

# Blendgutachten Solarpark Breitenlesau

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage  
in der Nähe von Breitenlesau in Oberfranken (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, St2186 südwestlich.....	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, St2186 mittig.....	19
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, St2186 östlich.....	21
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südlich .....	22
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	23
6	Schlussbemerkung .....	23
7	Anhang .....	24 - 35

## SolPEG Blendgutachten

### Analyse der potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Breitenlesau

## 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 „Breitenlesau“ für Verkehrsteilnehmer auf angrenzenden Straßen, insbesondere der Staatsstraße 2186, sowie 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. Lichtleitlinie<sup>1</sup>, 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 „Breitenlesau“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für die Staatsstraße 2186.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Lichtleitlinie 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 Lichtleitlinie werden an entsprechender Stelle wiedergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

<sup>1</sup> Die Lichtleitlinie ist u.a. hier abrufbar: [http://www.solpeg.de/LAI\\_Lichtleitlinie\\_2012.pdf](http://www.solpeg.de/LAI_Lichtleitlinie_2012.pdf)

## 2 Systembeschreibung

### 2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet nordöstlich von Breitenlesau, einem Gemeindeteil der Stadt Waischenfeld in Oberfranken (Bayern). Zwischen den beiden Teilflächen verläuft die Staatsstraße 2186. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen nördlich von Breitenlesau in Oberfranken (Bayern). PV-Feld 1 ist leicht nach Südosten abfallend. PV-Feld 2 ist überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">49.869°N, 11.300°O, 445 m – 453 m ü. NN</a>
Kleinster Abstand zur Staatsstraße	ca. 20 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 400 m (nicht relevant)

Übersicht<sup>2</sup> über den Standort und die PV-Anlage (schematisch)

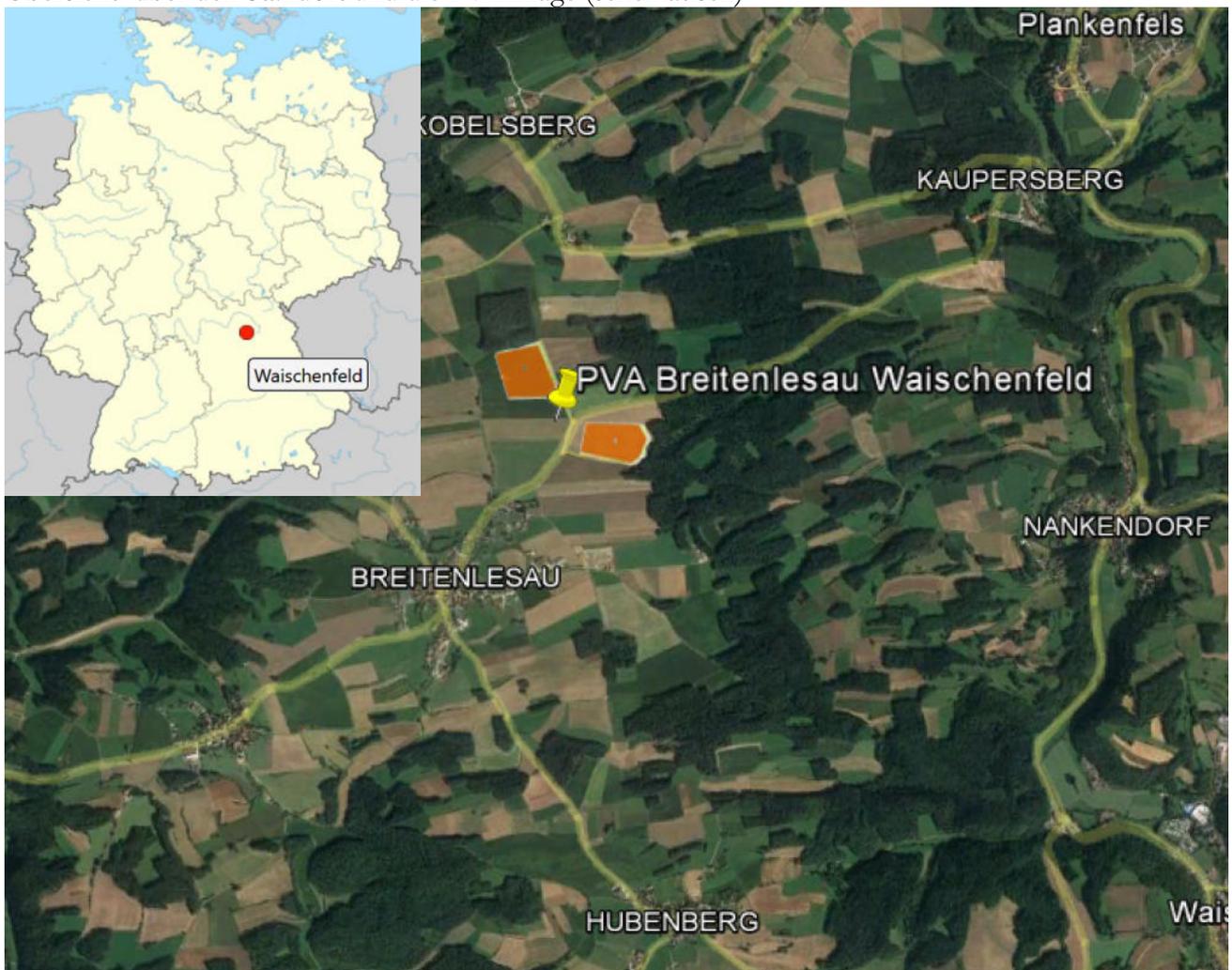


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

Übersicht über die PV-Anlage und Umgebung.



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

Detailansicht der PV-Anlage. Die blau markierten Bereiche sind die max. Ausdehnung der PV-Flächen.

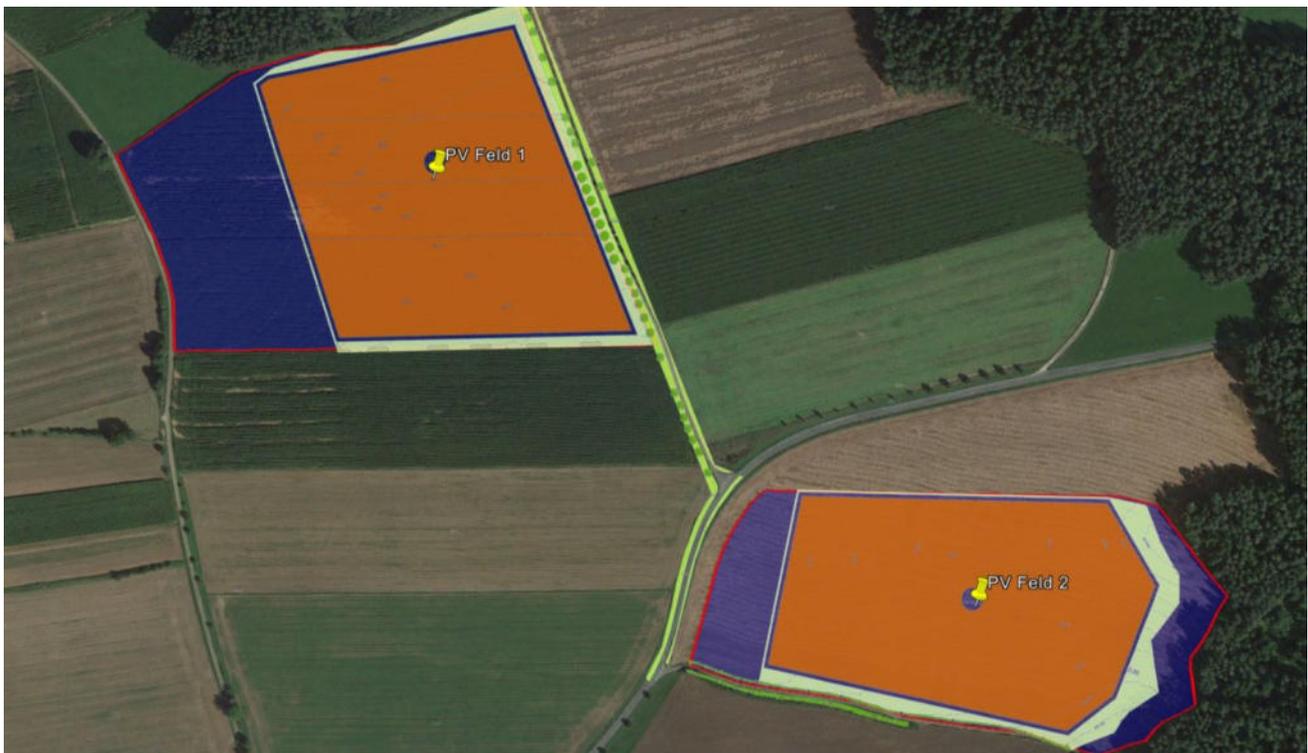


Bild 2.1.3: Details der PV-Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die folgenden Fotos vermitteln einen Eindruck der PV-Flächen.  
Blick in Richtung Osten auf das PV-Feld 2.



Bild 2.1.3 Foto der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, Oktober 2022, Ausschnitt)

Blick in Richtung Nordwesten auf das PV-Feld 1 (Feld liegt im Hintergrund vor dem Waldstück)



Bild 2.1.4 Foto der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, Oktober 2022, 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 südwestlich gelegene Gebäude. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz und der Entfernung von mindestens 400 m werden die Gebäude kaum von Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden und werden nicht untersucht. Auch weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung, und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.



Bild 2.2.1: Südwestlich 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 Braunschweig<sup>3</sup> 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:

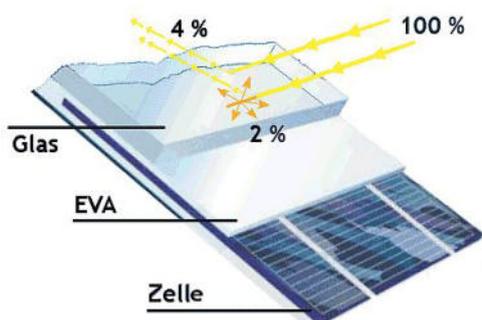


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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/m<sup>2</sup>) auf einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

<sup>3</sup> <https://oberlandesgericht-braunschweig.Schleswig-Holstein.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.

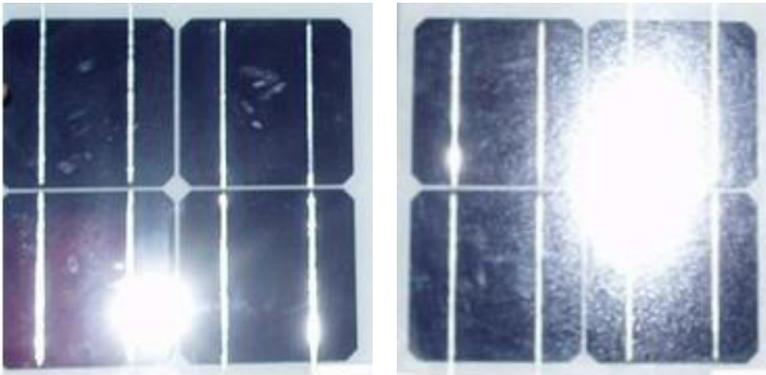


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

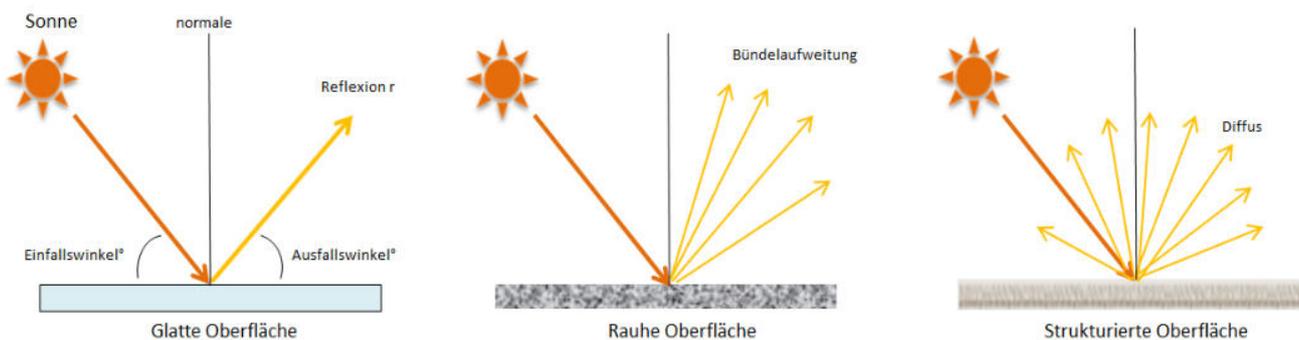


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV-Module mit Anti-Reflexions-Eigenschaften zum Einsatz kommen (z.B. Trina Solar, Jinko, LONGi). Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung. Als Beispiel ist im folgenden Bild ein Ausschnitt aus dem Datenblatt der Trina Solar Module zu sehen.

**MECHANICAL DATA**

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

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

### 3.3 Berechnung der Blendwirkung

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

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Lichtleitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA<sup>4</sup> 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:  $\gamma_p$ , Azimut  $\alpha_p$ ) bekannt ist, kann der Winkel der Reflexion ( $\theta_p$ ) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

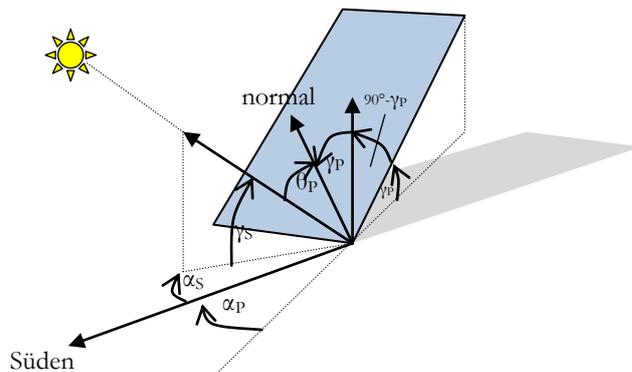


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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-Leitlinie<sup>5</sup> wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories<sup>6</sup>, New Mexico überprüft.

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

<sup>5</sup> Lichtleitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

<sup>6</sup> 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 einfachen Modulen. Dennoch sind Reflexionen nicht ausgeschlossen, insbesondere wenn das Sonnenlicht abends und morgens in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft. Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

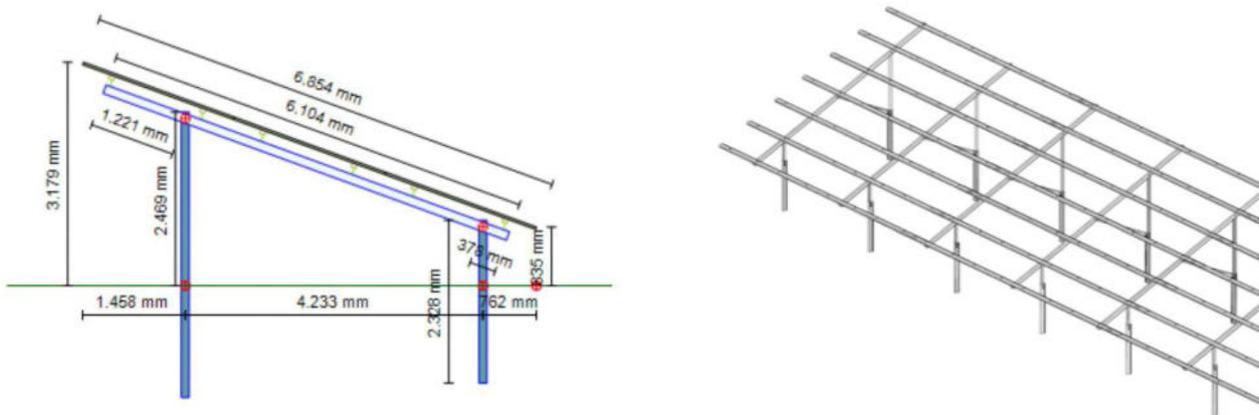


Bild 3.4.1: Beispiel der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung, Beispiel)

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

**Tabelle 2: Berechnungsparameter**

PV-Modul	Trina Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	20° (und Variante mit 15°)
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,8 m bis 3,20 m (max. zulässig 3,8 m)
Anzahl Messpunkte gesamt	3 Messpunkte <sup>7</sup> (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte über GOK	2,0 m (Sitzhöhe PKW/LKW gemittelt <sup>8</sup> )
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 Beeinträchtigung<sup>9</sup> 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.

<sup>7</sup> Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich im Anhang

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

<sup>9</sup> 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 Breitenlesau wurden insgesamt 3 Messpunkte festgelegt. Alle 3 Messpunkte liegen im Verlauf der St2186. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich auch im Anhang. 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:

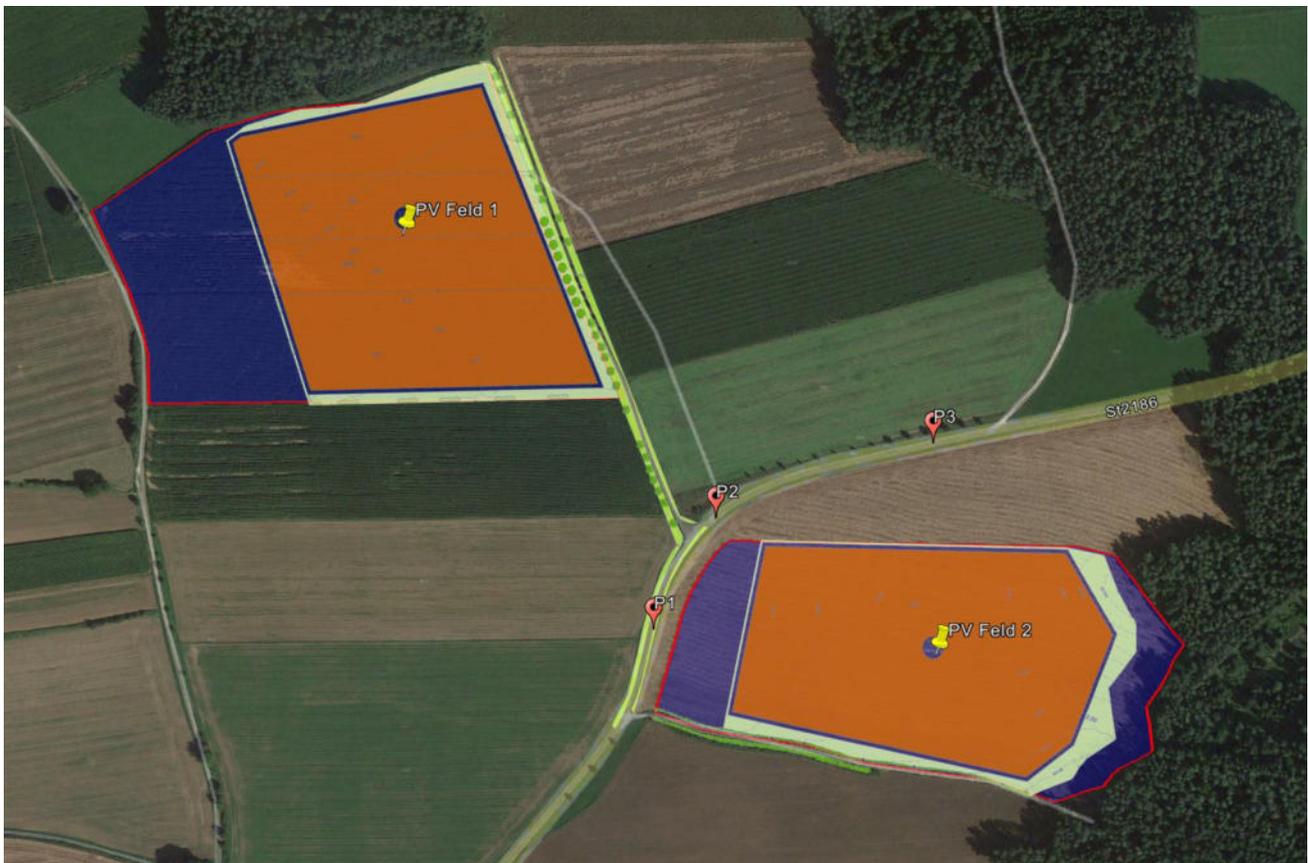


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV-Anlage und Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

## 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 Lichtleitlinie 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 Lichtleitlinie 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 Lichtleitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt<sup>10</sup> 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 Lichtleitlinie 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. Lichtleitlinie "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 ForgeSolar<sup>11</sup> basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories<sup>12</sup>. Die Software wird mittlerweile von 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.

<sup>10</sup> Lichtleitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

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

<sup>12</sup> 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. TMY<sup>13</sup>) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>14</sup> 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/m<sup>2</sup> beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Lichtleitlinie 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/cm<sup>2</sup>) 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.

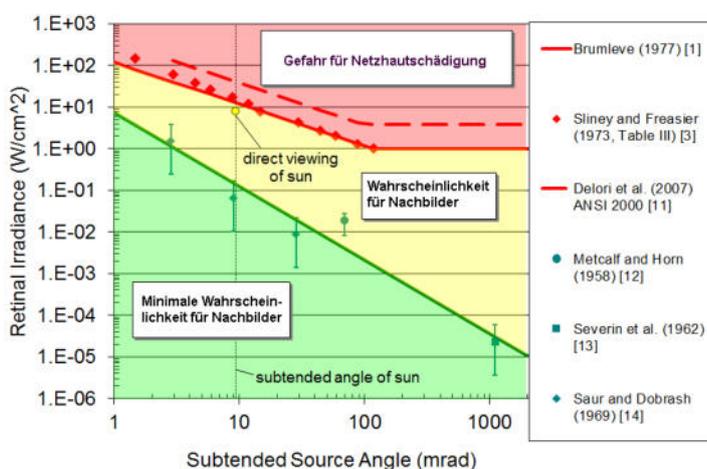


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

<sup>14</sup> DWD Service: [https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm\\_int\\_cfc.html](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](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 „Breitenlesau“ 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 des Zugverkehrs ist auf 2,5 m über GOK festgelegt, ansonsten 2,0 m.

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

In einer weiteren Betrachtung werden die örtlichen Gegebenheiten und die 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 3: Details zu den einzelnen Messpunkten (Immissionsorten):**

Messpunkt Bezeichnung	Breitengrad [°N]	Längengrad [°O]	Geländehöhe <sup>15</sup> ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 St2186 südwestlich	49.868269	11.300459	443,04	445,04	nicht relevant <sup>W</sup>
P2 St2186 mittig	49.869036	11.301115	443,49	445,49	nicht relevant <sup>W</sup>
P3 St2186 östlich	49.869626	11.303660	447,22	449,22	nicht relevant <sup>W</sup>
P4 Gebäude südlich	49.865572	11.296920	459,84	461,84	-

<sup>W</sup> = Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen, <sup>E</sup> = Entfernung, <sup>S</sup> = Sichtschutz oder Geländestruktur, <sup>D</sup> = Dauer

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

<sup>15</sup> GPS Längengrad, Breitengrad und Höhenangaben gemäß Google Earth Datenbasis (WGS84 / World Geodetic System 1984)

#### 4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, St2186 südwestlich

Am Messpunkt P1 auf der St2186 können theoretisch an insgesamt nur 614 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 19. Mai - 28. Juli, in den frühen Morgenstunden, zwischen 06:57 - 07:17 Uhr für max. 10 Minuten aus östlicher Richtung durch das PV-Feld 2 auftreten. Aufgrund der sehr geringen zeitlichen Dauer sind potenzielle Reflexionen im Bereich von Messpunkt P1 nicht relevant. Darüber hinaus liegen bei der Fahrt Richtung Norden die Einfallswinkel mit ca.  $+41^\circ$  bis  $+54^\circ$  rechts (östlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Auch unter diesem Aspekt sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Bei der Fahrt Richtung Süden sind die Einfallswinkel nochmals größer und damit nochmals weniger relevant. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz können zu keiner Zeit Reflexionen den Rückspiegel<sup>16</sup> erreichen.

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

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

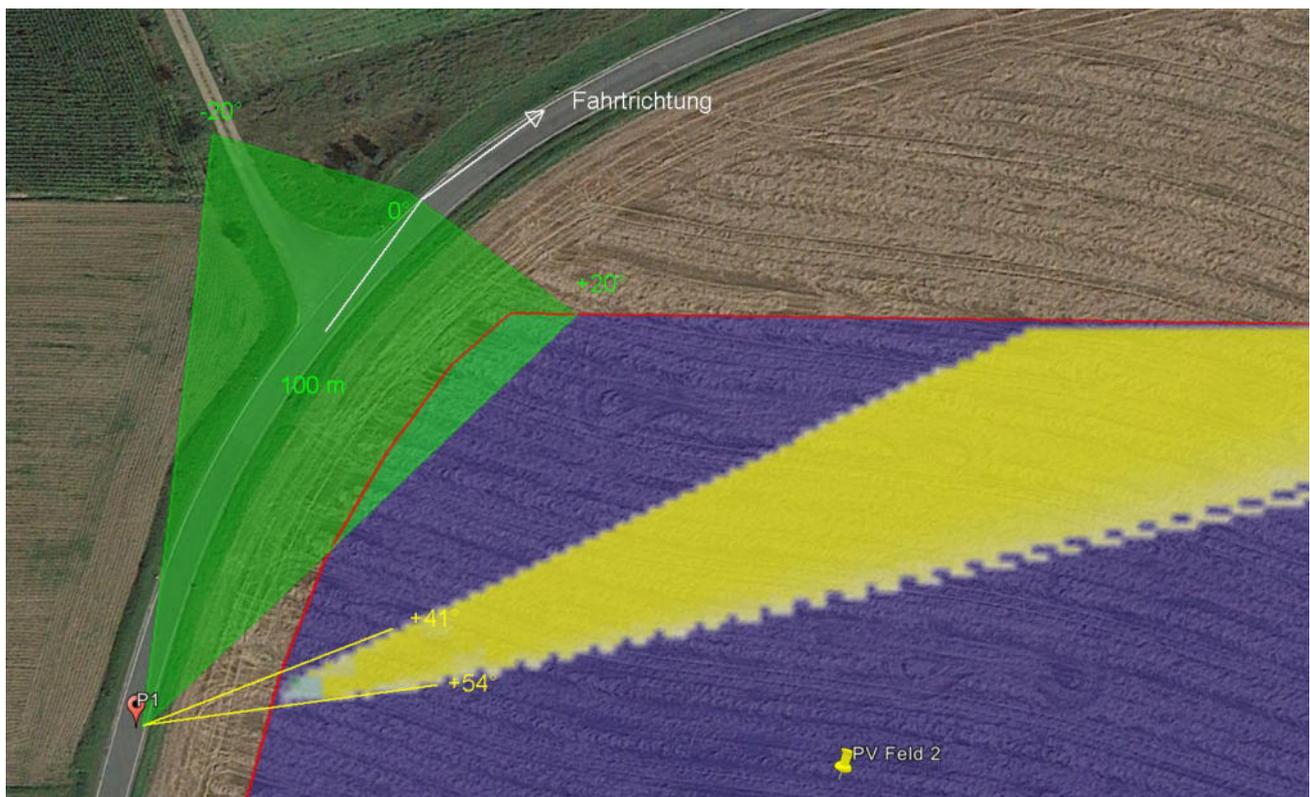


Bild 4.1.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

<sup>16</sup> Es gibt keine konkreten Vorgaben für den Sichtwinkel von Seiten- und Rückspiegeln, lediglich unkonkrete Formulierungen, dass diese eine "ausreichende Sicht" oder ein "angemessenes Sichtfeld" ermöglichen sollen. Daher wird der Sichtwinkel hier mit  $\pm 5^\circ$  zur Fahrtrichtung definiert. Überwiegend ist der Sichtwinkel durch die Größe der Heckscheibe bzw. die C-Säule begrenzt.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P1 aus Sicht des Fahrzeugführers bei der Fahrt Richtung Norden aus leicht erhöhter Position (ca. 2,1 m). Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die PV-Fläche im Randbereich teilweise *sichtbar* ist aber potenzielle Reflexionen wären nicht wahrnehmbar, rechts außerhalb des relevanten Sichtwinkels, außerhalb des Bildes.

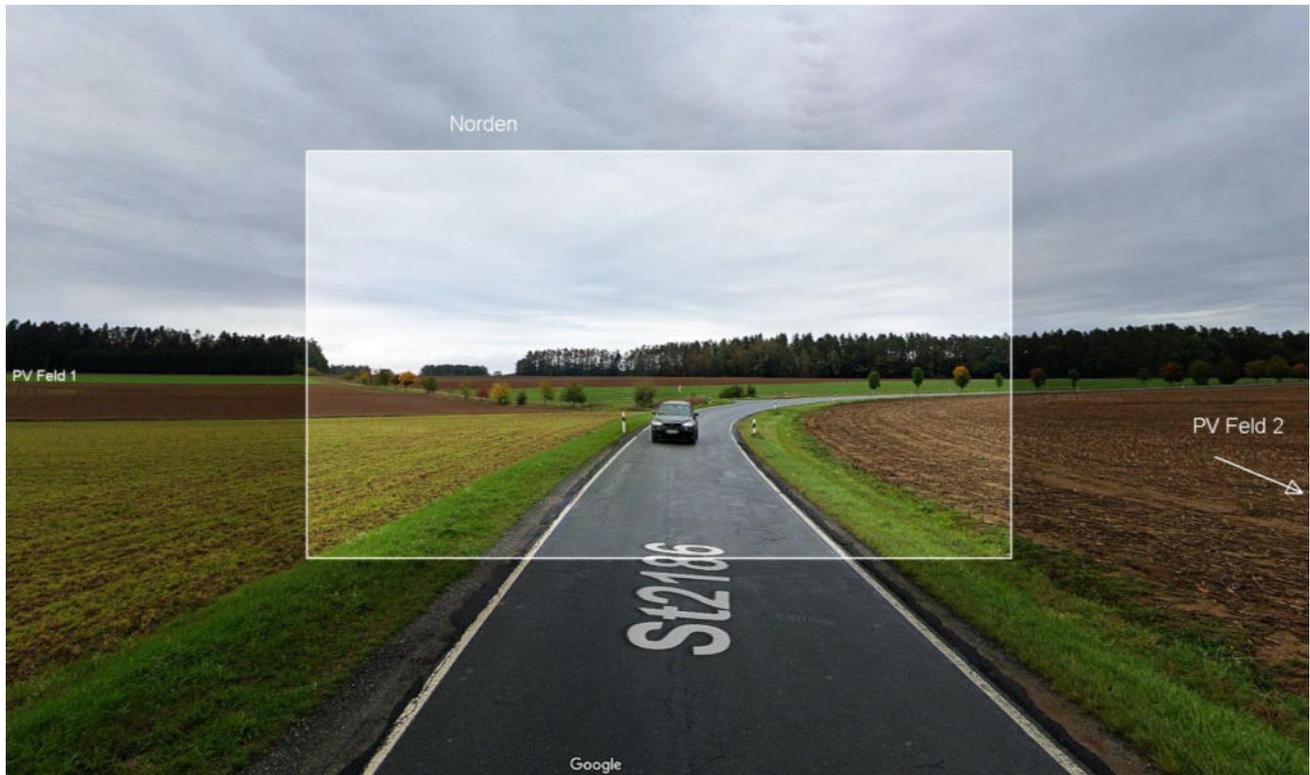


Bild 4.1.2: Foto am Messpunkt P1 (Quelle: Google StreetView, Oktober 2022, Ausschnitt)

Lt. Planungsunterlagen ist im Randbereich der PV-Flächen eine Begrünung geplant, sodass ohnehin überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist.

## 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, St2186 mittig

Am Messpunkt P2 auf der St2186 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 05. Mai - 08. August zwischen 19:17 - 19:42 Uhr für 5 bis max. 14 Minuten aus westlicher Richtung durch das PV-Feld 1 auftreten. Bei der Fahrt Richtung Süden liegen die Einfallswinkel mit ca.  $+73^\circ$  bis  $+85^\circ$  rechts (westlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Aber insbesondere aufgrund der großen Entfernung von ca. 230 m - 550 m zur Immissionsquelle sind potenzielle Reflexionen zu vernachlässigen. Mit zunehmender Entfernung verringert sich die Leuchtdichte der Moduloberfläche aufgrund der Bündelaufweitung der diffus reflektierten Lichtstrahlen. Die PV-Anlage wäre - sofern überhaupt sichtbar – nur als helle Fläche wahrnehmbar.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung 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 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P2 aus Sicht des Fahrzeugführers bei der Fahrt Richtung Süden aus leicht erhöhter Position (ca. 2,1 m). Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass das PV-Feld 1 nicht sichtbar, rechts außerhalb des relevanten Sichtwinkels, außerhalb des Bildes liegt.



Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2 (Quelle: Google StreetView, Oktober 2022, Ausschnitt)

### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, St2186 östlich

Am Messpunkt P3 auf der St2186 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 18. April - 24. August zwischen 19:10 - 19:42 Uhr für 5 bis max. 17 Minuten aus westlicher Richtung durch das PV-Feld 1 auftreten. Bei der Fahrt Richtung Westen liegen die Einfallswinkel mit ca.  $+22^\circ$  bis  $+49^\circ$  rechts (westlich) zur Fahrtrichtung außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Aufgrund der Einfallswinkel aber insbesondere aufgrund der sehr großen Entfernung von ca. 270 m - 690 m zur Immissionsquelle sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Die PV-Anlage wäre - sofern überhaupt sichtbar – nur als helle Fläche wahrnehmbar.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P3 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

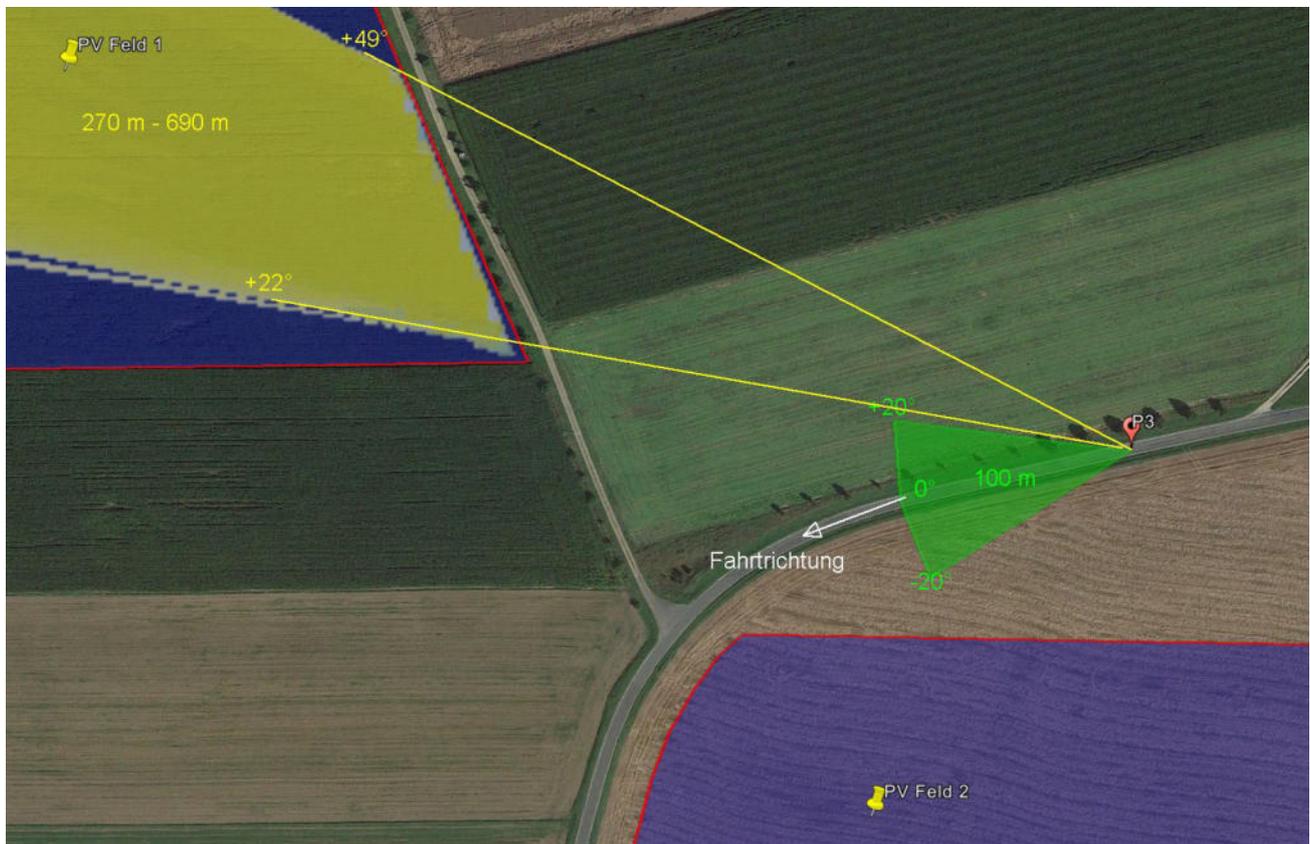


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P3 aus Sicht des Fahrzeugführers bei der Fahrt Richtung Westen aus leicht erhöhter Position (ca. 2,1 m). Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass das PV-Feld 1 überwiegend nicht sichtbar, rechts außerhalb des Bildes liegt.



Bild 4.3.2: Foto am Messpunkt P3 (Quelle: Google StreetView, Oktober 2022, Ausschnitt)

Das Foto verdeutlicht auch den Umstand, dass entlang der St2186 Bäume vorhanden sind, die in den betreffenden Zeiten einen zusätzlichen Sichtschutz darstellen. Rechtlich gesehen handelt es sich hier zwar nicht um einen dauerhaften Sichtschutz aber der Bewuchs kann dennoch nicht ignoriert werden. Aber selbst wenn der Bewuchs komplett gerodet werden sollte, sind potenzielle Reflexionen aufgrund der Einfallswinkel und der großen Entfernung nicht relevant.

#### 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südlich

Messpunkt P4 südwestlich 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 nur an insgesamt 625 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das PV Feld 2. Aufgrund der kurzen zeitlichen Dauer und insbesondere aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle von über 500 m sind potenzielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage oder eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potenzielle Blendwirkung der hier betrachteten PV-Anlage „Breitenlesau“ kann als „geringfügig“ klassifiziert<sup>17</sup> werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen auf 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 unbedeutend eingestuft werden.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV-Anlage Breitenlesau 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 unterschiedlichen Modulneigungen und Ausrichtung der Anlage. Erwartungsgemäß zeigen sich an einzelnen Immissionsorten leicht abweichende Ergebnisse, die Ausführungen zu den jeweiligen Messpunkten sind dennoch gültig. Die PV-Anlage kann demnach mit einer Modulneigung zwischen 15° - 20° errichtet werden.

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen.

Auf der St2186 können nur in geringem Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Aufgrund der Einfallswinkel und auch aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle sind potenzielle Reflexionen nicht relevant und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

Im Bereich der südlich gelegenen Gebäude sind keine relevanten Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Im weiteren Umfeld sind keine schutzwürdigen Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie 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. 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 12.12.2023

  
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

<sup>17</sup> Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse





**BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE**

PRODUCT: TSM-DEG21C.20

POWER RANGE: 640-665W

**665W**

MAXIMUM POWER OUTPUT

**0~+5W**

POSITIVE POWER TOLERANCE

**21.4%**

MAXIMUM EFFICIENCY



**High customer value**

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



**High power up to 665W**

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



**High reliability**

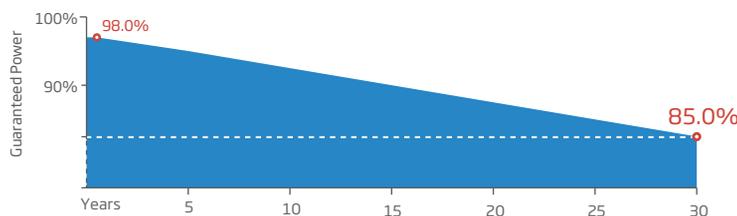
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive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



**High energy yield**

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

**Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty**



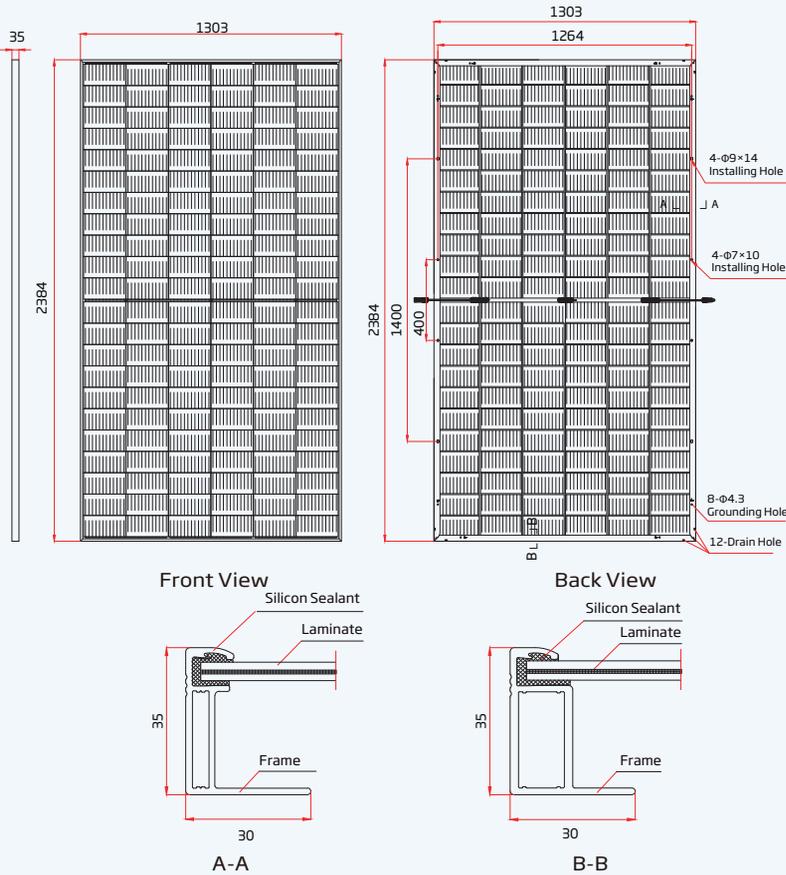
**Comprehensive Products and System Certificates**



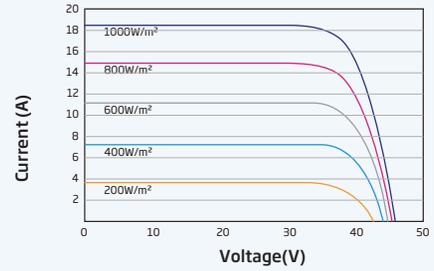
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730  
 ISO 9001: Quality Management System  
 ISO 14001: Environmental Management System  
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification  
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



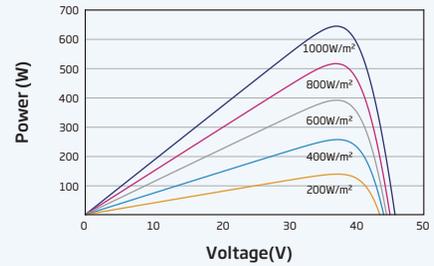
### DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



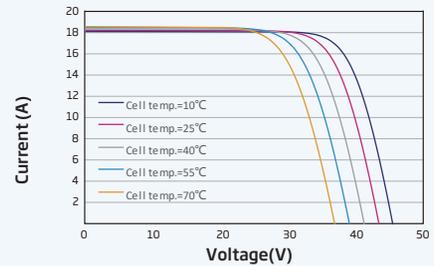
### I-V CURVES OF PV MODULE(645 W)



### P-V CURVES OF PV MODULE(645W)



### I-V CURVES OF PV MODULE(645 W)



### ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts - P <sub>MAX</sub> (Wp)*	640	645	650	655	660	665
Power Tolerance - P <sub>MAX</sub> (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage - V <sub>MPP</sub> (V)	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current - I <sub>MPP</sub> (A)	17.19	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39
Open Circuit Voltage - V <sub>OC</sub> (V)	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current - I <sub>SC</sub> (A)	18.26	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. \*Measuring tolerance:  $\pm$ 3%.

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

Total Equivalent power - P <sub>MAX</sub> (Wp)	685	690	696	701	706	712
Maximum Power Voltage - V <sub>MPP</sub> (V)	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current - I <sub>MPP</sub> (A)	18.39	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60
Open Circuit Voltage - V <sub>OC</sub> (V)	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current - I <sub>SC</sub> (A)	19.54	19.59	19.63	19.69	19.74	19.79
Irradiance ratio (rear/front)	10%					

Power Bifaciality: 70 $\pm$ 5%.

### ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power - P <sub>MAX</sub> (Wp)	484	488	492	495	499	504
Maximum Power Voltage - V <sub>MPP</sub> (V)	34.7	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6
Maximum Power Current - I <sub>MPP</sub> (A)	13.94	13.98	14.01	14.05	14.10	14.16
Open Circuit Voltage - V <sub>OC</sub> (V)	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current - I <sub>SC</sub> (A)	14.71	14.75	14.79	14.83	14.87	14.91

NOCT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

### MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384 $\times$ 1303 $\times$ 35 mm (93.86 $\times$ 51.30 $\times$ 1.38 inches)
Weight	38.7 kg (85.3 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4*

\*Please refer to regional datasheet for specified connector.

### TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C ( $\pm$ 2°C)
Temperature Coefficient of P <sub>MAX</sub>	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V <sub>OC</sub>	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I <sub>SC</sub>	0.04%/°C

### MAXIMUM RATINGS

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

### WARRANTY

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

(Please refer to product warranty for details)

### PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 31 pieces  
Modules per 40' container: 558 pieces

# Breitenlesau

## Breitenlesau

**Created** Dec 13, 2023  
**Updated** Dec 13, 2023  
**Time-step** 1 minute  
**Timezone offset** UTC2  
**Minimum sun altitude** 8.0 deg  
**Site ID** 107794.18698

**Project type** Advanced  
**Project status:** active  
**Category** 5 MW to 10 MW



### Misc. Analysis Settings

**DNI:** varies (1,000.0 W/m<sup>2</sup> peak)  
 Ocular transmission coefficient: 0.5  
 Pupil diameter: 0.002 m  
 Eye focal length: 0.017 m  
 Sun subtended angle: 9.3 mrad

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

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld 1	20.0	180.0	1,631	3,251	-
PV Feld 2	20.0	180.0	1,513	3,303	-

# Component Data

## PV Array(s)

Total PV footprint area: 145,056 m<sup>2</sup>

**Name:** PV Feld 1  
**Footprint area:** 78,678 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 20.0 deg  
**Orientation:** 180.0 deg  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	49.871246	11.294238	454.29	2.00	456.29
2	49.871865	11.295622	454.33	2.00	456.33
3	49.871969	11.296260	453.76	2.00	455.76
4	49.872052	11.297076	453.30	2.00	455.30
5	49.872346	11.298551	451.51	2.00	453.51
6	49.869944	11.300056	443.85	2.00	445.85
7	49.869905	11.294872	449.50	2.00	451.50
8	49.870258	11.294883	451.16	2.00	453.16
9	49.870569	11.294770	452.41	2.00	454.41

**Name:** PV Feld 2  
**Footprint area:** 66,378 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 20.0 deg  
**Orientation:** 180.0 deg  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	49.868940	11.301285	443.60	2.00	445.60
2	49.868909	11.305168	446.84	2.00	448.84
3	49.868819	11.305673	445.74	2.00	447.74
4	49.868055	11.306467	447.65	2.00	449.65
5	49.867689	11.306000	450.14	2.00	452.14
6	49.867447	11.306005	461.11	2.00	463.11
7	49.867260	11.305582	456.72	2.00	458.72
8	49.866990	11.305340	458.93	2.00	460.93
9	49.867215	11.304262	449.74	2.00	451.74
10	49.867329	11.302835	448.58	2.00	450.58
11	49.867450	11.302234	448.02	2.00	450.02
12	49.867699	11.300485	445.08	2.00	447.08
13	49.868363	11.300737	443.35	2.00	445.35
14	49.868705	11.300973	443.27	2.00	445.27

## Discrete Observation Receptors

Number	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total Elevation m
OP 1	49.868269	11.300459	443.04	2.00	445.04
OP 2	49.869036	11.301115	443.49	2.00	445.49
OP 3	49.869626	11.303660	447.22	2.00	449.22
OP 4	49.865572	11.296920	459.84	2.00	461.84

# 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 1	20.0	180.0	1,631	3,251	-	
PV Feld 2	20.0	180.0	1,513	3,303	-	

## 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-1 (green)	0	0	0	53	93	101	93	90	0	0	0	0
pv-feld-1 (yellow)	0	0	0	166	514	496	514	353	0	0	0	0
pv-feld-2 (green)	0	0	0	102	409	359	368	275	0	0	0	0
pv-feld-2 (yellow)	0	0	0	18	805	1199	1095	186	0	0	0	0

## PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

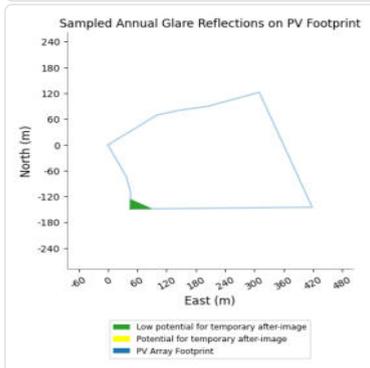
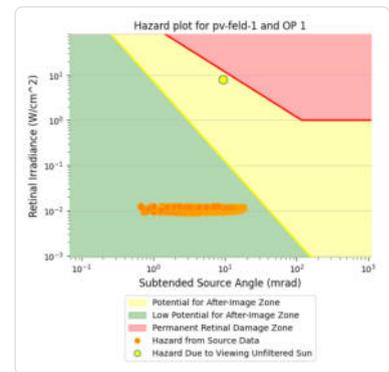
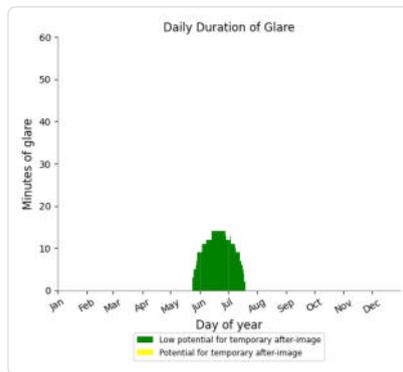
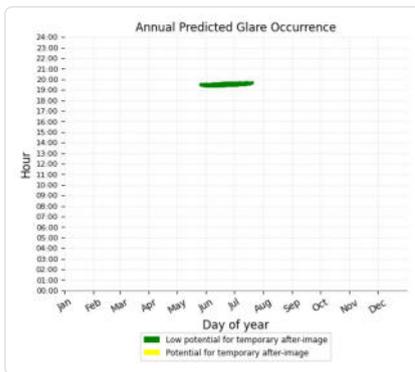
### PV Feld 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	592	0
OP: OP 2	610	1218
OP: OP 3	429	2033
OP: OP 4	0	0

## PV Feld 1: OP 1

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

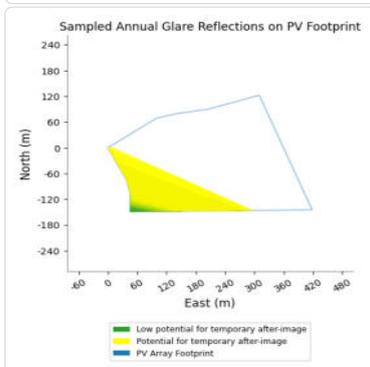
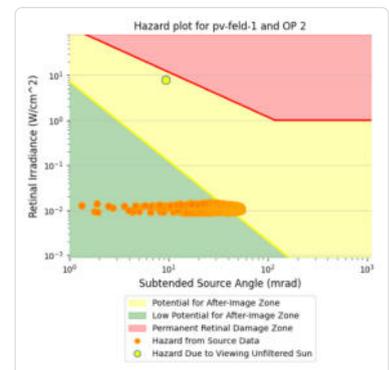
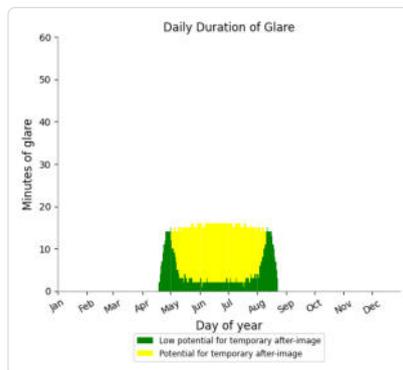
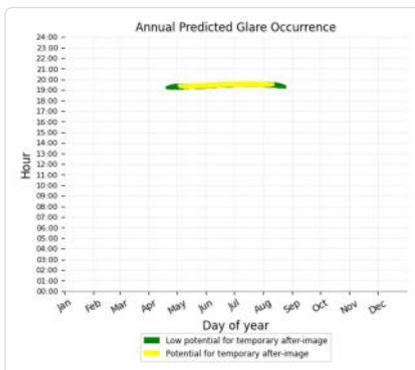
- 592 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld 1: OP 2

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

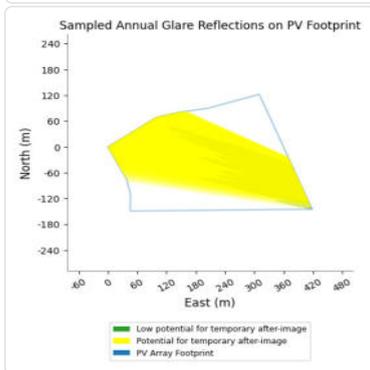
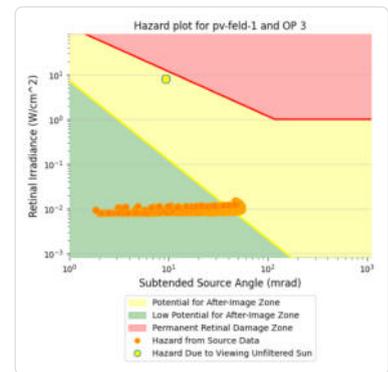
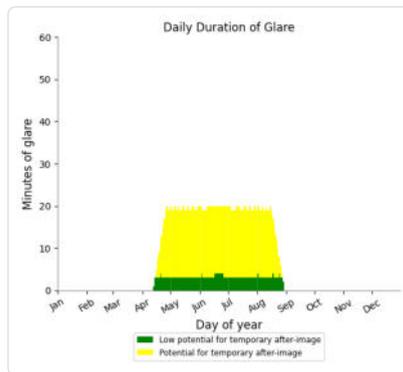
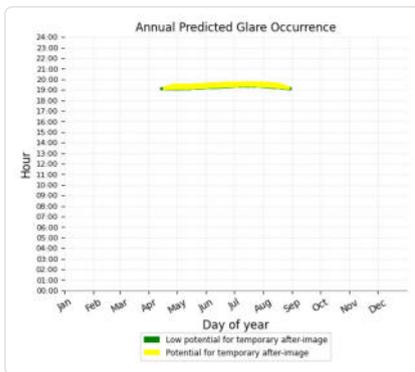
- 610 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,218 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld 1: OP 3

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

- 429 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,033 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld 1: OP 4

No glare found

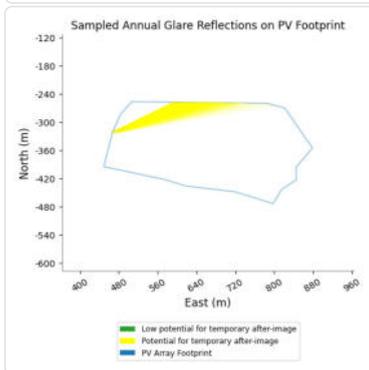
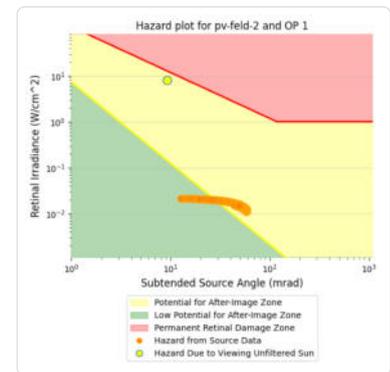
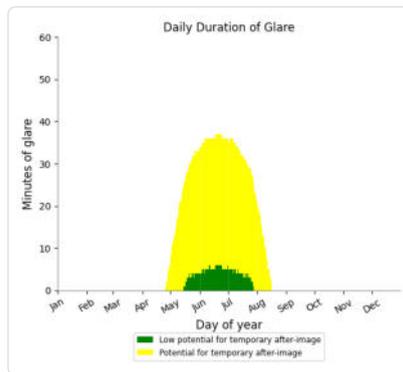
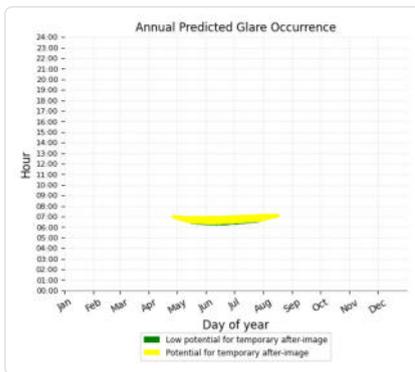
## PV Feld 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	317	2678
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	1196	625

## PV Feld 2: OP 1

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

- 317 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,678 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld 2: OP 2

No glare found

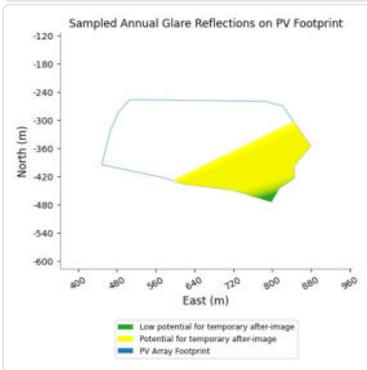
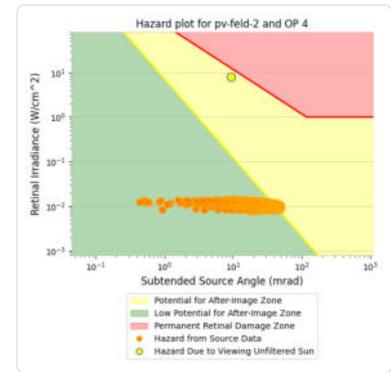
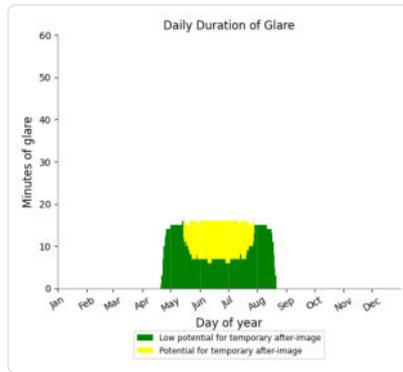
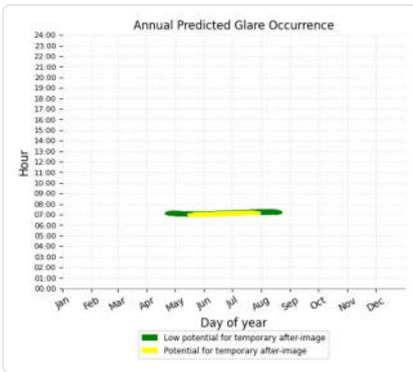
## PV Feld 2: OP 3

No glare found

## PV Feld 2: OP 4

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

- 1,196 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 625 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## Assumptions

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



	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Minuten	Anzahl Minuten	Tag	Minuten	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1
2023-04-26 07:00:00	0,010706	639,7487	2	0,407352	0,014781	0,048583	8,1	78,9	0,972	0,19	0,14	-0,972	-0,236	-0,015	26. Apr.	1	07:00	07:00				
2023-04-27 06:59:00	0,010658	639,8431	2	0,409349	0,014856	0,04776	8,2	78,5	0,97	0,197	0,142	-0,97	-0,242	-0,018	27. Apr.	2	06:59	07:00				
2023-04-27 07:00:00	0,010675	641,6453	2	0,400379	0,014571	0,04956	8,3	78,7	0,97	0,194	0,145	-0,97	-0,241	-0,014	28. Apr.	4	06:57	07:00				
2023-04-28 06:57:00	0,010417	639,699	2	0,420616	0,015261	0,043396	8,1	77,9	0,968	0,207	0,141	-0,968	-0,249	-0,025	29. Apr.	5	06:55	06:59				
2023-04-28 06:58:00	0,010533	641,4931	2	0,411419	0,014969	0,046071	8,2	78,1	0,968	0,204	0,143	-0,968	-0,248	-0,021	30. Apr.	6	06:53	06:58				
2023-04-28 06:59:00	0,010597	643,2837	2	0,420219	0,014683	0,048272	8,4	78,3	0,969	0,201	0,146	-0,969	-0,248	-0,017	1. Mai.	8	06:51	06:58				
2023-04-28 07:00:00	0,01066	645,0708	2	0,393612	0,014401	0,050446	8,6	78,5	0,969	0,197	0,149	-0,969	-0,247	-0,013	2. Mai.	9	06:50	06:58				
2023-04-29 06:55:00	0,01146	639,5399	2	0,432223	0,015678	0,049366	8	77,3	0,966	0,217	0,139	-0,966	-0,256	-0,033	3. Mai.	11	06:48	06:58				
2023-04-29 06:56:00	0,011369	641,326	2	0,422795	0,015379	0,050333	8,2	77,5	0,966	0,214	0,142	-0,966	-0,255	-0,029	4. Mai.	12	06:47	06:58				
2023-04-29 06:57:00	0,010392	643,1086	2	0,413567	0,015085	0,044202	8,3	77,7	0,967	0,211	0,145	-0,967	-0,254	-0,024	5. Mai.	13	06:45	06:57				
2023-04-29 06:58:00	0,010524	644,8877	2	0,404535	0,014797	0,047002	8,5	77,9	0,967	0,207	0,148	-0,967	-0,254	-0,02	6. Mai.	14	06:44	06:57				
2023-04-29 06:59:00	0,010593	646,6634	2	0,395697	0,014513	0,049241	8,6	78,1	0,967	0,204	0,15	-0,967	-0,253	-0,016	7. Mai.	15	06:43	06:57				
2023-04-30 06:53:00	0,011463	637,7997	2	0,434515	0,015719	0,049165	8,1	76,9	0,964	0,224	0,141	-0,964	-0,262	-0,036	8. Mai.	17	06:41	06:57				
2023-04-30 06:54:00	0,011355	639,585	2	0,425054	0,015419	0,050002	8,3	77,1	0,965	0,22	0,144	-0,965	-0,261	-0,032	9. Mai.	18	06:40	06:57				
2023-04-30 06:55:00	0,011256	641,3669	2	0,415793	0,015125	0,050901	8,4	77,3	0,965	0,217	0,146	-0,965	-0,26	-0,027	10. Mai.	20	06:37	06:56				
2023-04-30 06:56:00	0,010318	643,1453	2	0,40673	0,014837	0,045042	8,6	77,5	0,965	0,214	0,149	-0,965	-0,26	-0,023	11. Mai.	21	06:36	06:56				
2023-04-30 06:57:00	0,010459	644,9202	2	0,397858	0,014553	0,04791	8,7	77,7	0,966	0,211	0,152	-0,966	-0,259	-0,019	12. Mai.	21	06:35	06:55				
2023-04-30 06:58:00	0,010529	646,6917	2	0,389176	0,014275	0,050144	8,9	77,9	0,966	0,207	0,154	-0,966	-0,258	-0,015	13. Mai.	22	06:34	06:55				
2023-05-01 06:51:00	0,011606	637,6171	2	0,446594	0,016151	0,047895	8	76,9	0,962	0,233	0,14	-0,962	-0,268	-0,043	14. Mai.	24	06:32	06:55				
2023-05-01 06:52:00	0,011524	639,3945	2	0,436893	0,015844	0,048939	8,2	76,6	0,963	0,23	0,142	-0,963	-0,268	-0,039	15. Mai.	24	06:32	06:55				
2023-05-01 06:53:00	0,011421	641,1685	2	0,427397	0,015543	0,049819	8,3	76,7	0,963	0,227	0,145	-0,963	-0,267	-0,035	16. Mai.	25	06:31	06:55				
2023-05-01 06:54:00	0,011306	642,9391	2	0,418102	0,015247	0,050595	8,5	76,9	0,963	0,224	0,148	-0,963	-0,266	-0,031	17. Mai.	25	06:31	06:55				
2023-05-01 06:55:00	0,011199	644,7063	2	0,409004	0,014956	0,051426	8,7	77,1	0,964	0,22	0,15	-0,964	-0,266	-0,026	18. Mai.	26	06:30	06:55				
2023-05-01 06:56:00	0,010303	646,47	2	0,4001	0,01467	0,045904	8,8	77,3	0,964	0,217	0,153	-0,964	-0,265	-0,022	19. Mai.	26	06:30	06:54				
2023-05-01 06:57:00	0,010447	648,2302	2	0,391384	0,01439	0,048784	9	77,5	0,964	0,214	0,156	-0,964	-0,264	-0,018	20. Mai.	26	06:29	06:54				
2023-05-01 06:58:00	0,010513	649,987	2	0,382853	0,014114	0,050974	9,1	77,7	0,965	0,211	0,159	-0,965	-0,263	-0,014	21. Mai.	26	06:30	06:55				
2023-05-02 06:50:00	0,011648	639,189	2	0,449094	0,016281	0,047517	8,1	76	0,961	0,24	0,141	-0,961	-0,274	-0,046	22. Mai.	27	06:29	06:55				
2023-05-02 06:51:00	0,011578	640,9552	2	0,439357	0,015972	0,048652	8,3	76,2	0,961	0,237	0,144	-0,961	-0,274	-0,042	23. Mai.	27	06:29	06:55				
2023-05-02 06:52:00	0,011485	642,7181	2	0,429826	0,015669	0,049607	8,4	76,4	0,961	0,233	0,146	-0,961	-0,273	-0,038	24. Mai.	28	06:28	06:55				
2023-05-02 06:53:00	0,011375	644,4775	2	0,420496	0,015371	0,050424	8,6	76,5	0,962	0,23	0,149	-0,962	-0,272	-0,034	25. Mai.	28	06:28	06:55				
2023-05-02 06:54:00	0,011254	646,2336	2	0,411363	0,015078	0,05115	8,7	76,7	0,962	0,227	0,152	-0,962	-0,271	-0,03	26. Mai.	29	06:27	06:55				
2023-05-02 06:55:00	0,011139	647,9862	2	0,402423	0,01479	0,051913	8,9	76,9	0,962	0,224	0,155	-0,962	-0,271	-0,025	27. Mai.	29	06:27	06:55				
2023-05-02 06:56:00	0,010288	649,7354	2	0,393672	0,014508	0,04675	9	77,1	0,963	0,221	0,157	-0,963	-0,27	-0,021	28. Mai.	28	06:27	06:54				
2023-05-02 06:57:00	0,010431	651,4812	2	0,385107	0,01423	0,049609	9,2	77,3	0,963	0,217	0,16	-0,963	-0,269	-0,017	29. Mai.	29	06:26	06:54				
2023-05-02 06:58:00	0,010488	653,2235	2	0,376724	0,013957	0,051721	9,4	77,5	0,963	0,214	0,163	-0,963	-0,269	-0,013	30. Mai.	29	06:26	06:54				
2023-05-03 06:48:00	0,011683	637,4187	2	0,461672	0,016691	0,04561	8	75,4	0,958	0,249	0,14	-0,958	-0,281	-0,053	31. Mai.	29	06:27	06:55				
2023-05-03 06:49:00	0,011654	639,1842	2	0,451688	0,016375	0,04706	8,2	75,6	0,959	0,246	0,142	-0,959	-0,28	-0,049	1. Jun.	30	06:26	06:55				
2023-05-03 06:50:00	0,011596	640,9465	2	0,441913	0,016065	0,048286	8,3	75,8	0,959	0,243	0,145	-0,959	-0,279	-0,045	2. Jun.	30	06:26	06:55				
2023-05-03 06:51:00	0,011516	642,7053	2	0,432344	0,01576	0,049338	8,5	76	0,96	0,24	0,148	-0,96	-0,279	-0,041	3. Jun.	30	06:26	06:55				
2023-05-03 06:52:00	0,011415	644,4607	2	0,422977	0,015461	0,050224	8,6	76,2	0,96	0,237	0,15	-0,96	-0,278	-0,037	4. Jun.	30	06:26	06:55				
2023-05-03 06:53:00	0,011299	646,2128	2	0,413807	0,015167	0,05099	8,8	76,3	0,96	0,233	0,153	-0,96	-0,277	-0,033	5. Jun.	30	06:26	06:55				
2023-05-03 06:54:00	0,011173	647,9614	2	0,404831	0,014878	0,051668	9	76,5	0,961	0,23	0,156	-0,961	-0,276	-0,029	6. Jun.	31	06:26	06:56				
2023-05-03 06:55:00	0,011049	649,7067	2	0,396045	0,014594	0,052354	9,1	76,7	0,961	0,227	0,158	-0,961	-0,276	-0,025	7. Jun.	31	06:26	06:56				
2023-05-03 06:56:00	0,010256	651,4485	2	0,387444	0,014316	0,047638	9,3	76,9	0,961	0,224	0,161	-0,961	-0,275	-0,02	8. Jun.	31	06:26	06:56				
2023-05-03 06:57:00	0,010394	653,1869	2	0,379025	0,014042	0,050439	9,4	77,1	0,961	0,221	0,164	-0,961	-0,274	-0,016	9. Jun.	31	06:26	06:56				
2023-05-03 06:58:00	0,010394	654,9219	2	0,370784	0,013773	0,052086	9,6	77,3	0,962	0,217	0,167	-0,962	-0,274	-0,012	10. Jun.	31	06:26	06:56				
2023-05-04 06:47:00	0,011699	638,9472	2	0,464401	0,01683	0,045	8,1	75	0,956	0,256	0,141	-0,956	-0,286	-0,056	11. Jun.	30	06:26	06:55				
2023-05-04 06:48:00	0,01168	640,7018	2	0,454377	0,016512	0,046534	8,3	75,2	0,957	0,253	0,144	-0,957	-0,286	-0,052	12. Jun.	30	06:27	06:56				
2023-05-04 06:49:00	0,011																					