

SolPEG Blendgutachten Solarpark Oldendorf

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in der Nähe von Oldendorf in Schleswig-Holstein**

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

☎ +49 40 79 69 59 36
📞 +49 40 79 69 59 38
✉ info@solpeg.com
🌐 www.solpeg.com

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung.....	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	7
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....	8
3.1	Rechtliche Hinweise	8
3.2	Blendwirkung von PV-Modulen	8
3.3	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, Bahnstrecke südöstlich.....	18
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke südlich	20
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, B5 südöstlich.....	23
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, B5 südlich	24
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude südwestlich.....	25
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	27
6	Schlussbemerkung	27
7	Anhang (Auszug).....	28-39

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV-Anlage Oldendorf

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 900 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV-Anlage „Oldendorf“ für die Bahnstrecke der Marschbahn sowie für Anwohner der ggf. 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. Licht-Leitlinie¹, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV-Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Licht-Leitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV-Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV-Anlage „Oldendorf“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für die Bahnstrecke, Verkehrsteilnehmer auf der B5 sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

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

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

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

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 Licht-Leitlinie ist u.a. hier abrufbar: http://www.solpeg.de/LAI_Lichtleitlinie_2012.pdf

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 1 km südwestlich der Ortschaft Oldendorf in Schleswig-Holstein, ca. 4 km westlich von Itzehoe. Südlich der Fläche verlaufen auf einer Länge von ca. 1,3 km die Bahnstrecke der Marschbahn und die B5. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen ca. 1 km südlich von Oldendorf in Schleswig-Holstein. Die Flächen sind überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	53.942°N, 9.447°O, -1 m ü.N.N.
Abstand zur Bahnstrecke	ca. 30 m – 150 m
Abstand zur B5	ca. 75 m – 225 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 150 m

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

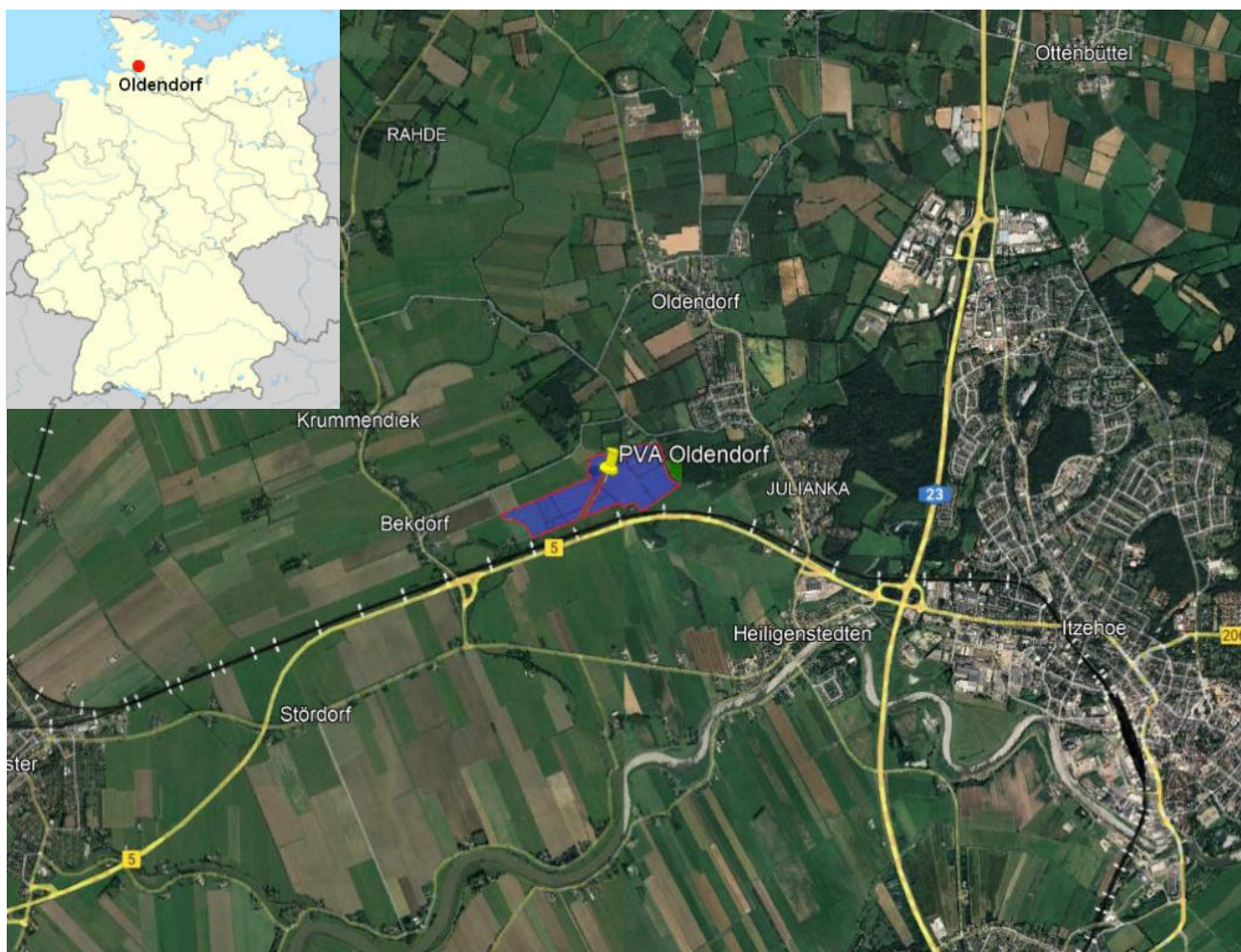


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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: PV-Flächen und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV-Anlage



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

Fotos der PV-Fläche. Blick von Süden nach Norden (östliches Ende der Flächen).



Bild 2.1.4: Foto der PV-Fläche (Quelle: Auftraggeber)

Fotos der PV-Fläche. Blick von Süden nach Norden auf das PV-Feld 2 (hinter der Bahnstrecke)



Bild 2.1.5: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Auftraggeber)

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 einzelne Gebäude in der Umgebung. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten können diese kaum von Reflexionen erreicht werden. Der Standort wird zu Kontrollzwecken dennoch untersucht. In der weiteren Umgebung sind keine weiteren relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden.

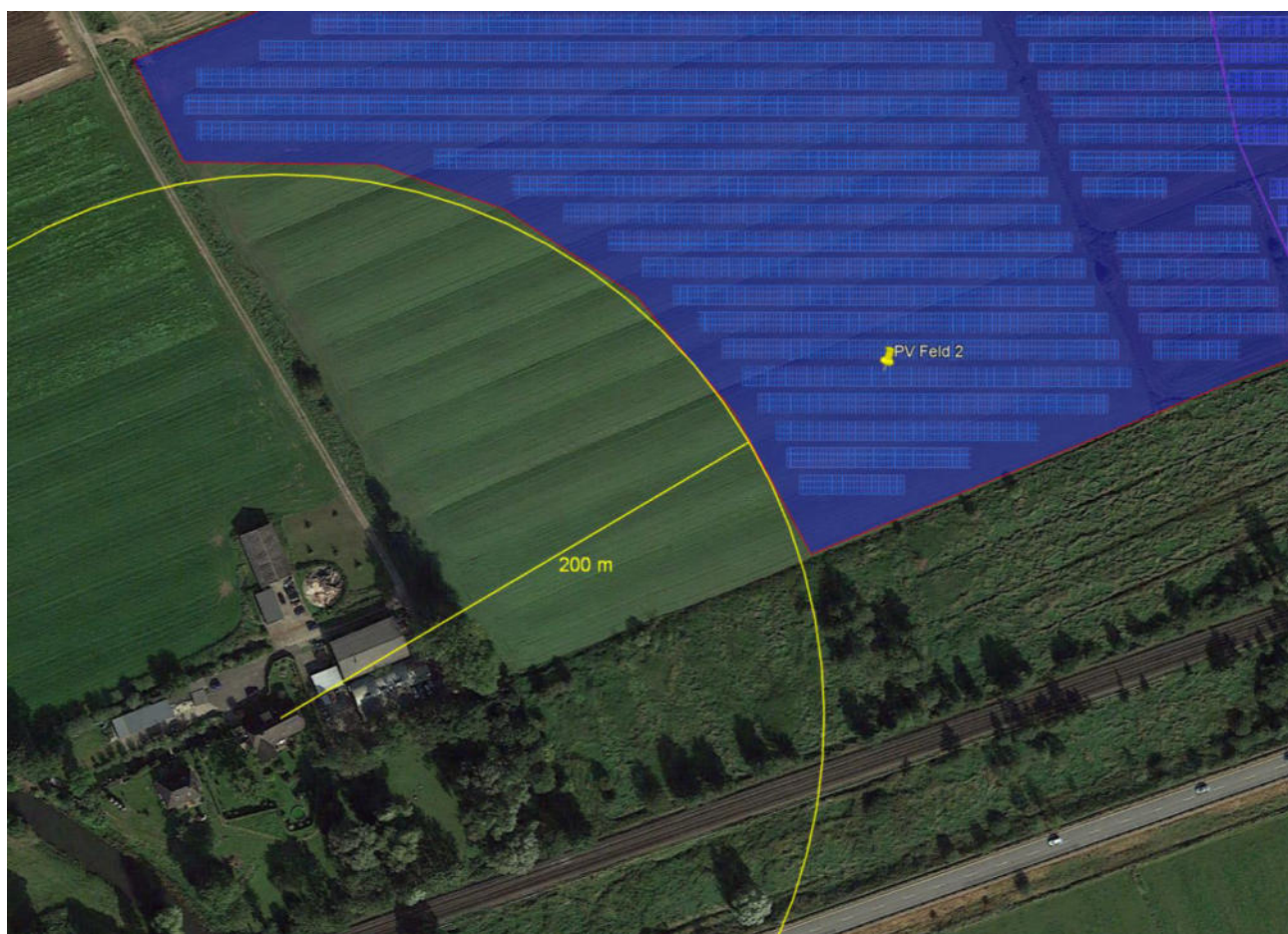


Bild 2.2.1: PV-Anlage und entfernt südwestlich gelegene Gebäude (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

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

3.2 Blendwirkung von PV-Modulen

Vereinfacht ausgedrückt nutzen PV-Module das Sonnenlicht zur Erzeugung von Strom. Hersteller von
PV-Modulen sind daher bestrebt, dass möglichst viel Licht vom PV-Modul absorbiert wird, da 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:

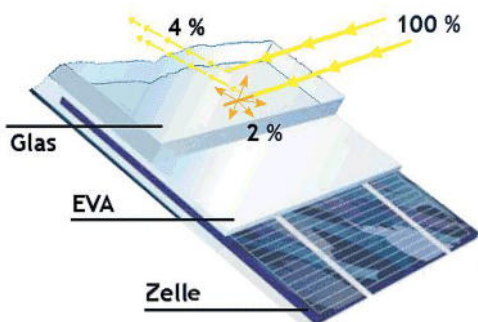


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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 direktem Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

³ <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.

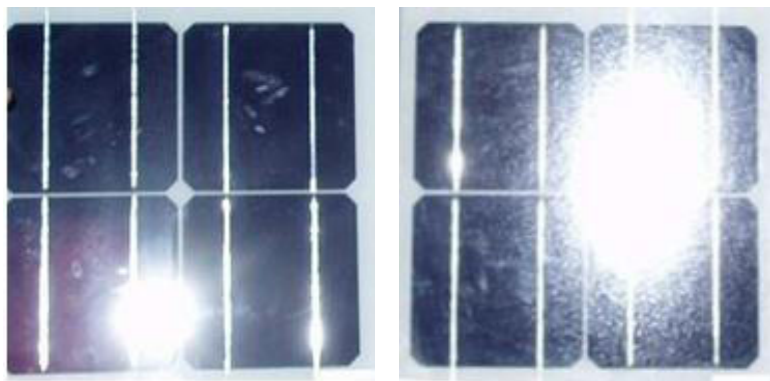


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

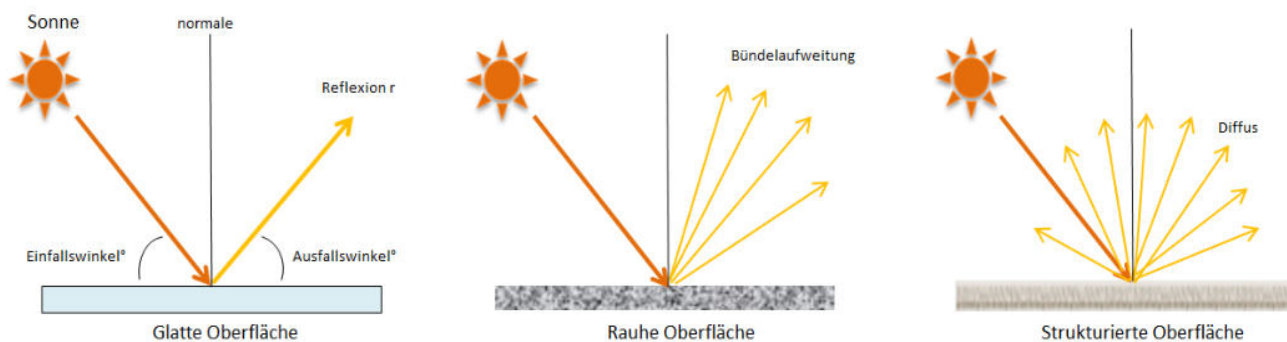


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV-Module des Herstellers Trina Solar zum Einsatz kommen, die über Anti-Reflexions-Eigenschaften verfügen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt.

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

MECHANICAL DATA

Solar Cells	N-type Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×33 mm (93.86×51.30×1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Berechnung der Blendwirkung

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

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA⁴ zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

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

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

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

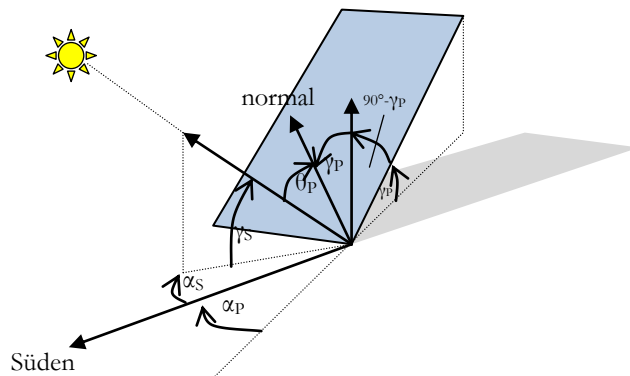


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV-Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie⁵ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

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

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

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

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

3.4 Technische Parameter der PV-Anlage

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

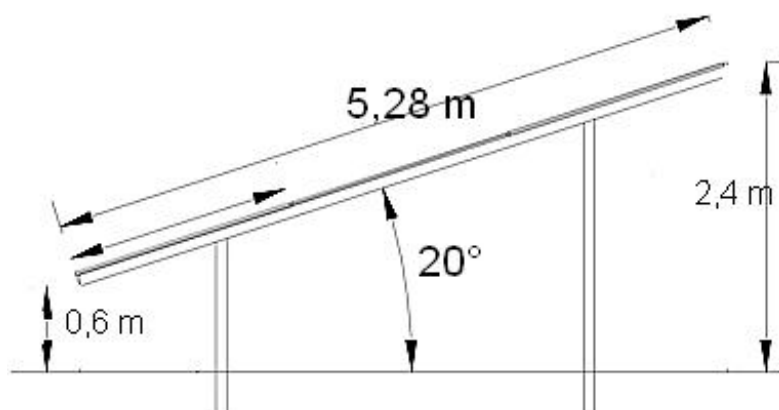


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung, Beispiel)

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

Tabelle 1: Berechnungsparameter

PV-Modul	Trina Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,80 m - 3,50 m
Anzahl Messpunkte gesamt	5 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte Zugführer	2,5 m über Boden inkl. Bahndamm
Azimut Blickrichtung Zugführer ⁷	Fahrtrichtung +/- 20°

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. Aufgrund dieser Aspekte kann der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb von +/- 20° relativ zur Fahrtrichtung und 100 m Sichtweite definiert werden.

⁷ Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden.

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

⁸ Ein Aspekt ist die Anordnung und Anzahl der relevanten Schzellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge

3.5 Standorte für die Analyse

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

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV-Anlage Oldendorf wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke, 2 Messpunkte auf der B5 sowie 1 Messpunkt an umliegenden Gebäuden. Andere Standorte und Gebäude wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV-Anlage und die gewählten Messpunkte P1-P5:



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 belastigende 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 900 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>

Sonderfall Zugführer

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

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



Bild 3.6.2: Fensterfront gängiger Loktypen (Quelle: SolPEG)

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

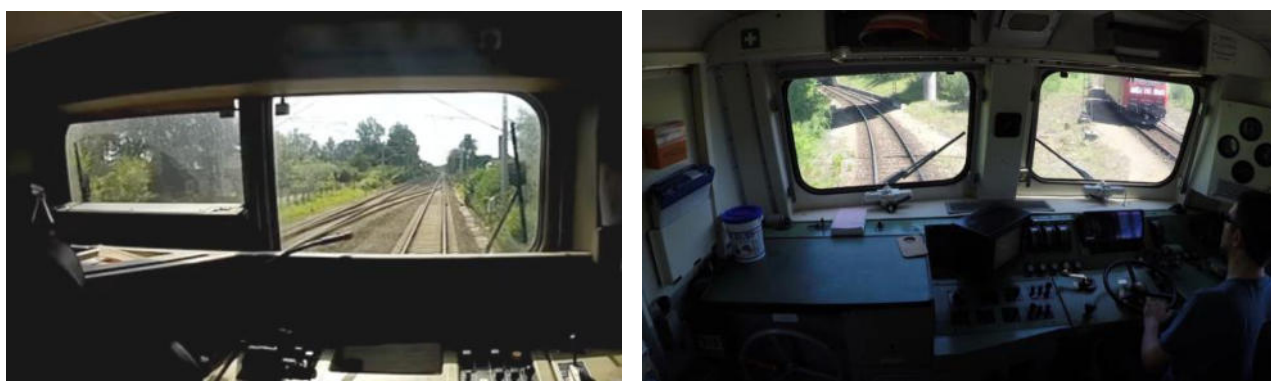


Bild 3.6.3: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

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

Sonstige Einflüsse

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

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

In der 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 langjährige Mittelwert für den Zeitraum 1991-2020 liegt zwischen 62,5 % - 75 %.

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

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

Kategorien von Reflexionen

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

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

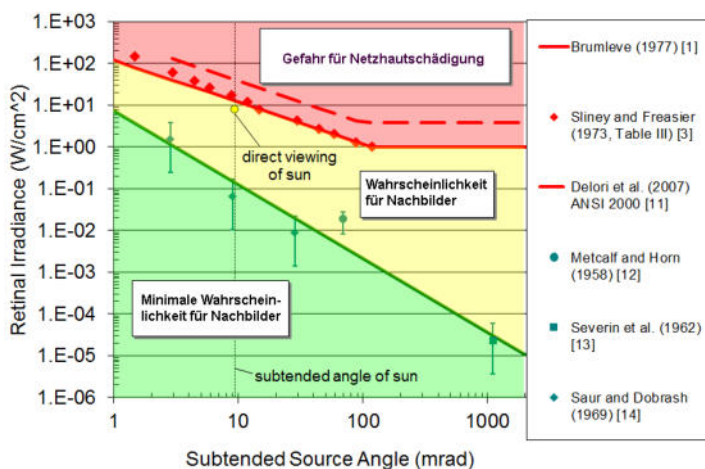


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

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

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV-Anlage Oldendorf wird für bestimmte, 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 Zug- und Straßenverkehrs ist auf 2,5 m über GOK festgelegt, ansonsten 2,0 m.

Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann.

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

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

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

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 2: 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 Bahnstrecke östlich	53.939776	9.451560	0,14	2,64	nicht relevant ^W
P2 Bahnstrecke südöstlich	53.938193	9.442442	0,11	2,61	nicht relevant ^{WE}
P3 B5 südöstlich	53.938967	9.448767	0,28	2,78	nicht relevant ^{WE}
P4 B5 südlich	53.937098	9.439479	1,09	3,59	nicht relevant ^{WE}
P5 Gebäude südwestlich	53.937248	9.434411	2,90	4,90	nicht relevant ^{ED}

^W = Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen, ^E = Entfernung, ^S = Sichtschutz oder Geländestruktur

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

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südöstlich

Im Bereich von Messpunkt P1 auf der Bahnstrecke der Marschbahn (DB Strecken-Nr. 1210) können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 19. April - 25. August, zwischen 18:18 - 18:51 Uhr, für max. 16 Minuten aus westlicher Richtung durch das PV-Feld 1 auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Westen allerdings überwiegend außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors ($\pm 20^\circ$ relativ zur Fahrtrichtung, 100 m Sichtweite). Aufgrund der Einfallswinkel und aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

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

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

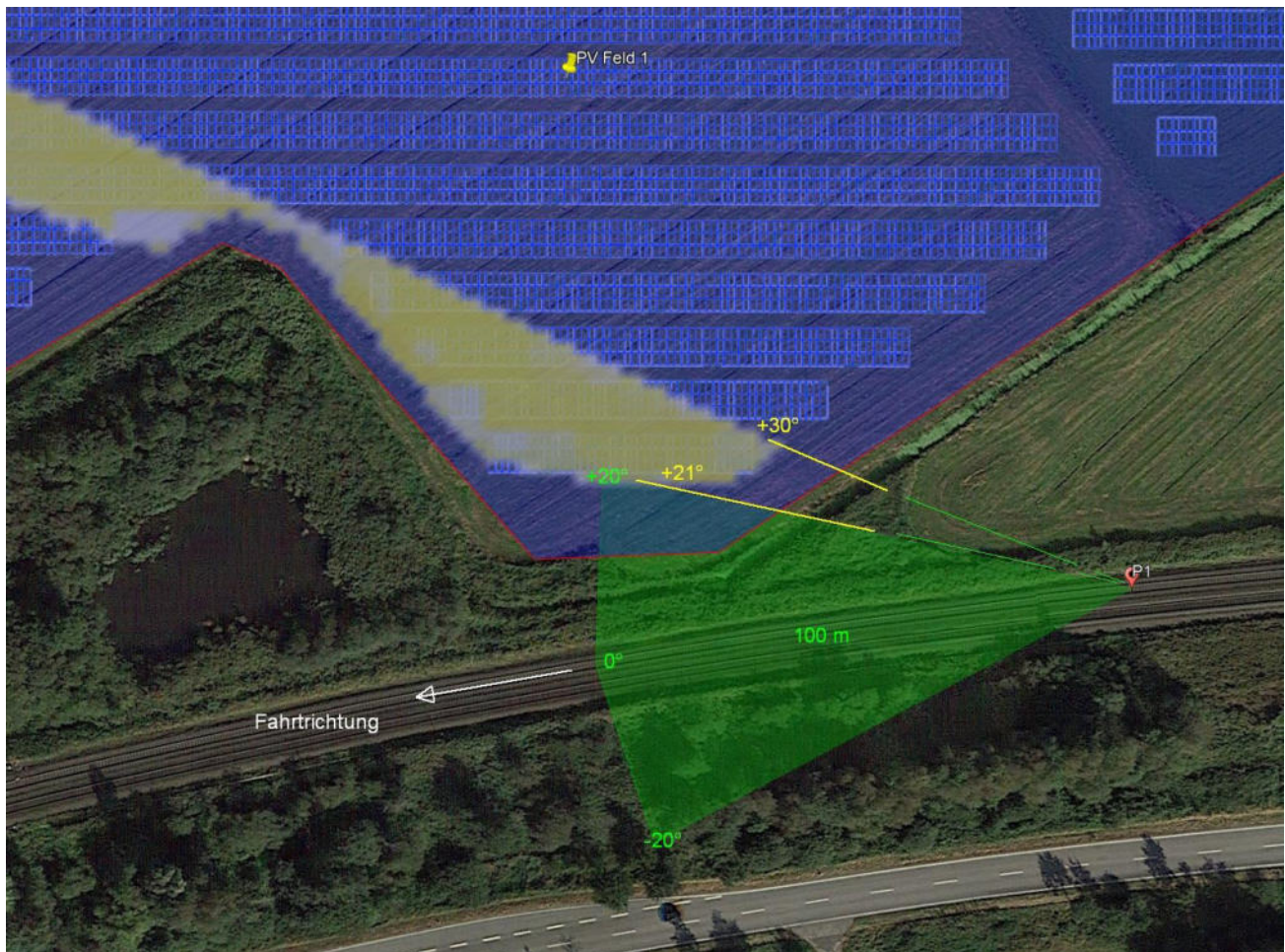


Bild 4.1.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Zugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler. Mit der weiteren Fahrt Richtung Westen verringert sich zwar der Abstand zur Immissionsquelle aber gleichermaßen vergrößern sich auch die Einfallswinkel.

Das folgende Foto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P1 bei der Fahrt Richtung Westen. Das Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV-Anlage teilweise im Randbereich sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären außerhalb des relevanten Sichtwinkels, außerhalb des Bildes



Bild 4.1.2: Foto am Messpunkt P1 Richtung Westen (Quelle: Google Youtube [Video IwQ0wWnC9ZQ](https://www.youtube.com/watch?v=IwQ0wWnC9ZQ), Minute 41:45)

Die folgende Visualisierung zeigt den Blick aus dem Führerstand am Messpunkt P1 aus Sicht des Zugführers. Das Foto verdeutlicht den eingeschränkten Sichtwinkel des Zugführers.



Bild 4.1.3: Visualisierung am Messpunkt P1, Fahrt Richtung Osten (Quelle: SolPEG Visualisierung)

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke südlich

Am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 28. April - 13. August, zwischen 18:35 - 19:05 Uhr, für max. 13 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Südwesten mit ca. $+32^\circ$ bis $+43^\circ$ (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings überwiegend außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors. Aufgrund der Einfallswinkel und aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

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

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

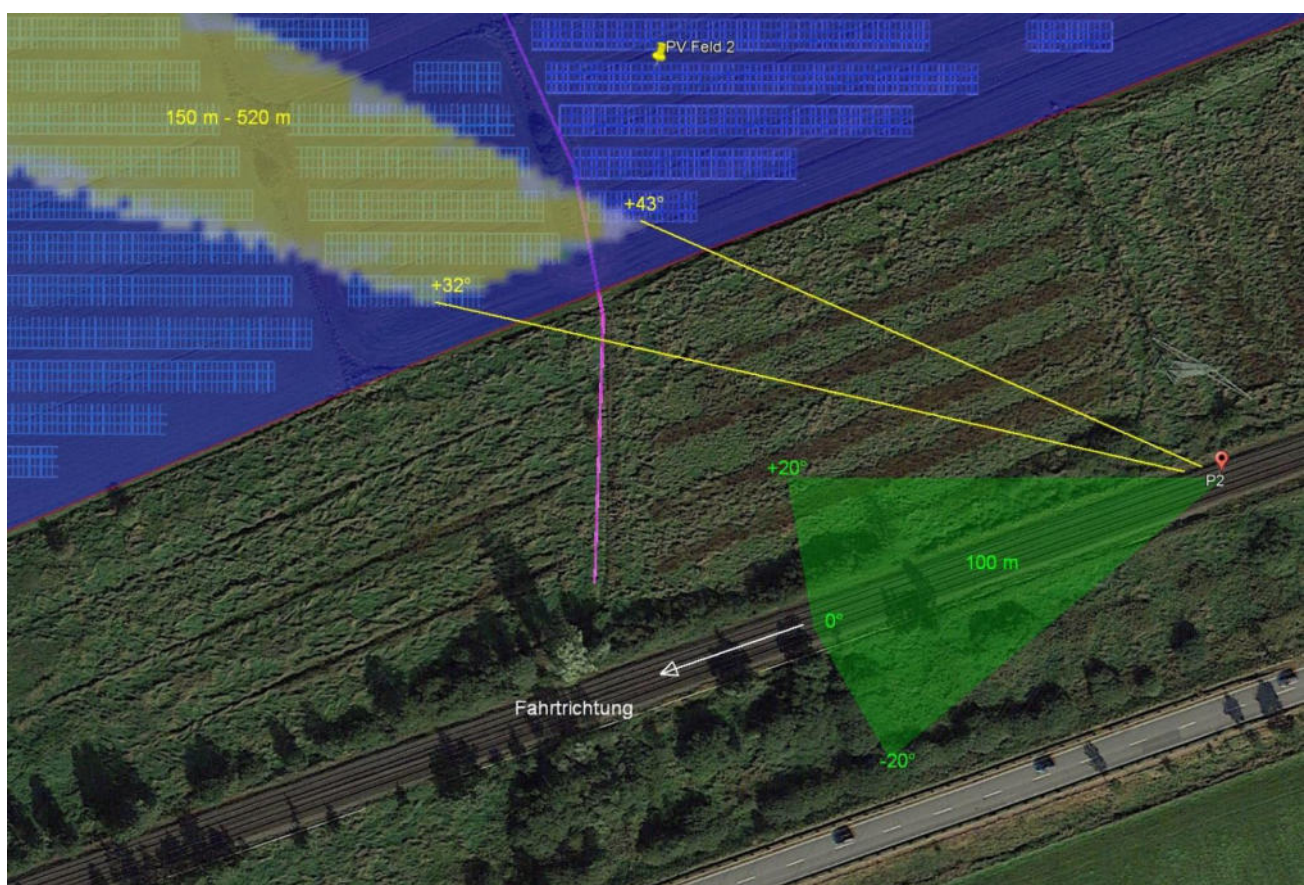


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Zugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich 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 im Bereich von Messpunkt P2 bei der Fahrt Richtung Südwesten. Auch dieses Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV-Anlage teilweise im Randbereich sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels, außerhalb des Bildes

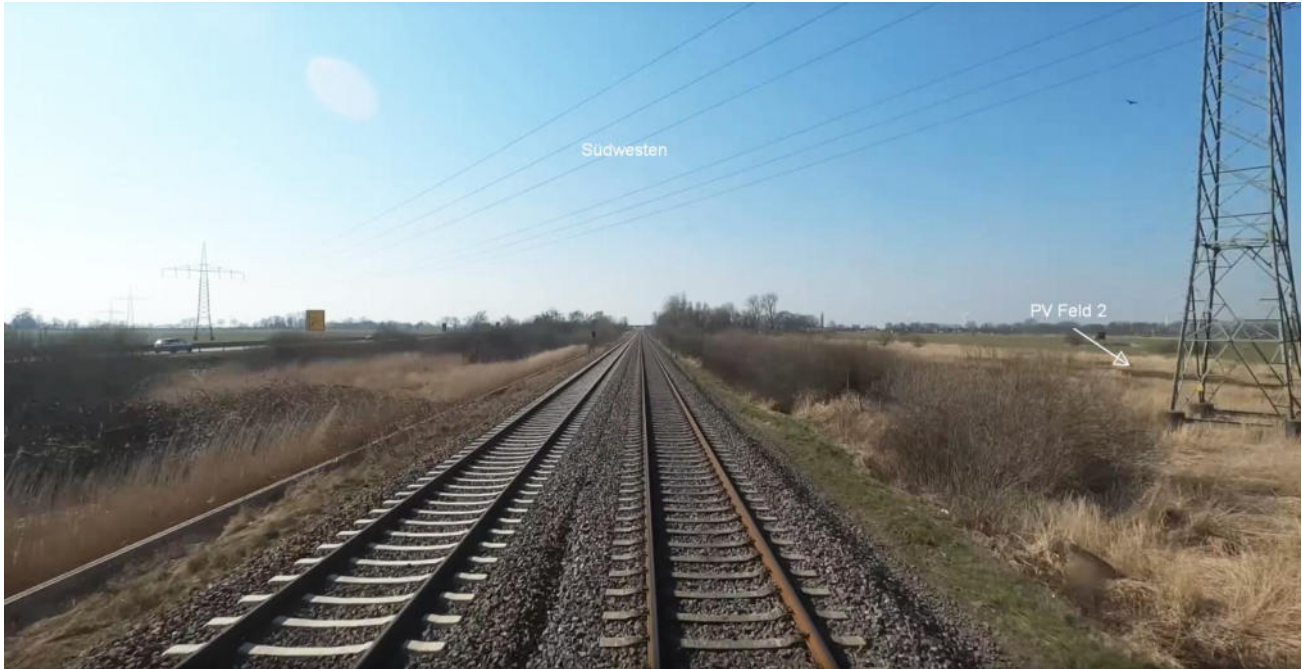


Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2 Richtung Westen (Quelle: Google Youtube [Video IwQ0wWnC9ZQ](https://www.youtube.com/watch?v=IwQ0wWnC9ZQ), Minute 42:04)

Die folgende Visualisierung zeigt den Blick aus dem Führerstand am Messpunkt P2 aus Sicht des Zugführers. Das Foto verdeutlicht den eingeschränkten Sichtwinkel des Zugführers.



Bild 4.2.3: Visualisierung am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Osten (Quelle: SolPEG Visualisierung)

Bei der Fahrt Richtung Nordosten können am Messpunkt P2 theoretisch Reflexionen durch das PV-Feld 1 auftreten. Aufgrund der sehr großen Entfernung von über 500 m zur Immissionsquelle sind diese allerdings nicht relevant.

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



Bild 4.2.4: Situation am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Nordosten (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Das folgende Foto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P2 bei der Fahrt Richtung Nordosten. Die Fläche der PV-Anlage liegt nicht wahrnehmbar in sehr großer Entfernung.



Bild 4.2.5: Foto am Messpunkt P2 (Quelle: Youtube Video [PFF5e6s_u0w](https://www.youtube.com/watch?v=PFF5e6s_u0w), Minute 1:26:33, Ausschnitt)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, B5 südöstlich

Am Messpunkt P3 auf der B5 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 30. April - 14. August, zwischen 18:38 - 19:04 Uhr, für max. 9 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Südwesten mit ca. $+31^\circ$ bis 45° rechts (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors ($\pm 30^\circ$ relativ zur Fahrtrichtung, 100 m Sichtweite). Aufgrund der Einfallswinkel und aufgrund der sehr großen Entfernung sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet. Dies gilt auch für den weiteren Verlauf der B5.

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

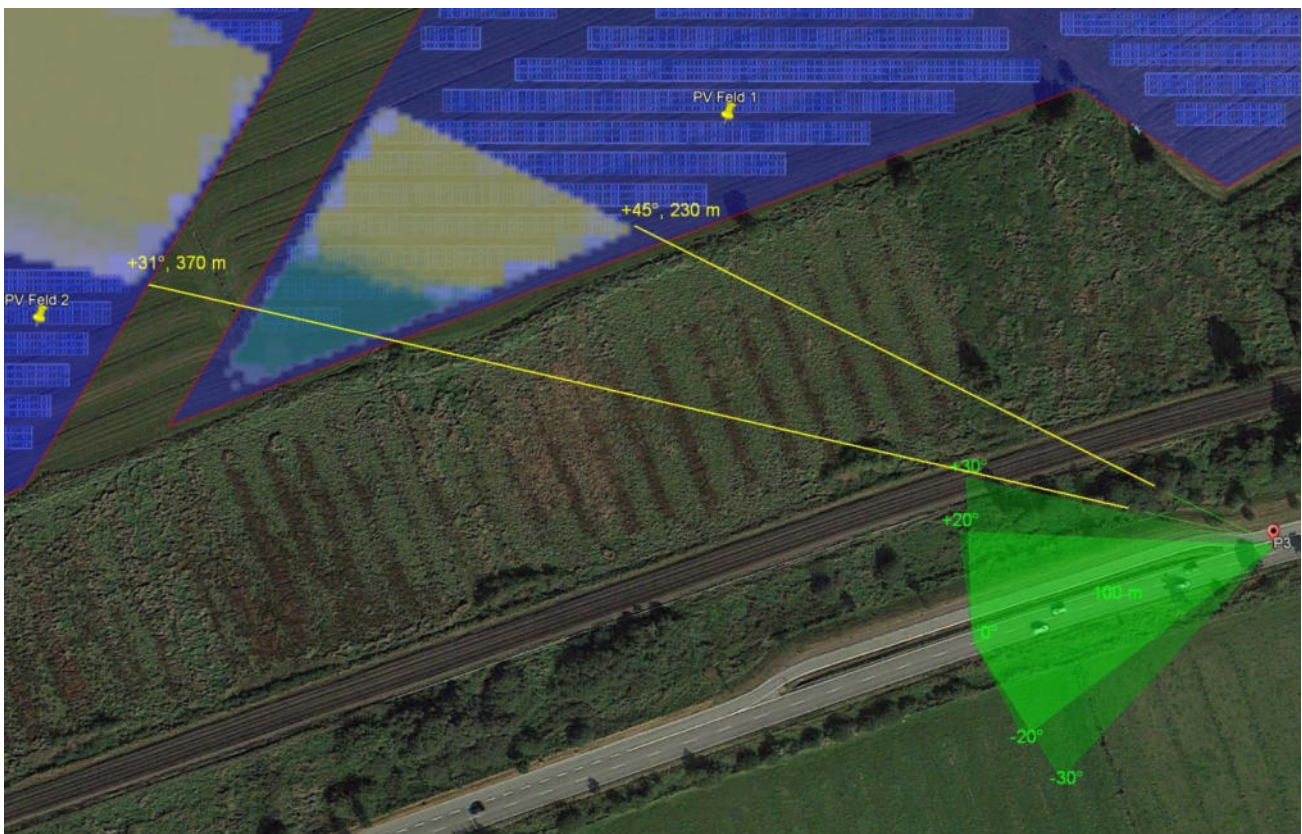


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Rein rechnerisch können auch Reflexionen durch das weiter westlich gelegene PV-Feld 2 auftreten. Diese sind allerdings aufgrund der sehr kurzen Dauer und insbesondere aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen – sofern diese überhaupt wahrnehmbar sind.

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P3 aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position¹⁵ (ca. 2,5 m – 3 m) bei der Fahrt Richtung Südwesten. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass aufgrund der ausgeprägten Vegetation im Randbereich kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle (PV-Feld 1 und 2) vorhanden ist. Aber und selbst wenn der Bereich komplett gerodet werden sollte, sind potenzielle Reflexionen aufgrund der Einfallswinkel nicht relevant.

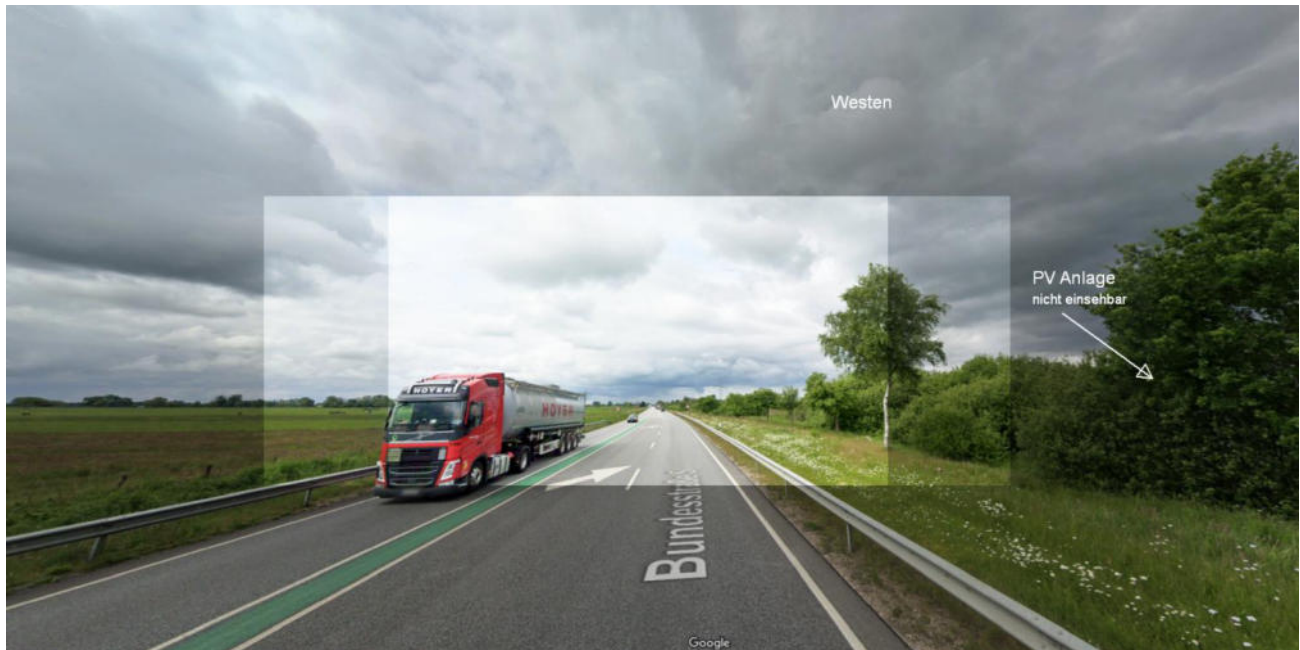


Bild 4.3.2: Simulation am Messpunkt P3 (Google StreetView, Mai 2022, Ausschnitt)

Bei der Fahrt in die Gegenrichtung (Nordosten) sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz können zu keiner Zeit Reflexionen den Rückspiegel¹⁶ erreichen.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, B5 südlich

Am Messpunkt P4 auf der B5 können bei der Fahrt Richtung Nordosten theoretisch an insgesamt nur 12 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das PV-Feld 1 auftreten. Aufgrund der sehr geringen zeitlichen Dauer und insbesondere aufgrund der sehr großen Entfernung von über 760 m zur Immissionsquelle sind diese allerdings nicht relevant. Mit der weiteren Fahrt Richtung Nordosten verringert sich zwar der Abstand zur Immissionsquelle aber gleichermaßen vergrößern sich auch die Einfallswinkel.

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

¹⁵ Angaben lt. Beschreibung der Google StreetView Fotoerfassung

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

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude südwestlich

Am Messpunkt P5 im Bereich der südwestlich gelegenen Gebäude an der Adresse Bekhof, können theoretisch an insgesamt 1650 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 28. April - 15. August, in den frühen Morgenstunden zwischen 05:57 - 06:27 Uhr, für max. 16 Minuten aus östlicher Richtung durch das PV-Feld 2 auftreten.

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der ermittelten Minuten pro Tag im Jahresverlauf.

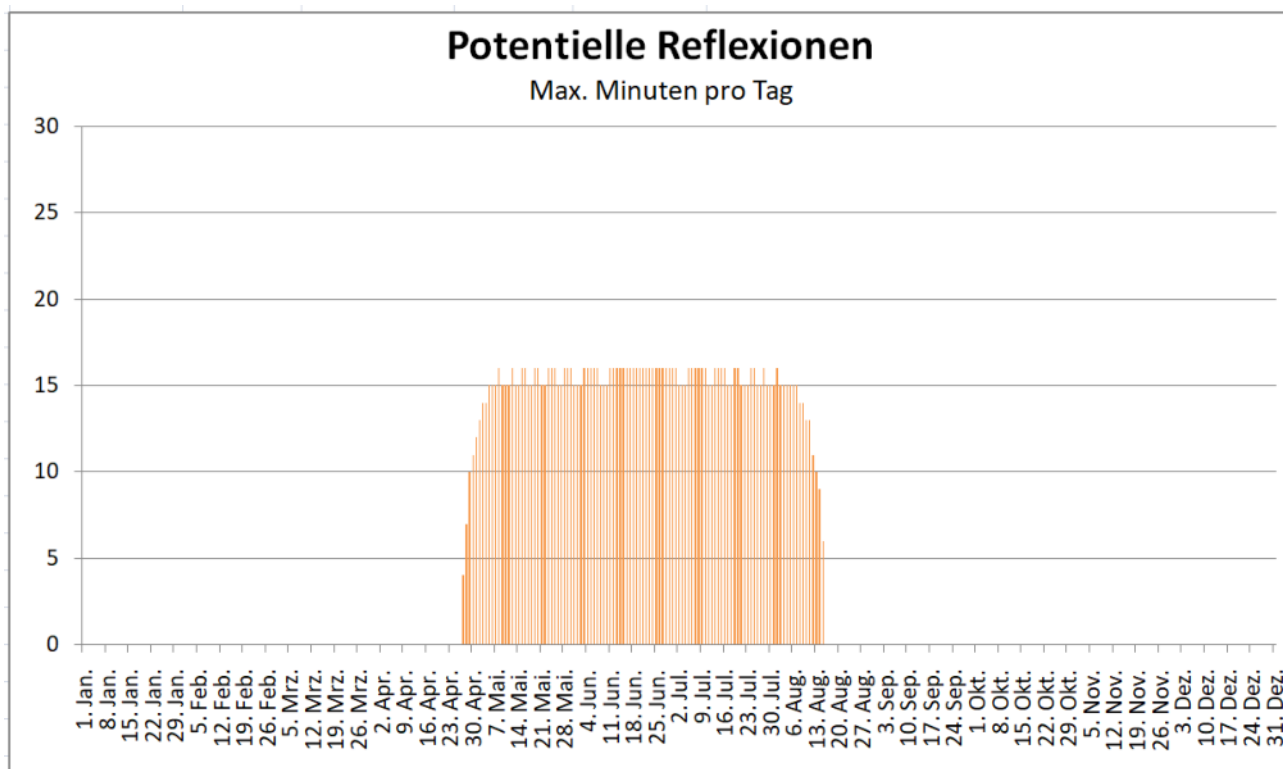


Bild 4.5.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf am Messpunkt P5 (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Die Summe von Minuten mit Reflexionen pro Jahr und auch pro Tag liegt unter den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie und daher sind potenzielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Die Gebäude sind von Büschen und Bäumen umgeben, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Aber auch aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle von über 200 m sind die rechnerisch ermittelten Ergebnisse in der Realität nicht oder nur bedingt anwendbar.

Aufgrund der Analyse kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

Im weiteren Umfeld sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden.

Das folgende Satellitenfoto (14.06.2021) zeigt die Situation im Bereich der südwestlich gelegenen Gebäude. Die Skizze verdeutlicht, dass die PV-Anlage mit einem entsprechenden Abstand zur Wohnbebauung konzipiert wurde. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer von potenziellen Reflexionen wäre ein geringerer Abstand vertretbar.

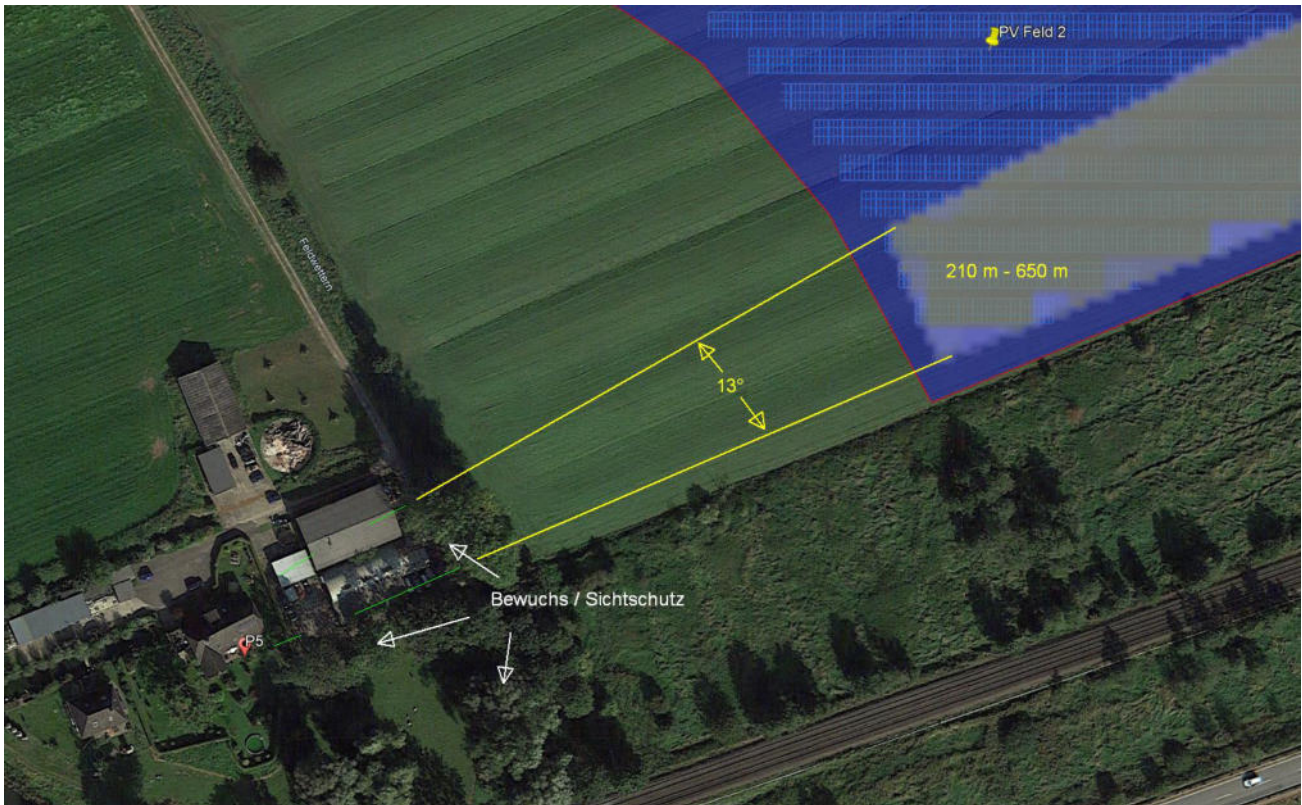


Bild 4.5.2: Südwestlich gelegene Gebäude (Quelle: Google Earth / SolPEG)

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.

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

Die Simulation von potenziellen Reflexionen und die Analyse der Ergebnisse wurde für 5 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV-Anlage durchgeführt. Dabei wurden die aktuellen/neueren Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes in Bezug auf relevante Einfallswinkel, Straßenbegleitgrün usw. berücksichtigt.

Im Verlauf der Bahnstrecke der Marschbahn (DB Strecken-Nr. 1210) können rein rechnerisch zwar in geringem Umfang Reflexionen auftreten aber die Einfallswinkel liegen überwiegend deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Auf der parallel zur Bahnstrecke verlaufenden B5 liegen die Einfallswinkel ebenfalls bzw. weiter außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors und daher sind potentielle Reflexionen nicht relevant. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz sind für den Gegenverkehr keine Reflexionen im Seiten- und Rückspiegel nachweisbar. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

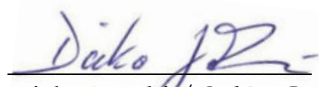
Im Bereich der südwestlich gelegenen Gebäude können in gewissen Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten aber aufgrund der geringen zeitlichen Dauer und insbesondere aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle sind diese zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen 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 13.01.2025


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

Vertex N

N-type i-TOPCon bifacial dual glass
Monocrystalline module

PRODUCT: TSM-NEG21C.20

PRODUCT RANGE: 685-710W

710W

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

22.9%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- The star of LCOE (Levelized Cost Of Energy). Higher string power feature effectively reduces BOS (Balance of System) and LCOE
- More energy harvest with cutting-edge N-type i-TOPCon technology
- Designed for compatibility with existing mainstream system components



High power up to 710W

- Up to 22.9% module efficiency with high density interconnect technology
- SMBB (Super multi-busbar) technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

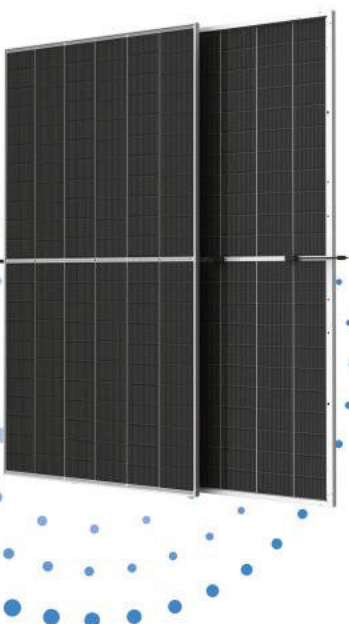
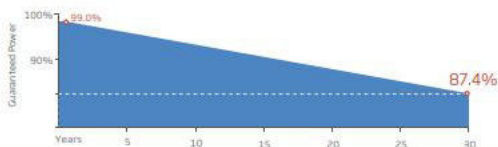
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive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



High energy yield

- Excellent product bifaciality and low irradiation performance, validated by 3rd party
- Lower degradation: 1% first year, 0.4% annually thereafter
- Lower temperature coefficient (-0.29%/°C)
- Up to 30% 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

ISO 9001: Quality Management System

ISO 14001: Environmental Management System

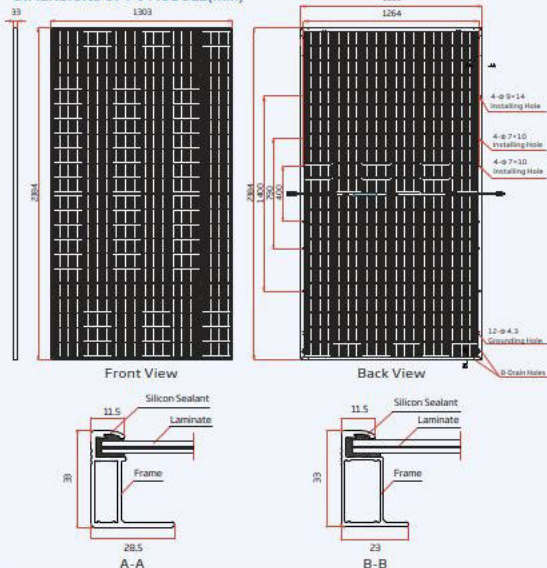
ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification

ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

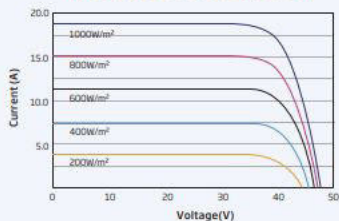


TrinaSolar

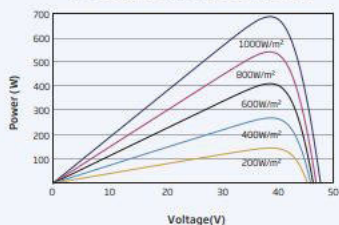
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(695W)



P-V CURVES OF PV MODULE(695 W)



MECHANICAL DATA

Solar Cells	N-type Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384*1303*33 mm (93.86*51.30*1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR-Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)

Frame	33mm(1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²) Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / T54 PLUS / T54*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

ELECTRICAL DATA (STC & NOCT)

Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Peak Power Watts - P _{max} (Wp)*	695	522	690	526	695	531	700	534	705	540	710	543
Power Tolerance - P _{max} (W)	0 ~ +5											
Maximum Power Voltage - V _{mp} (V)	39.8	37.4	40.1	37.7	40.3	37.9	40.5	38.0	40.7	38.3	40.9	38.5
Maximum Power Current - I _{mp} (A)	17.19	13.93	17.23	13.95	17.25	14.00	17.29	14.04	17.33	14.08	17.36	14.12
Open Circuit Voltage - V _{oc} (V)	47.7	45.3	47.9	45.4	48.3	45.9	48.6	46.1	48.8	46.3	49.0	46.5
Short Circuit Current - I _{sc} (A)	18.21	14.67	18.25	14.71	18.28	14.72	18.32	14.76	18.36	14.80	18.40	14.83
Module Efficiency - η (%)	22.1		22.2		22.4		22.5		22.7		22.9	

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5, NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 25°C, Wind Speed 1m/s.

*Measuring tolerance: ±2%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 5% & 10% backside power gain)

Backside Power Gain	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%
Total Equivalent power - P _{max} (Wp)	719	754	725	759	730	765	735	770	740	776	746	781
Maximum Power Voltage - V _{mp} (V)	39.8	39.8	40.1	40.1	40.3	40.3	40.5	40.5	40.7	40.7	40.9	40.9
Maximum Power Current - I _{mp} (A)	18.05	18.91	18.09	18.95	18.11	18.98	18.15	19.02	18.20	19.06	18.23	19.10
Open Circuit Voltage - V _{oc} (V)	47.7	47.7	47.9	47.9	48.3	48.3	48.6	48.6	48.8	48.8	49.0	49.0
Short Circuit Current - I _{sc} (A)	19.12	20.03	19.16	20.08	19.19	20.11	19.24	20.15	19.28	20.20	19.32	20.24

Power Backsheet 90±5%.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (122°F)
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.29%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

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

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
1% first year degradation
0.40% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

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

Heiligenstedten Oldendorf

Created Jan 13, 2025
Updated Jan 15, 2025
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC1
Minimum sun altitude 8.0 deg
Site ID 138644.15474

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 1	20.0	180.0	4,388	3,702	-
PV Feld 2	20.0	180.0	2,496	3,140	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 392,656 m^2

Name: PV Feld 1 Footprint area: 207,175 m^2 Axis tracking: Fixed (no rotation) Tilt: 20.0 deg Orientation: 180.0 deg Rated power: - Panel material: Smooth glass with AR coating Vary reflectivity with sun position? Yes Correlate slope error with surface type? Yes Slope error: 8.43 mrad 	Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
		deg	deg	m	m	m
	1	53.939823	9.450369	-0.14	2.00	1.86
	2	53.939861	9.450948	-0.60	2.00	1.40
	3	53.940922	9.453652	-0.75	2.00	1.25
	4	53.941352	9.454575	-0.29	2.00	1.71
	5	53.941579	9.455133	-0.44	2.00	1.56
	6	53.941705	9.454532	-0.34	2.00	1.66
	7	53.941882	9.454231	-0.34	2.00	1.66
	8	53.941933	9.453974	-0.16	2.00	1.84
	9	53.943158	9.453073	2.58	2.00	4.58
	10	53.943309	9.453201	3.53	2.00	5.53
	11	53.944332	9.452515	5.54	2.00	7.54
	12	53.944118	9.450004	2.93	2.00	4.93
	13	53.943928	9.449425	0.82	2.00	2.82
	14	53.943814	9.449060	0.08	2.00	2.08
	15	53.943271	9.448502	-0.29	2.00	1.71
	16	53.943372	9.448245	-0.54	2.00	1.46
	17	53.943726	9.448223	1.37	2.00	3.37
	18	53.943625	9.447944	1.23	2.00	3.23
	19	53.939350	9.443792	-1.16	2.00	0.84
	20	53.940329	9.447762	-1.09	2.00	0.91
	21	53.939956	9.448556	-0.38	2.00	1.62
	22	53.940329	9.449575	-0.54	2.00	1.46
	23	53.940284	9.449757	-0.16	2.00	1.84

Name: PV Feld 2 Footprint area: 185,481 m^2 Axis tracking: Fixed (no rotation) Tilt: 20.0 deg Orientation: 180.0 deg Rated power: - Panel material: Smooth glass with AR coating Vary reflectivity with sun position? Yes Correlate slope error with surface type? Yes Slope error: 8.43 mrad 	Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
		deg	deg	m	m	m
	1	53.943966	9.447773	2.18	2.00	4.18
	2	53.943574	9.445090	0.01	2.00	2.01
	3	53.943284	9.444103	-0.81	2.00	1.19
	4	53.942766	9.444146	-0.85	2.00	1.15
	5	53.942286	9.443932	-0.47	2.00	1.53
	6	53.942059	9.444490	-0.72	2.00	1.28
	7	53.939482	9.433589	-0.18	2.00	1.82
	8	53.939192	9.433868	-0.55	2.00	1.45
	9	53.939255	9.434705	-0.34	2.00	1.66
	10	53.939204	9.435670	-0.41	2.00	1.59
	11	53.939015	9.436400	-0.40	2.00	1.60
	12	53.938687	9.437044	-0.57	2.00	1.43
	13	53.938371	9.437280	-0.32	2.00	1.68
	14	53.937929	9.437559	-0.16	2.00	1.84
	15	53.939230	9.443138	-1.24	2.00	0.76

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	53.939776	9.451560	0.14	2.50	2.64
OP 2	53.938193	9.442442	0.11	2.50	2.61
OP 3	53.938967	9.448767	0.28	2.50	2.78
OP 4	53.937098	9.439479	1.09	2.50	3.59
OP 5	53.937248	9.434411	2.90	2.00	4.90

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	4,388	3,702	-	
PV Feld 2	20.0	180.0	2,496	3,140	-	

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	142	332	129	199	326	0	0	0	0
pv-feld-1 (yellow)	0	0	0	6	313	668	541	37	0	0	0	0
pv-feld-2 (green)	0	0	0	15	246	126	228	84	0	0	0	0
pv-feld-2 (yellow)	0	0	0	25	426	707	610	113	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

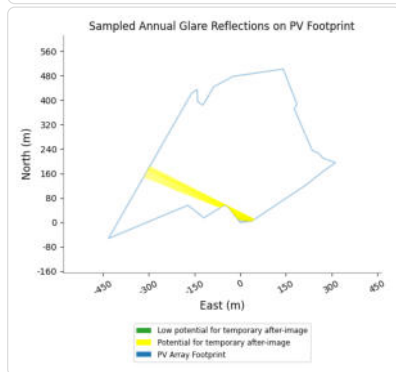
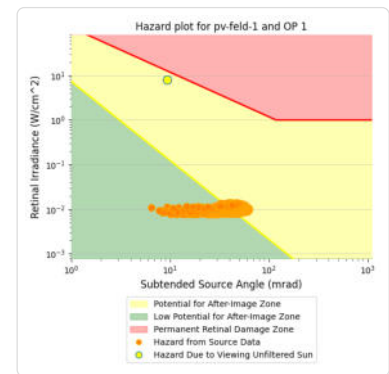
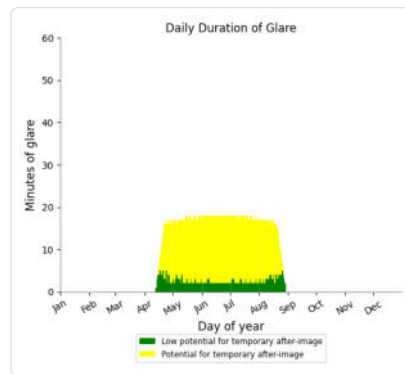
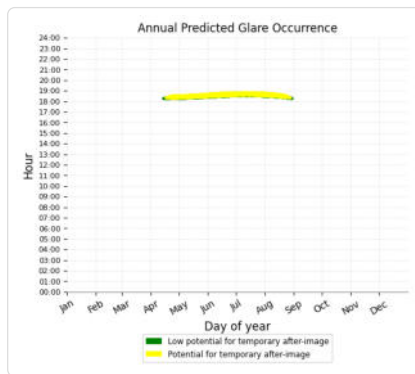
PV Feld 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	365	1886
OP: OP 2	785	339
OP: OP 3	1502	408
OP: OP 4	985	12
OP: OP 5	751	1057

PV Feld 1: OP 1

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

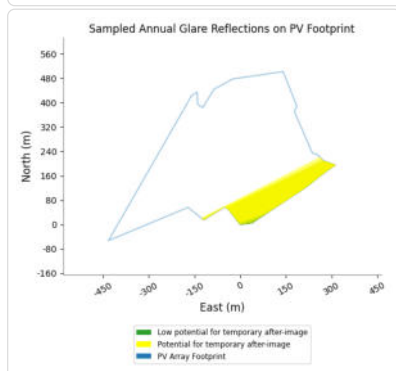
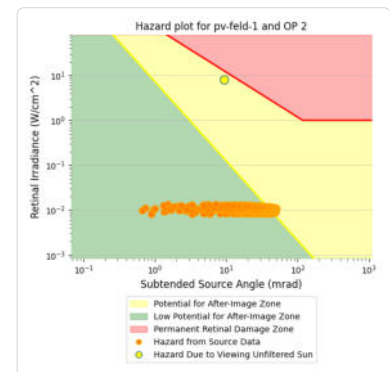
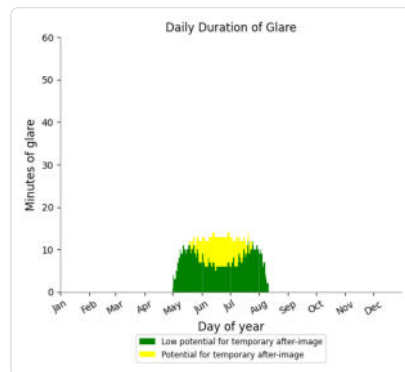
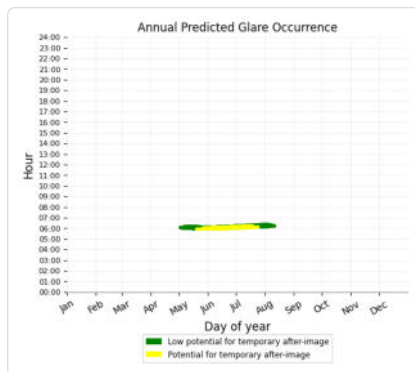
- 365 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,886 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1: OP 2

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

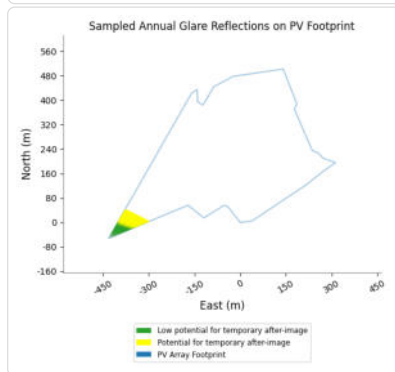
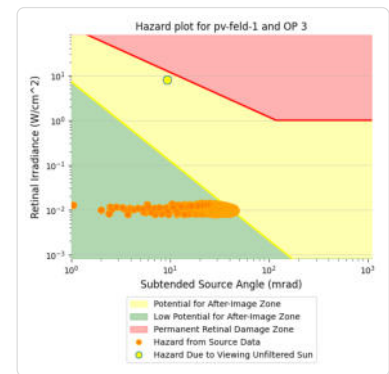
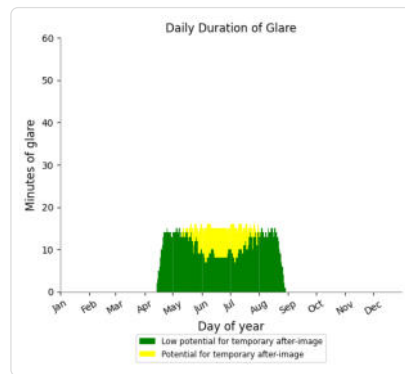
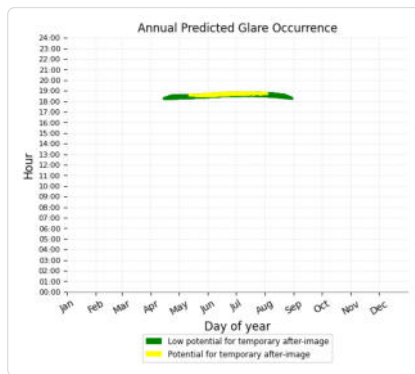
- 785 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 339 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1: OP 3

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

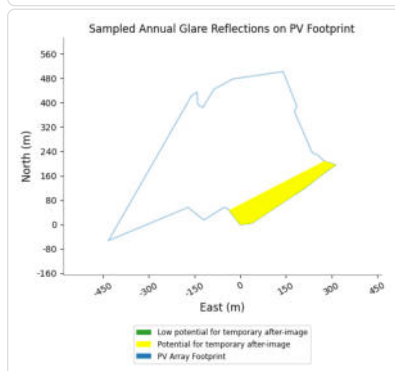
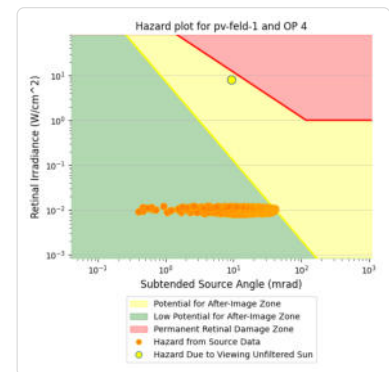
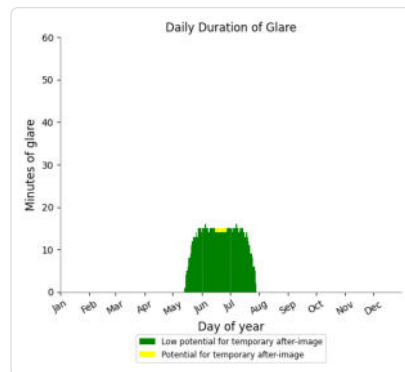
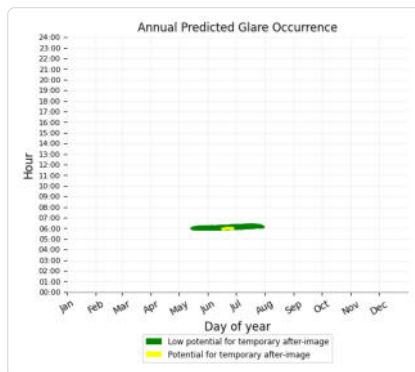
- 1,502 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 408 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1: OP 4

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

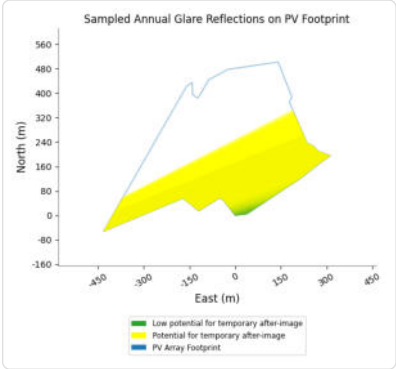
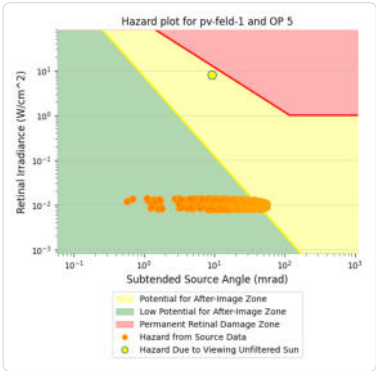
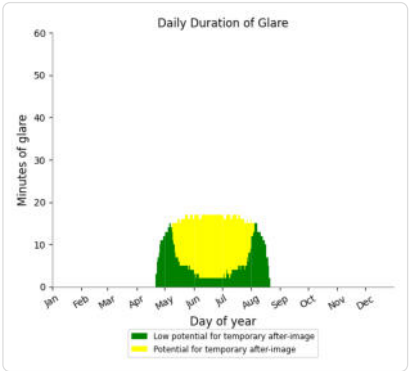
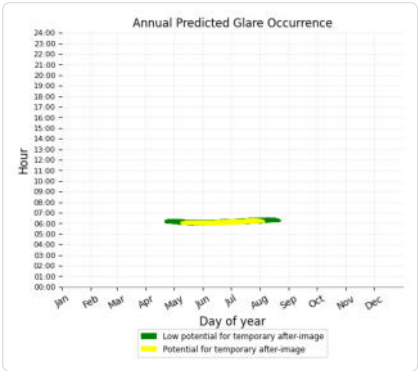
- 985 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 12 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1: OP 5

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

- 751 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,057 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



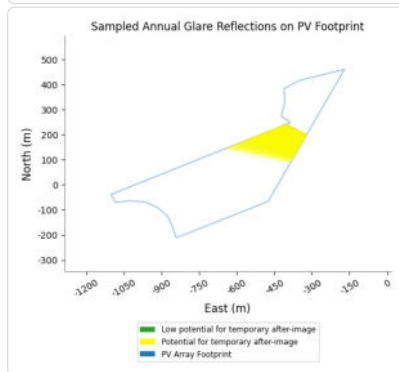
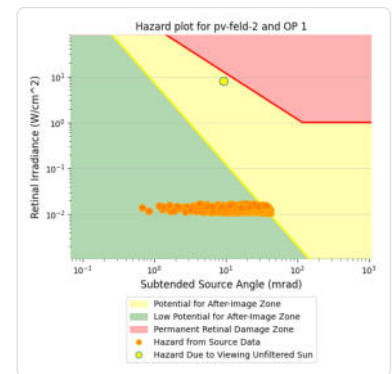
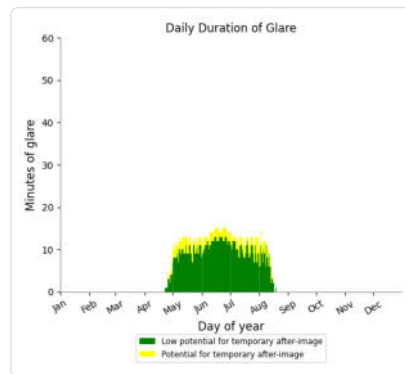
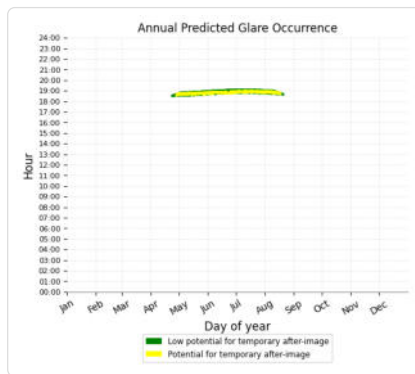
PV Feld 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	1081	280
OP: OP 2	449	1146
OP: OP 3	589	735
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	377	979

PV Feld 2: OP 1

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

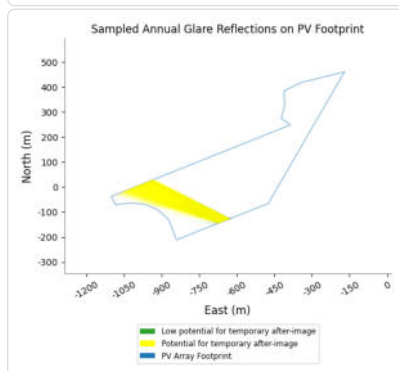
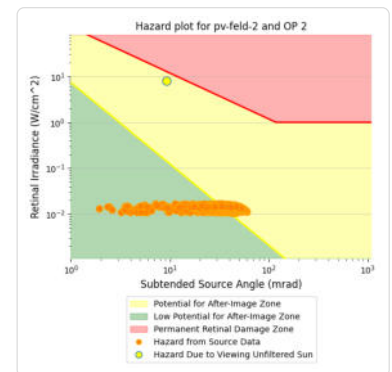
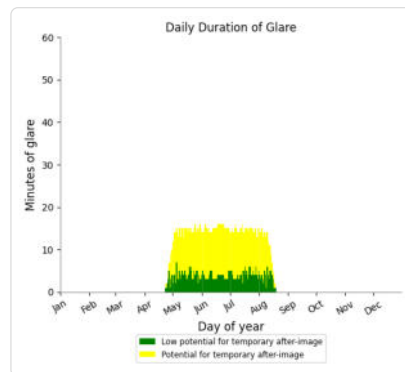
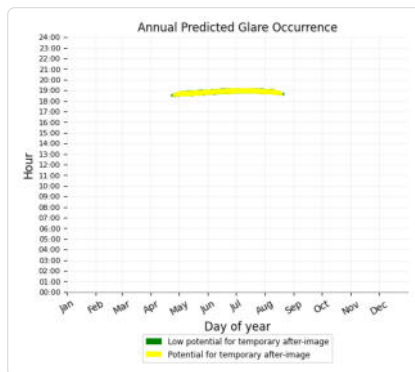
- 1,081 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 280 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2: OP 2

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

- 449 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,146 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflexivity y	Retinal Irradiance	Subtended Glare	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	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt P2
2025-04-23 18:34:00	0,006552	644,4498	1	0,392583	0,01435	0,003858	8	279,9	-0,976	0,17	0,139	0,976	-0,22	-0,003	24. Apr.	1	18:35	18:35	28. April	13. August	13	1128	18:35	19:05		
2025-04-24 18:34:00	0,007511	647,177	1	0,384799	0,014125	0,019783	8,3	280,1	-0,974	0,173	0,144	0,974	-0,225	-0,001	26. Apr.	2	18:36	18:37								
2025-04-24 18:35:00	0,009207	645,4065	2	0,393081	0,014389	0,037559	8,1	280,3	-0,974	0,177	0,142	0,974	-0,226	-0,005	27. Apr.	2	18:35	18:40								
2025-04-25 18:36:00	0,008767	646,3682	1	0,393647	0,014431	0,032742	8,3	280,7	-0,972	0,183	0,144	0,972	-0,233	-0,008	28. Apr.	6	18:35	18:42								
2025-04-25 18:37:00	0,00837	644,6043	1	0,4021	0,014701	0,026538	8,1	280,9	-0,972	0,187	0,141	0,972	-0,234	-0,012	29. Apr.	6	18:36	18:44								
2025-04-26 18:34:00	0,007234	652,5763	1	0,377893	0,013987	0,016975	8,7	280,7	-0,971	0,183	0,151	0,971	-0,237	-0,002	30. Apr.	6	18:36	18:45								
2025-04-26 18:35:00	0,008526	650,8327	1	0,386004	0,014249	0,031305	8,5	280,9	-0,971	0,187	0,148	0,971	-0,238	-0,006	1. Mai.	10	18:36	18:47								
2025-04-26 18:36:00	0,00994	649,0856	2	0,394283	0,014516	0,043678	8,4	281,1	-0,971	0,19	0,146	0,971	-0,239	-0,01	2. Mai.	8	18:37	18:48								
2025-04-26 18:37:00	0,009589	647,3351	2	0,402736	0,014787	0,038786	8,2	281,3	-0,971	0,194	0,143	0,971	-0,24	-0,015	3. Mai.	10	18:36	18:48								
2025-04-26 18:38:00	0,006858	645,5812	1	0,411365	0,015063	0,003547	8,1	281,5	-0,97	0,197	0,141	0,97	-0,241	-0,019	4. Mai.	12	18:36	18:48								
2025-04-27 18:34:00	0,007933	655,2493	1	0,370654	0,013775	0,027649	8,9	280,9	-0,97	0,187	0,155	0,97	-0,243	-0,001	5. Mai.	8	18:36	18:48								
2025-04-27 18:35:00	0,009424	653,5189	2	0,3786	0,014033	0,041939	8,8	281,1	-0,97	0,19	0,153	0,97	-0,244	-0,005	6. Mai.	11	18:37	18:49								
2025-04-27 18:36:00	0,008249	651,7852	1	0,386712	0,014296	0,027833	8,7	281,3	-0,97	0,193	0,15	0,97	-0,245	-0,009	7. Mai.	10	18:37	18:49								
2025-04-27 18:37:00	0,006953	650,048	1	0,394992	0,014563	0,008648	8,5	281,5	-0,969	0,197	0,148	0,969	-0,246	-0,013	8. Mai.	10	18:37	18:50								
2025-04-27 18:38:00	0,008058	648,3074	1	0,403445	0,014835	0,021915	8,4	281,7	-0,969	0,2	0,145	0,969	-0,247	-0,017	9. Mai.	12	18:37	18:50								
2025-04-27 18:39:00	0,008486	646,5634	1	0,412074	0,015112	0,025198	8,2	281,9	-0,969	0,204	0,143	0,969	-0,248	-0,021	10. Mai.	9	18:39	18:50								
2025-04-27 18:40:00	0,009467	644,8161	2	0,420882	0,015393	0,033898	8,1	282,1	-0,968	0,207	0,141	0,968	-0,249	-0,025	11. Mai.	10	18:38	18:51								
2025-04-28 18:35:00	0,010192	656,188	2	0,371431	0,013824	0,050104	9,1	281,3	-0,968	0,193	0,157	0,968	-0,249	-0,004	12. Mai.	11	18:38	18:51								
2025-04-28 18:36:00	0,008982	654,4674	2	0,379379	0,014083	0,037267	9,9	281,5	-0,968	0,197	0,155	0,968	-0,25	-0,008	13. Mai.	9	18:40	18:50								
2025-04-28 18:37:00	0,008968	652,7434	2	0,387493	0,014346	0,035415	8,8	281,7	-0,968	0,2	0,153	0,968	-0,251	-0,012	14. Mai.	10	18:40	18:51								
2025-04-28 18:38:00	0,00902	651,016	2	0,395776	0,014614	0,034234	8,6	281,9	-0,968	0,203	0,15	0,968	-0,252	-0,016	15. Mai.	11	18:39	18:52								
2025-04-28 18:40:00	0,007185	647,5511	1	0,412861	0,015164	0,007841	8,3	282,3	-0,967	0,21	0,145	0,967	-0,254	-0,024	16. Mai.	12	18:39	18:51								
2025-04-28 18:41:00	0,010769	645,8137	2	0,42167	0,015445	0,045267	8,2	282,5	-0,966	0,214	0,143	0,966	-0,255	-0,028	17. Mai.	10	18:41	18:52								
2025-04-28 18:42:00	0,010379	644,0728	2	0,430661	0,015732	0,040434	8,1	282,7	-0,966	0,217	0,14	0,966	-0,256	-0,032	18. Mai.	11	18:41	18:53								
2025-04-29 18:35:00	0,007633	658,8403	1	0,364489	0,01362	0,02499	9,3	281,5	-0,967	0,196	0,162	0,967	-0,254	-0,002	19. Mai.	9	18:40	18:53								
2025-04-29 18:36:00	0,00864	657,1328	2	0,37228	0,013875	0,03505	9,2	281,7	-0,967	0,2	0,159	0,967	-0,255	-0,006	20. Mai.	9	18:40	18:52								
2025-04-29 18:37:00	0,009902	655,4219	2	0,380233	0,014135	0,04568	9	281,9	-0,966	0,203	0,157	0,966	-0,257	-0,01	21. Mai.	9	18:42	18:53								
2025-04-29 18:39:00	0,007323	651,9899	1	0,396637	0,014667	0,013344	8,7	282,3	-0,966	0,21	0,152	0,966	-0,259	-0,018	22. Mai.	11	18:42	18:54								
2025-04-29 18:40:00	0,007943	650,2689	1	0,405094	0,014941	0,019768	8,6	282,5	-0,965	0,213	0,15	0,965	-0,26	-0,023	23. Mai.	11	18:41	18:54								
2025-04-29 18:41:00	0,009282	648,5445	2	0,413727	0,015219	0,033116	8,5	282,7	-0,965	0,217	0,147	0,965	-0,261	-0,027	24. Mai.	10	18:41	18:53								
2025-04-29 18:42:00	0,009808	646,8169	2	0,422538	0,015501	0,036533	8,3	282,9	-0,965	0,22	0,145	0,965	-0,262	-0,031	25. Mai.	12	18:41	18:54								
2025-04-29 18:43:00	0,010855	645,0858	2	0,431531	0,015789	0,044028	8,2	283,1	-0,964	0,224	0,142	0,964	-0,263	-0,035	26. Mai.	9	18:44	18:55								
2025-04-29 18:44:00	0,010963	643,3515	2	0,440709	0,016081	0,043283	8	283,3	-0,964	0,227	0,14	0,964	-0,264	-0,039	27. Mai.	10	18:43	18:55								
2025-04-30 18:36:00	0,009724	659,7817	2	0,365408	0,013674	0,046987	9,4	281,9	-0,965	0,203	0,164	0,965	-0,261	-0,005	28. Mai.	12	18:43	18:55								
2025-04-30 18:37:00	0,008401	658,0837	1	0,373204	0,01393	0,032055	9,3	282,1	-0,965	0,206	0,161	0,965	-0,262	-0,009	29. Mai.	11	18:43	18:55								
2025-04-30 18:38:00	0,007637	656,3824	1	0,381163	0,01419	0,020991	9,1	282,3	-0,965	0,21	0,159	0,965	-0,263	-0,013	30. Mai.	13	18:43	18:57								
2025-04-30 18:39:00	0,008441	654,6777	1	0,389286	0,014455	0,028981	9	282,5	-0,964	0,213	0,156	0,964	-0,264	-0,017	31. Mai.	12	18:46	18:57								
2025-04-30 18:40:00	0,008515	652,9697	1	0,397576	0,014724	0,028047	8,9	282,7	-0,964	0,216	0,154	0,964	-0,265	-0,021	1. Jun.	10	18:46	18:57								
2025-04-30 18:41:00	0,009684	651,2584	2	0,406038	0,014998	0,038384	8,7	282,8	-0,964	0,22	0,151	0,964	-0,266	-0,025	2. Jun.	9	18:46	18:56								
2025-04-30 18:42:00	0,010409	649,5437	2	0,414675	0,015277	0,043234	8,6	283	-0,963	0,223	0,149	0,963	-0,267	-0,029	3. Jun.	10	18:44	18:56								
2025-04-30 18:43:00	0,009873	647,8258	2	0,423489	0,01556	0,03679	8,4	283,2	-0,963	0,227	0,147	0,963	-0,268	-0,033	4. Jun.	11	18:45	18:58								
2025-04-30 18:44:00	0,010504	646,1045	2	0,432485	0,015849	0,040754	8,3	283,4	-0,962	0,23	0,144	0,962	-0,269	-0,037	5. Jun.	13	18:45	18:59								
2025-04-30 18:45:00	0,010596	644,38	2	0,441666	0,016142	0,039889	8,1	283,6	-0,962	0,233	0,142	0,962	-0,27	-0,042	6. Jun.	12	18:48	18:59								
2025-05-01 18:36:00	0,010348	662,4145	2	0,358757	0,013479	0,053522	9,7	282,1	-0,964	0,206	0,168	0,964	-0,266	-0,003	7. Jun.	12	18:48	18:59								
2025-05-01 18:37:00	0,009159	660,7293	2	0,366403	0,013731	0,041338	9,5	282,3	-0,964	0,209	0,166	0,964	-0,267	-0,008	8. Jun.	11	18:48	18:59								
2025-05-01 18:38:00	0,009188	659,0409	2	0,374206	0,013988	0,039949	9,4	282,4	-0,963	0,213	0,163	0,963	-0,268	-0,012	9. Jun.	11	18:48	19:00								
2025-05-01 18:39:00	0,009249	657,3491	2	0,382171	0,014249	0,03887	9,3	282,6	-0,963	0,216	0,161	0,963	-0,269	-0,016	10. Jun.	9	18:50	18:59								
2025-05-01 18:40:00	0,006542	655,654	1	0,393031	0,014514	0,002461	9,1	282,8	-0,963	0,219	0,158	0,963	-0,27	-0,02	11. Jun.	9	18:50	18:59								
2025-05-01 18:41:00	0,007252	653,9556	1	0,398597	0,014784	0,0115	9	283	-0,962	0,223	0,156	0,962	-0,271	-0,024	12. Jun.	9	18:50	18:59								
2025-05-01 18:42:00	0,010729	652,2538	2	0,407065	0,015059	0,047157	8,8	283,2	-0,962	0,226	0,153	0,962	-0,272	-0,028	13. Jun.	12	18:47	19:01								
2025-05-01 18:43:00	0,010397	650,5488	2	0,415707	0,015339	0,042774	8,7	283,4	-0,962	0,23	0,151	0,962	-0,273	-0,032	14. Jun.	12	1									

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflexivity y	Retinal Irradiance	Subtended Glare	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	q	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt P5
2025-04-17 06:21:00	0,005865	646,6415	1	0,343554	0,0126	0,005946	8	83,8	0,984	0,107	0,14	-0,984	-0,172	0,038	27. Apr.	4	06:07	06:10	28. Apr.	15. August	16	1650	05:57	06:27		
2025-04-17 06:22:00	0,005672	648,4732		0,336227	0,012366	0,004357	8,2	84	0,984	0,104	0,142	-0,984	-0,171	0,042	28. Apr.	7	06:07	06:13								
2025-04-17 06:23:00	0,005468	650,3013		0,329054	0,012137	0,002414	8,3	84,2	0,984	0,1	0,145	-0,984	-0,17	0,047	29. Apr.	10	06:06	06:15								
2025-04-18 06:19:00	0,006323	648,1875		0,351199	0,012911	0,011336	8	83,2	0,983	0,118	0,14	-0,983	-0,18	0,031	30. Apr.	11	06:06	06:16								
2025-04-18 06:20:00	0,006145	650,0031		0,343721	0,012672	0,010292	8,2	83,4	0,983	0,114	0,142	-0,983	-0,179	0,036	1. Mai.	12	06:06	06:17								
2025-04-18 06:21:00	0,005957	651,8149		0,336399	0,012437	0,008993	8,3	83,6	0,983	0,111	0,145	-0,983	-0,178	0,04	2. Mai.	13	06:05	06:17								
2025-04-18 06:22:00	0,00576	653,623		0,32923	0,012205	0,007417	8,5	83,8	0,983	0,107	0,147	-0,983	-0,177	0,044	3. Mai.	14	06:04	06:17								
2025-04-18 06:23:00	0,005551	655,4274		0,322212	0,011978	0,00547	8,6	84	0,983	0,104	0,15	-0,983	-0,176	0,048	4. Mai.	14	06:04	06:17								
2025-04-18 06:24:00	0,005328	657,228		0,315341	0,011755	0,003062	8,8	84,2	0,983	0,1	0,153	-0,983	-0,175	0,052	5. Mai.	15	06:03	06:17								
2025-04-19 06:17:00	0,006738	648,1356		0,359047	0,013199	0,015636	8	82,6	0,982	0,128	0,14	-0,982	-0,188	0,025	6. Mai.	15	06:03	06:17								
2025-04-19 06:18:00	0,006578	649,9426		0,351414	0,012954	0,015086	8,2	82,8	0,982	0,125	0,142	-0,982	-0,187	0,029	7. Mai.	15	06:03	06:17								
2025-04-19 06:19:00	0,006405	651,746		0,34394	0,012714	0,014279	8,3	83	0,982	0,121	0,145	-0,982	-0,186	0,033	8. Mai.	16	06:02	06:17								
2025-04-19 06:20:00	0,006224	653,5457		0,336623	0,012478	0,013241	8,5	83,2	0,982	0,118	0,147	-0,982	-0,185	0,037	9. Mai.	15	06:02	06:16								
2025-04-19 06:21:00	0,006033	655,3416		0,329458	0,012246	0,011951	8,6	83,4	0,982	0,114	0,15	-0,982	-0,184	0,041	10. Mai.	15	06:02	06:16								
2025-04-19 06:22:00	0,005832	657,1339		0,322443	0,012018	0,010366	8,8	83,6	0,982	0,111	0,152	-0,982	-0,183	0,045	11. Mai.	15	06:02	06:16								
2025-04-19 06:23:00	0,005618	658,9225		0,315575	0,011794	0,008403	8,9	83,8	0,982	0,108	0,155	-0,982	-0,182	0,05	12. Mai.	16	06:01	06:16								
2025-04-19 06:24:00	0,005388	660,7074		0,308851	0,011574	0,00596	9,1	84	0,982	0,104	0,158	-0,982	-0,181	0,054	13. Mai.	15	06:01	06:15								
2025-04-19 06:25:00	0,005142	662,4885		0,302268	0,011358	0,002935	9,2	84,2	0,982	0,101	0,16	-0,982	-0,18	0,058	14. Mai.	15	06:01	06:15								
2025-04-20 06:15:00	0,007136	648,0711		0,367103	0,013494	0,019226	8	81,9	0,98	0,139	0,14	-0,98	-0,196	0,018	15. Mai.	16	06:00	06:15								
2025-04-20 06:16:00	0,006982	649,8697		0,359312	0,013244	0,018909	8,2	82,1	0,981	0,135	0,142	-0,981	-0,195	0,022	16. Mai.	16	06:00	06:15								
2025-04-20 06:17:00	0,006826	651,6647		0,351684	0,012999	0,01852	8,3	82,3	0,981	0,132	0,145	-0,981	-0,194	0,026	17. Mai.	15	06:00	06:14								
2025-04-20 06:18:00	0,00666	653,4561		0,344214	0,012758	0,017921	8,5	82,5	0,981	0,128	0,147	-0,981	-0,193	0,03	18. Mai.	15	06:00	06:14								
2025-04-20 06:19:00	0,006483	655,2437		0,3369	0,012521	0,017095	8,6	82,7	0,981	0,125	0,15	-0,981	-0,192	0,034	19. Mai.	16	05:59	06:14								
2025-04-20 06:20:00	0,006298	657,0278		0,329738	0,012288	0,01606	8,8	82,9	0,981	0,122	0,152	-0,981	-0,191	0,039	20. Mai.	16	05:59	06:14								
2025-04-20 06:21:00	0,006105	658,8081		0,322726	0,012059	0,014776	8,9	83,1	0,981	0,118	0,155	-0,981	-0,19	0,043	21. Mai.	15	05:59	06:13								
2025-04-20 06:22:00	0,005899	660,5848		0,315861	0,011834	0,013172	9,1	83,3	0,981	0,115	0,157	-0,981	-0,189	0,047	22. Mai.	15	05:59	06:13								
2025-04-20 06:23:00	0,00568	662,3578		0,309138	0,011614	0,011185	9,2	83,5	0,981	0,111	0,16	-0,981	-0,188	0,051	23. Mai.	16	05:58	06:13								
2025-04-20 06:24:00	0,005444	664,127		0,302557	0,011397	0,008697	9,3	83,7	0,981	0,108	0,162	-0,981	-0,187	0,055	24. Mai.	16	05:58	06:13								
2025-04-20 06:25:00	0,005187	665,8926		0,296113	0,011184	0,005564	9,5	83,9	0,981	0,104	0,165	-0,981	-0,186	0,059	25. Mai.	16	05:58	06:13								
2025-04-21 06:12:00	0,007488	646,1999		0,375373	0,013758	0,022111	8	81,3	0,979	0,149	0,14	-0,979	-0,204	0,011	26. Mai.	15	05:58	06:12								
2025-04-21 06:13:00	0,00735	647,9938		0,367422	0,013504	0,022119	8,2	81,5	0,979	0,146	0,142	-0,979	-0,203	0,015	27. Mai.	15	05:58	06:12								
2025-04-21 06:14:00	0,007203	649,7841		0,359635	0,013254	0,021958	8,3	81,7	0,979	0,142	0,145	-0,979	-0,202	0,019	28. Mai.	16	05:58	06:13								
2025-04-21 06:15:00	0,007049	651,5708		0,35201	0,013009	0,021671	8,5	81,9	0,979	0,139	0,147	-0,979	-0,201	0,023	29. Mai.	16	05:58	06:13								
2025-04-21 06:16:00	0,00689	653,3539		0,344543	0,012768	0,021257	8,6	82,1	0,979	0,135	0,15	-0,979	-0,2	0,028	30. Mai.	16	05:58	06:13								
2025-04-21 06:17:00	0,00672	655,1334		0,337232	0,012531	0,020634	8,8	82,3	0,979	0,132	0,152	-0,979	-0,199	0,032	31. Mai.	15	05:58	06:12								
2025-04-21 06:18:00	0,006541	656,9093		0,330073	0,012298	0,019807	8,9	82,5	0,98	0,129	0,155	-0,98	-0,198	0,036	1. Jun.	15	05:58	06:12								
2025-04-21 06:19:00	0,006353	658,6815		0,323062	0,012069	0,018765	9	82,7	0,98	0,125	0,157	-0,98	-0,197	0,04	2. Jun.	15	05:58	06:12								
2025-04-21 06:20:00	0,006156	660,4501		0,316198	0,011845	0,017472	9,2	82,9	0,98	0,122	0,16	-0,98	-0,196	0,044	3. Jun.	16	05:57	06:12								
2025-04-21 06:21:00	0,005946	662,215		0,309477	0,011624	0,015854	9,3	83,1	0,98	0,118	0,162	-0,98	-0,195	0,048	4. Jun.	16	05:58	06:13								
2025-04-21 06:22:00	0,005722	663,9762		0,302897	0,011407	0,013835	9,5	83,3	0,98	0,115	0,165	-0,98	-0,194	0,053	5. Jun.	16	05:58	06:13								
2025-04-21 06:23:00	0,005481	665,7338		0,296453	0,011194	0,011323	9,6	83,5	0,98	0,111	0,167	-0,98	-0,193	0,057	6. Jun.	16	05:58	06:13								
2025-04-21 06:24:00	0,005211	667,4877		0,290144	0,010984	0,007965	9,8	83,7</																		