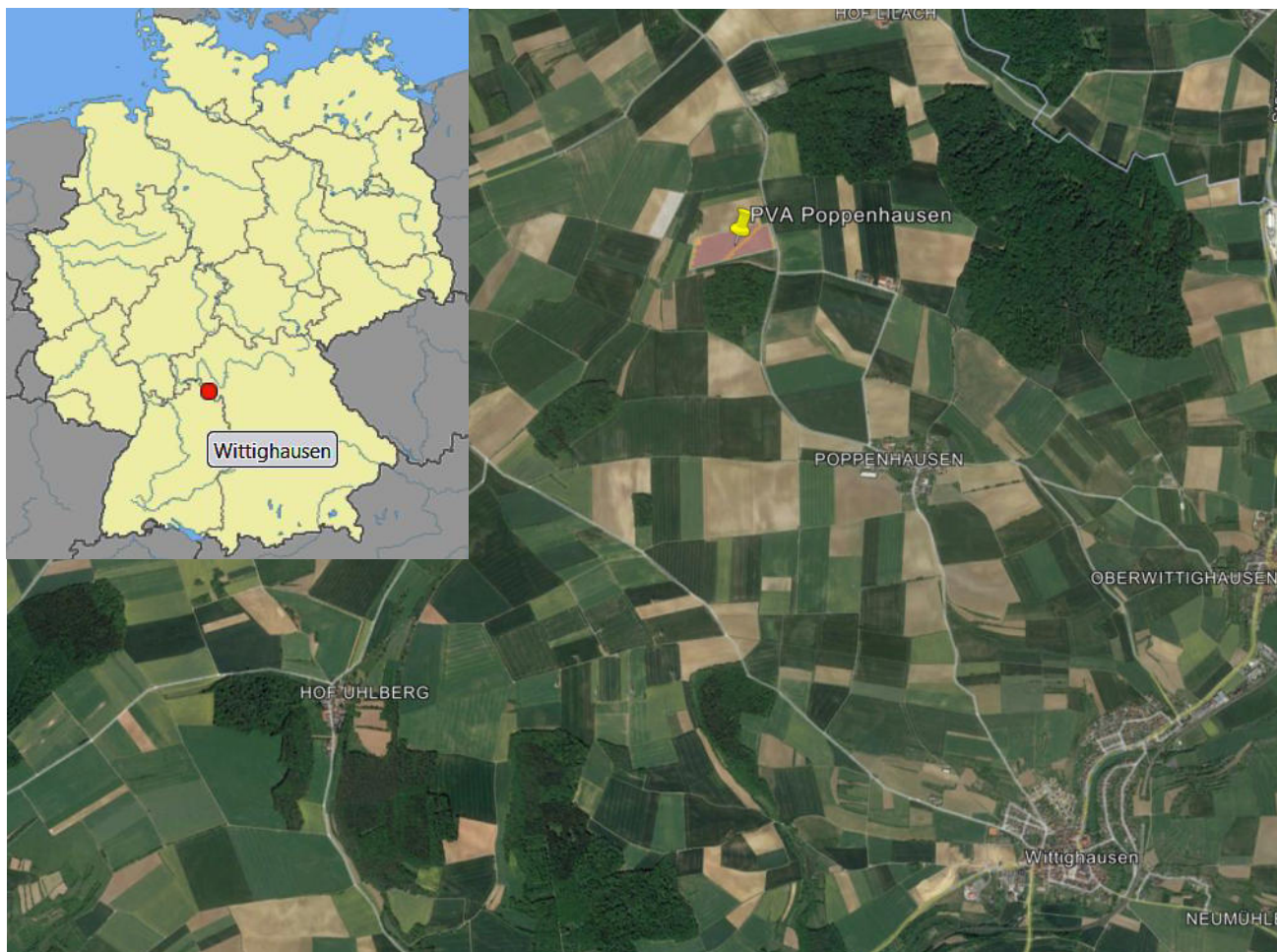


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

Detailansicht der PV-Anlage und Umgebung



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

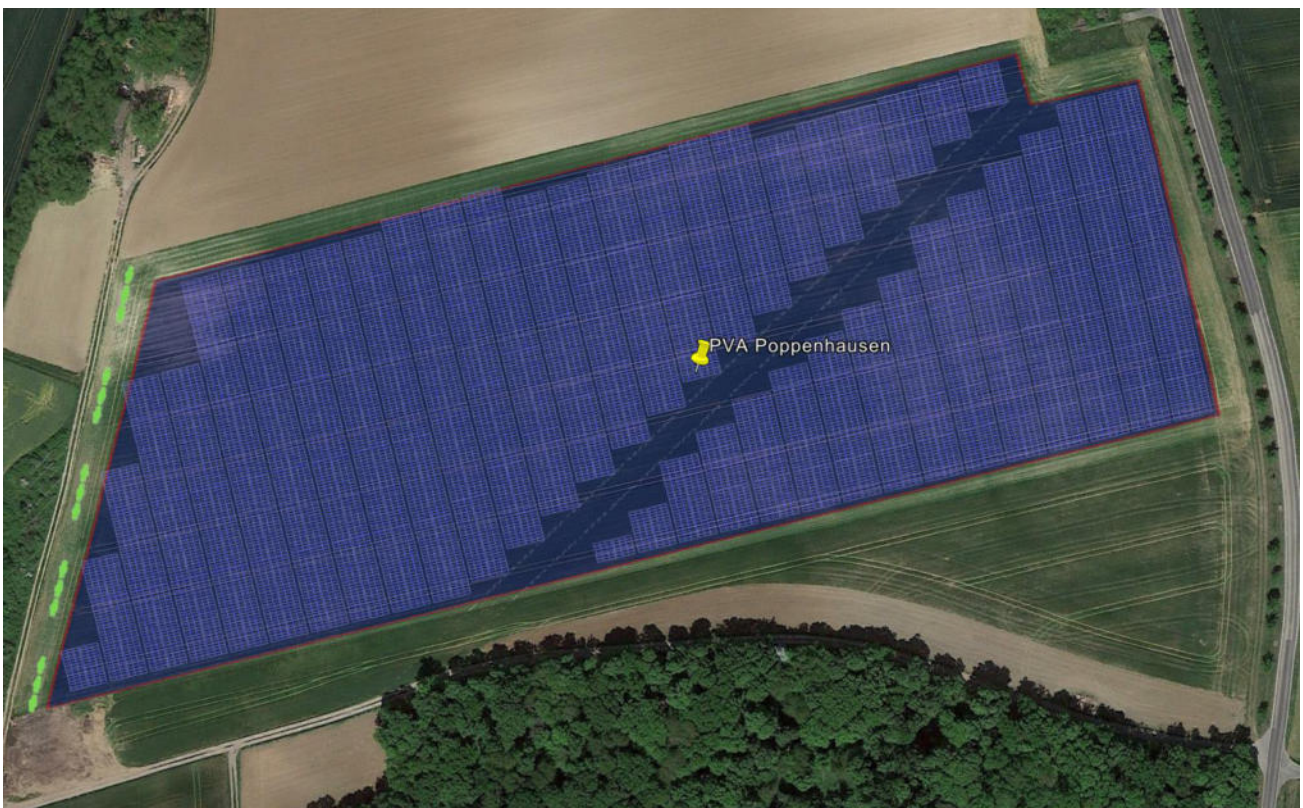


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Fotos von der Fläche der PV-Anlage. Blick von Osten nach Westen.



Bild 2.1.3: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, Juli 2022, Ausschnitt)

Blick von Osten nach Nordwesten.



Bild 2.1.4: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, Juli 2022, Ausschnitt)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt die PV-Fläche und die relevante Umgebung. Gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude östlich der PV-Anlage theoretisch von potenziellen Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden aber aufgrund der großen Entfernung wären diese zu vernachlässigen. Der Standort wird zu Kontrollzwecken dennoch analysiert. Details sind im Abschnitt 4 aufgeführt.



Bild 2.2.1: PV-Anlage und Umgebung (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:

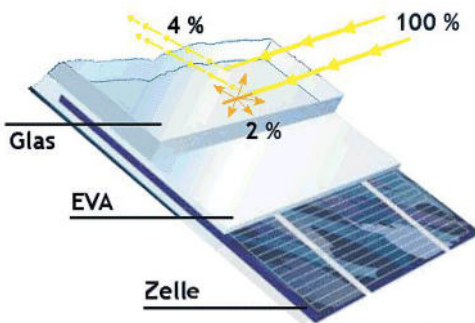


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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:

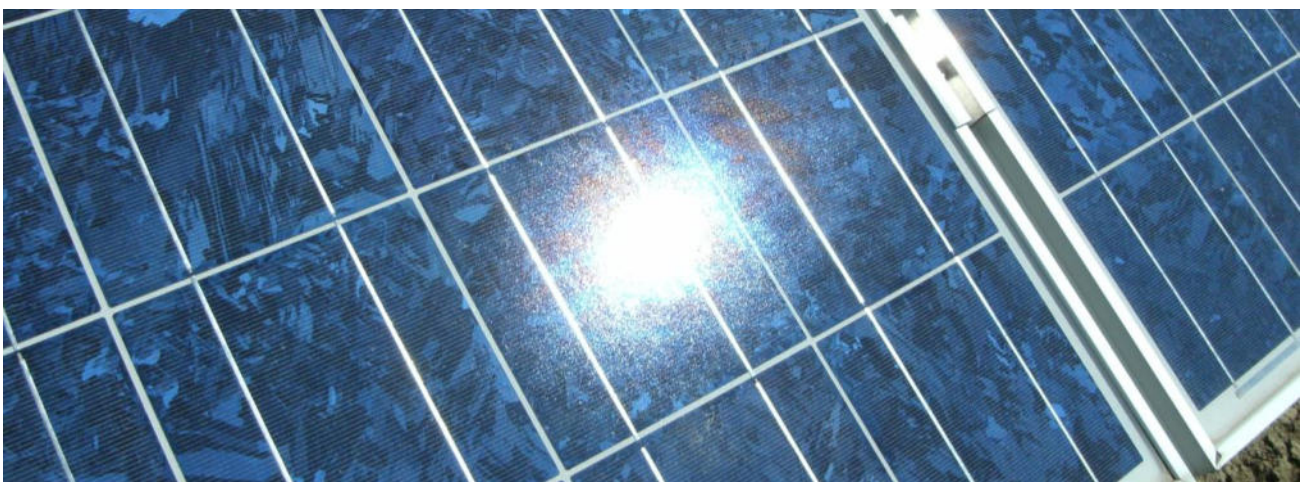


Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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

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

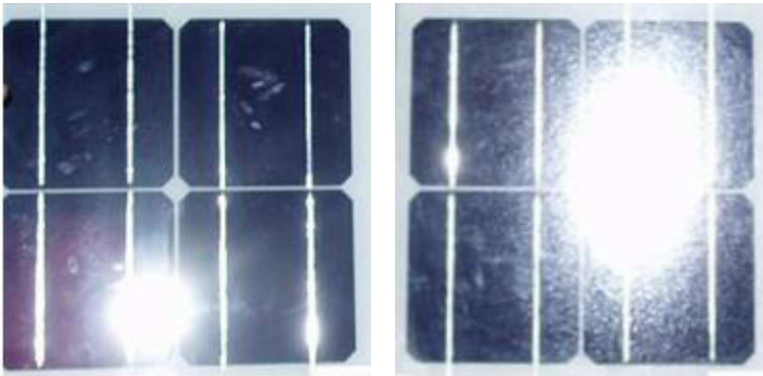


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

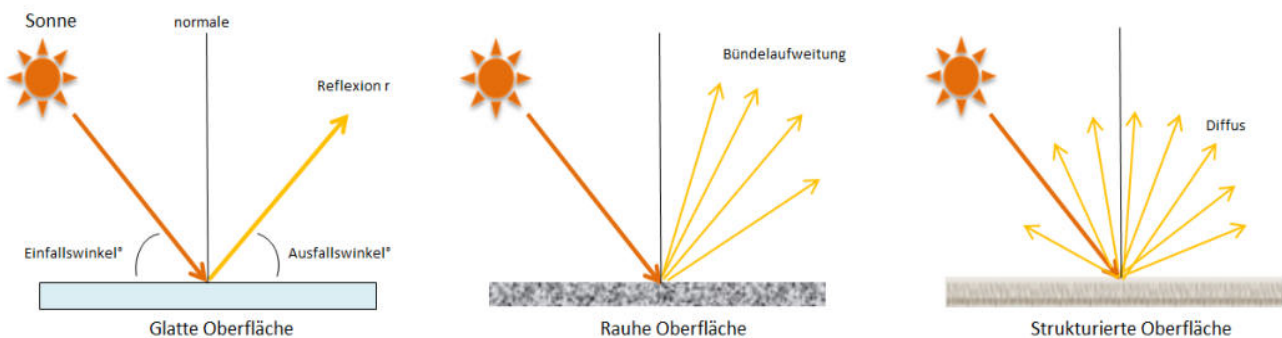


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Planungsunterlagen kommen PV-Module des Herstellers JA Solar 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.

Mechanische Eigenschaften	
Zellentyp	N-Typ monokristallin
Anz. der Zellen	144 (2×72)
Maße	2278×1134×30mm (89,69×44,65×1,18 inch)
Gewicht	32 kg (70,55 lbs)
Glas Vorderseite	2,0 mm <u>Antireflexbeschichtung</u>
Glas Rückseite	2,0 mm, teilvorgespanntes Glas

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Jinko 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 ist, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

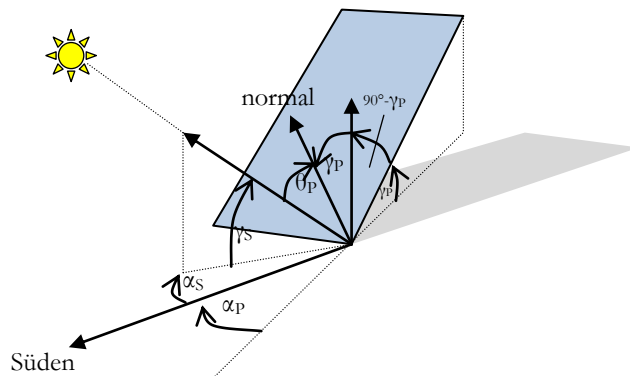


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

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

Es handelt sich bei dem geplanten Modullayout um eine Anlage mit Ost-West Ausrichtung und 10° Modulneigung. Die folgende Skizze verdeutlicht die Modulinstallation.



Bild 3.4.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber und Beispielbild)

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)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert Ost-West Installation
Ausrichtung (Azimut)	ca. 76° Ost, 256° West
Modulneigung	12° und Variante mit 15°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,90 m, max. 2,10 m (geringe Abweichungen möglich)
Mittlere Höhe der Modulfläche	1,2 m
Höhe Messpunkte über GOK	2,0 m (Sitzhöhe PKW/LKW gemittelt ⁷)
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 Beeinträchtigung⁸ 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 Eine Höhe von 2 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt nur ca. 1,30 m

⁸ 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 potenziellen 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/Bahnstrecke bzw. der Fahrtrichtung (RiFa) und unabhängig davon ob Reflexionen überhaupt wahrnehmbar sein können. Bei der anschließenden Analyse und Bewertung einer potenziellen 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 potenziellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse einer potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Poppenhausen wurden 3 Messpunkte im Verlauf der K2882 festgelegt sowie 1 Messpunkt im Bereich der umliegenden Gebäude. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

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

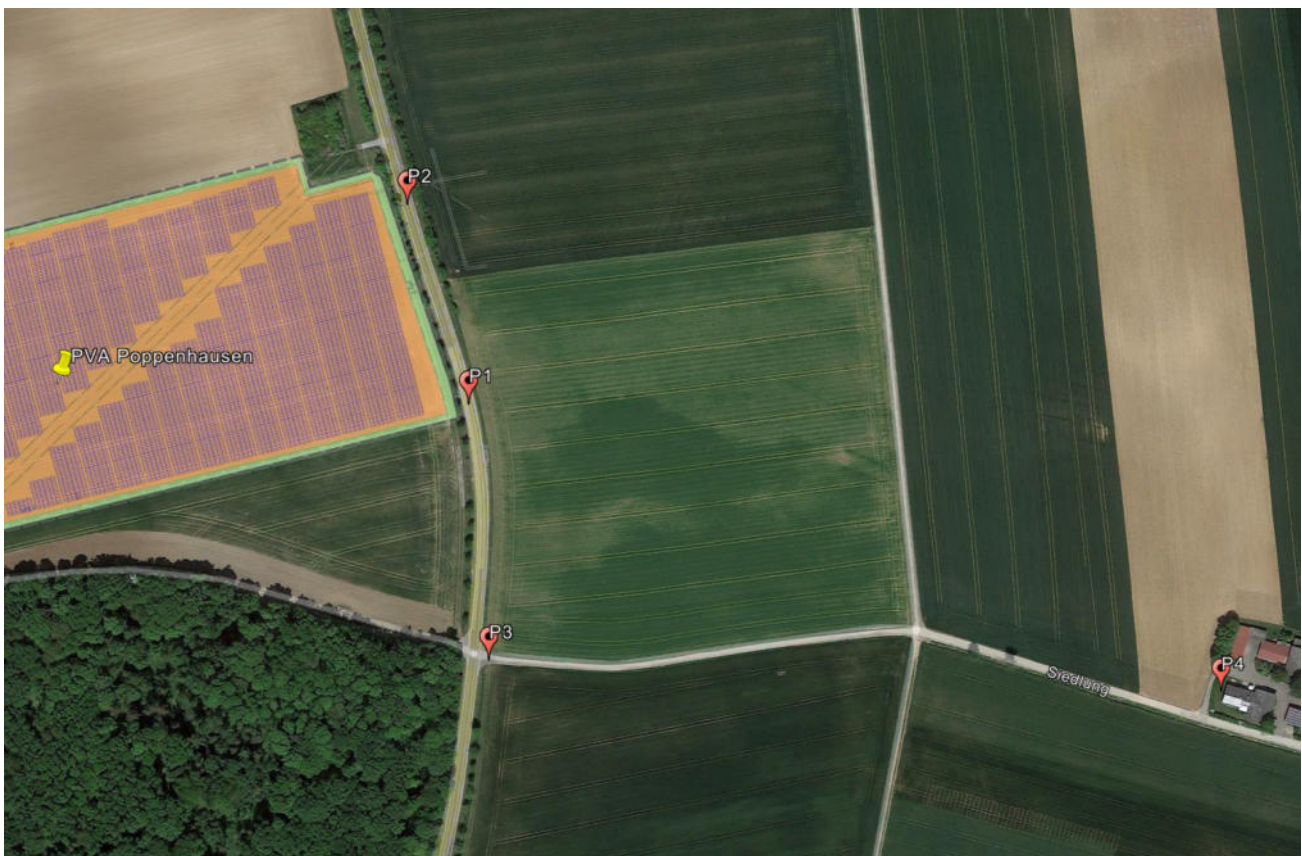


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV-Anlage und die Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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 fehlt⁹ 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 ForgeSolar¹⁰ basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories¹¹. 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.

⁹ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

¹⁰ <https://forgesolar.com> is based on the licensed software from Sandia National Laboratories.

¹¹ Solar Glare Hazard Analysis Tool ("SGHAT") der Sandia National Laboratories: <https://www.sandia.gov/glare-tools>

100%ige Blendfreiheit

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. Demnach ist die Privilegierung derartiger Bauvorhaben höher zu gewichten als das unter 9 Abs. 1 FStrG formulierte allgemeine Bauverbot innerhalb des 40 m Randstreifens von Autobahnen.

Trotz des politischen und gesellschaftlichen Konsens und der damit einhergehenden verwaltungsrechtlichen Vorgabe zur vereinfachten und priorisierten Genehmigung von Bauvorhaben im Segment der Erneuerbaren Energien wird die Forderung erhoben, dass eine Blendwirkung durch PV-Anlagen im Randbereich von Autobahnen „in jeder Form“ auszuschließen ist. Eine derartig pauschale Forderung ist in Bezug auf die realen Verhältnisse im Straßenverkehr sachlich nicht begründbar und daher rechtlich nicht haltbar. PV-Anlagen sind nicht pauschal eine (abstrakte) Gefahrenquelle und eine Blendwirkung als Resultat von Reflexionen ist - unabhängig von rechnerisch ermittelten Ergebnissen - immer ein subjektives Erleben. Nicht alle im Straßenverkehr auftretenden Reflexionen führen zwangsläufig zu einer relevanten Blendwirkung und nicht zwangsläufig zu einer Beeinträchtigung der sog. „Sicherheit und Leichtigkeit des fließenden Verkehrs“.

Im Zuge solcher Forderung wird oft auf die LAI Lichtleitlinie verwiesen (die auch bei SolPEG Blendgutachten zur Anwendung kommt), die allerdings keine konkreten Hinweise und Empfehlungen für die Analyse und auch nicht für die Bewertung von „bewegten Immissionsorten“ enthält.

Die pauschale Forderung nach 100%iger Blendungsfreiheit widerspricht der lt. §9 Abs. 8 FStrG vorgesehenen Möglichkeit für Ausnahmegenehmigungen und kommt einer Diskriminierung von PV-Anlagen gleich, wenn diese Forderung nicht auf alle in den Straßenverkehr eingebrachten Immissionsquellen angewendet wird. In der Konsequenz müssten alle potenziell reflektierenden Fahrzeugteile (Windschutzscheiben, Lackierungen, Chromteile u.a.) zum Erlöschen der Betriebserlaubnis führen, da es nicht zu 100% auszuschließen ist, dass derartige Fahrzeugteile Blendungen verursachen. Auch Reflexionen durch Schilder oder Gebäude im Bereich der Autobahn müssten zu jeder Zeit zu 100% ausgeschlossen werden – was in der Realität ebenfalls nicht möglich ist.

Auch Reflexionen von Sonnenlicht auf regennasser Fahrbahn stellt eine Beeinträchtigung bzw. Gefährdung dar, die ggf. durch den Autobahnbetreiber mittels eines entsprechenden Fahrbahnbelags oder durch andere geeignete Maßnahmen (z.B. temporäre Sperrungen) verhindert werden könnte/müsste. Ggf. könnte es sogar zu Schadensersatzforderungen gegenüber dem Autobahnbetreiber kommen – insbesondere wenn es sich um Streckenabschnitte handelt, auf denen es wiederholt zu derartigen Konstellationen kommt.

Bei derartigen Konstellationen wird allerdings argumentiert, dass die sichere und umsichtige Fahrzeugführung gemäß §3 Absatz 1 der Straßenverkehrsordnung (StVO) im Wesentlichen in der Verantwortung des Fahrzeugführers liegt und dieser hat die Fahrweise den aktuellen Sichtverhältnissen entsprechend anzupassen.

In Bezug auf die Nachtadaption des menschlichen Auges sind Blendungen, z.B. durch falsch eingestellte Scheinwerfer, durch lichtstarke LED Scheinwerfer oder auch durch Lichtsignale (Lichthupe) von LKWs als Signal zum Spurwechsel überholender LKWs, gravierender zu bewerten als Reflexionen auf PV-Modulen bei Tageslichtadaption des Auges.

Im Gegensatz zu möglichst glänzenden Lackierungen bei Fahrzeugen kommen bei den aktuell marktüblichen PV-Modulen Oberflächen mit Anti-Reflexionsschichten und/oder andere Technologien zum Einsatz. Derartige Technologien reduzieren die Leuchtdichte, sodass potenzielle Reflexionen im Normalfall nicht geeignet sind eine relevante Blendwirkung hervorzurufen. Es ist daher geboten in jedem Fall eine Abwägung für die konkrete Situation durchzuführen, eine pauschale Forderung nach einer 100%igen Blendfreiheit ist daher zurückzuweisen.

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. TMY¹²) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2023 eine mittlere Wolkenbedeckung¹³ von ca. 68,8 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1991-2020 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.

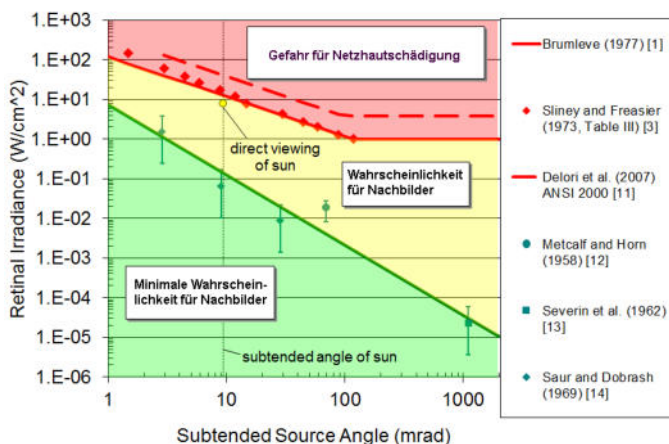


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

¹² Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

¹³ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

Mittelwert 2023: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2023_17.png

Langjähriges Mittel 1991-2020: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/zeitreihen/rcc_eude_cen_cfc_refc9120_17.png

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage „Poppenhausen“ wird für 4 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind unten aufgeführt. Aufgrund des Fahrbahn- bzw. Streckenverlaufes ist es nicht zielführend mehrere/ weitere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Ausrichtung (Azimut) der Strecke und die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Die Höhe der Messpunkte im Bereich der Straße ist auf 2 m über GOK festgelegt. Dies entspricht der gemittelten Sitzhöhe von PKW und LKW inkl. Transporter und SUV. Das ist ein eher konservativer Ansatz, da die Sitzhöhe bei der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt. Eine Sitzhöhe von über 2,5 m liegt außerhalb des Median.

Das Ergebnis der Simulation 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 3.6.1 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 LAI Lichtleitlinie 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 im „nächtlichen Zeitfenster“ von 22:00 – 06:00 Uhr auftreten würden, sind zu relativieren bzw. zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

In einer weiteren Betrachtung wird der Einfallswinkel der Reflexionen analysiert, da dieser entscheidend für die Wahrnehmung von Reflexionen ist. Prinzipiell könnte immer eine Blendwirkung auftreten wenn direkt in die Sonne geblickt wird und daher wird dies vermieden. Aber selbst wenn es z. B. aus Unachtsamkeit zu derartigen Konstellationen kommt, verhindern natürliche Reflexe wie Augen schließen, Änderung der Blickrichtung usw. eine Beeinträchtigung durch starke Lichtquellen. Dies gilt gleichermaßen auch für Reflexionen auf PV-Modulen bzw. eher weniger, da es sich um eher diffuse Reflexionen handelt und nicht um direktes Sonnenlicht. In folgenden Abschnitt werden die rechnerisch ermittelten Ergebnisse an den jeweiligen Immissionsorten kommentiert.

Die folgende Tabelle zeigt Details zu den einzelnen Messpunkten.

Tabelle 1: Details zu den einzelnen Messpunkten (Immissionsorten):

Messpunkt Bezeichnung	Breitengrad [°N]	Längengrad [°O]	Geländehöhe ¹⁴ ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 K2882 östlich	49.640699	9.816761	350,13	352,13	nicht relevant ^W
P2 K2882 nordöstlich	49.641654	9.816326	353,84	355,84	nicht relevant ^W
P3 K2882 südöstlich	49.639476	9.816943	342,33	344,33	nicht relevant ^{WS}
P4 Gebäude südöstlich	49.639323	9.822447	330,92	332,92	nicht relevant ^{D^{ES}}

^W = Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen, ^E = Entfernung ^S = Sichtschutz/Geländestruktur, ^D = geringe Dauer

¹⁴ GPS Längengrad, Breitengrad und Höhenangaben gemäß Google Earth Datenbasis (WGS84 / World Geodetic System 1984)

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, K2882 östlich

Am Messpunkt P1 auf der K2882 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 14. April - 26. August zwischen 17:13 - 18:51 Uhr für 5 bis max. 40 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Norden mit ca. -57° bis -83° links (westlich) zur Fahrbahn allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors (Fahrrichtung $\pm 20^\circ$, 100 m Sichtweite) und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Reflexionen können auch zu keinem Zeitpunkt den Seiten- oder Rückspiegel¹⁵ erreichen.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch die PV-Anlage selbst bei einem kurzzeitigen Schulterblick ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

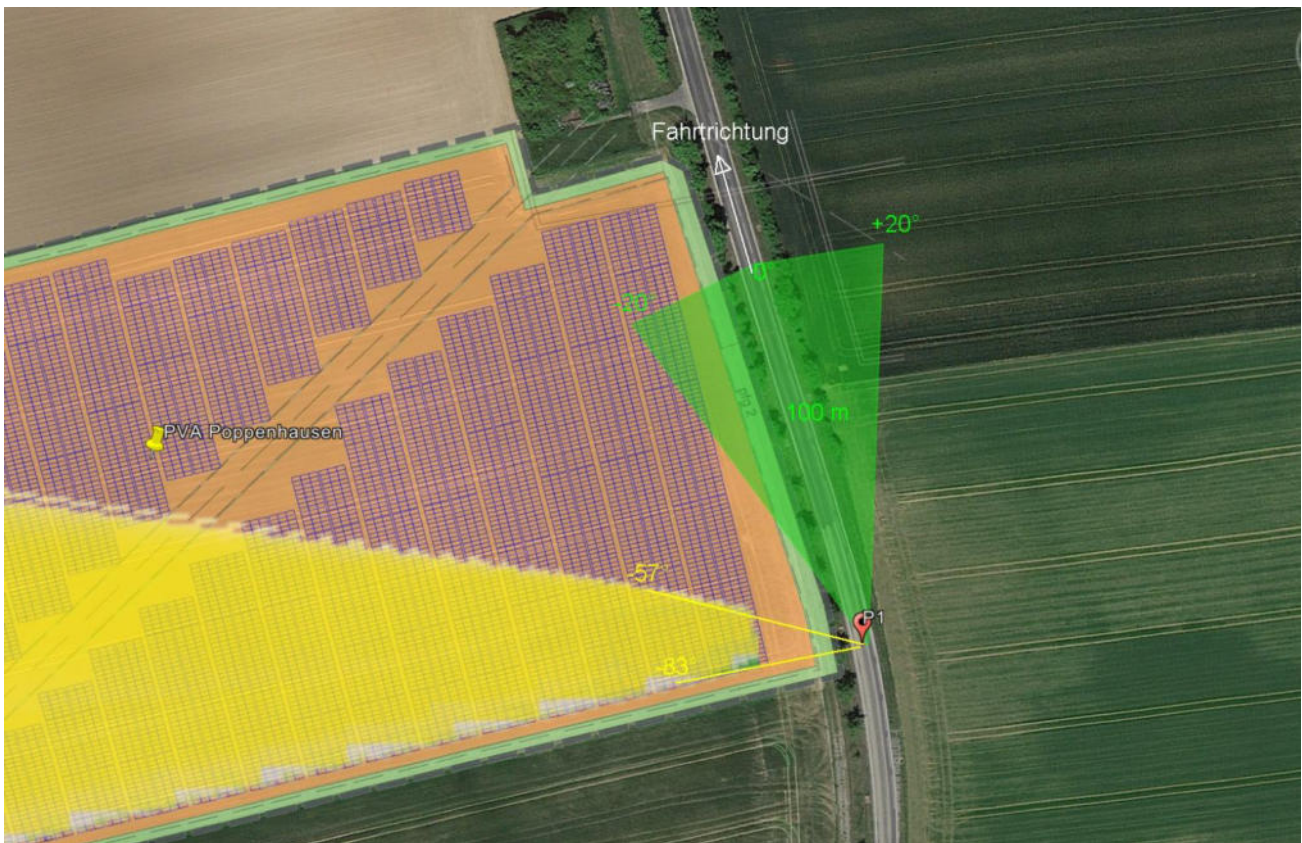


Bild 4.1.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

¹⁵ Es gibt keine konkreten Vorgaben für den Sichtwinkel von Seiten- und Rückspiegeln, lediglich allgemeine 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.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P1 bei der Fahrt Richtung Norden aus Sicht des Fahrzeugführers aus etwas erhöhter Position (ca. 2,1 m). Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die PV-Fläche evt. links im Bild, hinter dem Straßenbegleitgrün, sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären weiter links, nicht sichtbar außerhalb des Bildes.



Bild 4.1.2: Foto am Messpunkt P1 bei der Fahrt Richtung Norden (Quelle: Google StreetView, Juli 2022, Ausschnitt)

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, K2882 nordöstlich

Am Messpunkt P2 auf der K2882 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können im Jahresverlauf zwischen 13:37 - 18:23 Uhr für 5 bis max. 64 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Das folgende Diagramm zeigt die rechnerisch ermittelte Anzahl von Minuten pro Jahr in denen Reflexionen auftreten können.

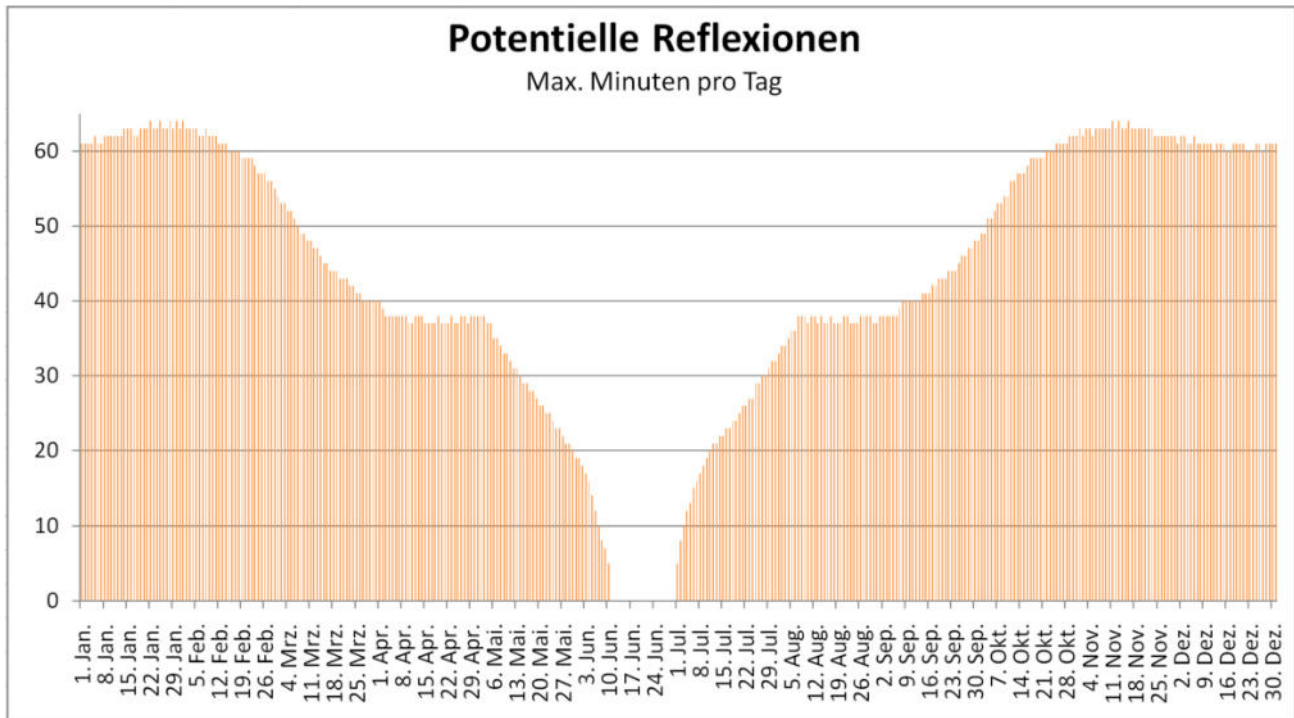


Bild 4.2.1: Anzahl von Minuten pro Jahr mit Reflexionen am Messpunkt P2 (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Die Anzahl von Minuten liegt über den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie, das Ergebnis ist allerdings eher hypothetisch und liegt im Simulationsverfahren begründet, da bei der Simulation der Strahlengang zwischen 2 Punkten im leeren Raum berechnet wird. Es werden daher auch solche Reflexionen mitgezählt, die den Fahrzeugführer „von hinten“ erreichen können. Aufgrund des nach Westen abfallenden Geländes ist der wesentliche Teil der PV-Anlage nicht einsehbar und daher sind die rechnerisch ermittelten Ergebnisse nicht oder nur bedingt anwendbar.

In Bezug auf Reflexionen im Straßenverkehr ist die LAI Lichtleitlinie nicht maßgeblich und daher werden andere Aspekte für die Bewertung einer potenziellen Blendwirkung herangezogen, insbesondere die Dauer und die Einfallswinkel der Reflexionen sind hier von Bedeutung. Im Bereich von Messpunkt P2 und bei der weiteren Fahrt Richtung Süden, liegen die Einfallswinkel mit ca. $+22^\circ$ bis $+81^\circ$ rechts (westlich) zur Fahrtrichtung außerhalb bzw. deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant.

Bei der Fahrt in Gegenrichtung (Norden) liegen die Einfallswinkel nochmals deutlicher außerhalb des relevanten Sichtwinkels. Reflexionen können auch zu keinem Zeitpunkt den Seiten- oder Rückspiegel erreichen.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

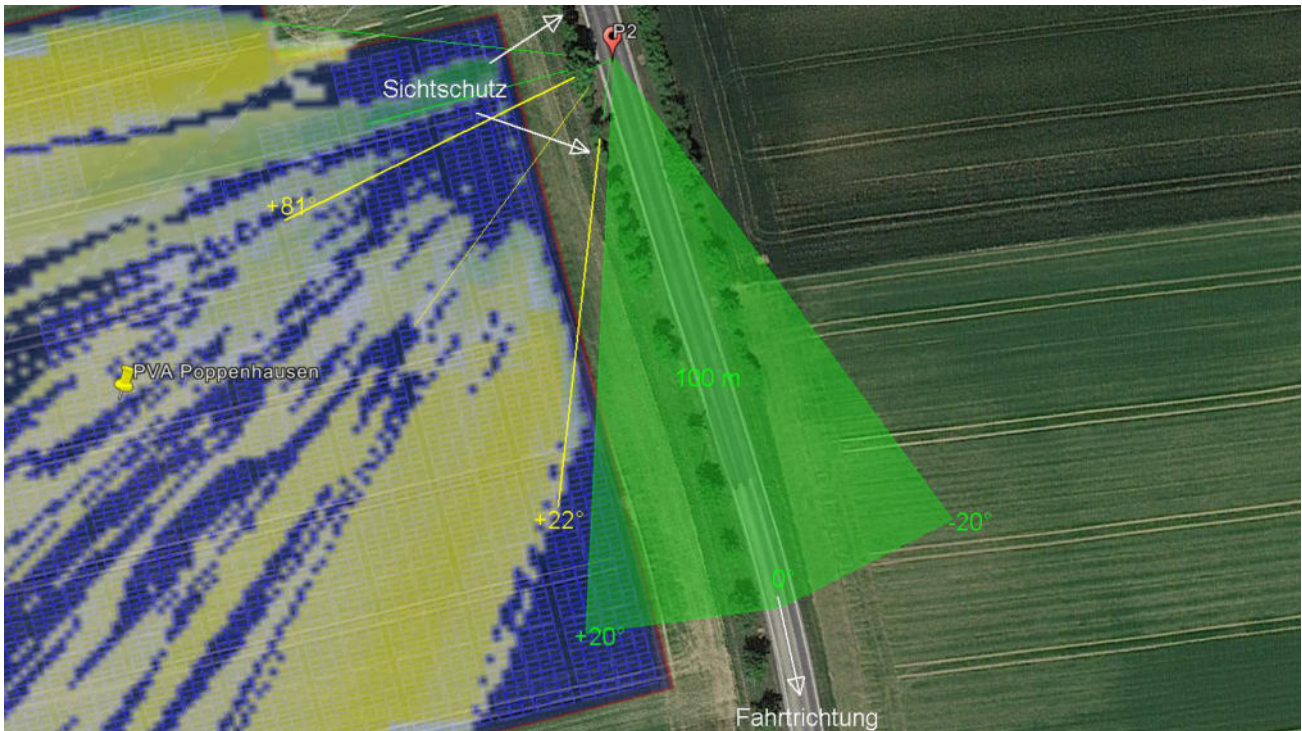


Bild 4.2.2: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P2 bei der Fahrt Richtung Süden aus Sicht des Fahrzeugführers aus etwas erhöhter Position (ca. 2,1 m). Das Foto verdeutlicht, dass die PV-Fläche nicht einsehbar hinter ausgeprägten Straßenbegleitgrün liegt. Rechtlich gesehen ist dies kein dauerhafter Sichtschutz aber dennoch können solche örtlichen Gegebenheiten nicht ignoriert werden. Aber selbst wenn der Bereich komplett gerodet werden sollte, wären potenzielle Reflexionen weiter rechts, außerhalb des relevanten Sichtwinkels.



Bild 4.2.3: Simulation am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Süden (Quelle: Google StreetView, Juli 2022, Ausschnitt)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Straße südöstlich / Einmündung

Am Messpunkt P3 im Bereich der Einmündung der Straße Siedlung auf die K2882 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Die Analyse des Geländeverlaufes zeigt allerdings, dass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch Reflexionen in diesem Bereich kann ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P3 auf Basis der unbereinigten Rohdaten und verdeutlicht den Geländeverlauf zwischen Messpunkt P3 und der PV-Fläche bzw. der Immissionsquelle.

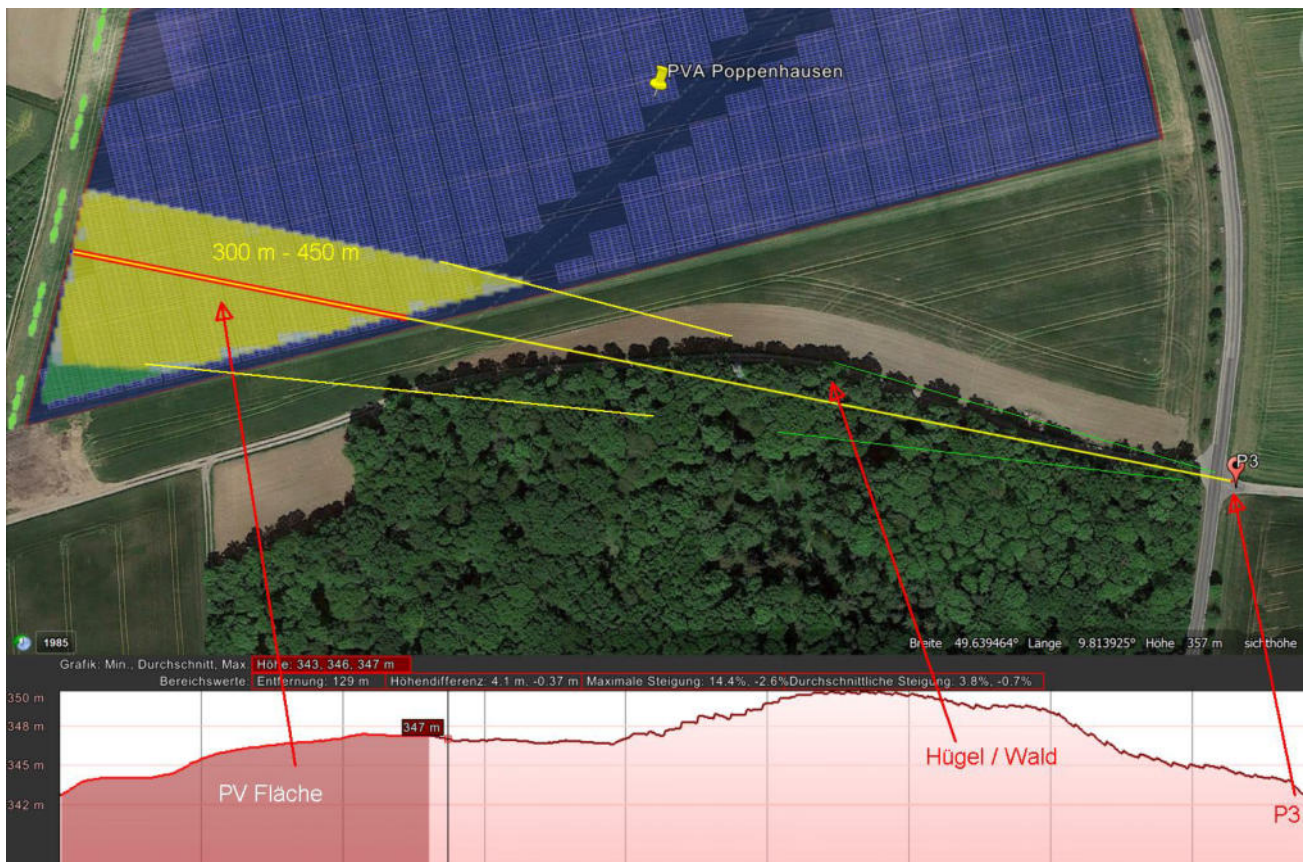


Bild 4.3.1: Geländeverlauf zwischen Messpunkt P3 und der Immissionsquelle (Quelle: Google Earth/SolPEG)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südöstlich / Siedlung

Am Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude südöstlich der PV-Anlage an der Adresse Siedlung können rein rechnerisch an insgesamt 1549 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Aufgrund der zeitlichen Dauer und auch aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle von über 500 m kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. „eine erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Darüber hinaus ist der wesentliche Teil der PV-Fläche nicht einsehbar und daher sind die rechnerisch ermittelten Ergebnisse in der Realität nicht anwendbar.

Im weiteren Umfeld sind keine Gebäude oder schutzwürdigen Zonen vorhanden.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

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.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV-Anlage „Poppenhausen“ mit dem Einsatz von hochwertigen PV-Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von Reflexionen vorgesehen. Für die hier betrachtete PV Anlage wurden verschiedene Simulationen durchgeführt, u.a. mit anderen Modulneigungen. Erwartungsgemäß zeigen sich an einzelnen Immissionsorten leicht abweichende Ergebnisse, die Ausführungen zu den jeweiligen Messpunkten sind dennoch gültig. Die PV Anlage kann demnach mit Modulneigung von 10° - 15° errichtet werden.

Die Simulation von potenziellen Reflexionen und die Analyse der Ergebnisse wurde für 4 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV-Anlage durchgeführt. Im Verlauf der K2882 können zwar rein rechnerisch in geringem Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten aber die Einfallswinkel liegen überwiegend deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind die ermittelten Ergebnisse in der Realität nicht relevant. Unter Berücksichtigung von real existierenden Einflussfaktoren wie z.B. lokalen Wetterbedingungen (Wolken, Frühnebel, etc.) und insbesondere aufgrund der örtlichen Gegebenheiten (Geländeverlauf) kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die geplante PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des fließenden Verkehrs im Verlauf der K2882 ist gewährleistet. Im sicherheitsrelevanten Bereich der Einmündung der Straße Siedlung auf die K2882 besteht kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle und daher kann auch hier eine gefährdende Blendwirkung ausgeschlossen werden.

Im Bereich der südöstlich gelegenen Gebäude (Siedlung) sind keine relevanten Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. „eine erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden.

Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht 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 21.03.2024


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

DIESE ZEICHNUNG IST EIGENTUM DER
 SUNTEC ENERGIESYSTEME GMBH UND
 DARF OHNE ZUSTIMMUNG NICHT
 VERVIELFÄLTIGT WERDEN

 KUNDE

 Suntec Energiesysteme GmbH
 Am Tiergarten 2
 97253 Wolkshausen

VERÖFFENTLICHT

#	DATUM	BESCHREIBUNG	
1.0	09.02.2024	1.Entwurf	FK

LEGENDE

- Module
- Wechselrichter
- Trafostation
- MS-Leitung
- NS-Leitung
- Datenleitung RS485 CAT7
- Baugrenze
- Zaun

PROJEKTDESCRIPTION

Typ der Anlage:	OW 10-15°
Reihenabstände:	1,5 m
PV-Module:	Jinko585W
Anzahl:	16.374 Module
Installierte Leistung:	9.578,79 kWp

PROJEKT STANDORT

Gemarkung Poppenhausen
 FLNr.: 154

ZEICHNER / INGENIEUR

Fabian Klaus

DATUM

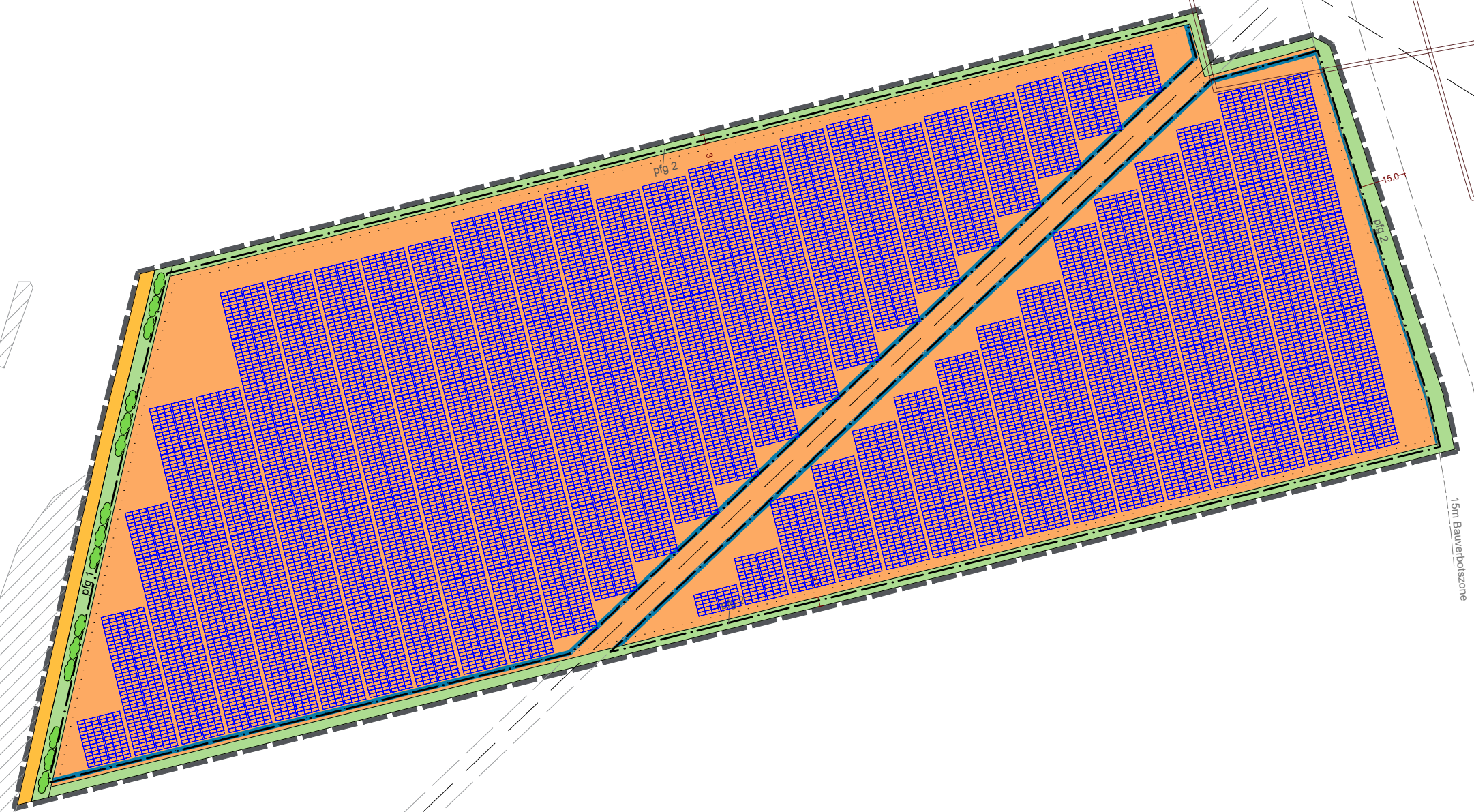
09.02.2024

PROJEKTAKTENUMMER

230922

DATEINAME

Modulplan 153, 154.dwg



405W MBB **MR** Series

-  Higher output power
-  Lower LCOE
-  Better mechanical loading tolerance
-  Less shading and lower resistive loss

-  12-year product warranty
-  25-year linear power output warranty

Half-cell Module JAM54S31 MR 380-405

Comprehensive Certificates

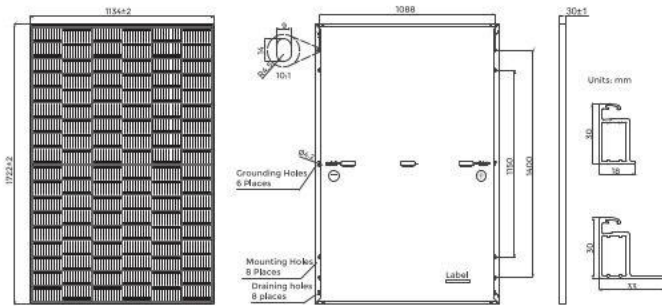
- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC 62941: 2019 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Quality system for PV module manufacturing





405W

380-405 MR
 JAM54S31 Series



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

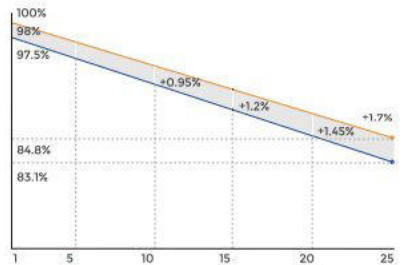
Cell	Mono
Weight	19.5kg
Dimensions	1722±2mm×1134±2mm×30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	108(6x18)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10-35I/ MC4-EVO2A
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); 800mm(+)/800mm(-)(Leapfrog) Landscape: 1100mm(+)/1100mm(-)
Front Glass	2.8mm
Packaging Configuration	36pcs/Pallet, 936pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM54S31 -380/MR	JAM54S31 -385/MR	JAM54S31 -390/MR	JAM54S31 -395/MR	JAM54S31 -400/MR	JAM54S31 -405/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	380	385	390	395	400	405
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	36.58	36.71	36.85	36.98	37.07	37.23
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	30.28	30.46	30.64	30.84	31.01	31.21
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.44	13.52	13.61	13.70	13.79	13.87
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.55	12.64	12.73	12.81	12.90	12.98
Module Efficiency [%]	19.5	19.7	20.0	20.2	20.5	20.7
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.045% / C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.275% / C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.350% / C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25 C, AM1.5G					

Superior Warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years



- New linear power warranty
- Standard module linear power warranty

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

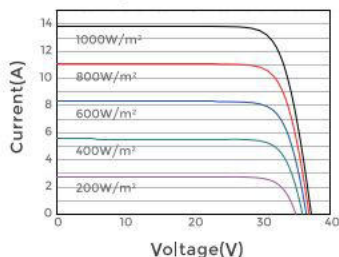
TYPE	JAM54S31 -380/MR	JAM54S31 -385/MR	JAM54S31 -390/MR	JAM54S31 -395/MR	JAM54S31 -400/MR	JAM54S31 -405/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	286	290	294	298	302	306
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	34.36	34.49	34.62	34.75	34.88	35.12
Max Power Voltage(Vmp) [V]	28.51	28.68	28.87	29.08	29.26	29.47
Short Circuit Current(Isc) [A]	10.75	10.82	10.89	10.96	11.03	11.10
Max Power Current(Imp) [A]	10.03	10.11	10.18	10.25	10.32	10.38
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20 C, wind speed 1m/s, AM1.5G					

OPERATING CONDITIONS

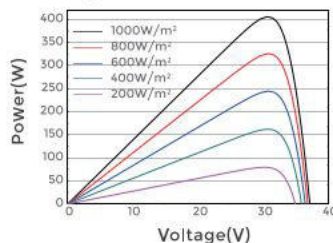
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40 C ~ +85 C
Maximum Series Fuse Rating	25A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50lb/ft ²)
NOCT	45±2 C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

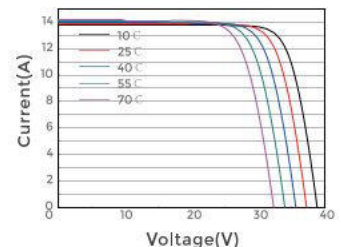
Current-Voltage Curve **JAM54S31-405/MR**



Power-Voltage Curve **JAM54S31-405/MR**



Current-Voltage Curve **JAM54S31-405/MR**



Poppenhausen

Poppenhausen_o

Created Mar 21, 2024
Updated Mar 21, 2024
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 8.0 deg
Site ID 115018.19815

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	12.0	76.0	26,259	22,814	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 52,958 m²

Name: PV Feld

Footprint area: 52,958 m²

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 12.0 deg

Orientation: 76.0 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	49.639750	9.810731	342.64	1.20	343.84
2	49.641105	9.811203	345.92	1.20	347.12
3	49.641765	9.815441	354.02	1.20	355.22
4	49.641644	9.815489	353.88	1.20	355.08
5	49.641717	9.815961	353.95	1.20	355.15
6	49.640584	9.816321	349.16	1.20	350.36



Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	49.640699	9.816761	350.13	2.00	352.13
OP 2	49.641654	9.816326	353.84	2.00	355.84
OP 3	49.639476	9.816943	342.33	2.00	344.33
OP 4	49.639323	9.822447	330.92	2.00	332.92

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	12.0	76.0	26,259	22,814	-	

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	De
pv-feld (green)	404	675	1491	2036	3087	2840	3214	2295	1659	912	427	36
pv-feld (yellow)	1936	1744	1416	1134	1114	1402	1246	1148	1254	1760	1884	188

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

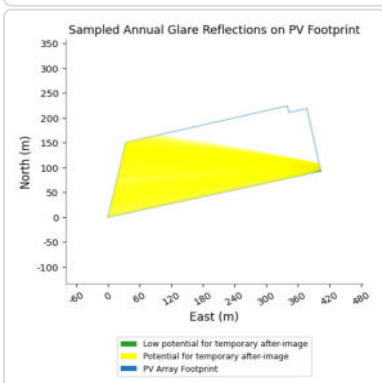
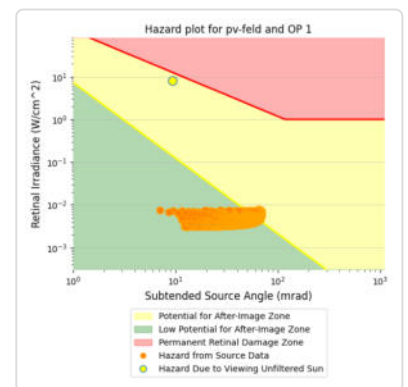
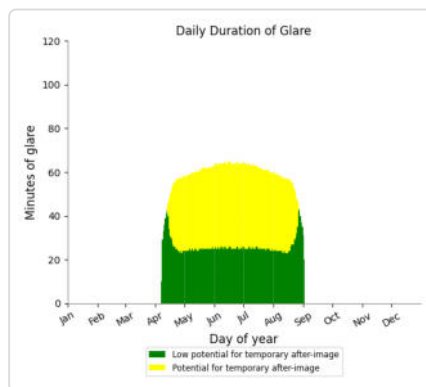
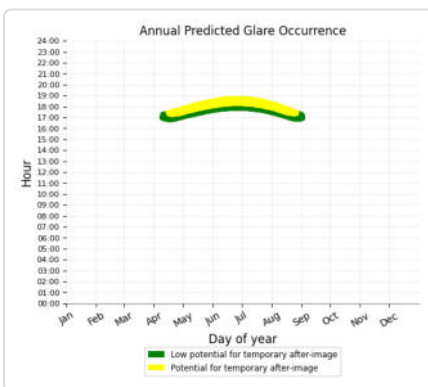
PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	3900	4701
OP: OP 2	19108	15859
OP: OP 3	1481	705
OP: OP 4	1770	1549

PV Feld: OP 1

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

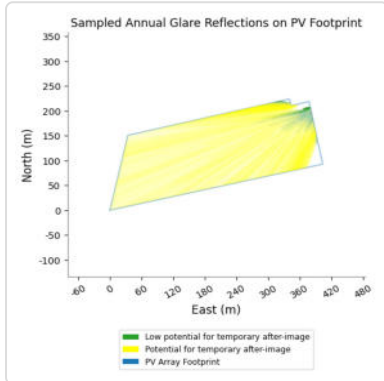
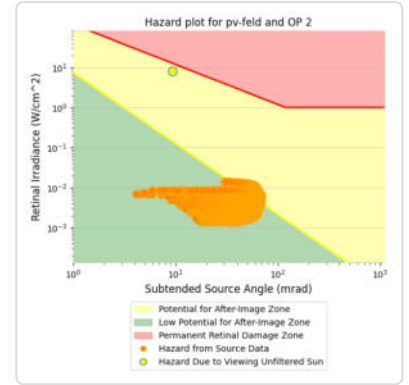
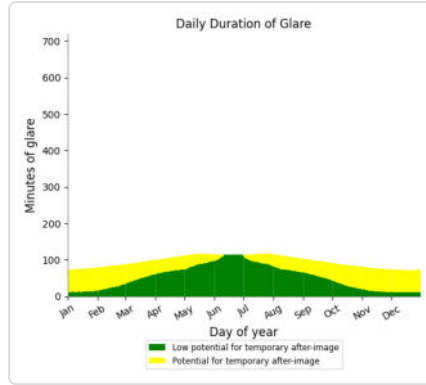
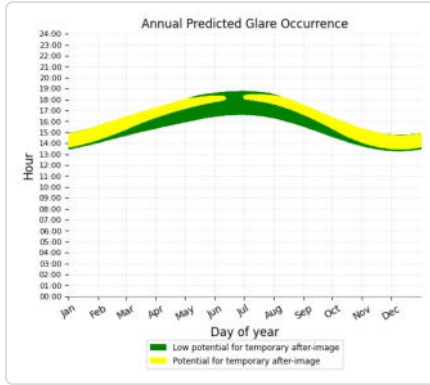
- 3,900 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,701 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld: OP 2

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

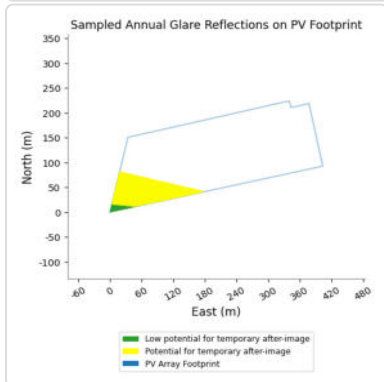
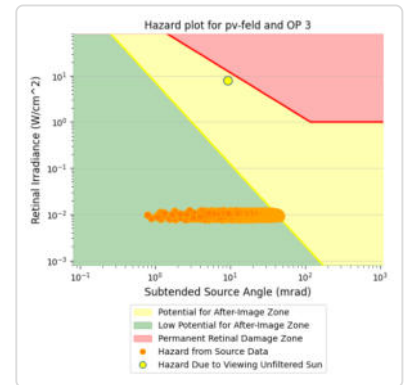
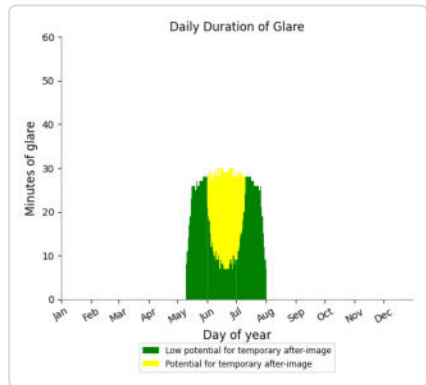
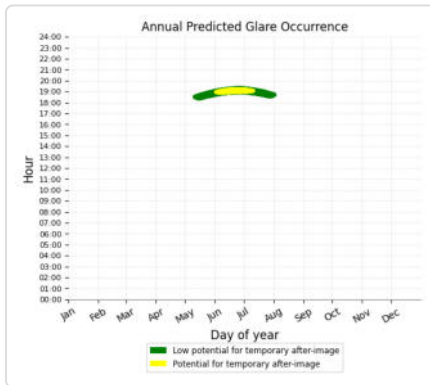
- 19,108 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 15,859 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld: OP 3

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

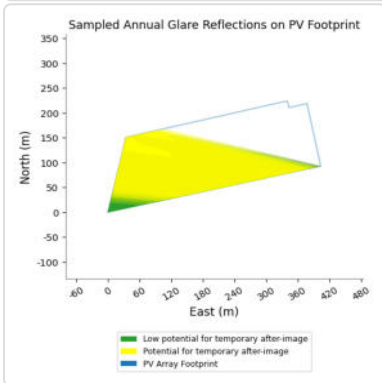
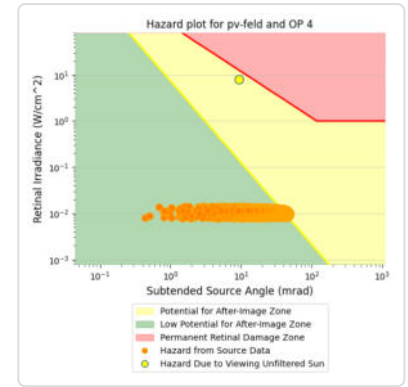
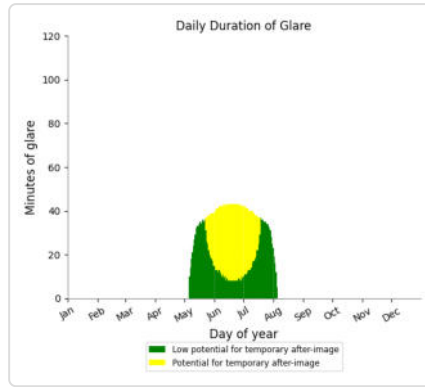
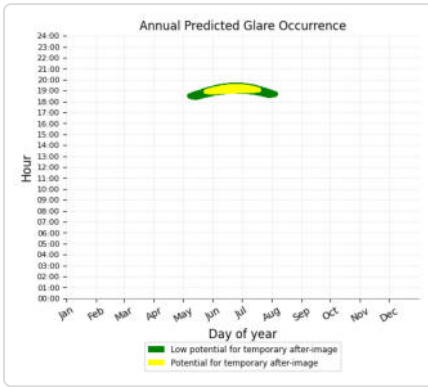
- 1,481 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 705 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld: OP 4

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

- 1,770 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,549 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 resulting large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector		Anzahl Tag	Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1										
2024-04-07 16:57:00	0,002581	854,612	1	0,108741	0,005271	0,01131	28,2	244,9	-0,798	-0,374	0,472	0,912	0,402	0,08	13.	Apr.	2	17:29	17:30	14. April	26. August	40	4696	17:13	18:51											
2024-04-07 16:58:00	0,002653	853,2846	1	0,110526	0,005349	0,012672	28	245,1	-0,801	-0,371	0,47	0,914	0,399	0,077	14.	Apr.	6	17:25	17:31																	
2024-04-07 16:59:00	0,002724	851,9516	1	0,112341	0,005428	0,013852	27,9	245,4	-0,803	-0,368	0,468	0,915	0,396	0,074	15.	Apr.	14	17:16	17:33																	
2024-04-07 17:00:00	0,002789	850,6131	1	0,114187	0,005509	0,014781	27,7	245,6	-0,806	-0,366	0,465	0,917	0,393	0,071	16.	Apr.	18	17:15	17:34																	
2024-04-07 17:01:00	0,002848	849,269	1	0,116064	0,005591	0,015414	27,6	245,8	-0,808	-0,363	0,463	0,918	0,39	0,068	17.	Apr.	21	17:14	17:36																	
2024-04-07 17:02:00	0,002894	847,9194	1	0,117974	0,005674	0,015559	27,4	246	-0,811	-0,36	0,461	0,92	0,388	0,066	18.	Apr.	24	17:13	17:37																	
2024-04-07 17:03:00	0,002925	846,5643	1	0,119915	0,005758	0,015151	27,3	246,3	-0,813	-0,358	0,459	0,921	0,385	0,063	19.	Apr.	27	17:13	17:39																	
2024-04-07 17:04:00	0,002931	845,2036	1	0,12189	0,005843	0,013832	27,1	246,5	-0,816	-0,355	0,456	0,922	0,382	0,06	20.	Apr.	29	17:13	17:41																	
2024-04-07 17:05:00	0,00293	843,8375	1	0,123898	0,00593	0,012279	27	246,7	-0,818	-0,352	0,454	0,924	0,379	0,057	21.	Apr.	29	17:14	17:42																	
2024-04-07 17:06:00	0,002926	842,4659	1	0,125941	0,006018	0,010571	26,9	246,9	-0,821	-0,35	0,452	0,925	0,376	0,054	22.	Apr.	31	17:14	17:44																	
2024-04-08 16:54:00	0,002424	858,8758	1	0,100334	0,004888	0,012631	28,9	244,5	-0,79	-0,377	0,484	0,909	0,407	0,093	23.	Apr.	32	17:14	17:45																	
2024-04-08 16:55:00	0,002512	857,5698	1	0,101979	0,00496	0,0148	28,8	244,7	-0,792	-0,374	0,482	0,91	0,404	0,09	24.	Apr.	33	17:15	17:47																	
2024-04-08 16:56:00	0,002599	856,2582	1	0,103652	0,005034	0,016794	28,6	244,9	-0,795	-0,372	0,479	0,912	0,401	0,088	25.	Apr.	33	17:16	17:48																	
2024-04-08 16:57:00	0,002685	854,9411	1	0,105353	0,005109	0,018624	28,5	245,2	-0,798	-0,369	0,477	0,913	0,398	0,085	26.	Apr.	34	17:17	17:50																	
2024-04-08 16:58:00	0,002771	853,6184	1	0,107084	0,005185	0,020293	28,3	245,4	-0,8	-0,366	0,475	0,915	0,395	0,082	27.	Apr.	34	17:19	17:52																	
2024-04-08 16:59:00	0,002854	852,2902	1	0,108843	0,005262	0,021784	28,2	245,6	-0,803	-0,364	0,473	0,916	0,392	0,079	28.	Apr.	34	17:20	17:53																	
2024-04-08 17:00:00	0,002936	850,9565	1	0,110633	0,00534	0,023111	28,1	245,8	-0,805	-0,361	0,47	0,918	0,389	0,076	29.	Apr.	34	17:21	17:54																	
2024-04-08 17:01:00	0,003016	849,6172	1	0,112453	0,005419	0,024304	27,9	246,1	-0,808	-0,358	0,468	0,919	0,386	0,073	30.	Apr.	34	17:23	17:56																	
2024-04-08 17:02:00	0,003093	848,2725	1	0,114304	0,005499	0,025332	27,8	246,3	-0,81	-0,356	0,466	0,921	0,383	0,071	1.	Mai.	34	17:24	17:57																	
2024-04-08 17:03:00	0,003165	846,9223	1	0,116187	0,005581	0,026165	27,6	246,5	-0,813	-0,353	0,463	0,922	0,38	0,068	2.	Mai.	34	17:26	17:59																	
2024-04-08 17:04:00	0,003232	845,5666	1	0,118101	0,005664	0,02675	27,5	246,7	-0,815	-0,35	0,461	0,924	0,377	0,065	3.	Mai.	35	17:27	18:01																	
2024-04-08 17:05:00	0,003291	844,2054	1	0,120049	0,005748	0,027067	27,3	247	-0,818	-0,348	0,459	0,925	0,374	0,062	4.	Mai.	34	17:29	18:02																	
2024-04-08 17:06:00	0,003328	842,8387	1	0,122029	0,005833	0,026743	27,2	247,2	-0,82	-0,345	0,456	0,927	0,371	0,059	5.	Mai.	35	17:30	18:04																	
2024-04-08 17:07:00	0,003353	841,4666	1	0,124042	0,00592	0,026041	27	247,4	-0,823	-0,342	0,454	0,928	0,368	0,057	6.	Mai.	34	17:32	18:05																	
2024-04-08 17:08:00	0,003378	840,0891	1	0,12609	0,006008	0,025304	26,9	247,6	-0,825	-0,339	0,452	0,929	0,365	0,054	7.	Mai.	35	17:33	18:07																	
2024-04-08 17:09:00	0,003401	838,7061	1	0,128173	0,006097	0,024532	26,7	247,9	-0,827	-0,337	0,449	0,931	0,362	0,051	8.	Mai.	35	17:33	18:07																	
2024-04-08 17:10:00	0,003423	837,3176	1	0,130291	0,006188	0,023719	26,6	248,1	-0,83	-0,334	0,447	0,932	0,359	0,048	9.	Mai.	35	17:35	18:09																	
2024-04-08 17:11:00	0,003444	835,9238	1	0,132445	0,006279	0,02286	26,4	248,3	-0,832	-0,331	0,445	0,933	0,356	0,045	10.	Mai.	35	17:36	18:10																	
2024-04-08 17:12:00	0,003463	834,5245	1	0,134635	0,006373	0,021951	26,3	248,5	-0,834	-0,328	0,442	0,935	0,353	0,043	11.	Mai.	36	17:37	18:12																	
2024-04-08 17:13:00	0,00348	833,1199	1	0,136863	0,006467	0,020983	26,1	248,7	-0,837	-0,326	0,44	0,936	0,35	0,04	12.	Mai.	35	17:39	18:13																	
2024-04-08 17:14:00	0,003496	831,7098	1	0,139128	0,006563	0,019953	26	249	-0,839	-0,323	0,438	0,937	0,347	0,037	13.	Mai.	36	17:40	18:15																	
2024-04-08 17:15:00	0,003509	830,2944	1	0,141432	0,00666	0,018849	25,8	249,2	-0,841	-0,32	0,435	0,938	0,344	0,034	14.	Mai.	36	17:41	18:16																	
2024-04-08 17:16:00	0,003519	828,8736	1	0,143774	0,006759	0,017658	25,7	249,4	-0,844	-0,317	0,433	0,939	0,341	0,031	15.	Mai.	36	17:42	18:17																	
2024-04-08 17:17:00	0,003526	827,4474	1	0,146156	0,006859	0,016356	25,5	249,6	-0,846	-0,314	0,431	0,941	0,338	0,029	16.	Mai.	36	17:44	18:19																	
2024-04-08 17:18:00	0,003529	826,0158	1	0,148579	0,006961	0,014916	25,4	249,8	-0,848	-0,312	0,428	0,942	0,335	0,026	17.	Mai.	36	17:45	18:20																	
2024-04-08 17:19:00	0,003526	824,5789	1	0,151042	0,007064	0,013319	25,2	250	-0,851	-0,309	0,426	0,943	0,332	0,023	18.	Mai.	36	17:46	18:21																	
2024-04-08 17:20:00	0,003518	823,1367	1	0,153547	0,007169	0,011545	25	250,3	-0,853	-0,306	0,423	0,944	0,329	0,02	19.	Mai.	37	17:47	18:23																	
2024-04-08 17:21:00	0,003502	821,6892	1	0,156094	0,007275	0,009523	24,9	250,5	-0,855	-0,303	0,421	0,945	0,326	0,017	20.	Mai.	37	17:49	18:25																	
2024-04-08 17:22:00	0,003474	820,2363	1	0,158685	0,007382	0,007102	24,7	250,7	-0,857	-0,3	0,419	0,946	0,323	0,015	21.	Mai.	37	17:50	18:26																	
2024-04-09 16:52:00	0,002289	862,4629	1	0,094114	0,004604	0,0129	29,5	244,3	-0,784	-0,378	0,493	0,907	0,408	0,104	22.	Mai.	37	17:51	18:27																	
2024-04-09 16:53:00	0,002382	861,1789	1	0,095656	0,004672	0,01551	29,4	244,5	-0,787	-0,375	0,491	0,909	0,405	0,101	23.	Mai.	37	17:52	18:28																	
2024-04-09 16:54:00	0,002724	859,8893	1	0,097224	0,004742	0,017858	29,2	244,7	-0,789	-0,372	0,489	0,91	0,403	0,098	24.	Mai.	37	17:53	18:29																	
2024-04-09 16:55:00	0,002565	858,5941	1	0,098819	0,004812	0,020021	29,1	245	-0,792	-0,37	0,486	0,912	0,4	0,095	25.	Mai.	37	17:54	18:30																	
2024-04-09 16:56:00	0,002656	857,2935	1	0,100442	0,004884	0,022039	28,9	245,2	-0,794	-0,367	0,484	0,913	0,397	0,093	26.	Mai.	37	17:55	18:31																	
2024-04-09 16:57:00	0,002747	855,9874	1	0,102092	0,0																															

	Corneal Irradiance	DNI (W/m ²)	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	Minuten	Minuten im Zeitraum	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 4
2024-05-06 18:28:00	0,0045	762,6641		0,233946	0,01012	0,000972	20,7	271,7	-0,935	0,028	0,353	0,999	-0,012	-0,044	23. Mai.	6	18:53	18:58				
2024-05-06 18:29:00	0,004597	761,1988		0,237699	0,010262	0,001785	20,5	271,9	-0,936	0,031	0,35	0,999	-0,015	-0,046	24. Mai.	11	18:51	19:01				
2024-05-06 18:30:00	0,004684	759,7296		0,241509	0,010407	0,002303	20,4	272,1	-0,937	0,034	0,348	0,999	-0,019	-0,049	25. Mai.	13	18:51	19:03				
2024-05-06 18:31:00	0,004772	758,2565		0,245376	0,010553	0,002806	20,2	272,3	-0,938	0,037	0,345	0,998	-0,022	-0,051	26. Mai.	16	18:50	19:05				
2024-05-06 18:32:00	0,004861	756,7796		0,249302	0,010701	0,003294	20	272,5	-0,939	0,04	0,342	0,998	-0,026	-0,054	27. Mai.	18	18:49	19:06				
2024-05-06 18:33:00	0,00495	755,2988		0,253286	0,010851	0,003766	19,9	272,7	-0,939	0,044	0,34	0,998	-0,029	-0,056	28. Mai.	20	18:49	19:08				
2024-05-06 18:34:00	0,005033	753,8141		0,25733	0,011002	0,004071	19,7	272,8	-0,94	0,047	0,337	0,998	-0,032	-0,058	29. Mai.	21	18:49	19:09				
2024-05-06 18:35:00	0,005092	752,3255		0,261435	0,011156	0,003819	19,5	273	-0,941	0,05	0,335	0,998	-0,036	-0,061	30. Mai.	22	18:50	19:11				
2024-05-06 18:36:00	0,005129	750,8331		0,265601	0,011311	0,003103	19,4	273,2	-0,942	0,053	0,332	0,997	-0,039	-0,063	31. Mai.	24	18:50	19:13				
2024-05-06 18:37:00	0,005115	749,3369		0,269829	0,011468	0,001304	19,2	273,4	-0,943	0,056	0,329	0,997	-0,043	-0,066	1. Jun.	25	18:50	19:14				
2024-05-07 18:26:00	0,004309	767,502		0,221488	0,009642	0,00153	21,2	271,5	-0,932	0,025	0,362	0,999	-0,008	-0,035	2. Jun.	27	18:49	19:15				
2024-05-07 18:27:00	0,00442	766,0563		0,225045	0,009778	0,002764	21	271,7	-0,933	0,028	0,359	0,999	-0,012	-0,037	3. Jun.	28	18:49	19:16				
2024-05-07 18:28:00	0,004532	764,6066		0,228655	0,009916	0,003957	20,9	271,9	-0,934	0,031	0,356	0,999	-0,015	-0,04	4. Jun.	28	18:50	19:17				
2024-05-07 18:29:00	0,004641	763,1531		0,23232	0,010056	0,005031	20,7	272,1	-0,935	0,034	0,354	0,999	-0,018	-0,042	5. Jun.	29	18:50	19:18				
2024-05-07 18:30:00	0,004745	761,6957		0,23604	0,010197	0,005912	20,6	272,3	-0,936	0,037	0,351	0,999	-0,022	-0,045	6. Jun.	29	18:51	19:19				
2024-05-07 18:31:00	0,004842	760,2345		0,239817	0,010341	0,006589	20,4	272,5	-0,936	0,041	0,349	0,999	-0,025	-0,047	7. Jun.	30	18:51	19:20				
2024-05-07 18:32:00	0,00493	758,7694		0,24365	0,010486	0,007012	20,2	272,7	-0,937	0,044	0,346	0,998	-0,028	-0,05	8. Jun.	31	18:51	19:21				
2024-05-07 18:33:00	0,005018	757,3005		0,24754	0,010633	0,007421	20,1	272,9	-0,938	0,047	0,343	0,998	-0,032	-0,052	9. Jun.	32	18:51	19:22				
2024-05-07 18:34:00	0,005107	755,8277		0,251489	0,010781	0,007818	19,9	273	-0,939	0,05	0,341	0,998	-0,035	-0,054	10. Jun.	32	18:51	19:22				
2024-05-07 18:35:00	0,005197	754,351		0,255497	0,010932	0,008203	19,8	273,2	-0,94	0,053	0,338	0,998	-0,039	-0,057	11. Jun.	33	18:52	19:24				
2024-05-07 18:36:00	0,005275	752,8766		0,259564	0,011084	0,008322	19,6	273,4	-0,94	0,056	0,335	0,997	-0,042	-0,059	12. Jun.	33	18:52	19:24				
2024-05-07 18:37:00	0,005335	751,3863		0,263692	0,011238	0,008042	19,4	273,6	-0,941	0,059	0,333	0,997	-0,045	-0,062	13. Jun.	34	18:52	19:25				
2024-05-07 18:38:00	0,005367	749,8982		0,267882	0,011394	0,007211	19,3	273,8	-0,942	0,062	0,33	0,997	-0,049	-0,064	14. Jun.	34	18:52	19:25				
2024-05-07 18:39:00	0,005343	748,4064		0,272134	0,011552	0,005255	19,1	274	-0,943	0,066	0,327	0,996	-0,052	-0,067	15. Jun.	35	18:52	19:26				
2024-05-08 18:23:00	0,004083	772,7126		0,209781	0,009194	0,000831	21,7	271,4	-0,929	0,022	0,37	1	-0,004	-0,026	16. Jun.	35	18:53	19:27				
2024-05-08 18:24:00	0,004203	771,2843		0,213153	0,009325	0,002452	21,6	271,6	-0,93	0,025	0,368	1	-0,008	-0,029	17. Jun.	35	18:53	19:27				
2024-05-08 18:25:00	0,004324	769,852		0,216575	0,009457	0,004004	21,4	271,7	-0,931	0,028	0,365	0,999	-0,011	-0,031	18. Jun.	35	18:53	19:27				
2024-05-08 18:26:00	0,004443	768,4159		0,22005	0,00959	0,00542	21,2	271,9	-0,931	0,031	0,362	0,999	-0,014	-0,033	19. Jun.	35	18:53	19:27				
2024-05-08 18:27:00	0,004553	766,9758		0,223577	0,009726	0,006543	21,1	272,1	-0,932	0,034	0,36	0,999	-0,018	-0,036	20. Jun.	35	18:54	19:28				
2024-05-08 18:28:00	0,004664	765,5319		0,227158	0,009863	0,00763	20,9	272,3	-0,933	0,038	0,357	0,999	-0,021	-0,038	21. Jun.	35	18:54	19:28				
2024-05-08 18:29:00	0,004777	764,0842		0,230792	0,010002	0,008679	20,8	272,5	-0,934	0,041	0,354	0,999	-0,025	-0,041	22. Jun.	35	18:54	19:28				
2024-05-08 18:30:00	0,004884	762,6325		0,234481	0,010143	0,009551	20,6	272,7	-0,935	0,044	0,352	0,999	-0,028	-0,043	23. Jun.	35	18:54	19:28				
2024-05-08 18:31:00	0,004987	761,1771		0,238225	0,010285	0,010291	20,4	272,9	-0,936	0,047	0,349	0,998	-0,031	-0,046	24. Jun.	35	18:54	19:28				
2024-05-08 18:32:00	0,005084	759,7177		0,242026	0,010429	0,010846	20,3	273,1	-0,937	0,05	0,347	0,998	-0,035	-0,048	25. Jun.	35	18:55	19:29				
2024-05-08 18:33:00	0,005172	758,2546		0,245883	0,010575	0,011189	20,1	273,2	-0,937	0,053	0,344	0,998	-0,038	-0,051	26. Jun.	34	18:55	19:28				
2024-05-08 18:34:00	0,00526	756,7876		0,249798	0,010722	0,011521	20	273,4	-0,938	0,056	0,341	0,998	-0,041	-0,053	27. Jun.	34	18:55	19:28				
2024-05-08 18:35:00	0,00535	755,3168		0,253771	0,010872	0,011843	19,8	273,6	-0,939	0,059	0,339	0,997	-0,045	-0,055	28. Jun.	34	18:55	19:28				
2024-05-08 18:36:00	0,005441	753,8421		0,257803	0,011023	0,012153	19,6	273,8	-0,94	0,062	0,336	0,997	-0,048	-0,058	29. Jun.	33	18:56	19:28				
2024-05-08 18:37:00	0,005514	752,3637		0,261895	0,011176	0,012112	19,5	274	-0,941	0,066	0,333	0,997	-0,052	-0,06	30. Jun.	33	18:56	19:28				
2024-05-08 18:38:00	0,005572	750,8815		0,266048	0,011331	0,01177	19,3	274,2	-0,941	0,069	0,331	0,997	-0,055	-0,063	1. Jul.	32	18:56	19:27				
2024-05-08 18:39:00	0,0056	749,3955		0,270262	0,011487	0,010852	19,1	274,4	-0,942	0,072	0,328	0,996	-0,058	-0,065	2. Jul.	31	18:56	19:26				
2024-05-08 18:40:00	0,005558	747,9057		0,274538	0,011646	0,008606	19	274,5	-0,943	0,075	0,325	0,996	-0,062	-0,067	3. Jul.	31	18:56	19:26				
2024-05-09 18:22:00	0,00397	776,0029		0,201974	0,00889	0,001445	22,1	271,4	-0,926	0,022	0,376	1	-0,004	-0,02	4. Jul.	30	18:56	19:25				
2024-05-09 18:23:00	0,004087	774,5899		0,20522	0,009016	0,003061	21,9	271,6	-0,927	0,025	0,374	1	-0,007	-0,022	5. Jul.	29	18:57	19:25				
2024-05-09 18:24:00	0,004204	773,1731		0,208516	0,009144	0,004609	21,8	271,8	-0,928	0,028	0,371	1	-0,011	-0,025	6. Jul.	28	18:57	19:24				
2024-05-09 18:25:00	0,004323	771,7524		0,211862	0,009274	0,006091	21,6	271,9	-0,929	0,031	0,368	1	-0,014	-0,027	7. Jul.	27	18:57	19:23				
2024-05-09 18:26:00	0,004442	770,3278		0,215258	0,009405	0,007512	21,4	272,1	-0,93	0,035	0,366	0,999	-0,017	-0,03	8. Jul.	27	18:56	19:22				
2024-05-09 18:27:00	0,004563	768,8994		0,218705	0,009538	0,008874	21,3	272,3	-0,931	0,038	0,363	0,999	-0,021	-0,032	9. Jul.	26	18:56	19:21				
2024-05-09 18:28:00																						