

SolPEG Blendgutachten Solarpark Wittmoldt

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Wittmoldt 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.....	6
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....	7
3.1	Rechtliche Hinweise	7
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	7
3.3	Berechnung der Blendwirkung	9
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	10
3.5	Standorte für die Analyse	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	12
4	Ergebnisse	15
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, B76 südöstlich	16
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, B76 nordöstlich	17
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude westlich, Siedlung 1.....	18
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südöstlich, Hauptweg 2	21
4.5	Weitere umliegende Gebäude.....	21
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	22
6	Schlussbemerkung	22
7	Anhang (Auszug).....	23 - 38

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Wittmoldt

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Wittmoldt“ für die Verkehrsteilnehmer auf der Bundesstraße B76 und ggf. für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Die Umsetzung der Energiewende und die Bestrebungen für mehr Klimaschutz resultieren in Erfordernissen und Maßnahmen, die als gesellschaftlicher Konsens und somit als öffentliche Belange gesetzlich festgeschrieben sind. Z.B. im „Gesetz zur Stärkung der klimagerechten Entwicklung in den Städten und Gemeinden“ (2011) und im „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG“ (2017). Andererseits soll der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die bestehenden Regelungen für den Immissionsschutz berücksichtigen. Dies gilt auch für Lichtimmissionen durch PV Anlagen.

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Lichtleitlinie¹, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Lichtleitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf der B76 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 Analyse der potentiellen Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV Anlage. Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung vor Ort ist notwendig da die verfügbaren Datenquellen ausreichend sind, um einen Eindruck über die örtlichen Gegebenheiten zu vermitteln.

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

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

¹ Die Lichtleitlinie ist u.a. hier abrufbar: http://www.solpeg.de/LAI_Lichtleitlinie_2012.pdf

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet in der Gemeinde Wittmoldt in Schleswig-Holstein. Östlich der Fläche verläuft die B76. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen in der Gemeinde Wittmoldt in Schleswig-Holstein. Die Flächen sind leicht abfallend nach Süden
Koordinaten (Mitte)	54.177°N, 10.375°O, 41 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang B76	ca. 550 m
Abstand zum Fahrbahnrand	ca. 40 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 200 m

Übersicht² über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

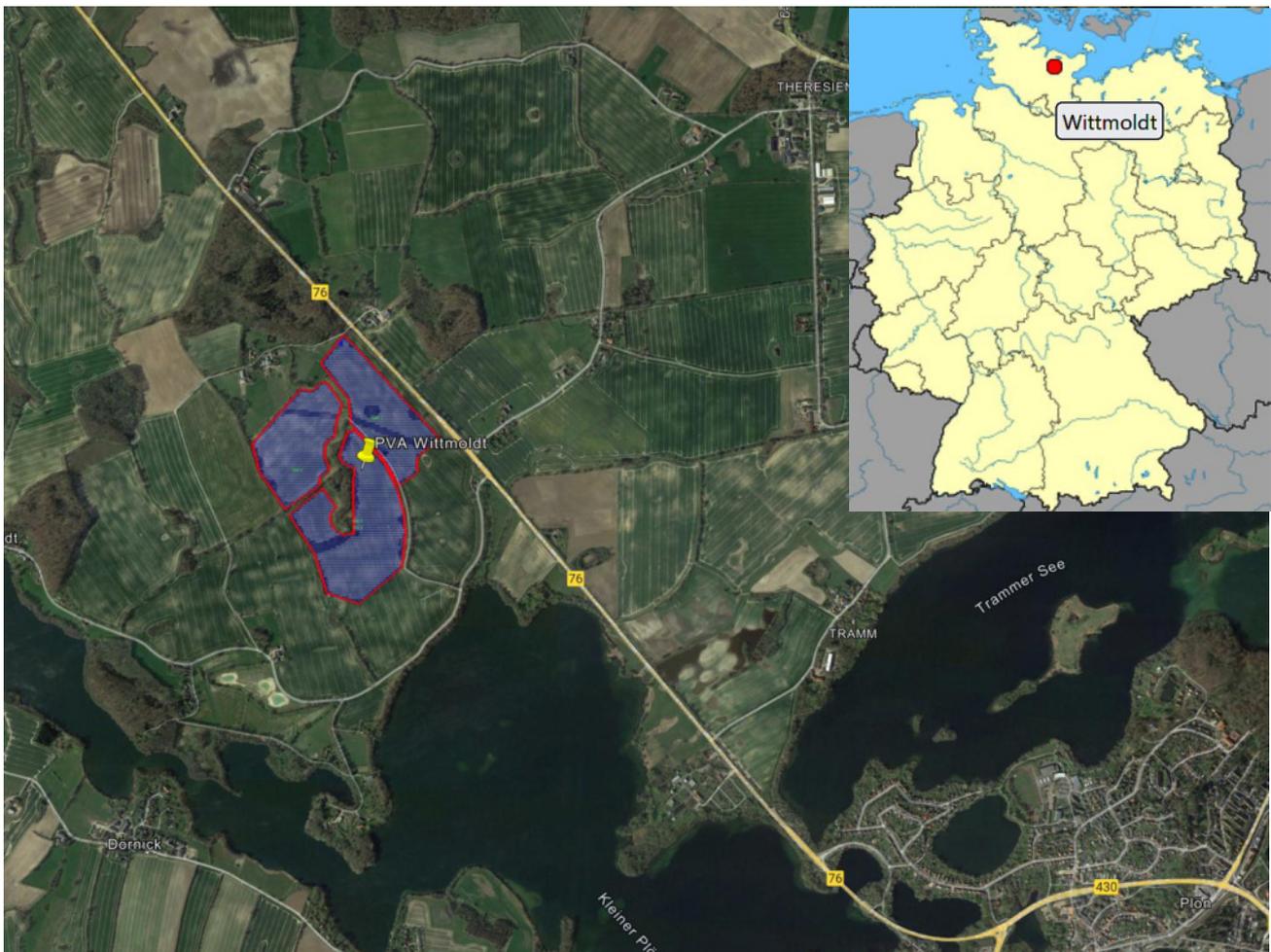


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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: Detailansicht der PV Flächen (Quelle: Google Earth/SolPEG)



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

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.

Einzelne Gebäude in der näheren Umgebung können evt. von Reflexionen erreicht werden aber überwiegend besteht kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage. Die Standorte werden dennoch analysiert. Details sind im Abschnitt 4 aufgeführt. Die folgende Skizze zeigt beispielhaft den nördlichen Teil der PV Anlage und die relevante Umgebung.



Bild 2.2.1: Nördlicher Teil der PV Anlage und Umgebung (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 möglichst
das gesamte einfallende Licht für die Stromproduktion genutzt werden soll. Die Materialforschung hat
mit speziell strukturierten Glasoberflächen (Texturen) und Antireflexionsschichten den Anteil des re-
flektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV Moduls:

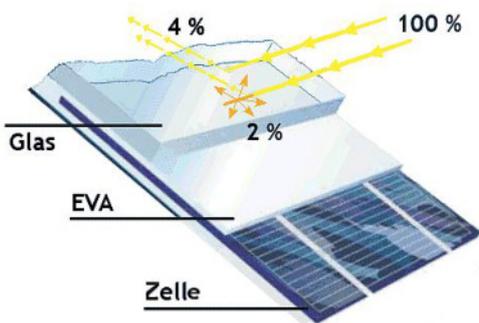


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

PV Module zeigen im Hinblick auf Reflexion andere Eigenschaften als normale Glasoberflächen (z.B. PKW-Scheiben, Glasfassaden, Fenster, Gewächshäuser) oder z.B. Oberflächen von Gewässern. Direkt einfallendes Sonnenlicht wird von der Moduloberfläche diffus reflektiert:



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

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

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

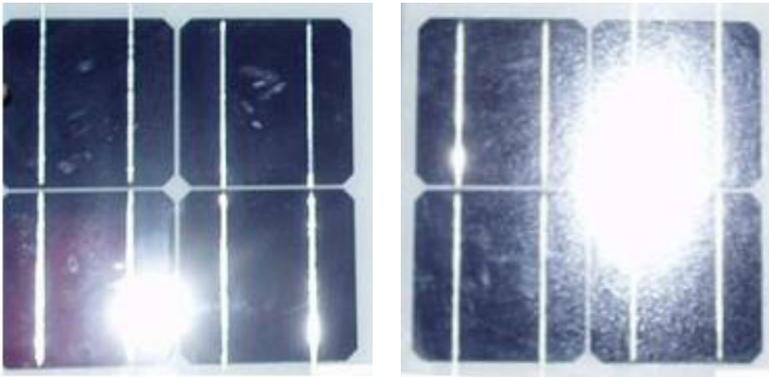


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

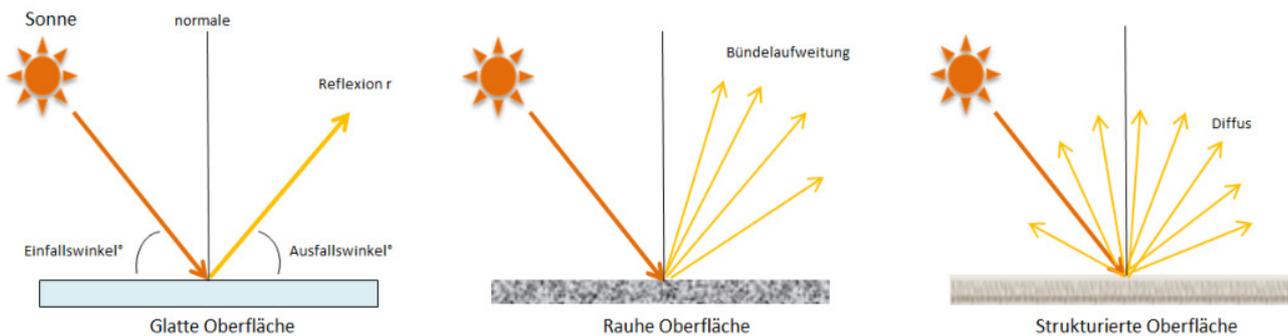


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Planungsunterlagen sollen PV Module des Herstellers LONGi zum Einsatz kommen, die lt. vorliegender Stellungnahme des Herstellers 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 Parameters	Operating Parameters
Cell Orientation: 144 (6x24)	Operational Temperature: -40 C ~ +85 C
Junction Box: IP68, three diodes	Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W
Output Cable: 4mm ² , 300mm in length, length can be customized	Voc and Isc Tolerance: ±3%
Glass: Dual glass 2.0mm coated tempered glass	Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)
	Maximum Series Fuse Rating: 25A
	Nominal Operating Cell Temperature: 45±2 C

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:

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

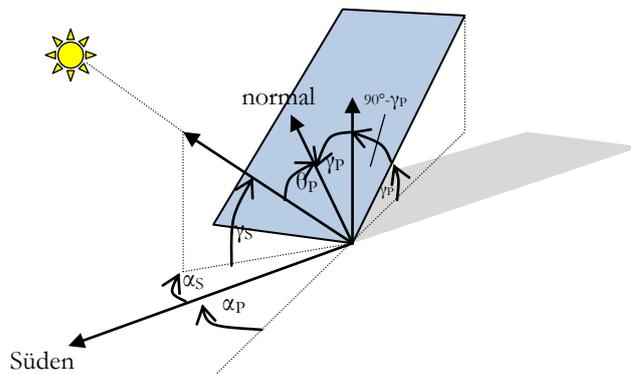


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

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

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

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

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

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

3.4 Technische Parameter der PV Anlage

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

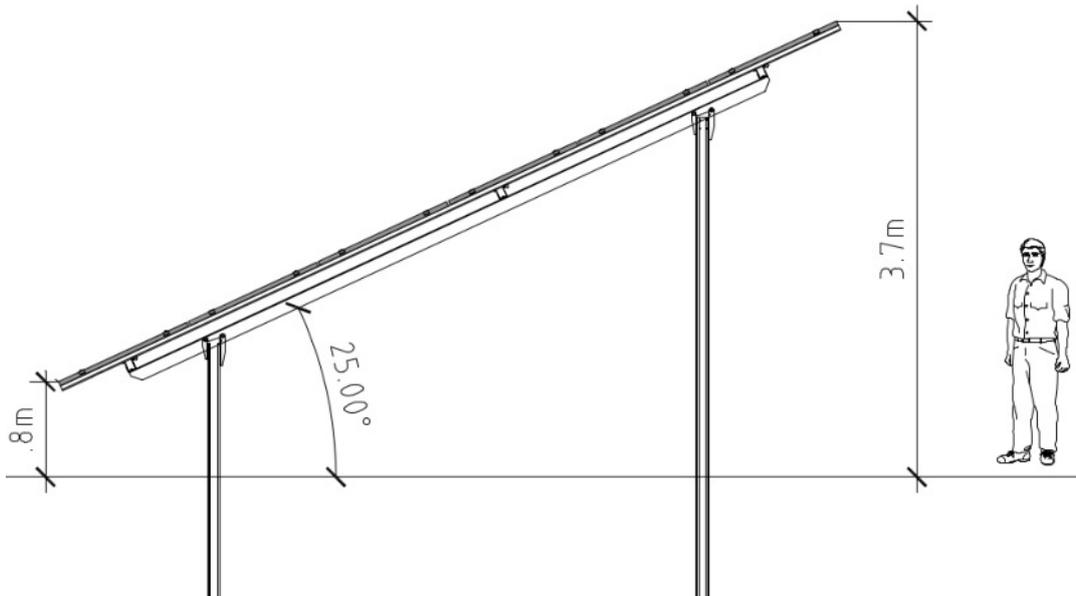


Bild 3.4.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung Auftraggeber)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul Hersteller / Typ	LONGi (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Hochtransparentes Anti-Reflexions-Glas
Unterkonstruktion	Modultische mit fester Neigung
Modulinstallation	5 Module quer übereinander
Achsen-Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	25°
Höhe der Modulfläche über Boden	ca. 0,80 m bis ca. 3,7 m
Mittlere Höhe der Modulfläche für Simulation	2 m
Anzahl Messpunkte Straße	2 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte Gebäude	2 Messpunkte
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (gemittelte Höhe)
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer ⁷	Fahrtrichtung +/- 20°

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.

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 untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Wittmoldt wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der B76 sowie 2 Messpunkte im Bereich von umliegenden Gebäuden. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

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

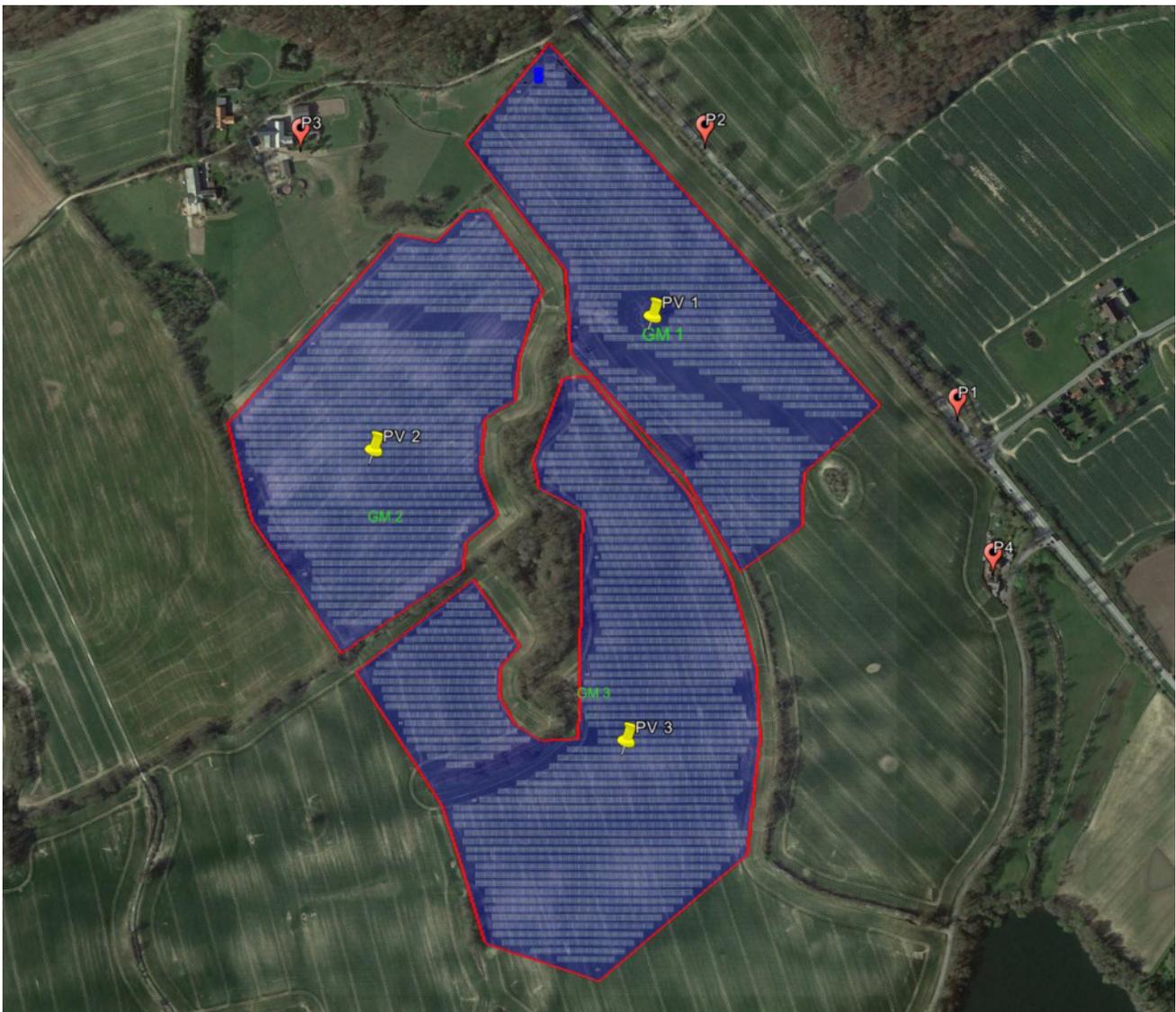


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist in Deutschland die sog. Licht-Leitlinie, die erstmals 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst wurde. Die Licht-Leitlinie ist weder eine Norm noch ein Gesetz sondern lt. LAI Vorbemerkung "**... ein System zur Beurteilung der Wirkungen von Lichtimmissionen auf den Menschen**" welches ursprünglich für die Bemessung von Lichtimmissionen durch Flutlicht- oder Beleuchtungsanlagen von Sportstätten konzipiert wurde. Anlagen zur Beleuchtung des öffentlichen Straßenraumes, Blendwirkung durch PKW Scheinwerfer usw. werden nicht behandelt.

Im Jahr 2000 wurden Hinweise zu schädlichen Einwirkungen von Beleuchtungsanlagen auf Tiere - insbesondere auf Vögel und Insekten - und Vorschläge zu deren Minderung ergänzt. Ende 2012 wurde ein 4-seitiger Anhang zum Thema Reflexionen durch Photovoltaik (PV) Anlagen hinzugefügt.

Lichtimmissionen gehören nach dem BImSchG zu den schädlichen Umwelteinwirkungen, wenn sie nach Art, Ausmaß oder Dauer geeignet sind, **erhebliche Nachteile** oder **erhebliche Belästigungen** für die Allgemeinheit oder für die Nachbarschaft **herbeizuführen**. Bedauerlicherweise hat der Gesetzgeber die immissionsschutzrechtliche **Erheblichkeit** für Lichtimmissionen bisher nicht definiert und eine Definition auch nicht in Aussicht gestellt.

Für Reflexionen durch PV Anlagen ist in der Licht-Leitlinie ein Immissionsrichtwert von maximal 30 Minuten pro Tag und maximal 30 Stunden pro Jahr angegeben. Diese Werte wurden nicht durch wissenschaftliche Untersuchungen mit entsprechenden Probanden in Bezug auf Reflexionen durch PV Anlagen ermittelt, sondern stammen aus einer Untersuchung zur Belästigung durch periodischen Schattenwurf und Lichtreflexe ("Disco-Effekt") von Windenergieanlagen (WEA).

Auch in diesem Bereich hat der Gesetzgeber bisher keine rechtsverbindlichen Richtwerte für die Belästigung durch Lichtblitze und bewegten, periodischen Schattenwurf durch Rotorblätter einer WEA erlassen oder in Aussicht gestellt. Die Übertragung der Ergebnisse aus Untersuchungen zum Schattenwurf von WEA Rotoren auf unbewegliche Installationen wie PV Anlagen ist unter Experten äußerst umstritten und vor diesem Hintergrund hat eine individuelle Bewertung von Reflexionen durch PV Anlagen Vorrang vor den rechnerisch ermittelten Werten.

Allgemeiner Konsens ist die Notwendigkeit von weiterführenden Forschung und Konkretisierung der vorhandenen Regelungen. U.a.

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

Welches die zulässige Dauer einer Blendwirkung sein soll, ist eigentlich keine wissenschaftliche Fragestellung, sondern eine der gesellschaftlichen Vereinbarung: Wie viele Prozent stark belastigter Personen in der exponierten Bevölkerung will man zulassen? Die Wissenschaft müsste aber eine Aussage darüber liefern können, welche Expositionsdauer zu welchem Anteil stark Belastigter führt. Wie bereits erwähnt, stehen Untersuchungen dazu noch aus. .. Es existieren noch keine rechtlichen oder normativen Methoden zur Bewertung von Lichtimmissionen durch von Solaranlagen gespiegeltes Sonnenlicht.

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

Während die Berechnungen möglicher Reflexionsrichtungen klar aus geometrischen Verhältnissen folgen, besteht hinsichtlich der Risikobewertung reflektierten Sonnenlichts noch erheblicher Klärungsbedarf...

Im Zusammenhang mit der Übernahme zeitlicher Grenzwerte der Schattenwurfrichtlinie besteht noch Forschungsbedarf hinsichtlich der belastigenden Wirkung statischer Sonnenlichtreflexionen. Da in der Licht-Richtlinie klar unterschieden wird zwischen konstantem und Wechsellicht und es sich beim periodischen Schattenwurf von Windenergieanlagen um das generell stärker belastigende Wechsellicht handelt, liegt die Vermutung nahe, dass zeitliche Grenzwerte für konstante Sonnenlichtreflexionen deutlich über denen der Schattenwurfrichtlinie anzusetzen wären.

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁸ 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."

In der hier zur Anwendung kommenden Simulationssoftware 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.

⁸ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

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. TMY⁹) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung¹⁰ von ca. 62,5 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

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

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

Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m² beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaption 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^2) 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.

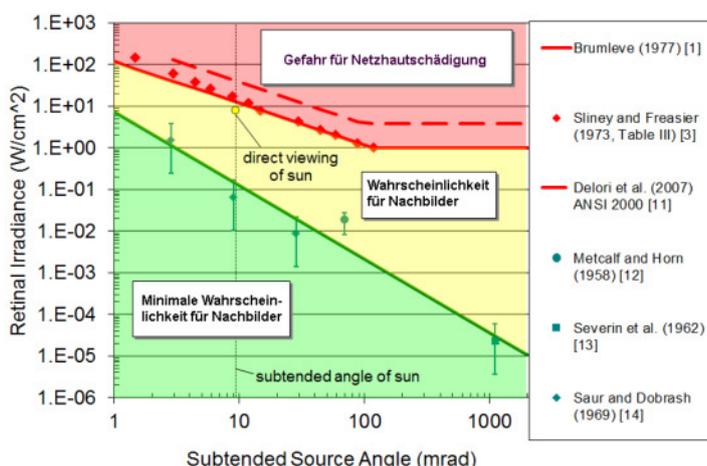


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

⁹ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

¹⁰ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2022_17.png

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Wittmoldt wird für 4 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann.

Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.1 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.

Die folgende Tabelle 3 zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen zu verwenden. Diese werden im weiteren Verlauf von Abschnitt 4 für die jeweiligen Messpunkte gesondert beschrieben.

Tabelle 3: Potentielle Reflexionen an den jeweiligen Messpunkten [Kategorie ■, Minuten pro Jahr]

Messpunkt	PV Feld 1	PV Feld 2	PV Feld 3
P1 B76 südöstlich	3596 ^W	658 ^{WE}	-
P2 B76 nordöstlich	1816 ^W	-	-
P3 Gebäude nordwestlich	522 ^{EG}	-	-
P4 Gebäude südöstlich	2807 ^{EG}	-	597 ^{EG}

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, B76 südöstlich

Am Messpunkt P1 auf der B76 können bei der Fahrt Richtung Nordwesten theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage (PV Feld 1) auftreten. Diese können zwischen dem 19. April und dem 24. August zwischen 18:17 - 18:42 Uhr für 5 bis max. 15 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings mit ca. -22° bis -57° links (westlich) zur Fahrtrichtung außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m Sichtweite) und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage bzw. eine Blendwirkung kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

Zur Veranschaulichung sind in der folgenden Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten dargestellt.



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

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/grün markierten Bereich westlich der Fahrbahn, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, können theoretisch abends Reflexionen durch die PV Anlage auftreten aber eine Blendwirkung für Fahrzeugführer kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Darüber hinaus ist entlang der Fahrbahn ein Bewuchs aus Büschen und Bäumen vorhanden, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, B76 nordöstlich

Auch am Messpunkt P2 auf der B76 nordöstlich der PV Anlage können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 1 auftreten. Diese können zwischen dem 11. April und dem 01. September zwischen 18:18 - 18:43 Uhr für 5 bis max. 14 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings auch hier außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage bzw. eine Blendwirkung kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung werden in der folgenden Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten dargestellt.

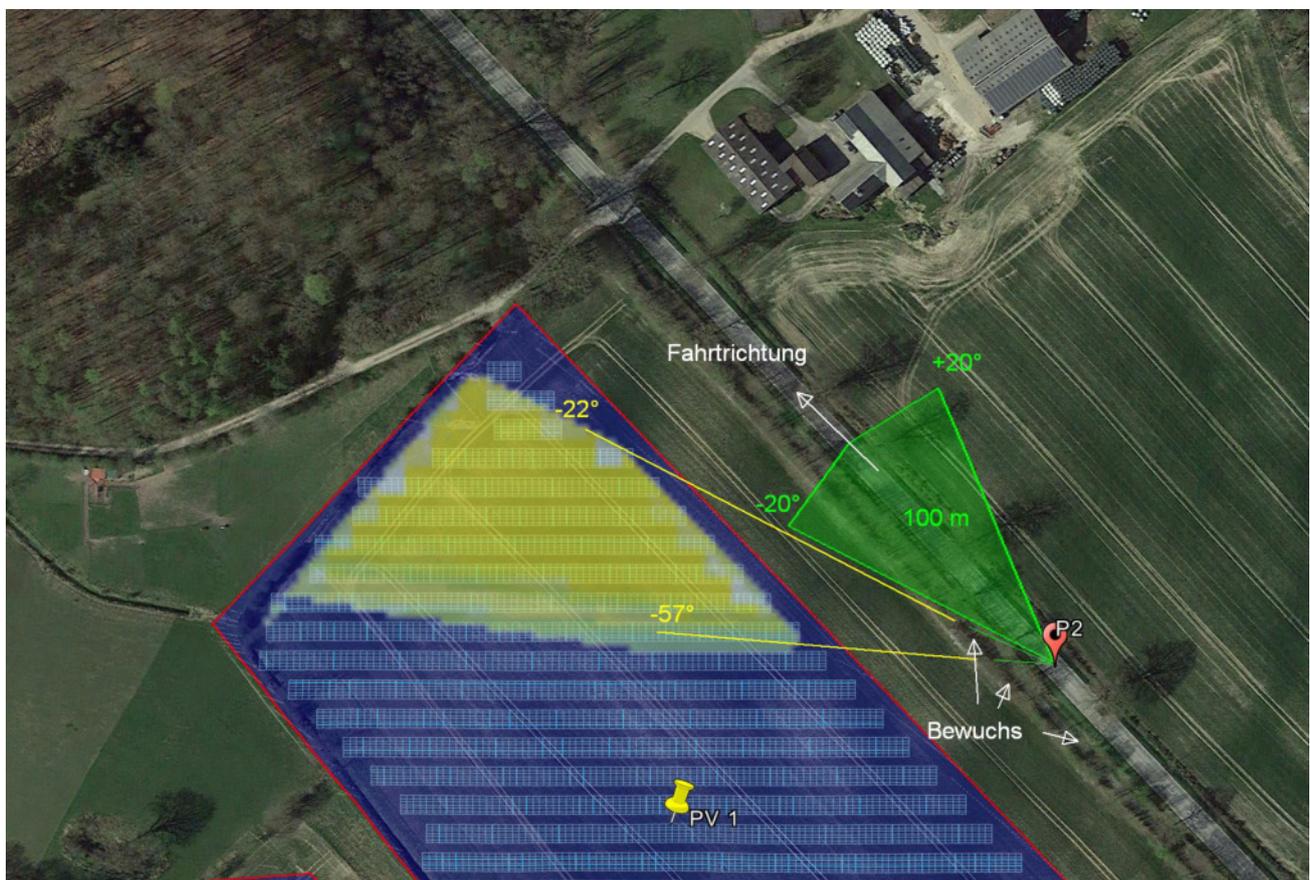


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkte P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/grün markierten Bereich westlich der Fahrbahn, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, können theoretisch abends Reflexionen durch die PV Anlage auftreten aber eine Blendwirkung für Fahrzeugführer kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Auch in diesem Abschnitt der B76 ist entlang der Fahrbahn ein Bewuchs aus Büschen und Bäumen vorhanden, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht oder nur bedingt anwendbar.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude westlich, Siedlung 1

Am Messpunkt P3 im Bereich der Gebäude westlich der PV Anlage an der Adresse Siedlung 1 können nur an insgesamt 522 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das PV Feld 1 auftreten. Diese können in bestimmten Jahreszeiten in den frühen Morgenstunden zwischen 06:11 - 06:32 Uhr für 5 bis max. 15 Minuten aus östlicher Richtung auftreten.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse in der Übersicht.

Tabelle 4: Mögliches Auftreten und Dauer von Reflexionen am Messpunkt P3

Zeitraum Beginn	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag (max.)	Minuten im Zeitraum	Erstes Auftreten	Letztes Auftreten
04. April	25. April	15	262	06:11	06:32
18. August	07. September	15	260	06:14	06:29

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

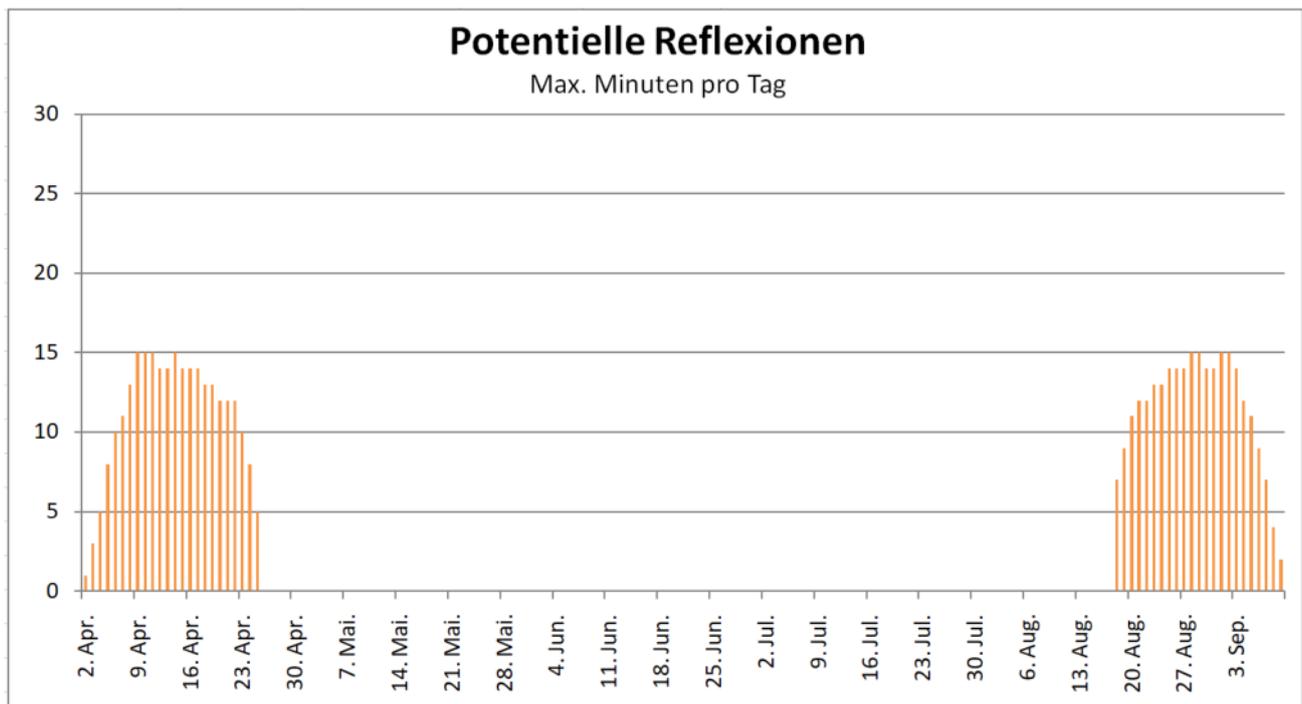


Bild 4.3.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potentielle Reflexionen 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 kann. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

Darüber hinaus zeigt die Analyse des Geländeverlaufes, dass die Fläche der PV Anlage ca. 4 m tiefer liegt als Messpunkt P3.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P3 und den Gelände- verlauf zwischen Messpunkt P3 und der PV Anlage.

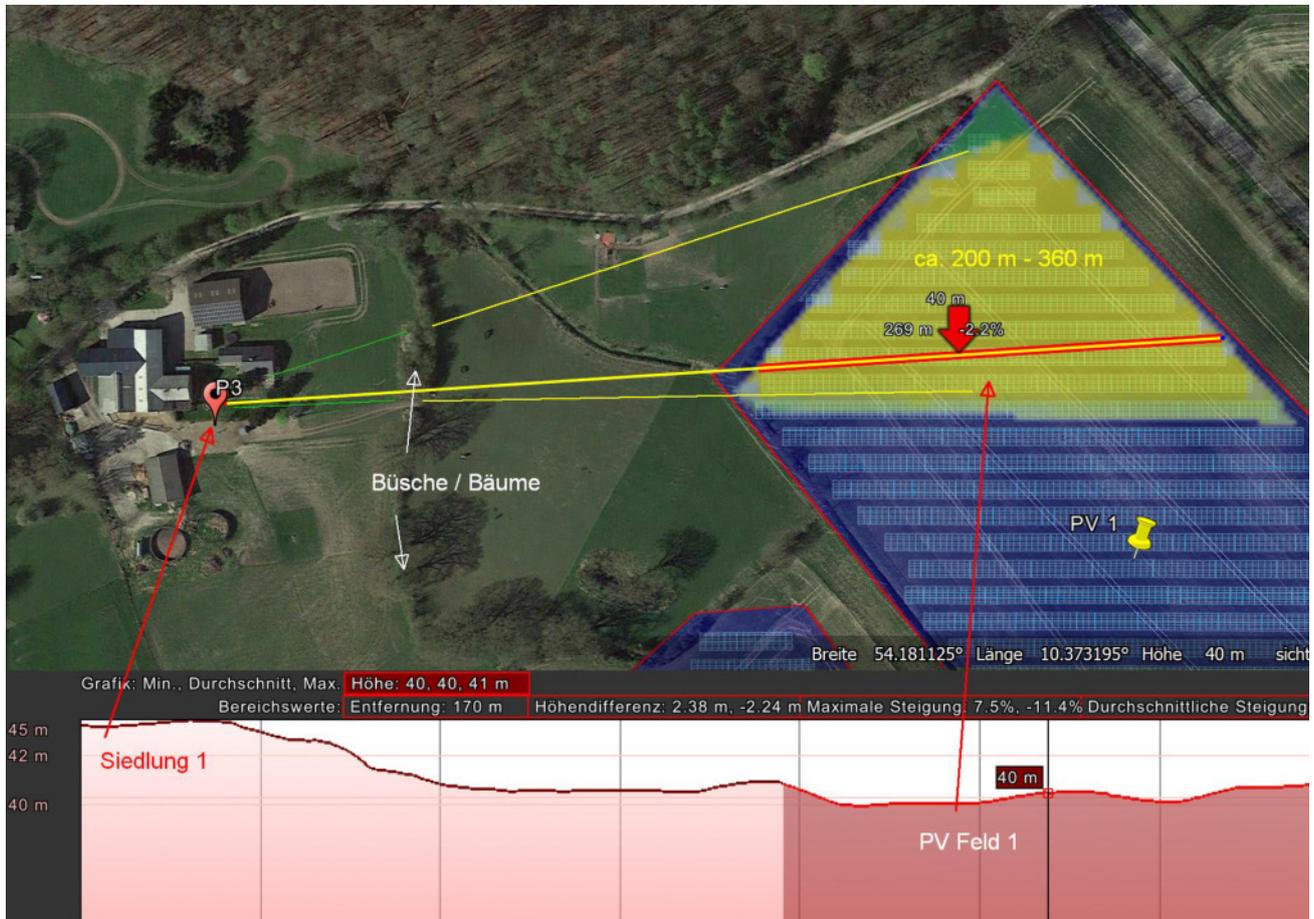


Bild 4.3.2: Geländeverlauf zwischen Messpunkt P3 und der PV Fläche 1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Darüber hinaus sind die Gebäude von Büschen und Bäumen umgeben, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Anhand von Satellitenbildern ist erkennbar, dass es sich hier überwiegend um alten Baumbestand handelt. Dieser ist zwar rechtlich gesehen kein dauerhafter Sichtschutz aber dennoch können solche örtlichen Gegebenheiten nicht ignoriert werden.

Auch aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle von ca. 200 m – 360 m sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Mit zunehmender Entfernung und der damit einhergehenden Bündelaufweitung der diffus reflektierten Lichtstrahlen, reduziert sich die Leuchtdichte der Moduloberflächen. Die PV Anlage wäre nur als helle Fläche wahrnehmbar - sofern diese aufgrund des Geländeverlaufes überhaupt sichtbar ist.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P3. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.2 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt (hier 843 Minuten, Kategorie Gelb). Weitere Details auch zu den anderen Messpunkten finden sich im Anhang.

PV Feld 1 and OP 3

Yellow glare: 843 min.

Green glare: 1,664 min.

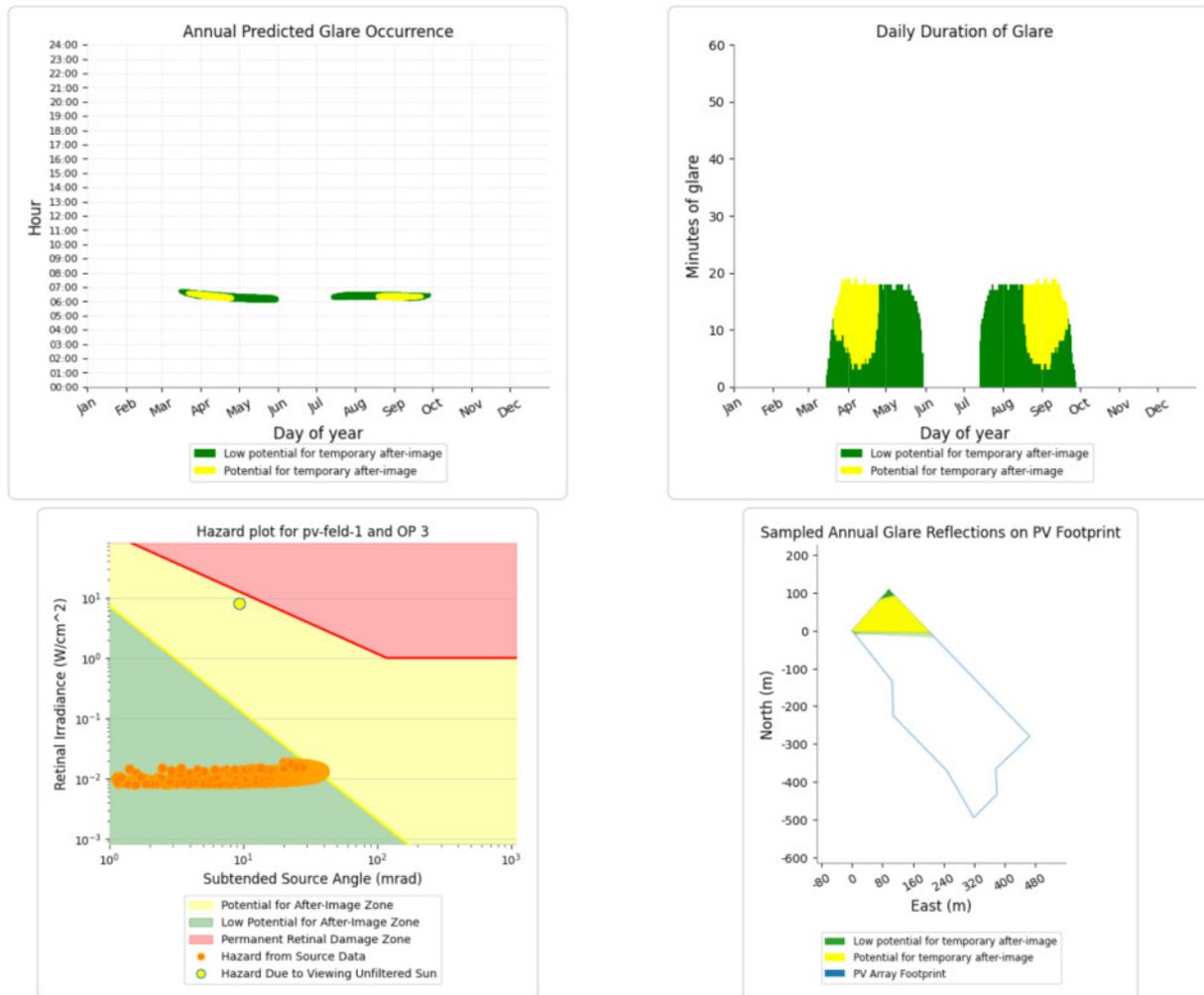


Bild 4.3.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P3 (Quelle: Simulationsergebnisse)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südöstlich, Hauptweg 2

Am Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude südöstlich der PV Anlage an der Adresse Hauptweg 2 (Bienenland Assenheimer) können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 1 und 3 auftreten. Die Analyse des Geländeverlaufes zeigt allerdings, dass die Fläche der PV Anlage nicht einsehbar auf einem Hügel liegt, in einer Entfernung von ca. 230 m – 540 m. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind daher in der Realität nicht anwendbar.

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

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P4 und den Geländeverlauf zwischen Messpunkt P4 und der PV Anlage.

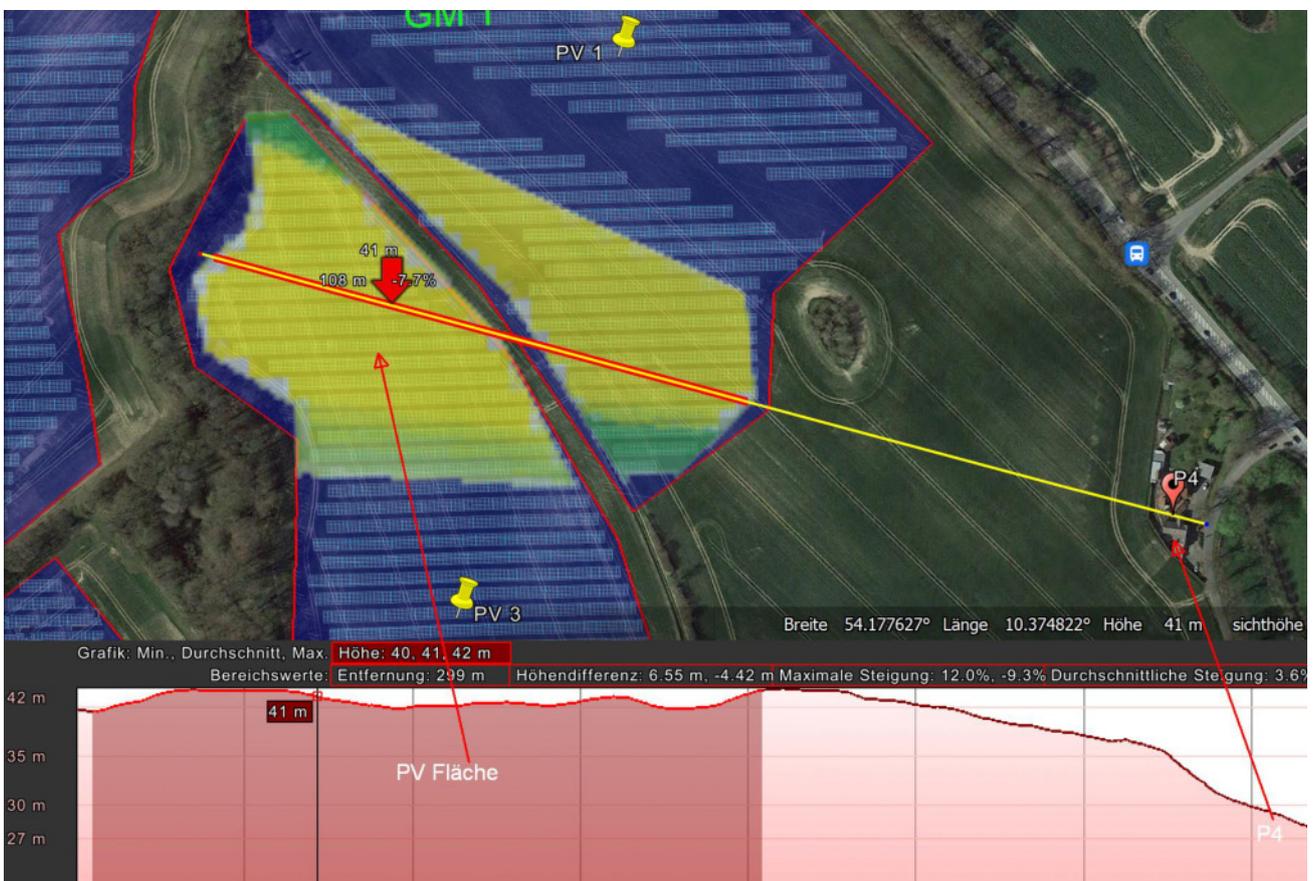


Bild 4.4.1: Geländeverlauf zwischen Messpunkt P4 und der PV Fläche 1 und 3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

4.5 Weitere umliegende Gebäude

Neben den hier dargestellten Ergebnissen wurden intern weitere Messpunkte analysiert, u.a. die Adresse Siedlung 4, nordöstlich der B76 und auch die Adresse Hauptweg 4, südlich der PV Anlage. Aufgrund der Lage (Winkel) und der Entfernung zur Immissionsquelle bzw. aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz, zeigt die Simulation erwartungsgemäß keine Ergebnisse und daher ist eine detaillierte Darstellung nicht zielführend. Dies gilt auch umso mehr für die westlich gelegene Ortschaft Wittmoldt und die südliche gelegene Stadt Plön und das Plöner Schloss.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Wittmoldt kann als „geringfügig“ klassifiziert¹¹ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als gering eingestuft werden.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV Anlage durch den Einsatz von hochwertigen PV Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine geringe, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Auf der östlich verlaufenden B76 sind die rechnerisch ermittelten Reflexionen zu vernachlässigen. Die Einfallswinkel liegen überwiegend deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage oder eine Blendwirkung kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

Im Bereich der westlich und südöstlich gelegenen Gebäude sind keine relevanten Reflexionen durch die PV Feld nachweisbar aber aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ist ohnehin kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

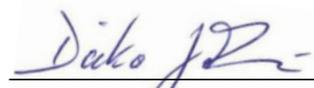
Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

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

6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 04.07.2023


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹¹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

Hi-MO 5

(G2)

LR5-72HIBD

530~550M

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
 - M10 Gallium-doped Wafer
 - Integrated Segmented Ribbons
 - 9-busbar Half-cut Cell
- Globally validated bifacial energy yield
- High module quality ensures long-term reliability

12

12-year Warranty for Materials and Processing

30

30-year Warranty for Extra Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: ISO Quality Management System

ISO14001: 2015: ISO Environment Management System

ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGI



21.3%
MAX MODULE
EFFICIENCY

0~3%
POWER
TOLERANCE

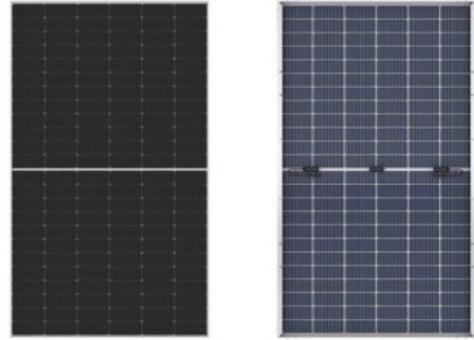
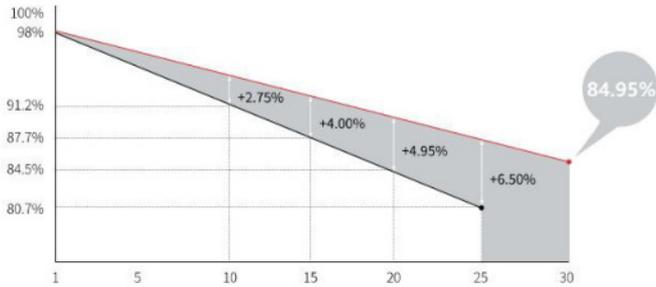
<2%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.45%
YEAR 2-30
POWER DEGRADATION

HALF-CELL
Lower operating temperature

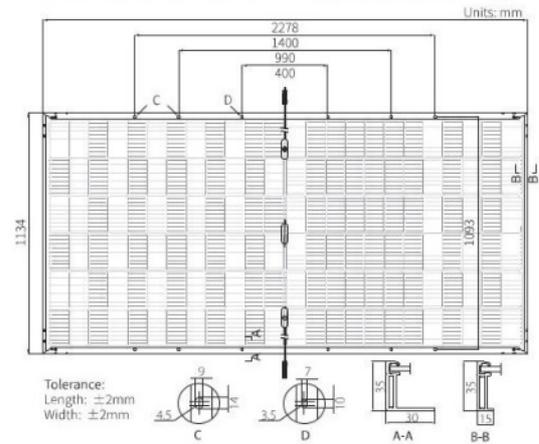
Additional Value

30-Year Power Warranty



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm length can be customized
Connector	LONGi LR5 or MC4 EVO2
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	32.6kg
Dimension	2278×1134×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s Test uncertainty for Pmax: ±3%

Module Type	LR5-72HIBD-530M		LR5-72HIBD-535M		LR5-72HIBD-540M		LR5-72HIBD-545M		LR5-72HIBD-550M	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax/W)	530	396.2	535	399.9	540	403.6	545	407.4	550	411.1
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.20	46.26	49.35	46.40	49.50	46.54	49.65	46.68	49.80	46.82
Short Circuit Current (Isc/A)	13.71	11.07	13.78	11.12	13.85	11.17	13.92	11.23	13.99	11.29
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.35	38.58	41.50	38.72	41.65	38.86	41.80	39.00	41.95	39.14
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.82	10.27	12.90	10.33	12.97	10.39	13.04	10.45	13.12	10.51
Module Efficiency(%)	20.5		20.7		20.9		21.1		21.3	

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 540W front)

Pmax/W	Voc/V	Isc/A	Vmp/V	Imp/A	Pmax gain
567	49.50	14.54	41.65	13.61	5%
594	49.50	15.23	41.65	14.26	10%
621	49.60	15.92	41.75	14.91	15%
648	49.60	16.62	41.75	15.56	20%
675	49.60	17.31	41.75	16.21	25%

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Voc and Isc Tolerance	± 3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Bifaciality	70±5%
Fire Rating	UL type 29 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.340%/°C



No.8369 Shangyuan Road, Xi'an Economic And Technological Development Zone, Xi'an, Shaanxi, China.
Web: www.longi.com

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. LONGi reserves the right of final interpretation. (20220410PreliminaryV01) G2

Name: PV Feld 2

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 25.0°

Orientation: 180.0°

Rated power: -

Panel material: Smooth glass with AR coating

Reflectivity: Vary with sun

Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	54.178164	10.367745	43.33	2.00	45.33
2	54.179897	10.370513	43.68	2.00	45.68
3	54.179872	10.371607	42.59	2.00	44.59
4	54.180211	10.372058	42.60	2.00	44.60
5	54.180136	10.372530	41.89	2.00	43.89
6	54.179401	10.373270	41.28	2.00	43.28
7	54.179075	10.372970	42.93	2.00	44.93
8	54.178648	10.372702	42.02	2.00	44.02
9	54.178359	10.372616	40.27	2.00	42.27
10	54.178095	10.372004	43.08	2.00	45.08
11	54.177071	10.372187	39.60	2.00	41.60
12	54.176808	10.371639	40.84	2.00	42.84
13	54.176513	10.371639	40.45	2.00	42.45
14	54.175998	10.370459	39.32	2.00	41.32
15	54.175998	10.369419	39.02	2.00	41.02
16	54.176971	10.368314	44.12	2.00	46.12

Name: PV Feld 3

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 25.0°

Orientation: 180.0°

Rated power: -

Panel material: Smooth glass with AR coating

Reflectivity: Vary with sun

Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	54.178551	10.373684	41.21	2.00	43.21
2	54.178557	10.374059	42.36	2.00	44.36
3	54.177458	10.375808	40.47	2.00	42.47
4	54.176303	10.376849	37.60	2.00	39.60
5	54.175675	10.377128	34.38	2.00	36.38
6	54.173539	10.376913	31.30	2.00	33.30
7	54.172227	10.374134	29.23	2.00	31.23
8	54.172641	10.372160	28.18	2.00	30.18
9	54.174123	10.371323	26.83	2.00	28.83
10	54.175612	10.370079	36.95	2.00	38.95
11	54.176434	10.371956	40.95	2.00	42.95
12	54.175813	10.372697	38.95	2.00	40.95
13	54.175681	10.372675	38.02	2.00	40.02
14	54.175392	10.372386	37.14	2.00	39.14
15	54.175128	10.372471	35.75	2.00	37.75
16	54.174726	10.372933	31.41	2.00	33.41
17	54.174852	10.373813	29.74	2.00	31.74
18	54.177144	10.374038	41.46	2.00	43.46
19	54.177433	10.373255	40.88	2.00	42.88
20	54.177791	10.373169	39.56	2.00	41.56
21	54.178004	10.373630	40.28	2.00	42.28
22	54.178249	10.373737	40.60	2.00	42.60

Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
OP 1	1	54.178199	10.380492	36.59	2.00
OP 2	2	54.180927	10.376172	43.99	2.00
OP 3	3	54.180929	10.369034	44.19	2.00
OP 4	4	54.176537	10.381226	28.45	2.00

Glare Analysis Results

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

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy
	°	°	min	hr	min	hr	kWh
PV Feld 1	25.0	180.0	4,426	73.8	9,432	157.2	-
PV Feld 2	25.0	180.0	2,018	33.6	742	12.4	-
PV Feld 3	25.0	180.0	1,669	27.8	699	11.7	-

Total glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	2,896	48.3	4,578	76.3
OP 2	555	9.2	1,943	32.4
OP 3	1,664	27.7	843	14.1
OP 4	2,998	50.0	3,509	58.5

PV: PV Feld 1 potential temporary after-image

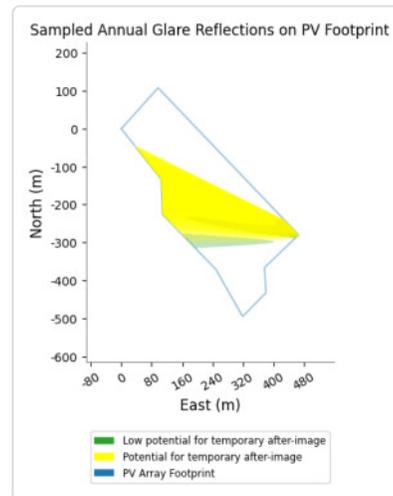
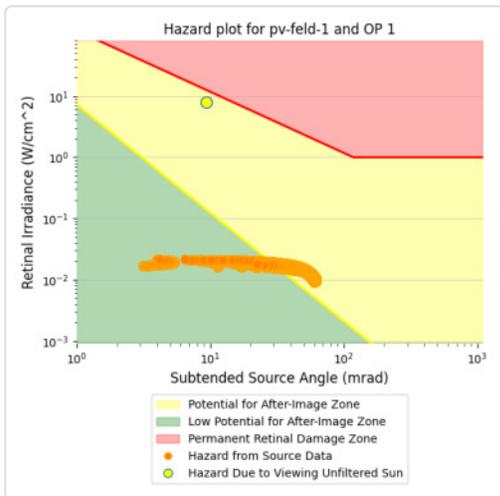
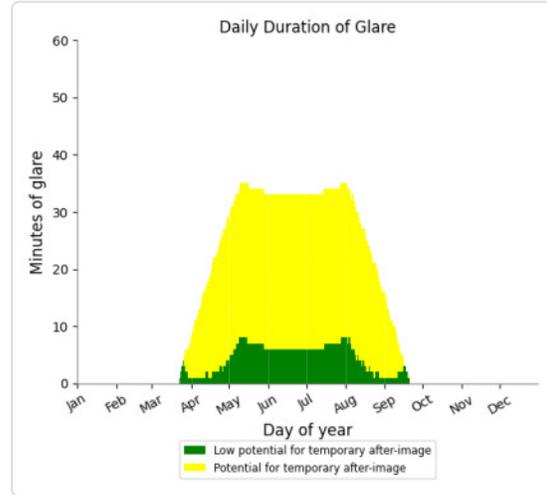
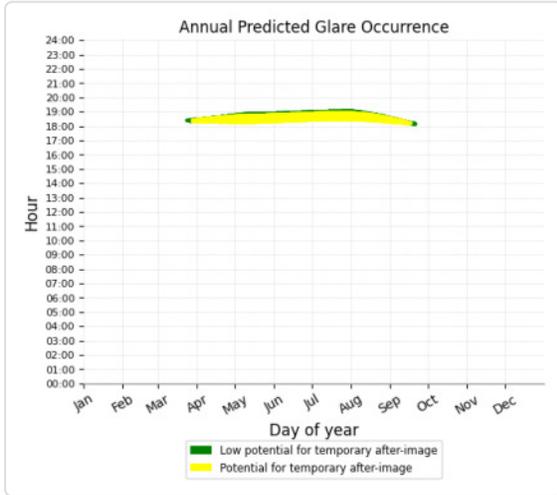
Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	812	13.5	3,836	63.9
OP 2	555	9.2	1,943	32.4
OP 3	1,664	27.7	843	14.1
OP 4	1,395	23.2	2,810	46.8

PV Feld 1 and OP 1

Yellow glare: 3,836 min.

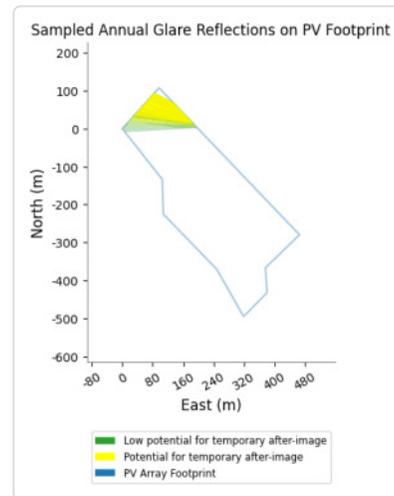
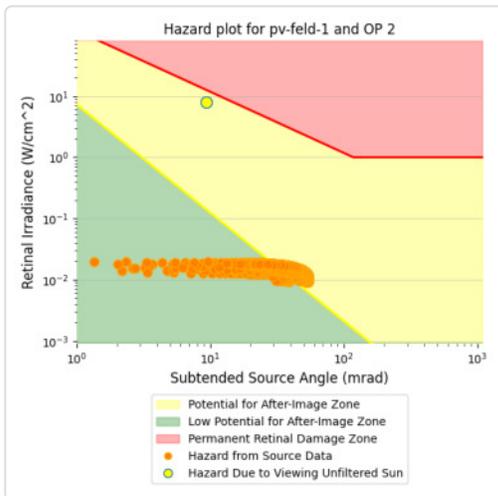
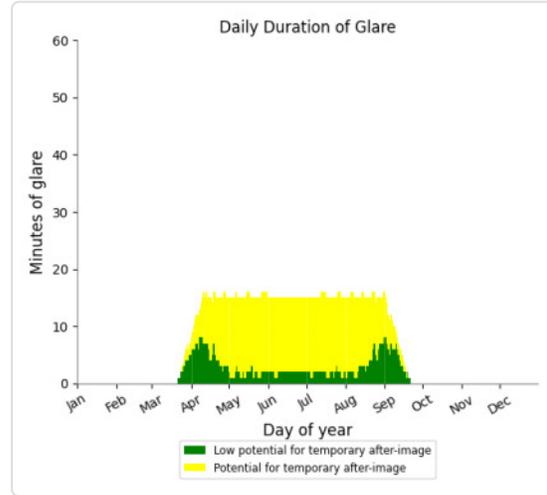
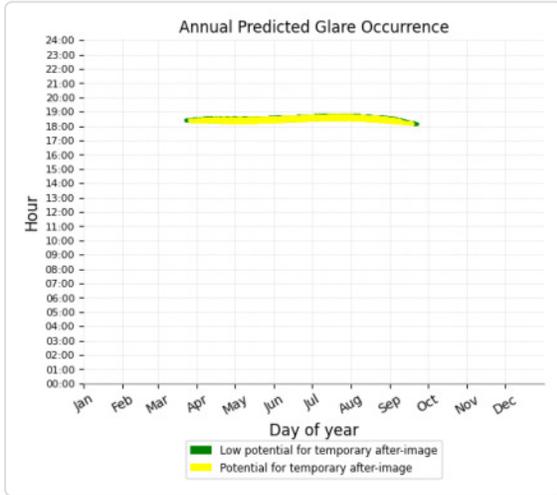
Green glare: 812 min.



PV Feld 1 and OP 2

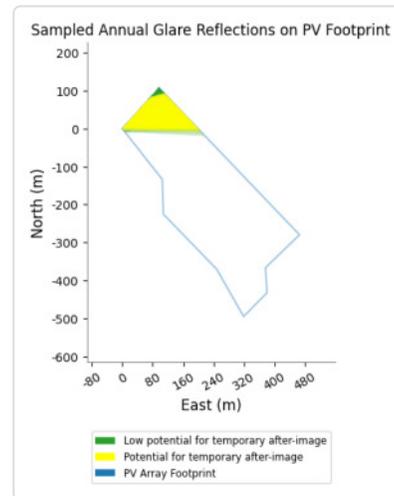
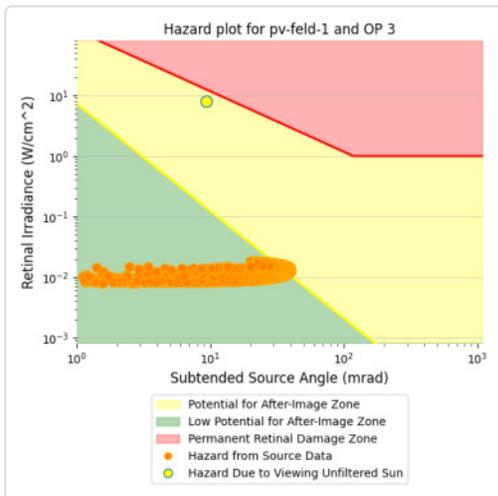
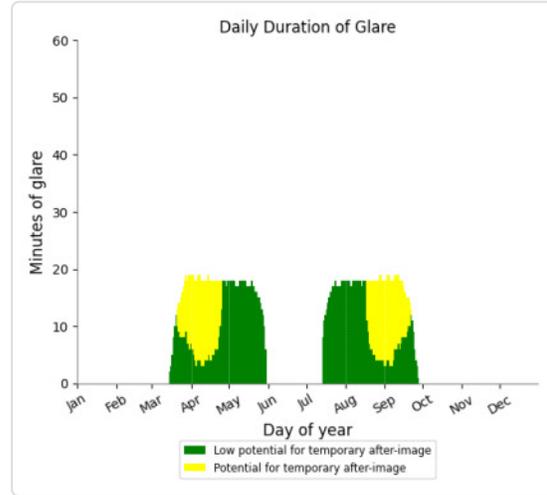
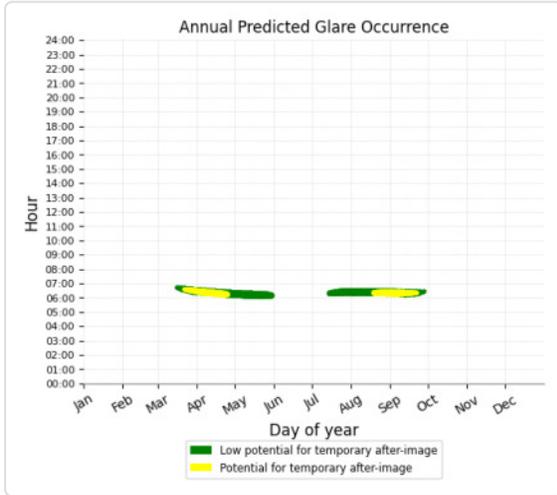
Yellow glare: 1,943 min.

Green glare: 555 min.



PV Feld 1 and OP 3

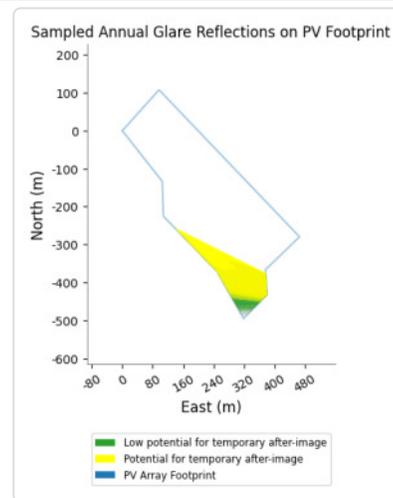
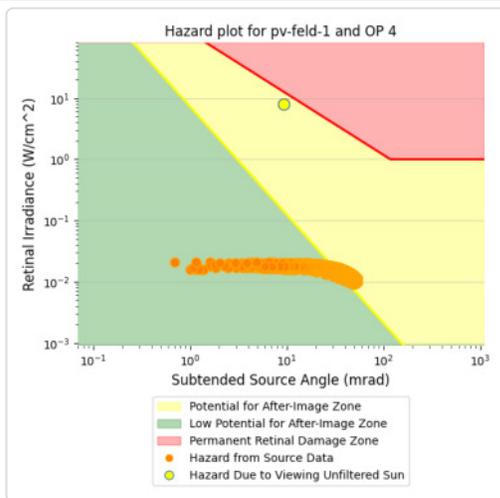
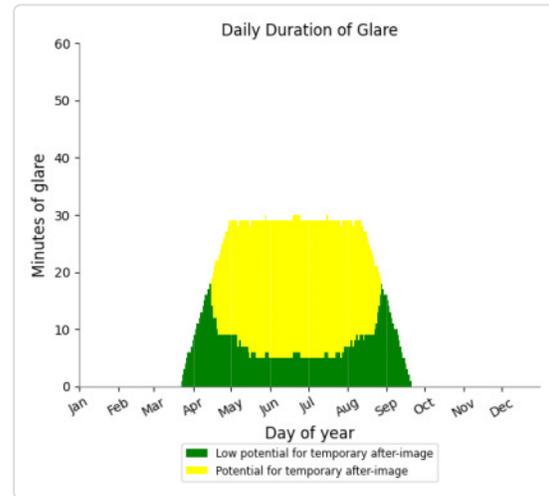
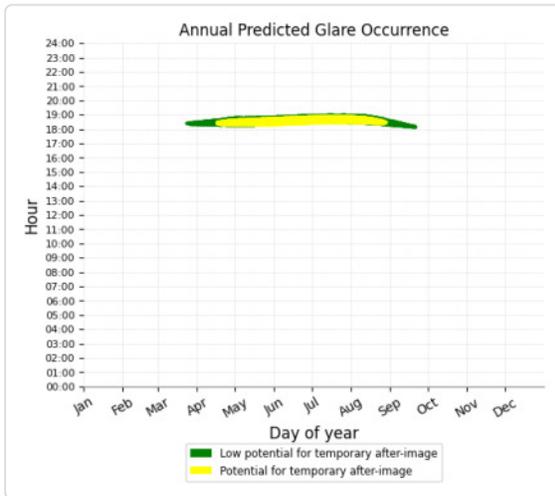
Yellow glare: 843 min.
 Green glare: 1,664 min.



PV Feld 1 and OP 4

Yellow glare: 2,810 min.

Green glare: 1,395 min.



PV: PV Feld 2 potential temporary after-image

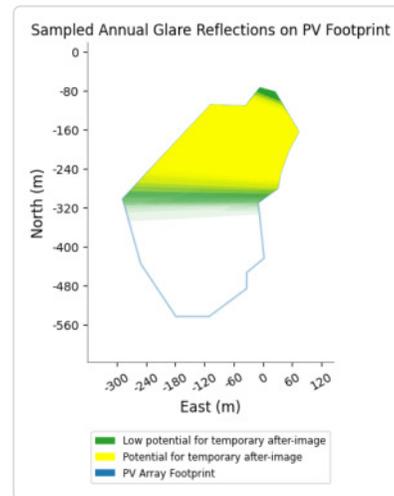
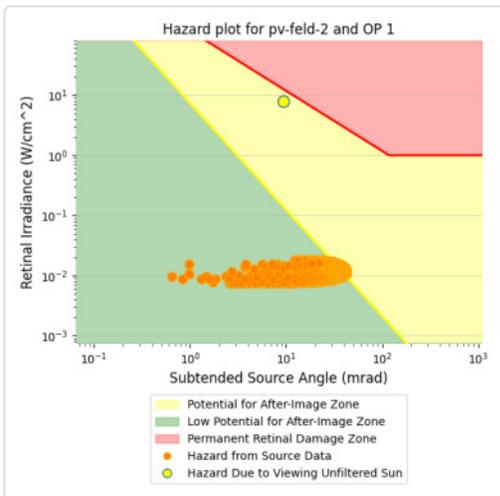
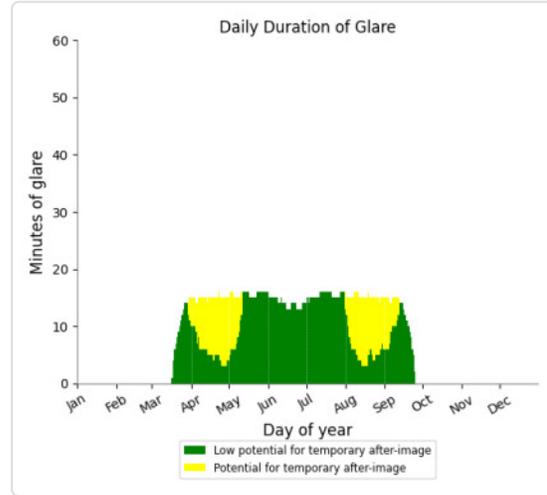
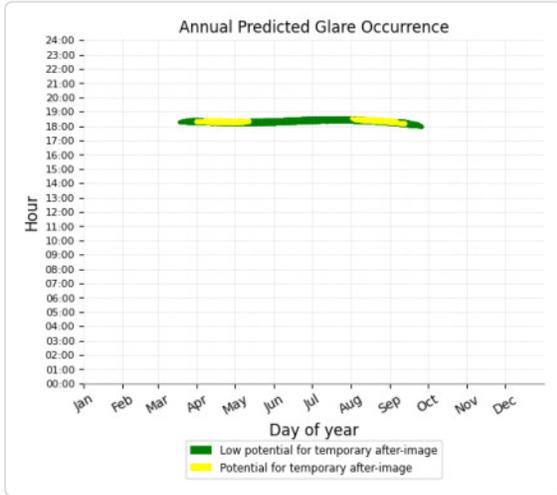
Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	2,018	33.6	742	12.4
OP 2	0	0.0	0	0.0
OP 3	0	0.0	0	0.0
OP 4	0	0.0	0	0.0

PV Feld 2 and OP 1

Yellow glare: 742 min.

Green glare: 2,018 min.



PV Feld 2 and OP 2

No glare found

PV Feld 2 and OP 3

No glare found

PV Feld 2 and OP 4

No glare found

PV: PV Feld 3 potential temporary after-image

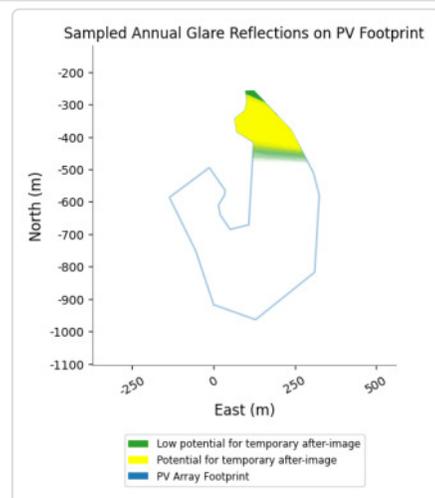
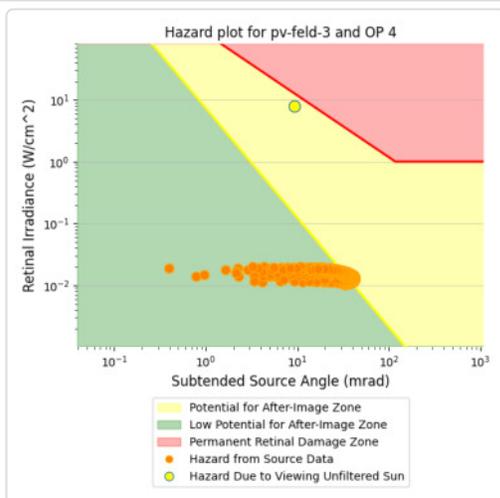
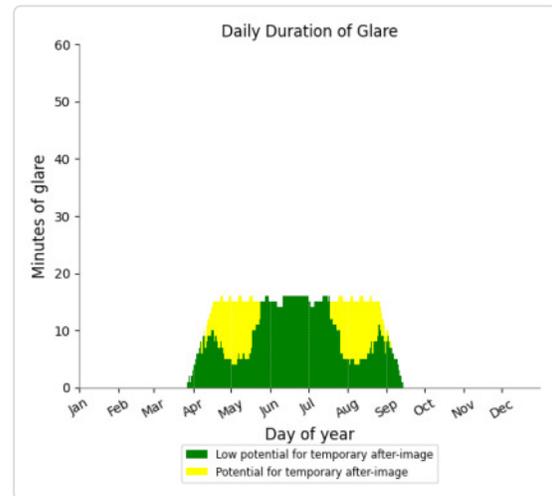
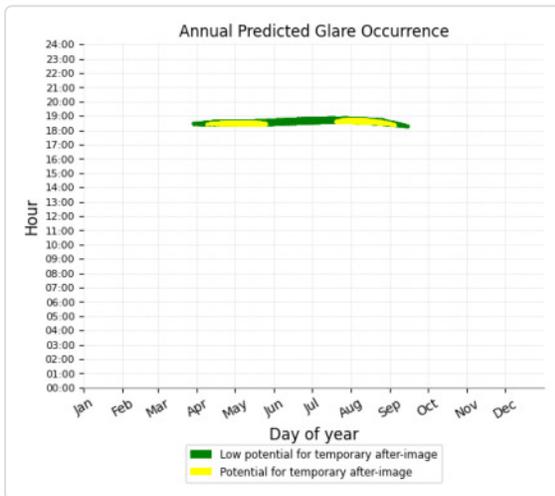
Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 4	1,603	26.7	699	11.7
OP 1	66	1.1	0	0.0
OP 2	0	0.0	0	0.0
OP 3	0	0.0	0	0.0

PV Feld 3 and OP 4

Yellow glare: 699 min.

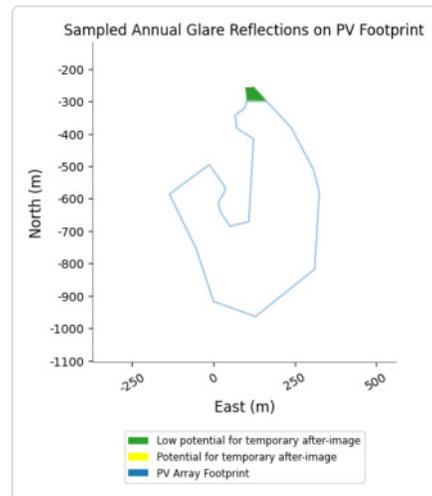
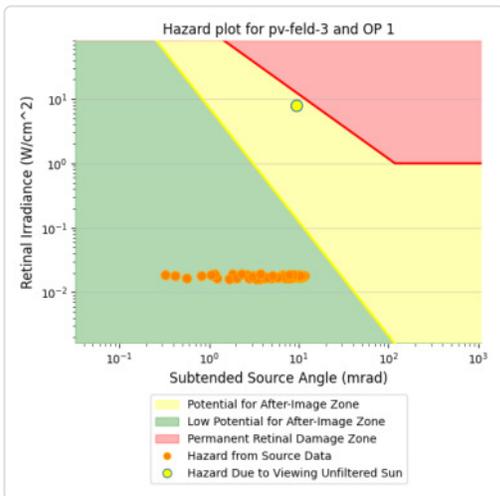
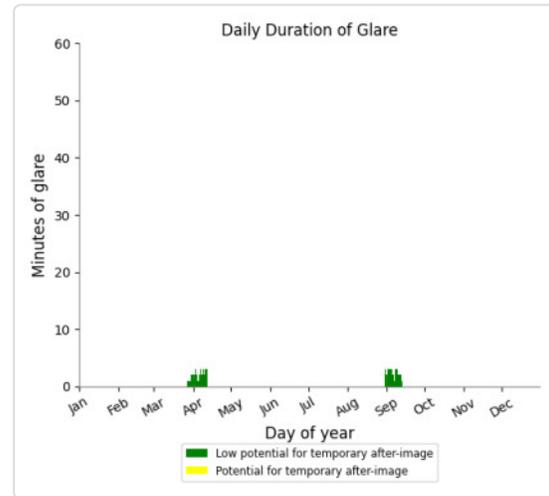
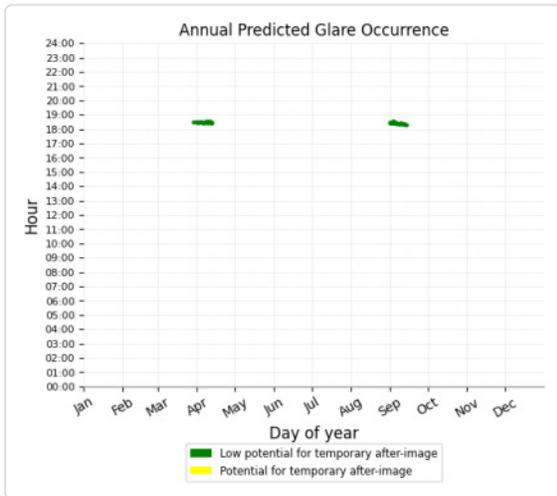
Green glare: 1,603 min.



PV Feld 3 and OP 1

Yellow glare: none

Green glare: 66 min.



PV Feld 3 and OP 2

No glare found

PV Feld 3 and OP 3

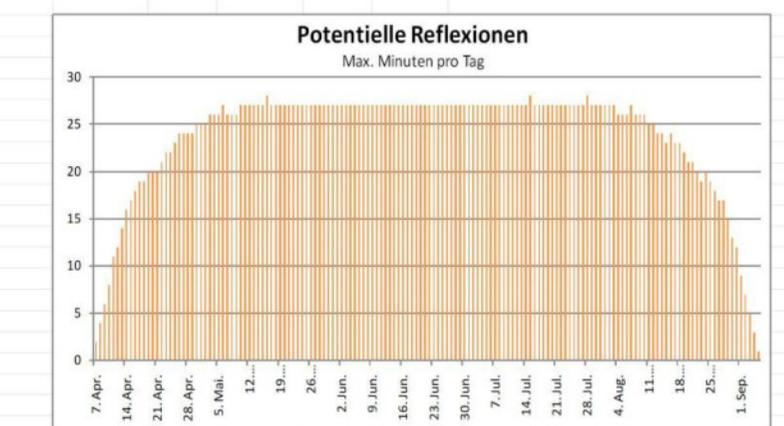
No glare found

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
2023-03-15 06:45:00	0,007514	542,373	1	0,487482	0,014996	0,013711	0,1	94,9	0,996	-0,085	0,001	-0,996	0,054	0,066	2. Apr.	1	06:33	06:33
2023-03-15 06:46:00	0,006637	544,813	1	0,47646	0,014723	0,002474	0,2	95,1	0,996	-0,089	0,003	-0,996	0,054	0,07	3. Apr.	3	06:31	06:33
2023-03-16 06:42:00	0,008853	540,6245	1	0,499875	0,015328	0,024576	0,1	94,3	0,997	-0,074	0,001	-0,997	0,047	0,058	4. Apr.	5	06:28	06:32
2023-03-16 06:43:00	0,008021	543,0537	1	0,488564	0,015048	0,020017	0,2	94,5	0,997	-0,078	0,004	-0,997	0,047	0,062	5. Apr.	8	06:25	06:32
2023-03-16 06:44:00	0,007375	545,4783	1	0,477511	0,014773	0,013333	0,4	94,7	0,997	-0,081	0,007	-0,997	0,047	0,066	6. Apr.	10	06:23	06:32
2023-03-17 06:40:00	0,009186	541,3242	1	0,512594	0,015738	0,028943	0,1	93,6	0,998	-0,063	0,002	-0,998	0,039	0,05	7. Apr.	11	06:21	06:31
2023-03-17 06:41:00	0,008938	543,7381	1	0,500988	0,01545	0,028086	0,3	93,8	0,998	-0,067	0,005	-0,998	0,039	0,054	8. Apr.	13	06:18	06:30
2023-03-17 06:42:00	0,008491	546,1475	1	0,489646	0,015167	0,024894	0,4	94	0,998	-0,07	0,007	-0,998	0,04	0,058	9. Apr.	15	06:16	06:30
2023-03-17 06:43:00	0,007932	548,5524	1	0,478562	0,014889	0,019963	0,6	94,2	0,997	-0,074	0,01	-0,997	0,04	0,063	10. Apr.	15	06:16	06:30
2023-03-17 06:44:00	0,007258	550,9528	1	0,46773	0,014616	0,012784	0,7	94,4	0,997	-0,077	0,012	-0,997	0,04	0,067	11. Apr.	15	06:15	06:29
2023-03-18 06:37:00	0,00959	542,0217	1	0,537832	0,016534	0,028331	0	92,8	0,999	-0,048	0	-0,999	0,031	0,037	12. Apr.	14	06:15	06:28
2023-03-18 06:38:00	0,009518	544,4137	1	0,525646	0,016231	0,029383	0,2	93	0,999	-0,052	0,003	-0,999	0,031	0,041	13. Apr.	14	06:15	06:28
2023-03-18 06:39:00	0,009399	546,8013	1	0,513738	0,015933	0,029959	0,3	93,2	0,998	-0,055	0,005	-0,998	0,032	0,046	14. Apr.	15	06:14	06:28
2023-03-18 06:40:00	0,00922	549,1844	1	0,502101	0,01564	0,02989	0,4	93,4	0,998	-0,059	0,008	-0,998	0,032	0,05	15. Apr.	14	06:13	06:26
2023-03-18 06:41:00	0,008939	551,5631	1	0,490728	0,015352	0,028707	0,6	93,6	0,998	-0,062	0,01	-0,998	0,032	0,054	16. Apr.	14	06:13	06:26
2023-03-18 06:42:00	0,008451	553,9373	1	0,479615	0,015069	0,025071	0,7	93,8	0,998	-0,066	0,013	-0,998	0,033	0,059	17. Apr.	14	06:13	06:26
2023-03-18 06:43:00	0,007863	556,307	1	0,468754	0,01479	0,019754	0,9	94	0,997	-0,069	0,015	-0,997	0,033	0,063	18. Apr.	13	06:12	06:24
2023-03-18 06:44:00	0,007156	558,6722	1	0,45814	0,014517	0,01201	1	94,2	0,997	-0,073	0,018	-0,997	0,033	0,067	19. Apr.	13	06:12	06:24
2023-03-19 06:34:00	0,009659	540,3423	1	0,55154	0,016903	0,026894	0	92,1	0,999	-0,037	0,001	-0,999	0,023	0,029	20. Apr.	12	06:12	06:23
2023-03-19 06:35:00	0,00965	542,7238	1	0,539039	0,016593	0,028591	0,2	92,3	0,999	-0,041	0,003	-0,999	0,024	0,033	21. Apr.	12	06:12	06:23
2023-03-19 06:36:00	0,009594	545,101	1	0,526822	0,016288	0,029812	0,3	92,5	0,999	-0,044	0,006	-0,999	0,024	0,038	22. Apr.	12	06:11	06:22
2023-03-19 06:37:00	0,009498	547,4738	1	0,514883	0,015988	0,030627	0,5	92,7	0,999	-0,048	0,008	-0,999	0,024	0,042	23. Apr.	10	06:11	06:20
2023-03-19 06:38:00	0,009359	549,8422	1	0,503216	0,015693	0,030992	0,6	92,9	0,999	-0,051	0,011	-0,999	0,025	0,046	24. Apr.	8	06:12	06:19
2023-03-19 06:39:00	0,009158	552,2062	1	0,491814	0,015404	0,0307	0,8	93,1	0,999	-0,055	0,013	-0,998	0,025	0,051	25. Apr.	5	06:13	06:17
2023-03-19 06:40:00	0,008846	554,5657	1	0,480671	0,015119	0,029173	0,9	93,3	0,998	-0,058	0,016	-0,998	0,025	0,055	18. Aug.	7	06:18	06:24
2023-03-19 06:41:00	0,008326	556,9208	1	0,469782	0,014839	0,025108	1,1	93,5	0,998	-0,062	0,019	-0,998	0,026	0,059	19. Aug.	9	06:17	06:25
2023-03-19 06:42:00	0,007714	559,2715	1	0,45914	0,014564	0,019379	1,2	93,7	0,998	-0,065	0,021	-0,998	0,026	0,064	20. Aug.	11	06:16	06:26
2023-03-19 06:43:00	0,006975	561,6176	1	0,448741	0,014294	0,010952	1,4	94	0,997	-0,069	0,024	-0,997	0,026	0,068	21. Aug.	12	06:16	06:27
2023-03-20 06:32:00	0,009669	541,0598	1	0,565604	0,017357	0,024405	0,1	91,5	1	-0,026	0,001	-1	0,016	0,021	22. Aug.	12	06:16	06:27
2023-03-20 06:33:00	0,009731	543,4266	1	0,552781	0,017038	0,026848	0,2	91,7	1	-0,029	0,004	-1	0,016	0,025	23. Aug.	13	06:16	06:28
2023-03-20 06:34:00	0,00974	545,7891	1	0,540248	0,016724	0,028725	0,4	91,9	0,999	-0,033	0,006	-0,999	0,016	0,029	24. Aug.	13	06:16	06:28
2023-03-20 06:35:00	0,009699	548,1473	1	0,528001	0,016415	0,030112	0,5	92,1	0,999	-0,037	0,009	-0,999	0,017	0,034	25. Aug.	14	06:16	06:29
2023-03-20 06:36:00	0,009619	550,5011	1	0,516032	0,016112	0,031094	0,7	92,3	0,999	-0,04	0,012	-0,999	0,017	0,038	26. Aug.	14	06:15	06:28
2023-03-20 06:37:00	0,009503	552,8506	1	0,504335	0,015814	0,031714	0,8	92,5	0,999	-0,044	0,014	-0,999	0,017	0,042	27. Aug.	14	06:15	06:28
2023-03-20 06:38:00	0,009344	555,1957	1	0,492903	0,015521	0,031888	1	92,7	0,999	-0,047	0,017	-0,999	0,018	0,047	28. Aug.	15	06:15	06:29
2023-03-20 06:39:00	0,009122	557,5363	1	0,481732	0,015234	0,031384	1,1	92,9	0,999	-0,051	0,019	-0,999	0,018	0,051	29. Aug.	15	06:14	06:28
2023-03-20 06:40:00	0,008772	559,8726	1	0,470815	0,014951	0,029437	1,2	93,1	0,998	-0,054	0,022	-0,998	0,018	0,056	30. Aug.	14	06:15	06:28
2023-03-20 06:41:00	0,008223	562,2044	1	0,460146	0,014673	0,025001	1,4	93,3	0,998	-0,058	0,024	-0,998	0,019	0,06	31. Aug.	14	06:15	06:28
2023-03-20 06:42:00	0,007584	564,5317	1	0,44972	0,0144	0,01882	1,5	93,5	0,998	-0,061	0,027	-0,998	0,019	0,064	1. Sep.	15	06:14	06:28
2023-03-20 06:43:00	0,006803	566,8546	1	0,439531	0,014131	0,009527	1,7	93,7	0,997	-0,065	0,029	-0,997	0,019	0,069	2. Sep.	15	06:14	06:28
2023-03-21 06:31:00	0,00972	544,1292	1	0,566878	0,017495	0,024142	0,3	91	1	-0,018	0,005	-1	0,008	0,017	3. Sep.	14	06:15	06:28
2023-03-21 06:32:00	0,009795	546,4772	1	0,554024	0,017172	0,026717	0,4	91,2	1	-0,022	0,007	-1	0,009	0,021	4. Sep.	12	06:16	06:27
2023-03-21 06:33:00	0,009813	548,821	1	0,541461	0,016855	0,028699	0,6	91,5	1	-0,025	0,01	-1	0,009	0,026	5. Sep.	11	06:18	06:28
2023-03-21 06:34:00	0,009792	551,1604	1	0,529183	0,016543	0,030283	0,7	91,7	1	-0,029	0,012	-1	0,009	0,03	6. Sep.	9	06:20	06:28
2023-03-21 06:35:00	0,009727	553,4955	1	0,517185	0,016236	0,031425	0,8	91,9	0,999	-0,032	0,015	-0,999	0,01	0,034	7. Sep.	7	06:21	06:27
2023-03-21 06:36:00	0,009626	555,8262	2	0,505459	0,015935	0,032211	1	92,1	0,999	-0,036	0,017	-0,999	0,01	0,039	8. Sep.	4	06:24	06:27
2023-03-21 06:37:00	0,009493	558,1526	2	0,493999	0,015639	0,032662	1,1	92,3	0,999	-0,039	0,02	-0,999	0,01	0,043	9. Sep.	2	06:26	06:27
2023-03-21 06:38:00	0,009316	560,4746	2	0,4828	0,015348	0,032662	1,3	92,5	0,999	-0,043	0,022	-0,999	0,011	0,047				
2023-03-21 06:39:00	0,009074	562,7922	1	0,471856	0,015062	0,03195	1,4	92,7	0,999	-0,047	0,025	-0,999	0,011	0,052				

Minuten	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 3
2. Apr.	15	06:33	06:32	
2. Apr.	1	06:33	06:33	
3. Apr.	3	06:31	06:33	
4. Apr.	5	06:28	06:32	
5. Apr.	8	06:25	06:32	
6. Apr.	10	06:23	06:32	
7. Apr.	11	06:21	06:31	
8. Apr.	13	06:18	06:30	
9. Apr.	15	06:16	06:30	
10. Apr.	15	06:16	06:30	
11. Apr.	15	06:15	06:29	
12. Apr.	14	06:15	06:28	
13. Apr.	14	06:15	06:28	
14. Apr.	15	06:14	06:28	
15. Apr.	14	06:13	06:26	
16. Apr.	14	06:13	06:26	
17. Apr.	14	06:13	06:26	
18. Apr.	13	06:12	06:24	
19. Apr.	13	06:12	06:24	
20. Apr.	12	06:12	06:23	
21. Apr.	12	06:12	06:23	
22. Apr.	12	06:11	06:22	
23. Apr.	10	06:11	06:20	
24. Apr.	8	06:12	06:19	
25. Apr.	5	06:13	06:17	
18. Aug.	7	06:18	06:24	
19. Aug.	9	06:17	06:25	
20. Aug.	11	06:16	06:26	
21. Aug.	12	06:16	06:27	
22. Aug.	12	06:16	06:27	
23. Aug.	13	06:16	06:28	
24. Aug.	13	06:16	06:28	
25. Aug.	14	06:16	06:29	
26. Aug.	14	06:15	06:28	
27. Aug.	14	06:15	06:28	

	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	\$	l	Anzahl Minuten	Tag
2023-03-23 18:24:00	0,009833	548,9963	1	0,569439	0,017731	0,023963	0,6	269,8	-1	-0,003	0,011	1	-0,006	0,009			7. Apr.	2
2023-03-24 18:24:00	0,009957	552,8138	1	0,557786	0,017489	0,026532	0,9	270,1	-1	0,001	0,017	1	-0,013	0,01			8. Apr.	4
2023-03-24 18:25:00	0,009929	550,5224	1	0,57073	0,017821	0,024423	0,8	270,3	-1	0,005	0,014	1	-0,014	0,005			9. Apr.	6
2023-03-25 18:24:00	0,010038	556,5741	1	0,546381	0,017248	0,028662	1,3	270,3	-1	0,005	0,022	1	-0,02	0,01			10. Apr.	8
2023-03-25 18:25:00	0,010068	554,3021	1	0,559058	0,017576	0,027125	1,1	270,5	-1	0,009	0,02	1	-0,021	0,006			11. Apr.	11
2023-03-25 18:26:00	0,010011	552,0259	1	0,572029	0,01791	0,024742	1	270,7	-1	0,012	0,017	1	-0,021	0,002			12. Apr.	12
2023-03-26 18:23:00	0,010129	562,5279	1	0,53522	0,017076	0,030483	1,6	270,129	-1	0,009	0,028	1	-0,027	0,011			13. Apr.	14
2023-03-26 18:24:00	0,010202	560,2791	1	0,547638	0,017403	0,029356	1,5	270,7	-1	0,013	0,025	1	-0,028	0,006			14. Apr.	16
2023-03-26 18:25:00	0,010205	558,0262	1	0,560342	0,017735	0,02757	1,3	270,9	-1	0,016	0,023	1	-0,028	0,002			15. Apr.	17
2023-03-26 18:26:00	0,010123	555,7692	1	0,573341	0,018073	0,024939	1,2	271,1	-1	0,02	0,02	1	-0,028	-0,002			16. Apr.	18
2023-03-27 18:23:00	0,010194	568,3115	2	0,524303	0,0169	0,032072	1,9	270,8	-0,999	0,014	0,034	0,999	-0,034	0,011			17. Apr.	19
2023-03-27 18:24:00	0,010301	566,0916	2	0,536465	0,017225	0,031258	1,8	271	-0,999	0,017	0,031	0,999	-0,035	0,007			18. Apr.	19
2023-03-27 18:25:00	0,010349	563,8676	1	0,548909	0,017555	0,029894	1,6	271,2	-0,999	0,021	0,029	0,999	-0,035	0,003			19. Apr.	20
2023-03-27 18:26:00	0,010329	561,6395	1	0,56164	0,017891	0,027889	1,5	271,4	-0,999	0,024	0,026	0,999	-0,035	-0,002			20. Apr.	20
2023-03-27 18:27:00	0,010223	559,4074	1	0,574665	0,018233	0,025037	1,3	271,6	-0,999	0,028	0,023	0,999	-0,036	-0,006			21. Apr.	20
2023-03-28 18:23:00	0,010201	571,8655	2	0,513628	0,01666	0,03348	2,3	271	-0,999	0,018	0,039	0,999	-0,041	0,012			22. Apr.	21
2023-03-28 18:24:00	0,010335	569,6641	2	0,52554	0,01698	0,032916	2,1	271,2	-0,999	0,021	0,037	0,999	-0,042	0,007			23. Apr.	22
2023-03-28 18:25:00	0,010418	567,4586	2	0,537727	0,017307	0,031873	2	271,4	-0,999	0,025	0,034	0,999	-0,042	0,003			24. Apr.	22
2023-03-28 18:26:00	0,010443	565,2491	2	0,550196	0,017639	0,030303	1,8	271,6	-0,999	0,028	0,032	0,999	-0,042	-0,001			25. Apr.	23
2023-03-28 18:27:00	0,010403	563,0355	1	0,562953	0,017978	0,028107	1,7	271,8	-0,999	0,032	0,029	0,999	-0,043	-0,006			26. Apr.	24
2023-03-28 18:28:00	0,010273	560,8178	1	0,576005	0,018322	0,025042	1,5	272	-0,999	0,035	0,027	0,999	-0,043	-0,01			27. Apr.	24
2023-03-29 18:23:00	0,010388	575,3704	2	0,514858	0,016802	0,034384	2,4	271,4	-0,999	0,025	0,042	0,999	-0,049	0,008			28. Apr.	24
2023-03-29 18:24:00	0,010499	573,1874	2	0,526795	0,017126	0,033595	2,3	271,7	-0,999	0,029	0,04	0,999	-0,049	0,004			29. Apr.	24
2023-03-29 18:25:00	0,010561	571,0002	2	0,539008	0,017456	0,032352	2,1	271,9	-0,999	0,032	0,037	0,999	-0,049	-0,001			30. Apr.	25
2023-03-29 18:26:00	0,010568	568,809	2	0,551502	0,017792	0,030606	2	272,1	-0,999	0,036	0,035	0,999	-0,05	-0,005			1. Mai	25
2023-03-29 18:27:00	0,010507	566,6137	1	0,564285	0,018135	0,028231	1,8	272,3	-0,999	0,039	0,032	0,999	-0,05	-0,009			2. Mai	25
2023-03-29 18:28:00	0,010354	564,4144	1	0,577363	0,018483	0,024959	1,7	272,5	-0,999	0,043	0,03	0,999	-0,05	-0,014			3. Mai	26
2023-03-30 18:23:00	0,010384	578,8282	2	0,504419	0,01656	0,035699	2,8	271,7	-0,998	0,029	0,048	0,998	-0,056	0,008			4. Mai	26
2023-03-30 18:24:00	0,010519	576,6631	2	0,516111	0,016881	0,035118	2,6	271,9	-0,998	0,033	0,046	0,998	-0,056	0,004			5. Mai	26
2023-03-30 18:25:00	0,010609	574,4941	2	0,528072	0,017207	0,034131	2,5	272,1	-0,998	0,036	0,043	0,998	-0,056	0			6. Mai	27
2023-03-30 18:26:00	0,010652	572,3209	2	0,540309	0,017539	0,032718	2,3	272,3	-0,998	0,04	0,04	0,998	-0,057	-0,005			7. Mai	26
2023-03-30 18:27:00	0,010641	570,1438	2	0,552828	0,017877	0,03081	2,2	272,5	-0,998	0,043	0,038	0,998	-0,057	-0,009			8. Mai	26
2023-03-30 18:28:00	0,010561	567,9626	1	0,565636	0,018221	0,028266	2	272,7	-0,998	0,047	0,035	0,998	-0,057	-0,013			9. Mai	26
2023-03-31 18:23:00	0,010403	584,2696	2	0,494218	0,016378	0,036889	3,1	271,9	-0,998	0,033	0,054	0,998	-0,063	0,009			10. Mai	27
2023-03-31 18:24:00	0,010558	582,1319	2	0,50567	0,016696	0,036482	2,9	272,1	-0,998	0,037	0,051	0,998	-0,063	0,005			11. Mai	27
2023-03-31 18:25:00	0,010673	579,9902	2	0,517385	0,01702	0,035703	2,8	272,3	-0,998	0,04	0,049	0,998	-0,063	0			12. Mai	27
2023-03-31 18:26:00	0,010746	577,8444	2	0,529371	0,01735	0,03455	2,6	272,5	-0,998	0,044	0,046	0,998	-0,064	-0,004			13. Mai	27
2023-03-31 18:27:00	0,010772	575,6947	2	0,541632	0,017686	0,032982	2,5	272,7	-0,998	0,048	0,044	0,998	-0,064	-0,008			14. Mai	27
2023-03-31 18:28:00	0,010743	573,5409	2	0,554176	0,018027	0,030923	2,3	272,9	-0,998	0,051	0,041	0,998	-0,064	-0,013			15. Mai	27
2023-03-31 18:29:00	0,010646	571,3832	1	0,567009	0,018376	0,028224	2,2	273,1	-0,998	0,055	0,038	0,998	-0,065	-0,017			16. Mai	28
2023-04-01 18:22:00	0,010411	589,7286	2	0,484254	0,016197	0,037973	3,4	272,2	-0,998	0,037	0,059	0,998	-0,07	0,009			17. Mai	27
2023-04-01 18:23:00	0,010584	587,6124	2	0,495471	0,016513	0,037715	3,3	272,4	-0,998	0,041	0,057	0,998	-0,07	0,005			18. Mai	27
2023-04-01 18:24:00	0,010719	585,4922	2	0,506946	0,016835	0,03711	3,1	272,6	-0,998	0,045	0,054	0,998	-0,07	0,001			19. Mai	27
2023-04-01 18:25:00	0,010816	583,368	2	0,518685	0,017162	0,036165	3	272,8	-0,998	0,048	0,052	0,998	-0,07	-0,004			20. Mai	27
2023-04-01 18:26:00	0,010872	581,2398	2	0,530695	0,017495	0,03486	2,8	273	-0,997	0,052	0,049	0,997	-0,071	-0,008			21. Mai	27
2023-04-01 18:27:00	0,010882	579,1077	2	0,54298	0,017835	0,033152	2,7	273,2	-0,997	0,055	0,047	0,997	-0,071	-0,012			22. Mai	27
2023-04-01 18:28:00	0,010838	576,9715	2	0,555549	0,01818	0,03096	2,5	273,4	-0,997	0,059	0,044	0,997	-0,071	-0,017			23. Mai	27
2023-04-01 18:29:00	0,010724	574,8314	1	0,568406	0,018532	0,028107	2,4	273,6	-0,997	0,062	0,042	0,997	-0,072	-0,021			24. Mai	27
2023-04-02 18:22:00	0,010371	593,0122	2	0,474524	0,01596	0,038965	3,7	272,4	-0,997	0,042	0,065	0,997	-0,076	-0,01			25. Mai	27

Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1
09. April	03. September	28	3596	18:18	18:57	



Tag	Anzahl Minuten	Tag	Anzahl Minuten
7. Apr.	2	11. Mai	27
8. Apr.	4	12. Mai	27
9. Apr.	6	13. Mai	27
10. Apr.	8	14. Mai	27
11. Apr.	11	15. Mai	27
12. Apr.	12	16. Mai	28
13. Apr.	14	17. Mai	27
14. Apr.	16	18. Mai	27
15. Apr.	17	19. Mai	27
16. Apr.	18	20. Mai	27
17. Apr.	19	21. Mai	27
18. Apr.	19	22. Mai	27
19. Apr.	20	23. Mai	27
20. Apr.	20	24. Mai	27
21. Apr.	20	25. Mai	27
22. Apr.	21	26. Mai	27
23. Apr.	22	27. Mai	27
24. Apr.	22	28. Mai	27
25. Apr.	23	29. Mai	27
26. Apr.	24	30. Mai	27
27. Apr.	24	31. Mai	27
28. Apr.	24	1. Jun.	27
29. Apr.	24	2. Jun.	27
30. Apr.	25	3. Jun.	27
1. Mai	25	4. Jun.	27
2. Mai	25	5. Jun.	27
3. Mai	26	6. Jun.	27
4. Mai	26	7. Jun.	27
5. Mai	26	8. Jun.	27
6. Mai	26	9. Jun.	27
7. Mai	26	10. Jun.	27
8. Mai	26	11. Jun.	27
9. Mai	26	12. Jun.	27
10. Mai	27	13. Jun.	27
11. Mai	27	14. Jun.	27
12. Mai	27	15. Jun.	27
13. Mai	27	16. Jun.	27
14. Mai	27	17. Jun.	27
15. Mai	27	18. Jun.	27
16. Mai	28	19. Jun.	27
17. Mai	27	20. Jun.	27
18. Mai	27	21. Jun.	27
19. Mai	27	22. Jun.	27
20. Mai	27	23. Jun.	27
21. Mai	27	24. Jun.	27
22. Mai	27	25. Jun.	27
23. Mai	27	26. Jun.	27
24. Mai	27	27. Jun.	27
25. Mai	27	28. Jun.	27
26. Mai	27	29. Jun.	27
27. Mai	27	30. Jun.	27
28. Mai	27	1. Jul.	27
29. Mai	27	2. Jul.	27
30. Mai	27	3	