

# SolPEG Blendgutachten

## Solarpark Schwissel

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage  
in der Nähe von Schwissel 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

<b>1</b>	<b>Auftrag .....</b>	<b>3</b>
1.1	Beauftragung .....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang .....	3
<b>2</b>	<b>Systembeschreibung .....</b>	<b>4</b>
2.1	Standort Übersicht .....	4
2.2	Umliegende Gebäude .....	7
<b>3</b>	<b>Ermittlung der potentiellen Blendwirkung .....</b>	<b>8</b>
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
<b>4</b>	<b>Ergebnisse .....</b>	<b>16</b>
4.1	Ergebnisübersicht .....	16
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, A21 Ost .....	17
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, Rastplatz Bebenseer Moor .....	19
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, A21 West .....	21
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, A21 Nordwest, Auffahrt .....	23
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude östlich .....	25
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung der Ergebnisse .....</b>	<b>27</b>
<b>6</b>	<b>Schlussbemerkung .....</b>	<b>27</b>
<b>7</b>	<b>Anhang .....</b>	<b>28 - 44</b>

## SolPEG Blendgutachten

### Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Schwissel

## 1 Auftrag

### 1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Schwissel“ für die Verkehrsteilnehmer auf der Bundesautobahn A21 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“ (bereits 2011) und im „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG“ (seit 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. Lichtleitlinie<sup>1</sup>, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Lichtleitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage „Schwissel“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Verkehrsteilnehmer auf der A21 sowie ggf. 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. Zusätzlich zu den vorliegenden Planungsunterlagen wurden die örtlichen Gegebenheiten im Rahmen einer Ortsbegehung dokumentiert.

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 widergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

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

## 2 Systembeschreibung

### 2.1 Standort Übersicht

Die Teilflächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 700 m nordwestlich der Ortschaft Schwissel in Schleswig-Holstein, ca. 5 km südlich von Bad Segeberg. Zwischen den Teilflächen verläuft auf einer Länge von ca. 480 m bzw. 990 m die Autobahn A21. Lt. Planungsunterlagen sind Abstände zur Fahrbahn berücksichtigt. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen ca. 700 m nordwestlich von Schwissel in Schleswig-Holstein. Die Flächen sind überwiegend eben.
Koordinaten (Feld Nord)	<a href="#">53.895°N, 10.282°O, 41 m ü.N.N.</a>
Grenzlänge entlang A21	ca. 480 m und 990 m
Abstand zum Fahrbahnrand	ca. 40 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 370 m / 530 m (relevante Blickrichtung)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

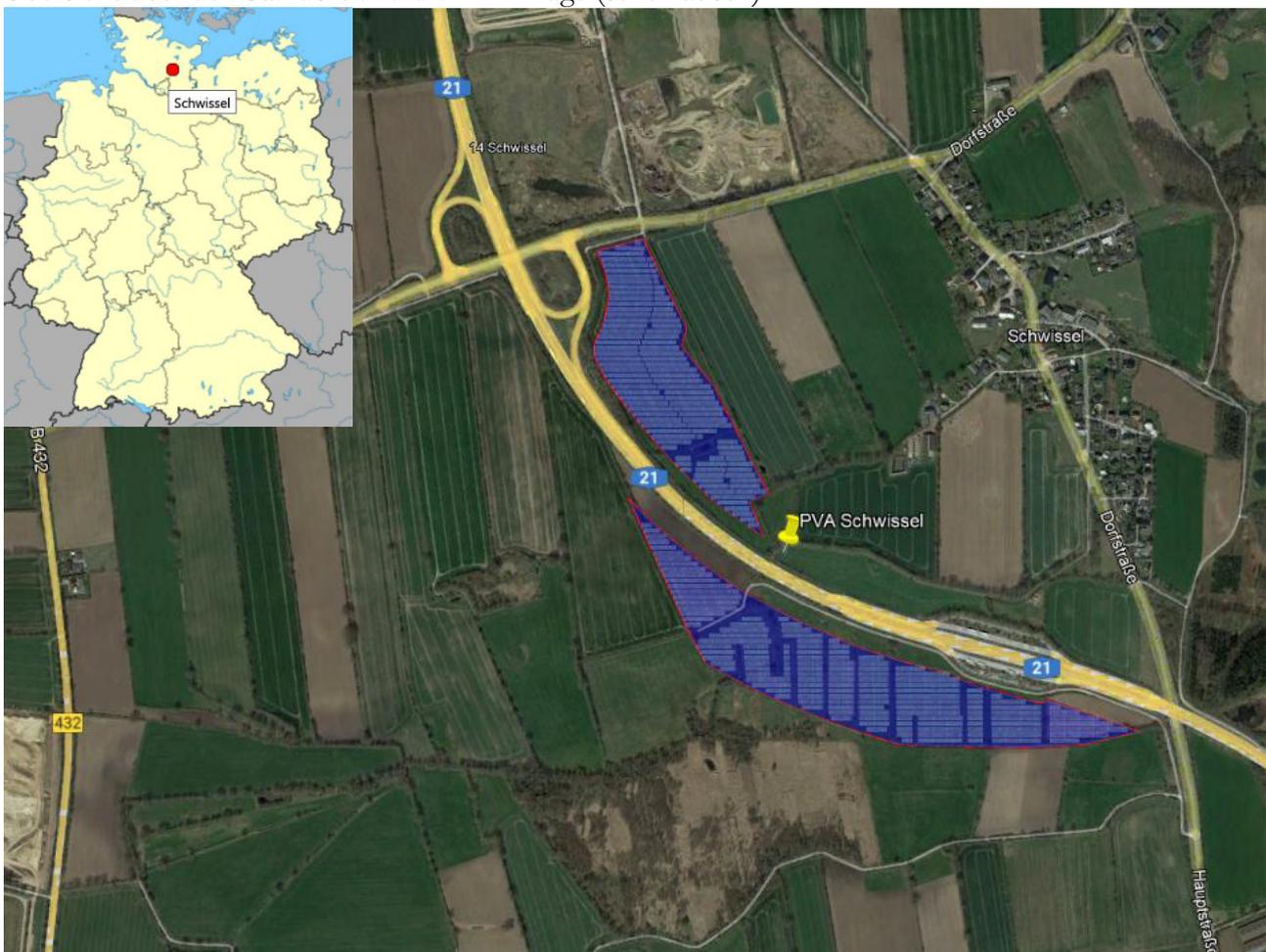


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung. Teilfläche Nord.



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

Teilfläche Süd.



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

Aktuelle Fotos von den PV Flächen. Blick von Norden Richtung Süden über die PV Fläche Nord. Rechts im Bild verläuft die A21, nicht sichtbar hinter Bäumen.



Bild 2.1.4: Foto der PV Fläche Nord (Quelle: SolPEG)

Blick von Westen Richtung Osten über die PV Fläche Süd. Links im Bild hinter Bäumen und Büschen verläuft die A21.



Bild 2.1.5: Foto der PV Fläche Süd (Quelle: 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.

---

Die folgende Skizze zeigt die PV Fläche Nord und die relevante Umgebung. Gemäß Reflexionsgesetz könnten die Gebäude im Osten theoretisch von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden die allerdings aufgrund der großen Entfernung zu vernachlässigen sind, Zudem besteht aufgrund der örtlichen Gegebenheiten kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage. Die Standorte werden zu Kontrollzwecken dennoch analysiert. Andere Gebäude in der Umgebung der PV Anlage oder einzelne landwirtschaftliche Gebäude sind aufgrund der Lage, des Einfallswinkels und der Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV Anlage betroffen und werden nicht weiter analysiert. Details sind im Abschnitt 4 aufgeführt.

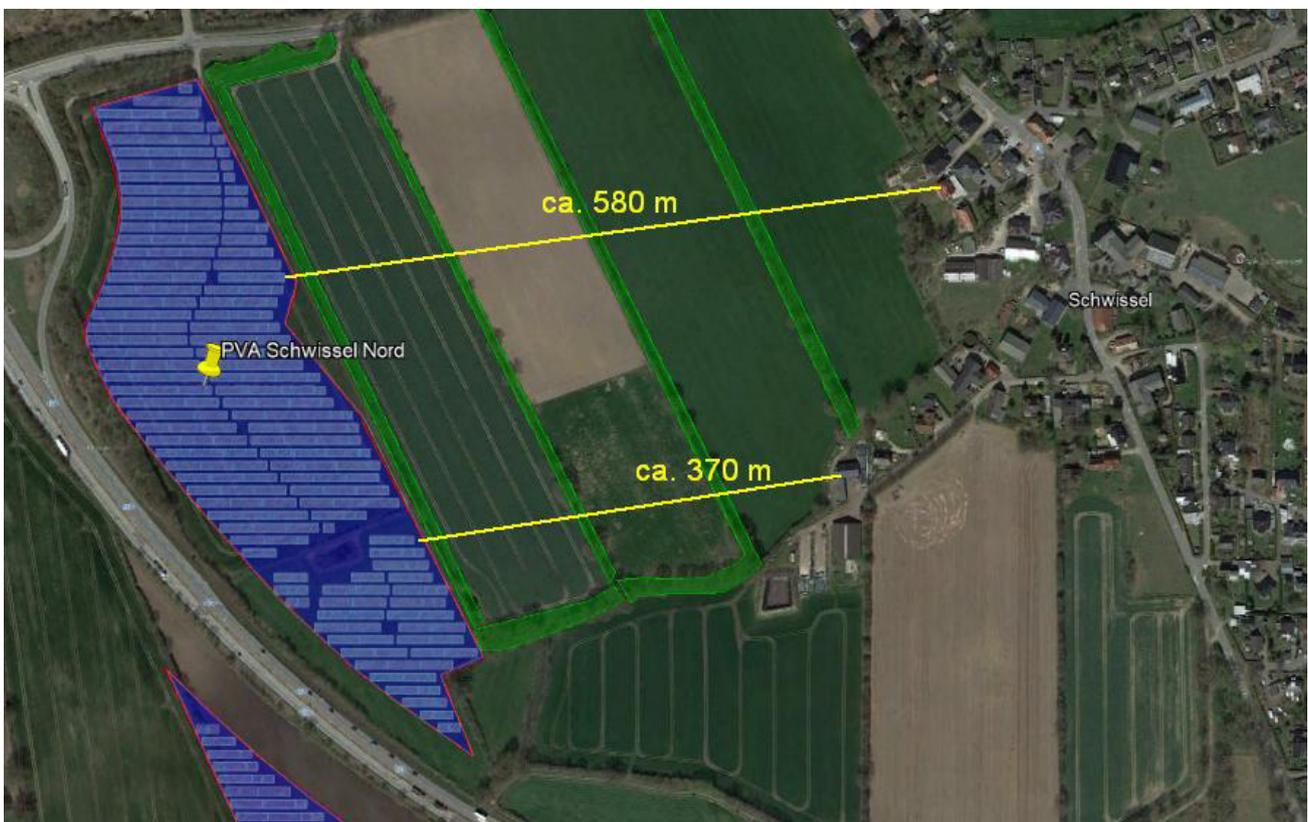


Bild 2.2.1: Teilfläche Nord der PV Anlage und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

### 3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

#### 3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes.

#### 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 reflektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV Moduls:

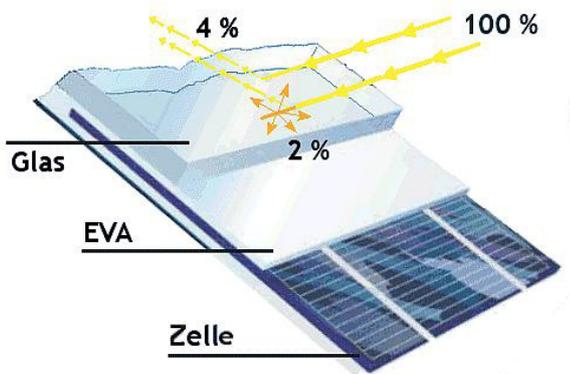


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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



Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m<sup>2</sup>) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Das mittlere Modul entspricht den aktuell marktüblichen PV Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird das Sonnenlicht diffus mit einer stärkeren Streuung reflektiert und die Leuchtdichte ist entsprechend vermindert. Das Modul rechts im Bild zeigt aufgrund der speziellen Oberfläche praktisch keine direkte, sondern durch die starke Bündelaufweitung der Lichtstrahlen, ausschließlich diffuse Reflexion.



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

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

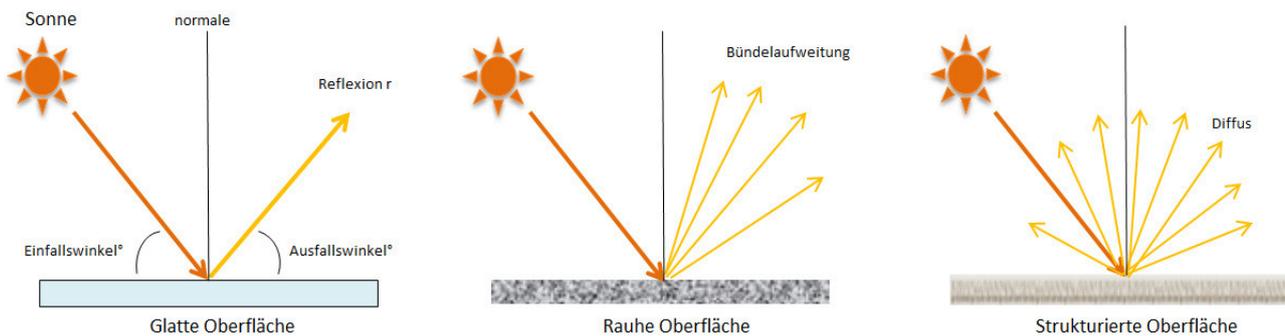


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Jinko Solar mit Anti-Reflexions-Eigenschaften zum Einsatz kommen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt. Es können aber auch Module eines anderen Herstellers mit ähnlichen Eigenschaften verwendet werden. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

Mechanical Characteristics	
Cell Type	P type Mono-crystalline
No.of cells	120 (6×20)
Dimensions	1903×1134×30mm (74.92×44.65×1.18 inch)
Weight	24.2 kg (53.35 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

### 3.3 Berechnung der Blendwirkung

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

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der 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 FAA<sup>2</sup> zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

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

Der grundlegende Ansatz zur Berechnung der Reflexion ist wie folgt. Wenn die Position der Sonne und die Ausrichtung des PV Moduls (Neigung:  $\gamma_p$ , Azimut  $\alpha_p$ ) bekannt ist, kann der Winkel der Reflexion ( $\theta_p$ ) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

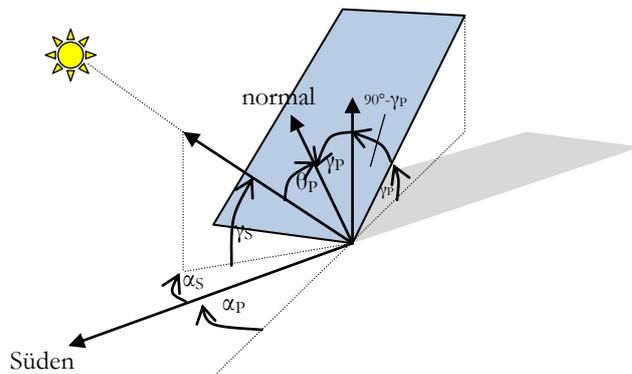


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie<sup>3</sup> wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories<sup>4</sup>, New Mexico überprüft.

<sup>2</sup> US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:  
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

<sup>3</sup> Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

<sup>4</sup> Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

### 3.4 Technische Parameter der PV Anlage

Die optischen Eigenschaften und die Installation der Module, insbesondere die Ausrichtung und Neigung der Module sind wesentliche Faktoren für die Berechnung der Reflexionen. Lt. Planungsunterlagen werden PV Module mit Anti-Reflex Schicht verwendet, sodass deutlich weniger Sonnenlicht reflektiert wird als bei 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.

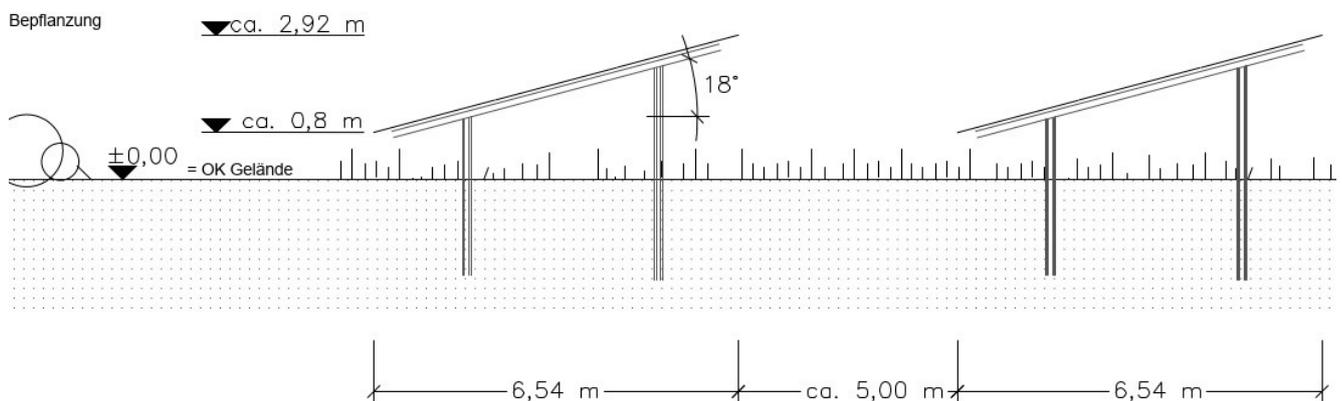


Bild 3.4.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

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

**Tabelle 2: Berechnungsparameter**

PV Modul Hersteller / Typ	Jinko Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Hochtransparentes Anti-Reflexions-Glas
Unterkonstruktion	Modultische mit fester Neigung
Modulinstallation	3 Module hochkant übereinander (3P)
Achsen-Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	18°
Höhe der Modulfläche über Boden	ca. 0,80 m bis ca. 2,90 m
Mittlere Höhe der Modulfläche für Simulation	1,9 m
Anzahl Messpunkte Straße	4 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte Gebäude	1 Messpunkt
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (gemittelte Höhe)
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer <sup>5</sup>	Fahrtrichtung +/- 20°

<sup>5</sup> 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 Schwissel wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 4 Messpunkte im Verlauf der A21 sowie 1 Messpunkt im Bereich der umliegenden Gebäude. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV Anlage und die 5 gewählten Messpunkte P1-P5:

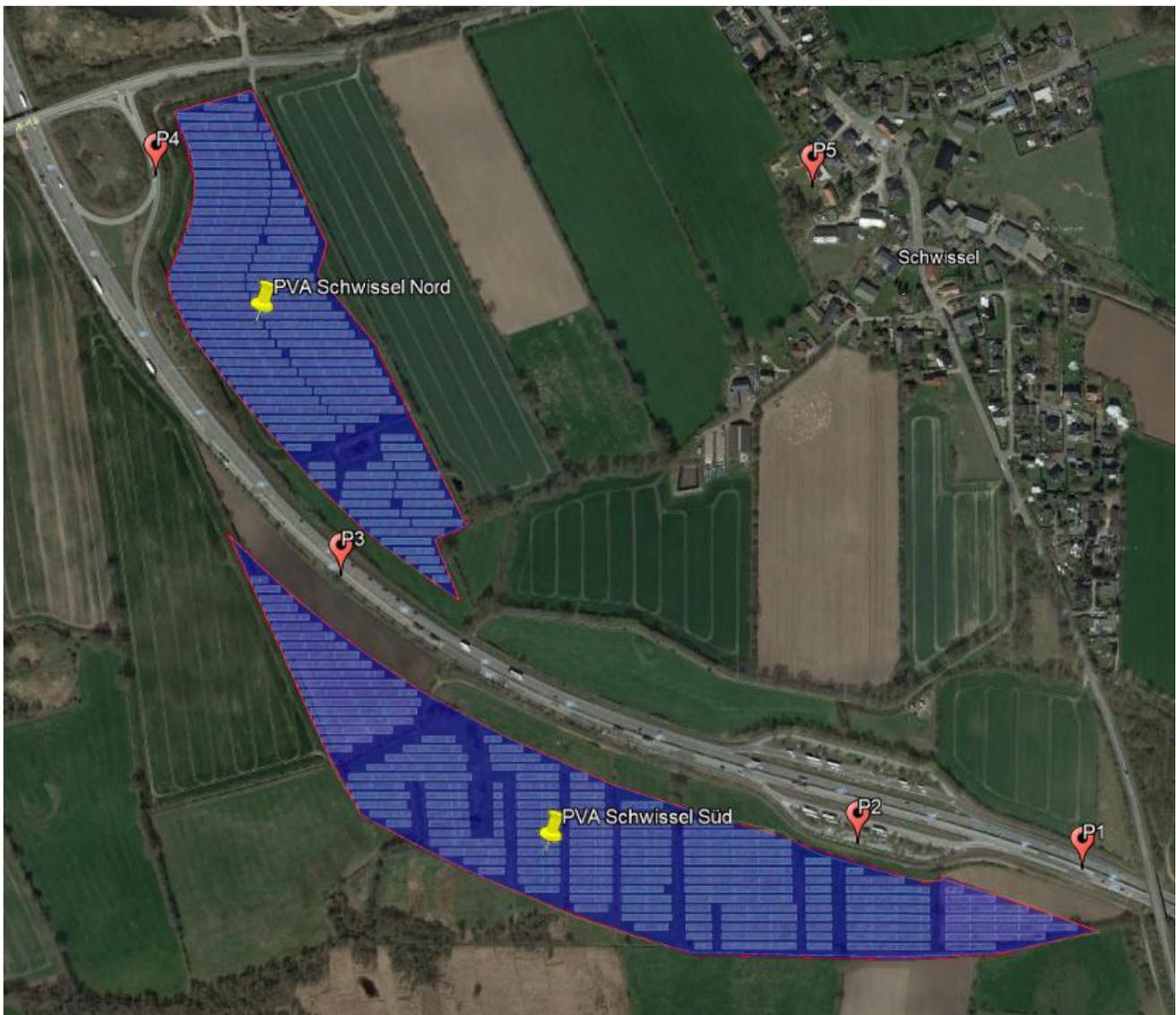


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

## 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 fehlt<sup>6</sup> allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der 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.

<sup>6</sup> 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. TMY<sup>7</sup>) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2020 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>8</sup> von ca. 78 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

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

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

## Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m<sup>2</sup> beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI 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<sup>2</sup>) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad). Die folgende Skizze zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

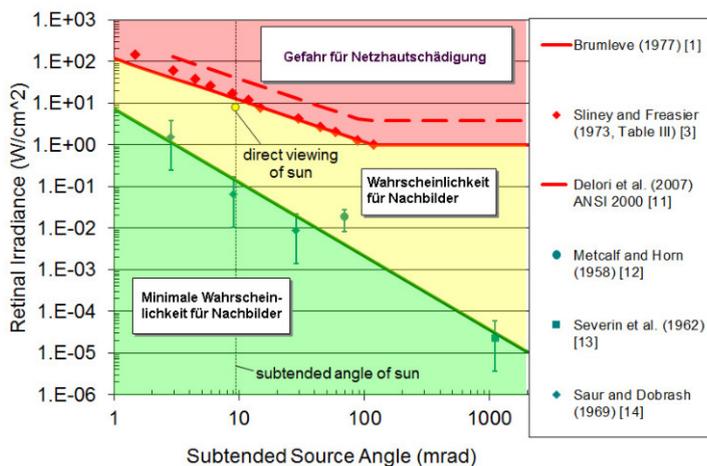


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

<sup>7</sup> Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

<sup>8</sup> DWD Service: [https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm\\_int\\_cfc.html](https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html)

Bild: [https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc\\_eude\\_cen\\_cfc\\_mean\\_2020\\_17.png](https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2020_17.png)

## 4 Ergebnisse

### 4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Schwissel wird für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann.

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

■ Minimale Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder

■ Geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen, die 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. In Bezug auf das PV Feld Süd sind nach Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen mehr nachweisbar. Lediglich durch das PV Feld Nord sind potentielle Reflexionen möglich. Diese werden im weiteren Verlauf von Abschnitt 4 für die jeweiligen Messpunkte gesondert beschrieben.

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

Messpunkt	PV Feld Nord	PV Feld Süd
P1 A21 Ost	- <sup>GE</sup>	802 <sup>EG</sup>
P2 A21 Ost, Rastplatz	-	1077 <sup>WG</sup>
P3 A21 West	4965 <sup>WG</sup>	166 <sup>WG</sup>
P4 A21 Nordwest, Auffahrt	7430 <sup>WG</sup>	-
P5 Gebäude östlich	260 <sup>GE</sup>	-

<sup>W</sup> Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

<sup>E</sup> Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

<sup>G</sup> Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

## 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, A21 Ost

Am Messpunkt P1 auf der A21 können bei der Fahrt Richtung Nordwesten rein rechnerisch nur an insgesamt 802 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage (Teilfläche Süd) auftreten. Diese können im April/Mai und im August/September für max. 13 Minuten pro Tag in den Abendstunden zwischen 18:28 – 18:50 Uhr bzw. 18:52 – 19:03 Uhr aus westlicher Richtung auftreten. Aufgrund der kurzen zeitlichen Dauer aber insbesondere auch aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle von 330 m – 820 m sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen – sofern diese aufgrund der örtlichen Gegebenheiten überhaupt sichtbar sind. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder Gefährdung des fließenden Verkehrs im Bereich von Messpunkt P1 kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

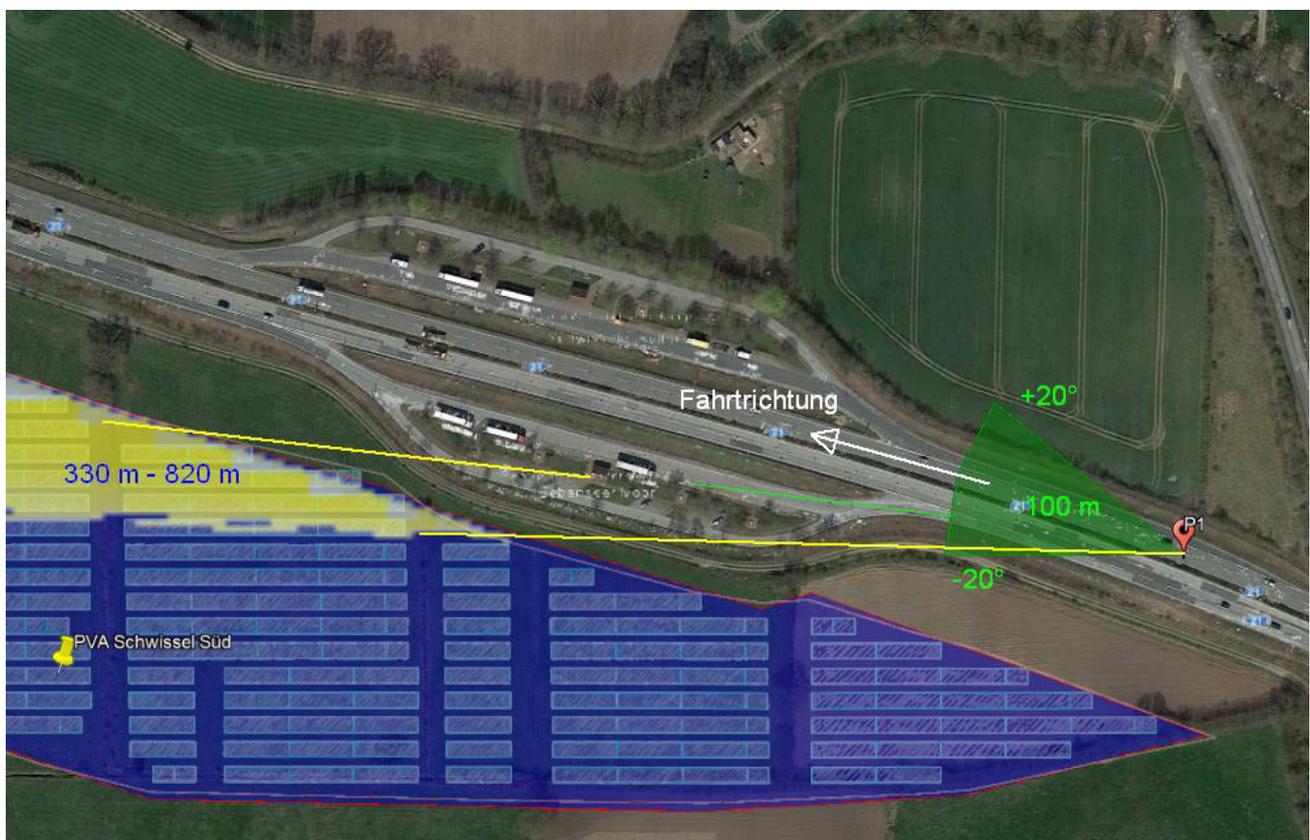


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ , ca. 100m). Im gelb/weiß markierten Bereich links (westlich) der Fahrbahn können theoretisch abends Reflexionen durch die PV Teilfläche Süd auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Es handelt sich hier um den rechnerischer ermittelten Strahlengang zwischen zwei Punkten im leeren Raum. In der Realität ist aufgrund der örtlichen Gegebenheiten (u.a. Raststätte) allerdings kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P1 auf der A21 bei der Fahrt Richtung Nordwesten. Der relevante Sichtbereich ist leicht aufgehellt. Das PV Feld Süd liegt links im Bild, nicht einsehbar hinter der Raststätte bzw. dahinter liegenden Bäumen.

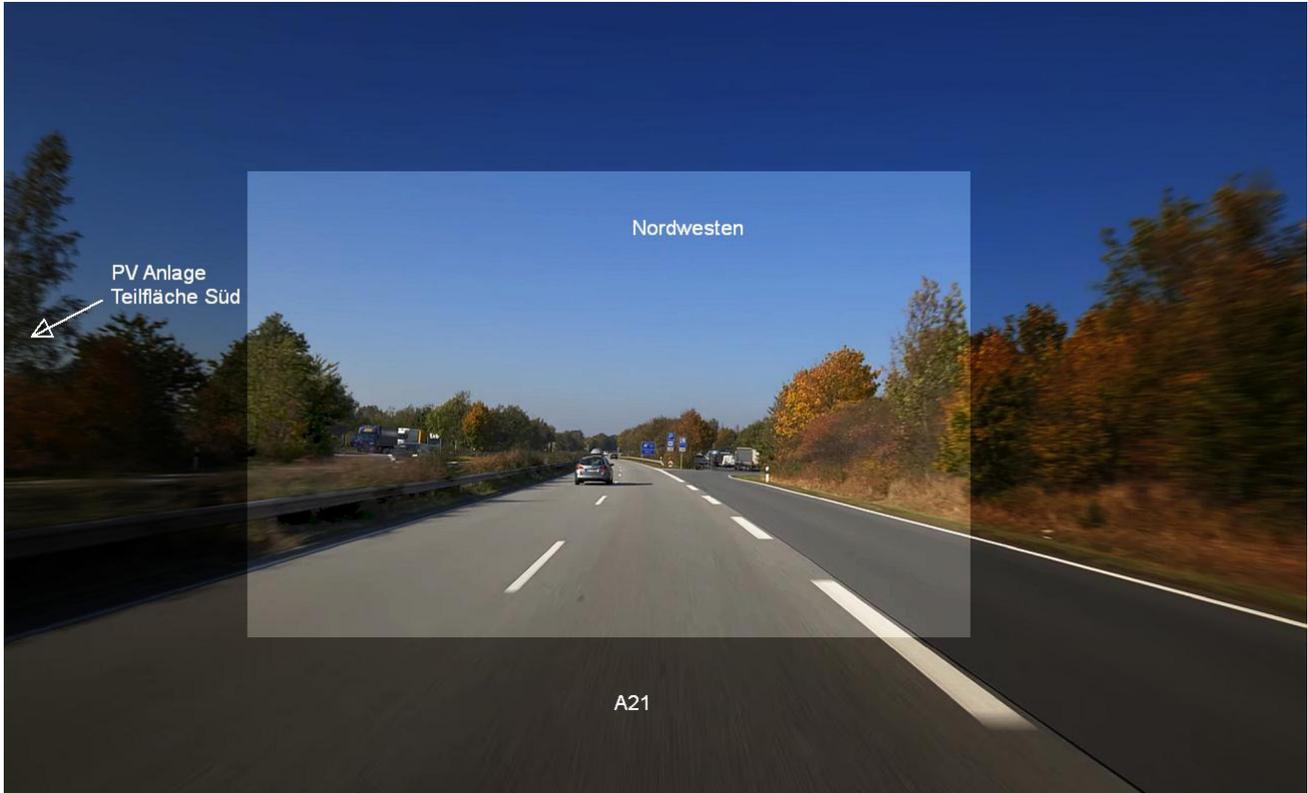


Bild 4.2.2: Messpunkt P1, Fahrt Richtung Nordwesten (Quelle: Youtube [Video vc\\_oO9s7CdY](https://www.youtube.com/watch?v=oO9s7CdY), von „Full Road View“, 07:03)

Die Büsche und Bäume im Randbereich werden als zusätzlicher Sichtschutz gewertet obwohl dieser Aspekt wenig relevant ist, denn selbst bei einer unwahrscheinlichen Totalrodung des Randstreifens ist kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden.

Rein rechnerisch wären im Bereich von Messpunkt P1 auch Reflexionen durch das PV Feld Nord möglich (siehe Tabelle 3). Aber aufgrund der sehr großen Entfernung von über 850 m und aufgrund des Geländeverlaufes sind diese nicht wahrscheinlich. Es besteht kein direkter Sichtkontakt zur PV Fläche Nord.

### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, Rastplatz Bebenseer Moor

Am Messpunkt P2 auf dem Rastplatz Bebenseer Moor können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld Süd auftreten. Diese können in den Abendstunden an insgesamt nur 1077 Minuten pro Jahr und für max. 14 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung auftreten.

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der Minuten pro Tag im Jahresverlauf bzw. im relevanten Zeitraum. Tage mit weniger als 5 Minuten Reflexionen werden nicht berücksichtigt (statistische Unsicherheit).

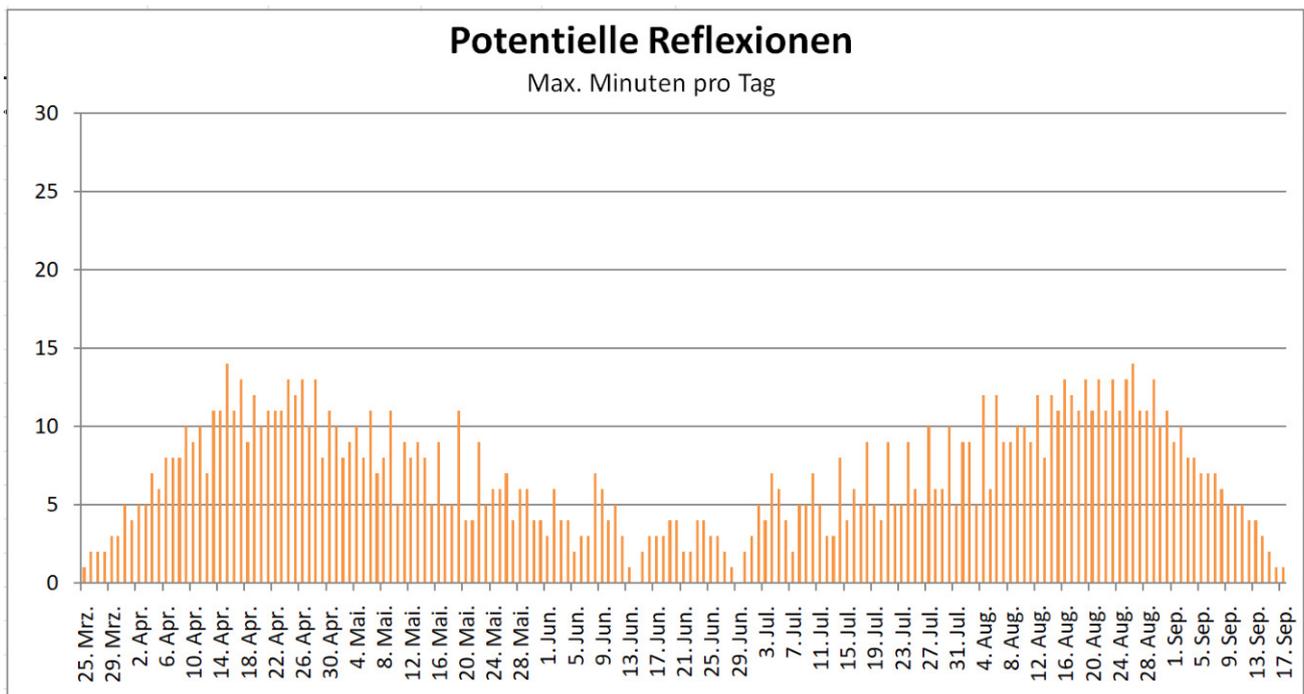


Bild 4.3.1: Anzahl der Minuten pro Tag mit Reflexionen (Quelle: Simulationsergebnisse / SolPEG)

Aufgrund der kurzen zeitlichen Dauer sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Gästen des Rastplatzes kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P2 und verdeutlicht, dass potentielle Reflexionen im Bereich des Rastplatzes insbesondere aufgrund des Einfallswinkels nicht relevant sind.

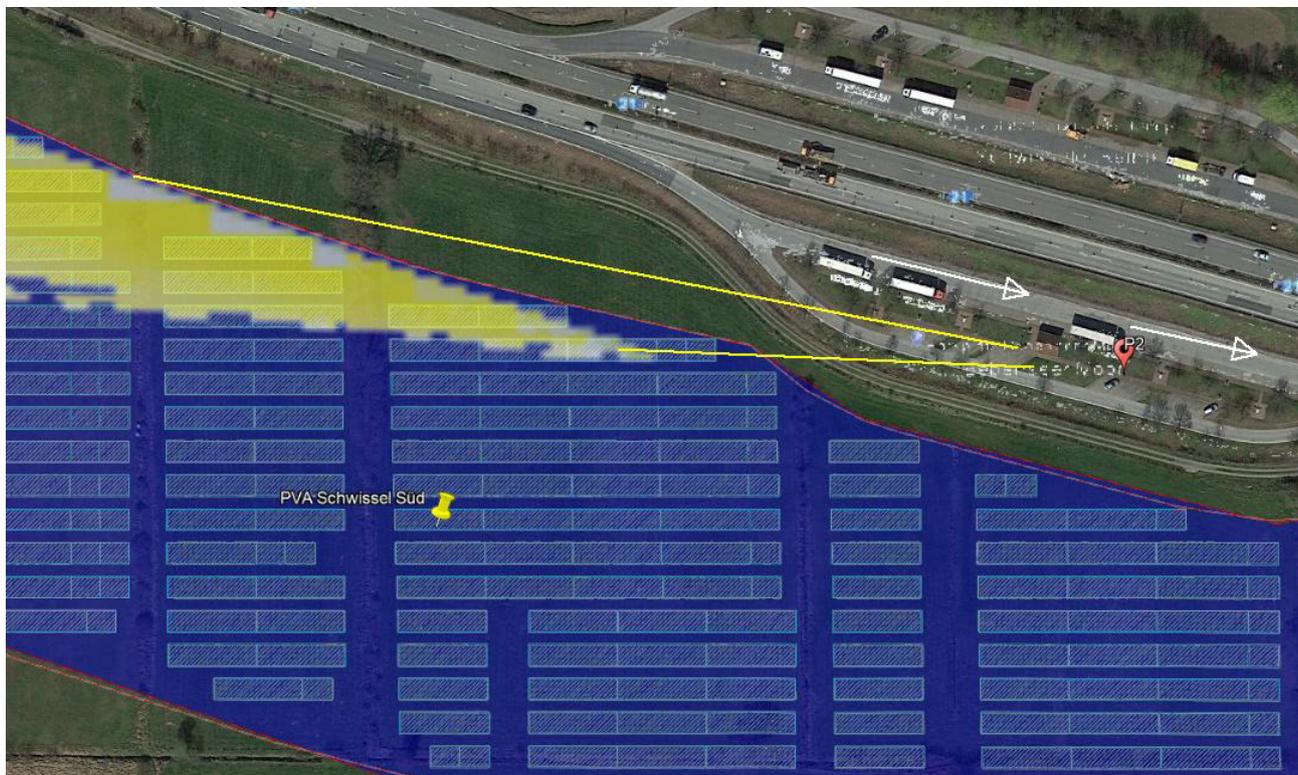


Bild 4.3.2: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Das folgende Foto zeigt die Situation in der Realität, Blick Richtung Osten (Fahrtrichtung). Die PV Anlage wäre rechts im Bild und in diesem Bereich wäre aufgrund der Ausrichtung der PV Anlage nur die Rückseite der PV Module sichtbar.



Bild 4.3.3: Foto am Messpunkt P2 (Quelle: SolPEG)

#### 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, A21 West

Am Messpunkt P3 auf der A21 können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Bei der Fahrt Richtung Westen können an insgesamt nur 166 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das PV Feld Süd auftreten. Bei der Fahrt Richtung Osten können rein rechnerisch an insgesamt 4965 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das PV Feld Nord auftreten. Die Gesamtsumme pro Jahr liegt über den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie, die jedoch nicht für die Analyse von Verkehrswegen vorgesehen ist und daher lediglich als Anhaltspunkt dienen kann. Entscheidend für die Beurteilung einer potentiellen Blendwirkung ist der Umstand, dass die Einfallswinkel der Reflexionen mit  $-34^\circ$  bis  $-61^\circ$  links (östlich) zur Fahrtrichtung liegen, deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ , ca. 100 m).

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern im Bereich von Messpunkt P3 durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P3 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

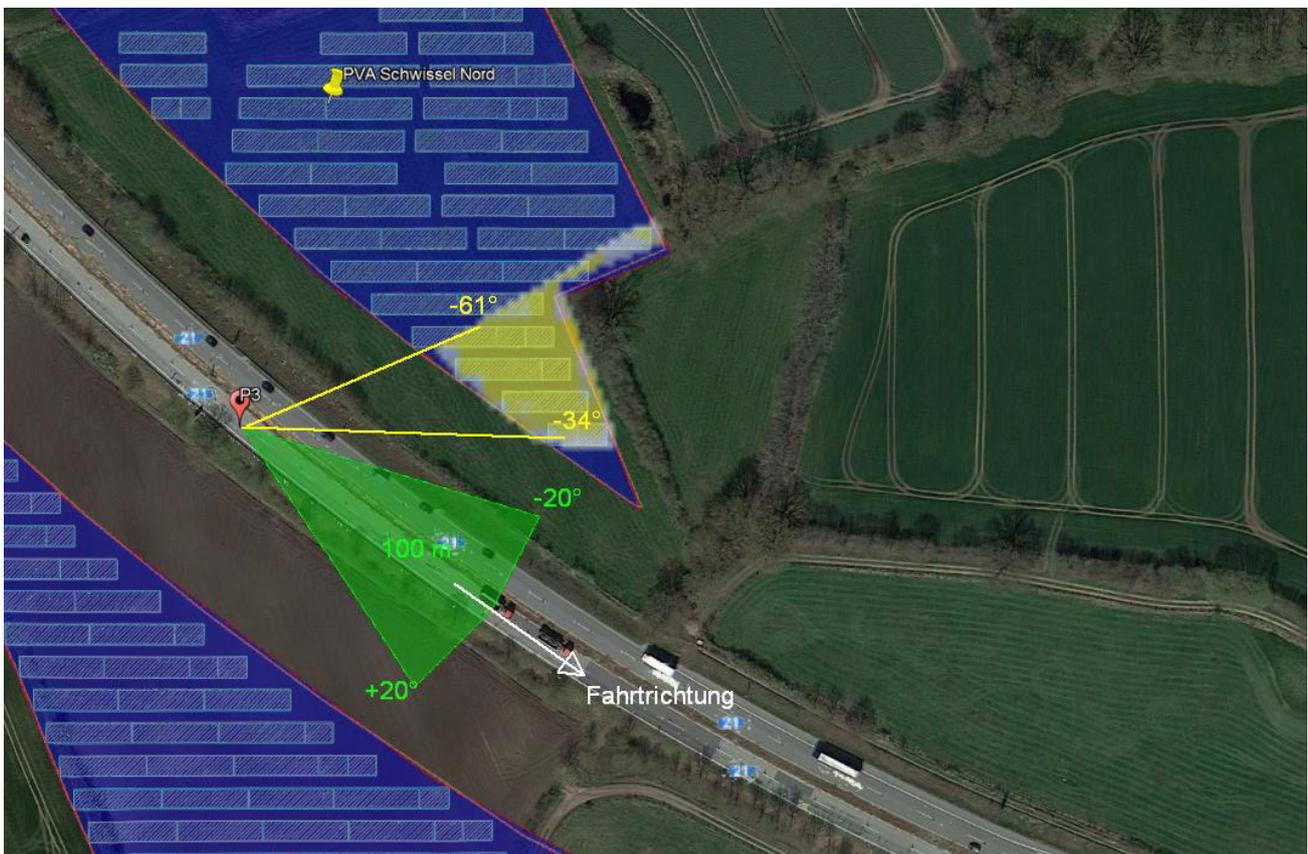


Bild 4.4.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ , ca. 100m). Im gelb/weiß markierten Bereich links (westlich) der Fahrbahn können theoretisch abends Reflexionen durch die PV Teilfläche Süd auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P3 auf der A21 bei der Fahrt Richtung Südosten. Der relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt. Das PV Feld Nord liegt links im Bild, nicht einsehbar hinter Büschen und Bäumen.



Bild 4.4.2: Messpunkt P3, Fahrt Richtung Südosten (Quelle: SolPEG)

Die Büsche und Bäume im Randbereich werden als zusätzlicher Sichtschutz gewertet obwohl dieser Aspekt wenig relevant ist, denn selbst bei einer unwahrscheinlichen Totalrodung des Randstreifens wären potentielle Reflexionen außerhalb des relevanten Sichtwinkels.

#### 4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, A21 Nordwest, Auffahrt

Messpunkt P4 auf der Auffahrt auf die A21 wurde zu Kontrollzwecken untersucht. Theoretisch können hier Reflexionen durch die PV Anlage (PV Feld Nord) auftreten. Diese können allerdings nur deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels auftreten und darüber hinaus zeigt die Analyse des Geländeverlaufes, dass die Fläche der PV Anlage ca. 6 m – 7 m unterhalb der Fahrbahn liegt und daher ist die PV Anlage nicht einsehbar.

Die folgende Skizze zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P4.

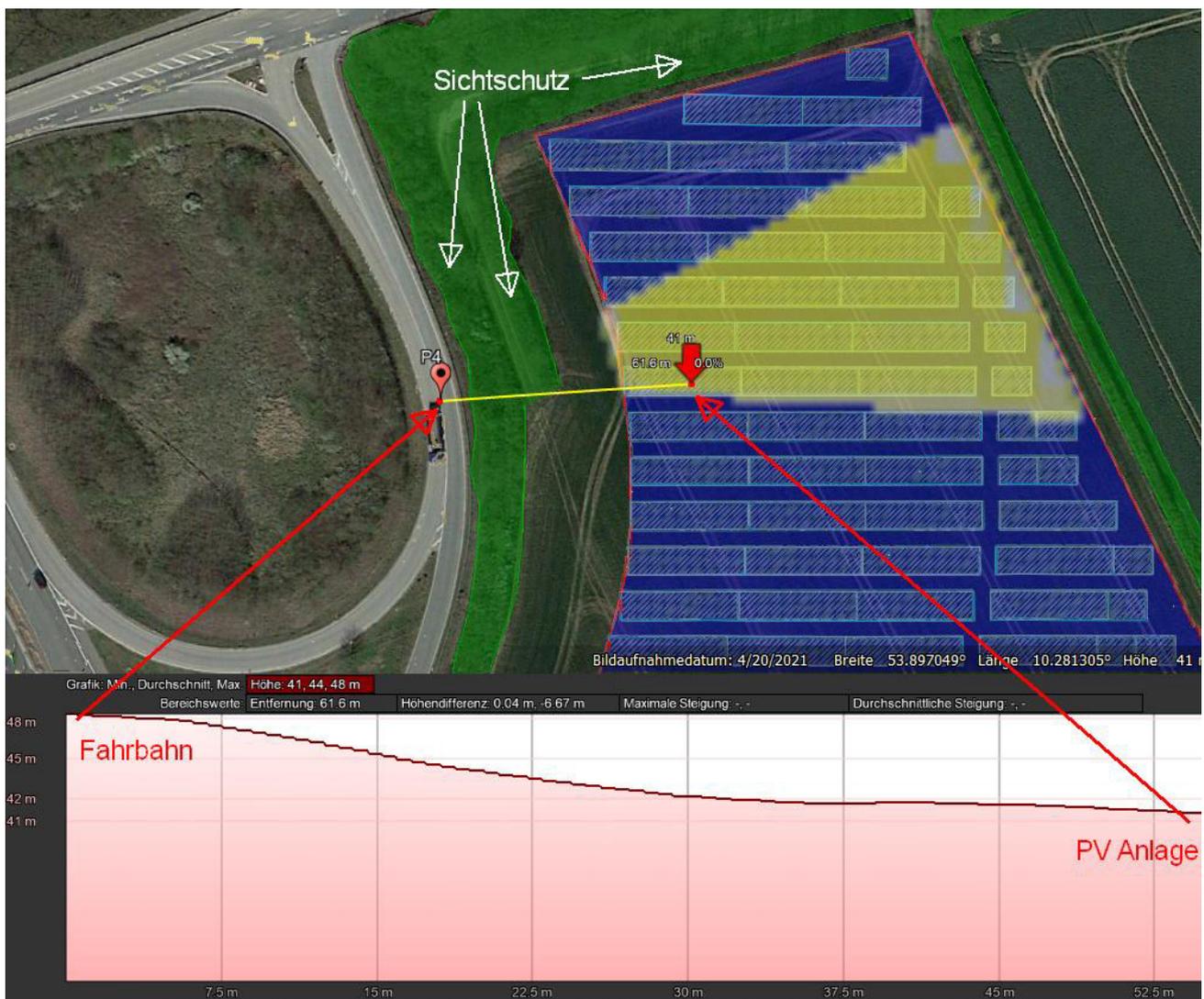


Bild 4.5.1: Geländeverlauf zwischen Fahrbahn und Messpunkte P4 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Rein rechnerisch sind im Bereich der Auffahrt Reflexionen durch das PV Feld Nord möglich, In der Realität besteht aufgrund des Höhenunterschiedes allerdings kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle und daher wären potentielle Reflexionen ohnehin nicht wahrnehmbar.

Darüber hinaus ist an der Böschung ein ausgeprägter Bewuchs aus Büschen und Bäumen vorhanden, der als zusätzlicher Sichtschutz gewertet werden kann. Die folgenden Fotos zeigen die Situation vor Ort.

Blick Richtung Süden auf die Auffahrt auf die A21, momentan Baustelle.



Bild 4.5.2: Messpunkt P4, Auffahrt, Blick Richtung Süden (Quelle: SolPEG)

Blick Richtung Norden auf die Einmündung auf die K82.

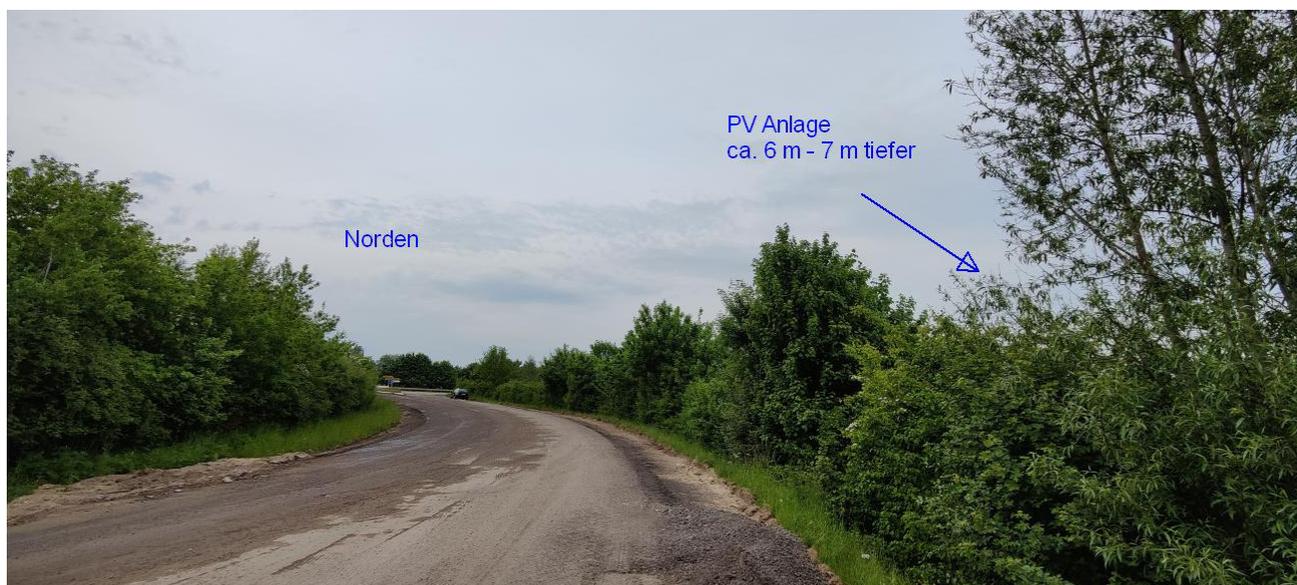


Bild 4.5.3: Messpunkt P4, Auffahrt, Blick Richtung Norden (Quelle: SolPEG)

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern im Bereich von Messpunkt P4 durch Reflexionen durch die PV Anlage kann sowohl für die Zu- als auch für die Ausfahrt mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

#### 4.6 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude östlich

Messpunkt P5 östlich der PV Anlage, im Bereich der Gebäude der Ortschaft Schwissel, wurde zu Kontrollzwecken untersucht. Aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle von ca. 570 m – 690 m sind potentielle Reflexionen zu relativieren, da sich mit zunehmender Entfernung und der damit einhergehenden Bündelaufweitung der diffus reflektierten Lichtstrahlen, die Leuchtdichte der Moduloberflächen reduziert. Die PV Anlage wäre - sofern überhaupt sichtbar – nur als helle Fläche wahrnehmbar.

Die Analyse des Geländeverlaufes zeigt auch für Messpunkt P5, dass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.

Darüber hinaus befinden sich zwischen der PV Anlage und den Gebäuden der Ortschaft Schwissel mehrere Knicks und es ist nicht davon auszugehen, dass alle Knicks zur selben Zeit auf den Stock gesetzt werden. Daher können die örtlichen Gegebenheiten als zusätzlicher Sichtschutz gewertet werden.

Die folgende Skizze zeigt den Geländeverlauf zwischen PV Anlage und Messpunkt P5.

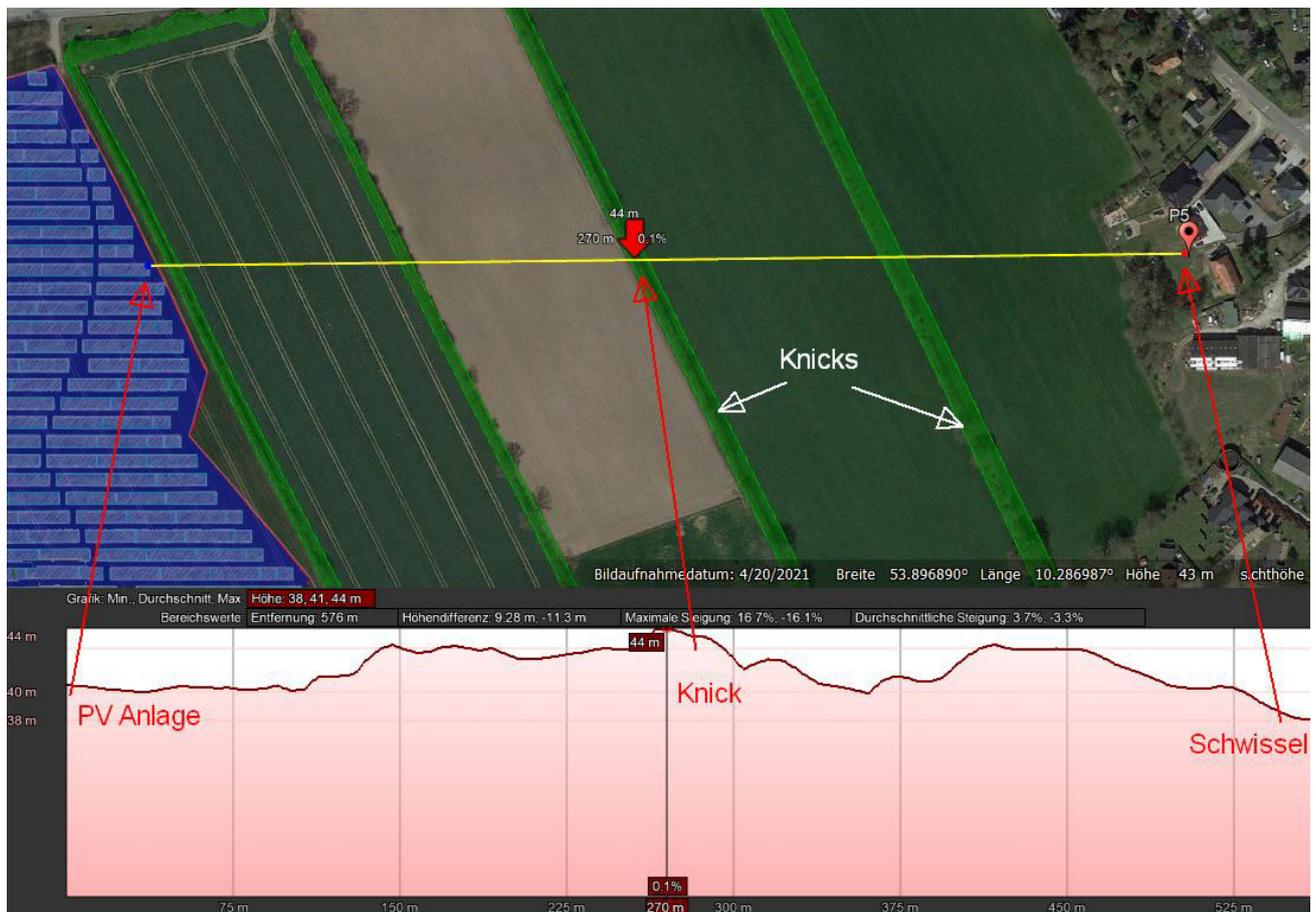


Bild 4.5.1: Geländeverlauf zwischen der PV Anlage und Messpunkt P5 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

An den westlichen Grundstücksgrenzen der Gebäude befindet sich überwiegend ein Bewuchs aus Büschen und Bäumen, der ebenfalls als natürlicher Sichtschutz gewertet werden kann. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P3 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P2. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.6 ausgeführt sind jeweils die Rohdaten mit den theoretischen Maximalwerten dargestellt die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Der Wert von 297 Minuten entspricht den unbereinigten Rohdaten und dieser Wert liegt ohnehin deutlich unterhalb der Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie.

### PV Feld Nord - OP Receptor (OP 5)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

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

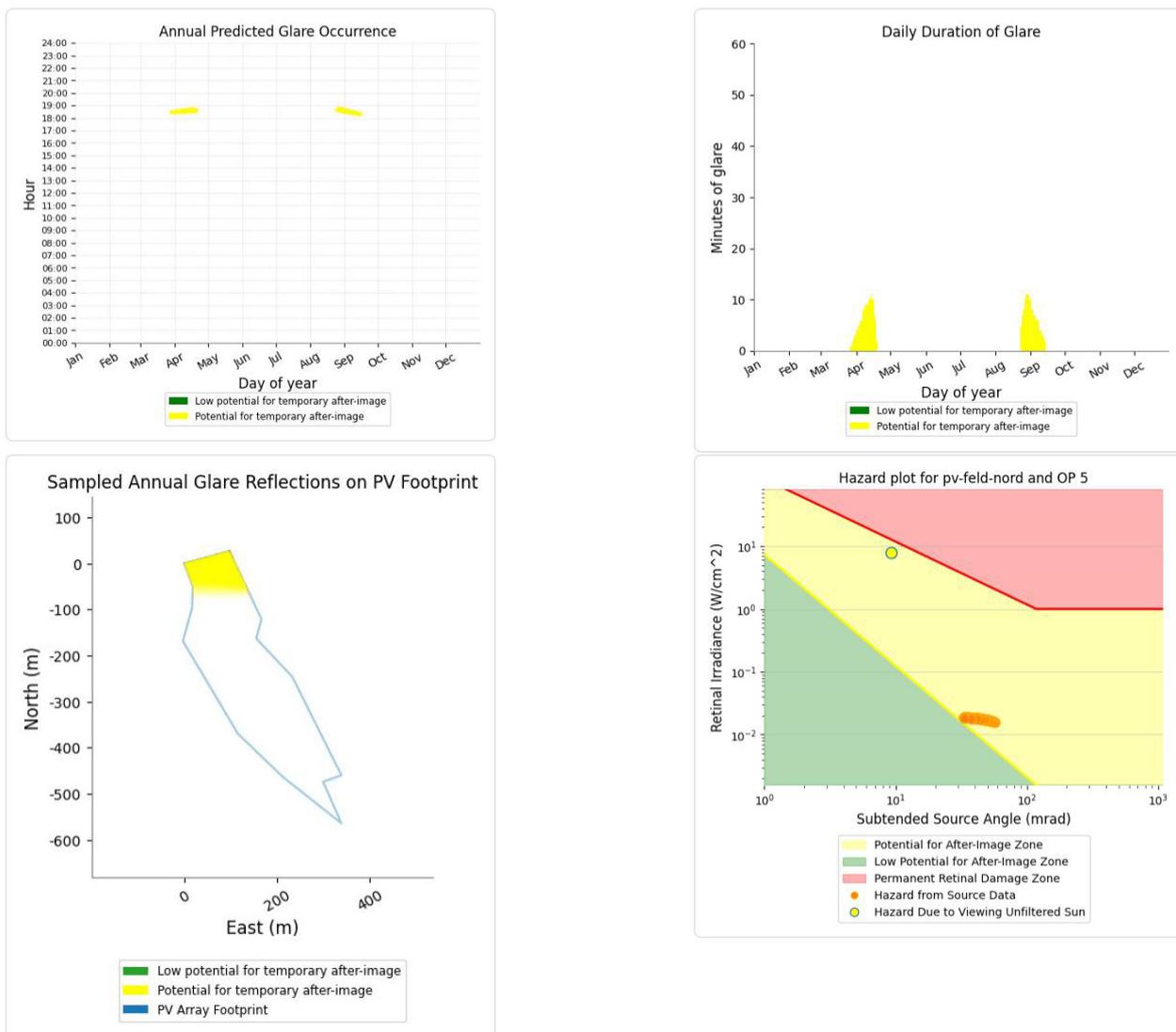


Bild 4.5.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P5 (Quelle: Simulationsergebnisse)

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Schwissel kann als „geringfügig“ klassifiziert<sup>9</sup> 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 Schwissel durch den Einsatz von PV Modulen mit Anti-Reflexionsschicht die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt für Fahrzeugführer auf der A21 nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen überwiegend außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Aber auch aufgrund der geringen zeitlichen Dauer und der teilweise großen Entfernung zur Immissionsquelle sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Anhand der ausgewerteten Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Für die östlich und südöstlich gelegenen Gebäude der Ortschaft Schwissel besteht überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle und daher kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern im Sinne der LAI Lichtleitlinie durch Reflexionen durch die PV Anlage ausgeschlossen werden.

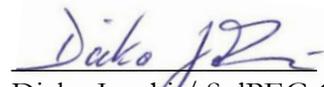
Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

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 23.05.2022

  
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

<sup>9</sup> Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



# 60M HC 430-450 Watt

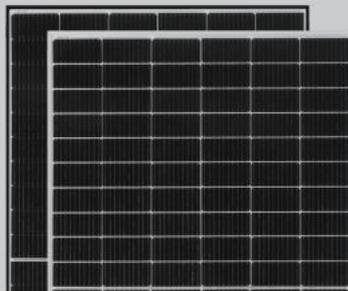
## MONOCRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018 certified factory.

IEC61215(2016), IEC61730(2016), certified products.

## TIGER Pro



## KEY FEATURES



### Multi Busbar Solar Cell

MBB solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



### PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for mass production.



### Higher Lifetime Power Yield:

0.55% annual power degradation  
25 year linear power warranty



### Low-light Performance

Advanced glass and cell surface textured design ensure excellent performance in low-light environment.



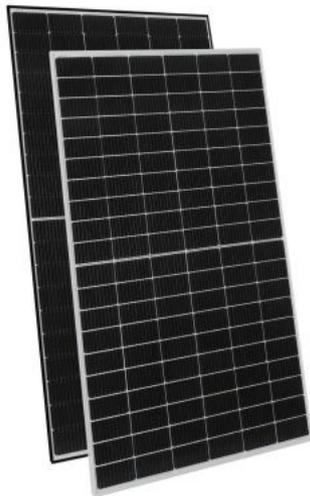
### Severe Weather Resilience

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



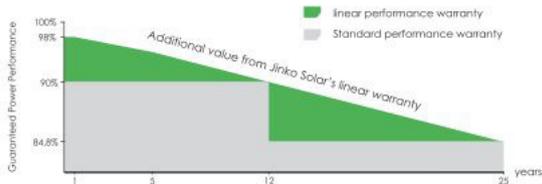
### Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance

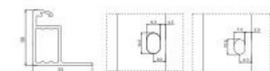
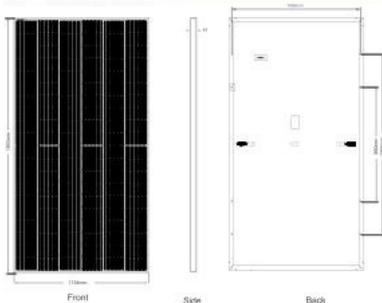


## LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty  
0.55% Annual Degradation Over 25 years



## Engineering Drawings



Length:  $\pm 2\text{mm}$   
 Width:  $\pm 2\text{mm}$   
 Height:  $\pm 1\text{mm}$   
 Row Pitch:  $\pm 2\text{mm}$

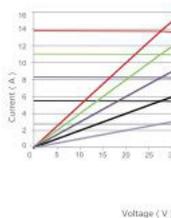
## Packaging Configuration

( Two pallets = One stack )

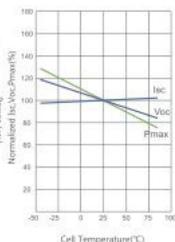
35pcs/pallets, 70pcs/stack, 840pcs/ 40'HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence

Current-Voltage & Power-Voltage Curves (430W)



Temperature Dependence of Isc, Voc, Pmax



## Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	120 (6×20)
Dimensions	1903×1134×30mm (74.92×44.65×1.18 inch)
Weight	24.2 kg (53.35 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> (+): 290mm, (-): 145 mm or Customized Length

## SPECIFICATIONS

Module Type	MM430-60HLD-MB		MM435-60HLD-MB		MM440-60HLD-MB		MM440-60HLD-MB		MM445-60HLD-MB	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	430Wp	320Wp	435Wp	324Wp	440Wp	327Wp	445Wp	331Wp	450Wp	335Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	33.52V	31.09V	33.62V	31.27V	33.72V	31.39V	33.82V	31.56V	33.91V	31.73V
Maximum Power Current (Imp)	12.83A	10.29A	12.94A	10.35A	13.05A	10.43A	13.16A	10.49A	13.27A	10.55A
Open-circuit Voltage (Voc)	40.86V	38.57V	40.94V	38.64V	41.02V	38.72V	41.10V	38.79V	41.18V	38.87V
Short-circuit Current (Isc)	13.61A	10.99A	13.67A	11.04A	13.73A	11.09A	13.79A	11.14A	13.85A	11.19A
Module Efficiency STC (%)	19.93%		20.16%		20.39%		20.62%		20.85%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

\*STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

• Power measurement tolerance:  $\pm 3\%$

# Schwissel

## Schwissel

**Created** May 21, 2022  
**Updated** May 21, 2022  
**Time-step** 1 minute  
**Timezone offset** UTC+1  
**Site ID** 69443.12282

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



### Misc. Analysis Settings

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

#### Analysis Methodologies:

- Observation point: **Version 2**
- 2-Mile Flight Path: **Version 2**
- Route: **Version 2**

## 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 Nord	18.0	180.0	0	15,621	-
PV Sued	18.0	180.0	0	2,270	-

## Component Data

### PV Array(s)

Total PV footprint area: 195,486 m<sup>2</sup>

**Name:** PV Feld Nord  
**Footprint area:** 78,718 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 18.0 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	53.897421	10.280646	45.32	1.80	47.12
2	53.897661	10.282126	45.03	1.80	46.83
3	53.896334	10.283178	42.60	1.80	44.40
4	53.895954	10.283006	42.70	1.80	44.50
5	53.895208	10.284186	40.38	1.80	42.18
6	53.893286	10.285796	36.86	1.80	38.66
7	53.893160	10.285195	37.33	1.80	39.13
8	53.892351	10.285796	37.95	1.80	39.75
9	53.893261	10.283864	36.62	1.80	38.42
10	53.894096	10.282405	38.07	1.80	39.87
11	53.895904	10.280603	42.56	1.80	44.36
12	53.896549	10.280903	41.10	1.80	42.90
13	53.896979	10.280925	42.28	1.80	44.08

**Name:** PV Sued  
**Footprint area:** 116,768 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 18.0 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	53.891973	10.284041	38.40	1.80	40.20
2	53.890885	10.287539	35.00	1.80	36.80
3	53.889658	10.293654	38.78	1.80	40.58
4	53.889823	10.294105	38.53	1.80	40.33
5	53.889216	10.296229	36.52	1.80	38.32
6	53.889013	10.294491	36.71	1.80	38.51
7	53.889039	10.288933	35.11	1.80	36.91
8	53.889646	10.286058	34.56	1.80	36.36
9	53.890354	10.283977	34.57	1.80	36.37
10	53.892731	10.282153	38.14	1.80	39.94

### Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	53.889932	10.296134	38.27	2.00	40.27
OP 2	53.890159	10.292293	37.93	2.00	39.93
OP 3	53.892764	10.283839	39.91	2.00	41.91
OP 4	53.897013	10.280363	47.99	2.00	49.99
OP 5	53.896836	10.291306	38.15	2.00	40.15

## 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 Nord	18.0	180.0	0	15,621	-	
PV Sued	18.0	180.0	0	2,270	-	

### 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-nord (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld-nord (yellow)	0	1	784	1328	1564	1739	1748	1335	1128	132	0	0
pv-sued (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-sued (yellow)	0	0	109	332	277	93	192	407	193	0	0	0

## PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

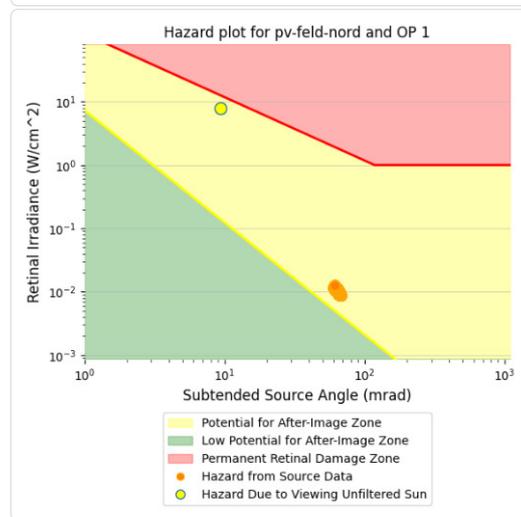
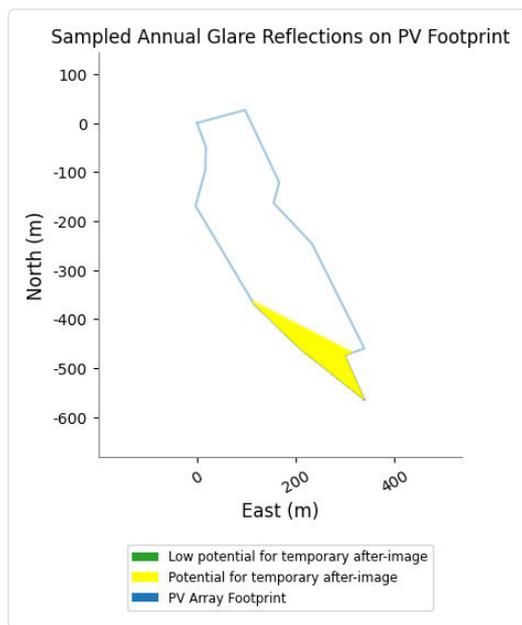
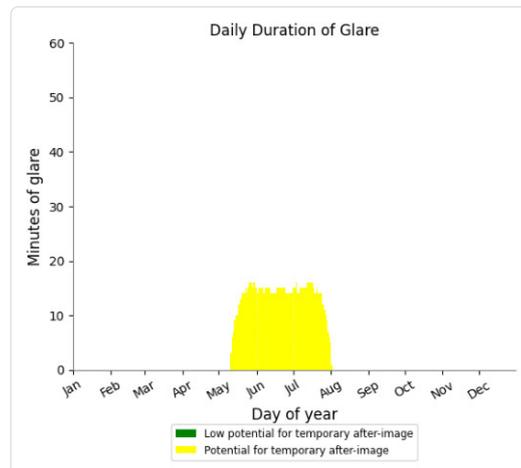
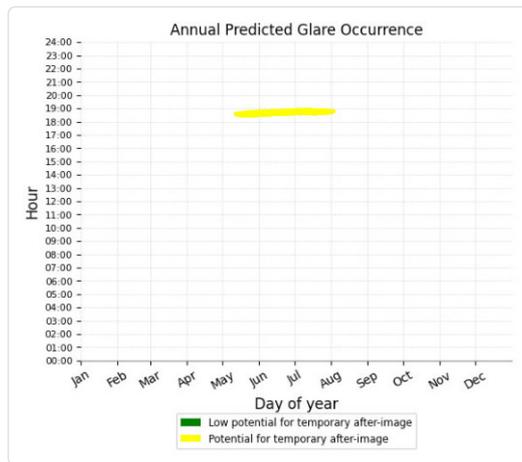
### PV Feld Nord potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	1131
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	5862
OP: OP 4	0	8331
OP: OP 5	0	297

## PV Feld Nord - OP Receptor (OP 1)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,131 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



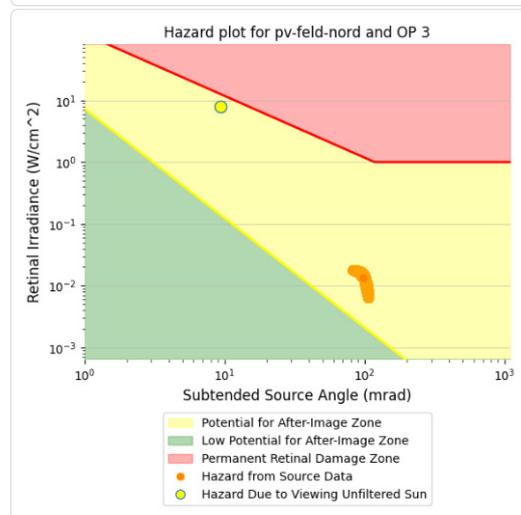
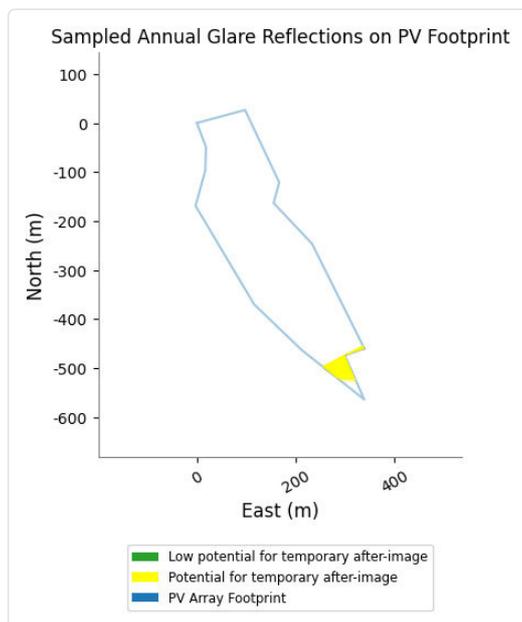
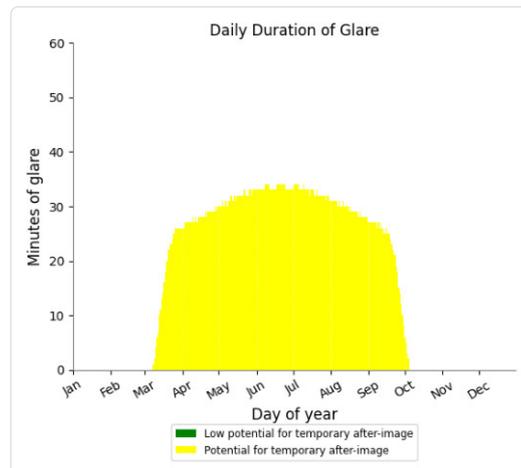
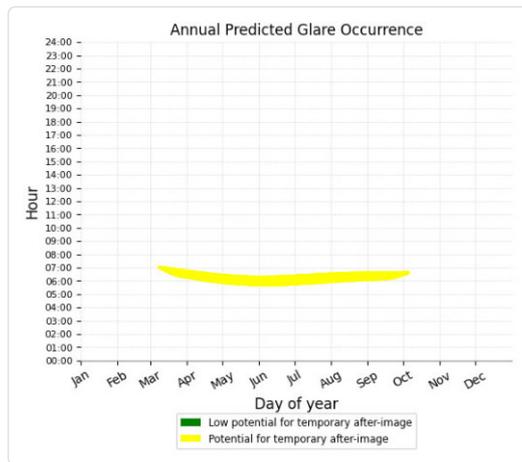
## PV Feld Nord - OP Receptor (OP 2)

No glare found

## PV Feld Nord - OP Receptor (OP 3)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

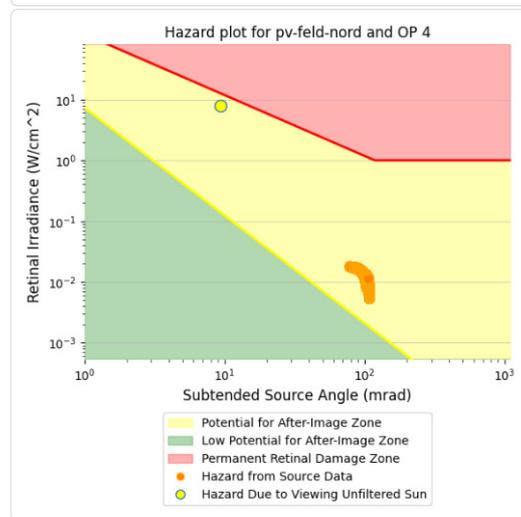
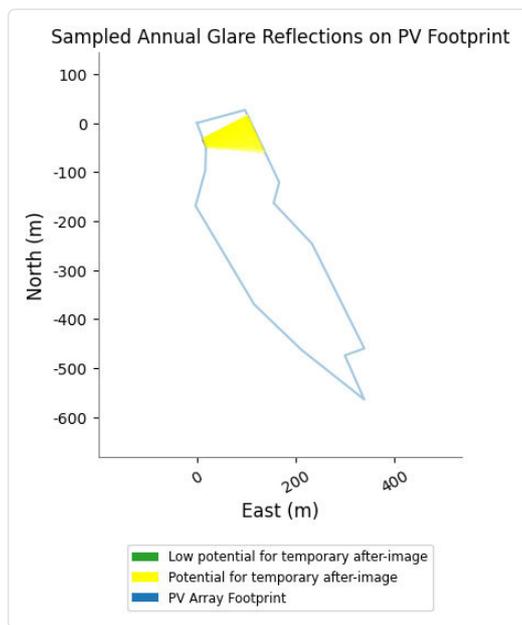
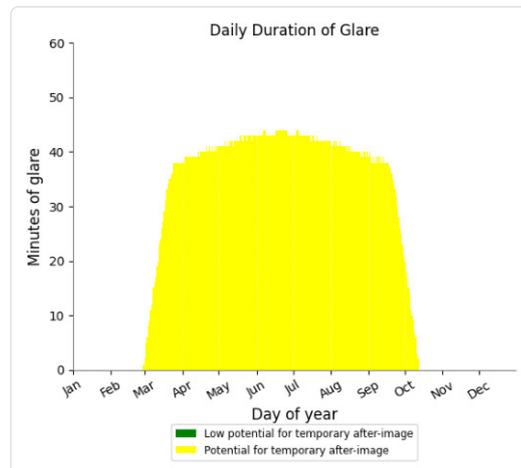
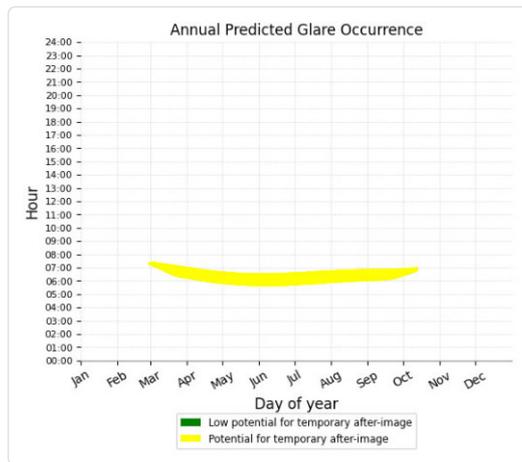
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 5,862 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld Nord - OP Receptor (OP 4)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

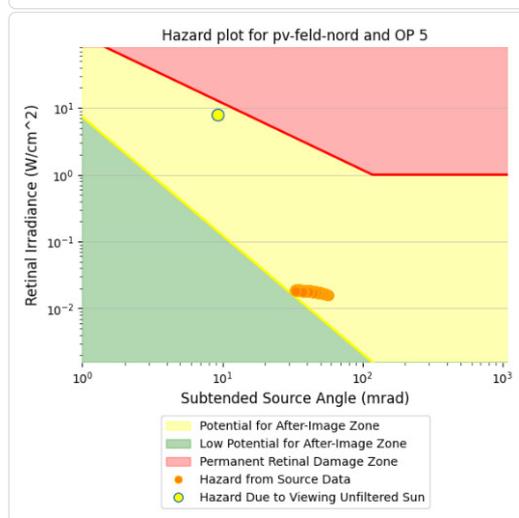
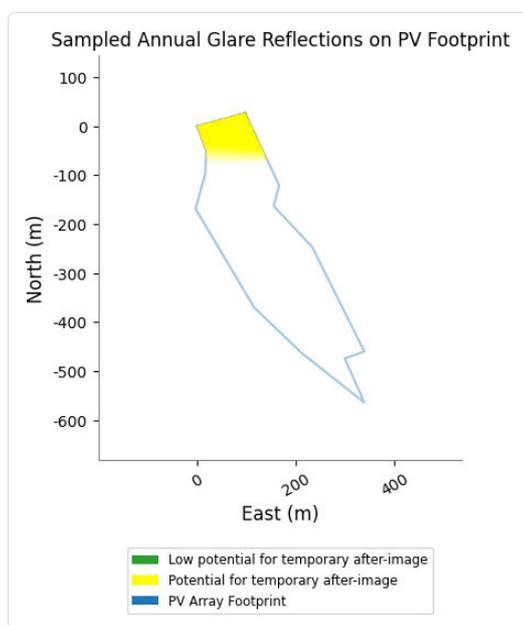
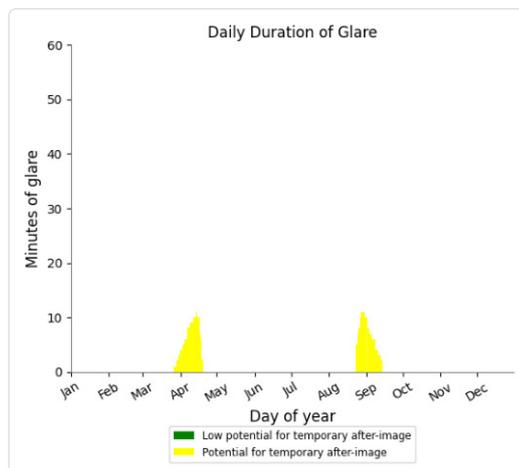
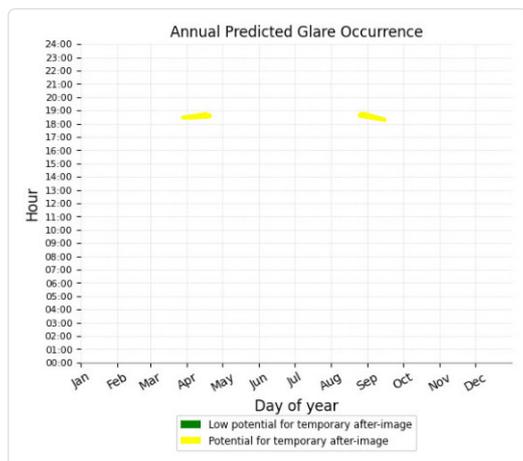
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 8,331 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld Nord - OP Receptor (OP 5)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

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



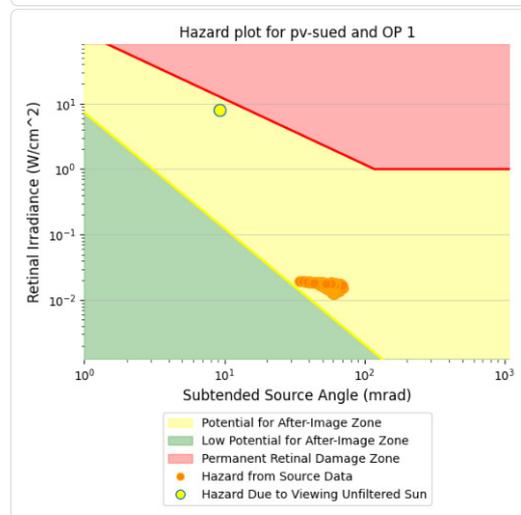
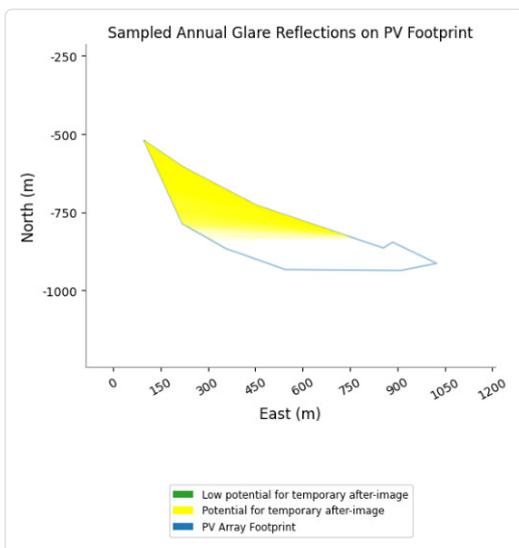
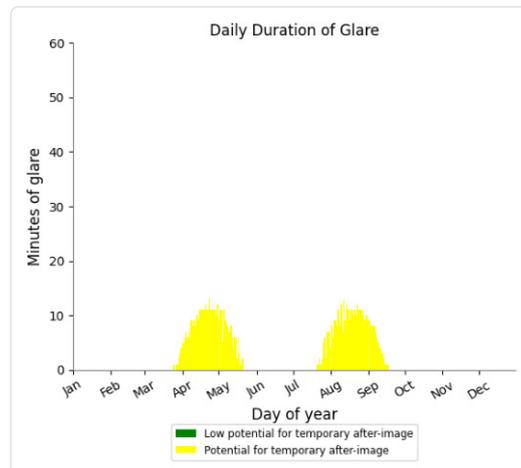
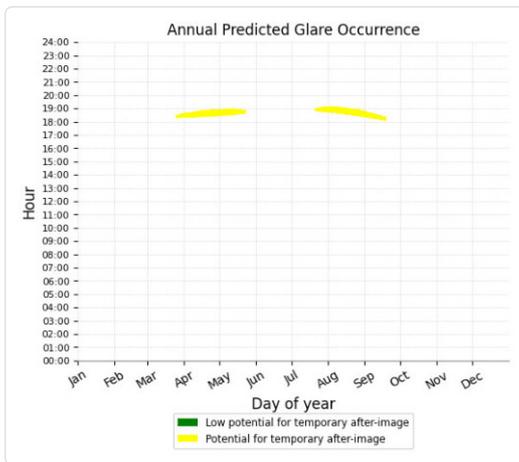
## PV Sued potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	860
OP: OP 2	0	1225
OP: OP 3	0	185
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0

## PV Sued - OP Receptor (OP 1)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

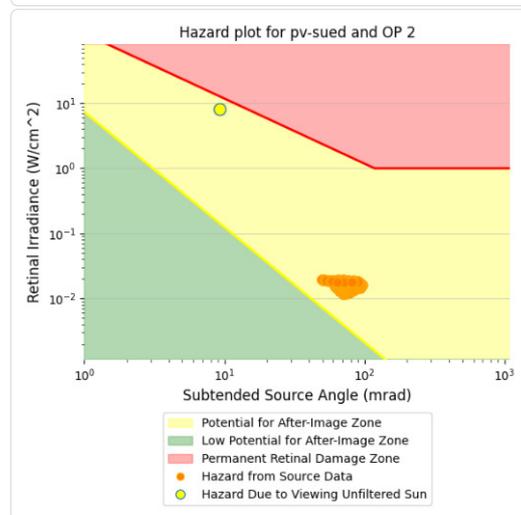
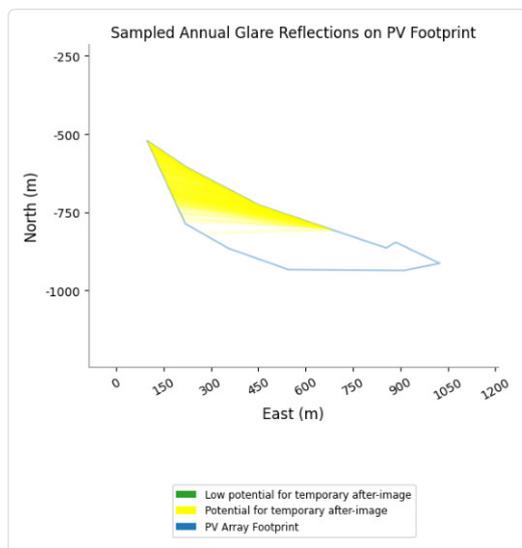
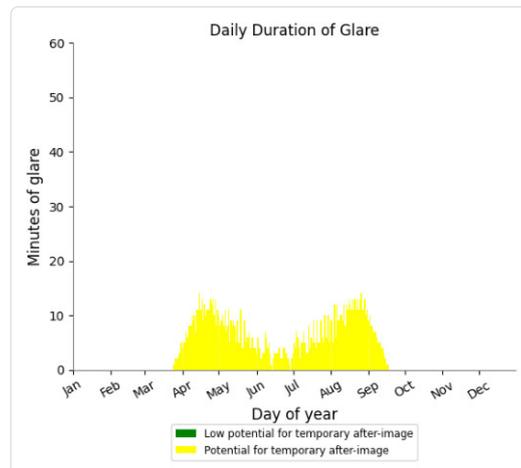
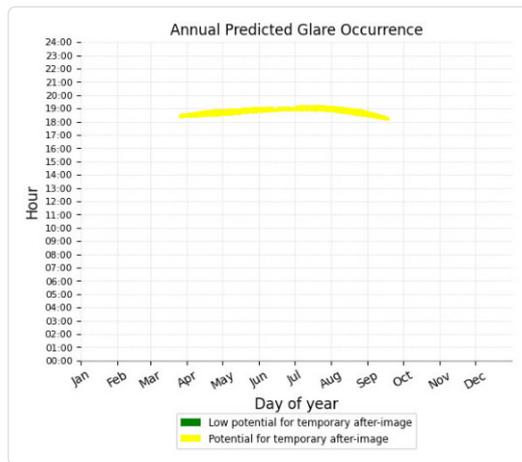
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 860 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Sued - OP Receptor (OP 2)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

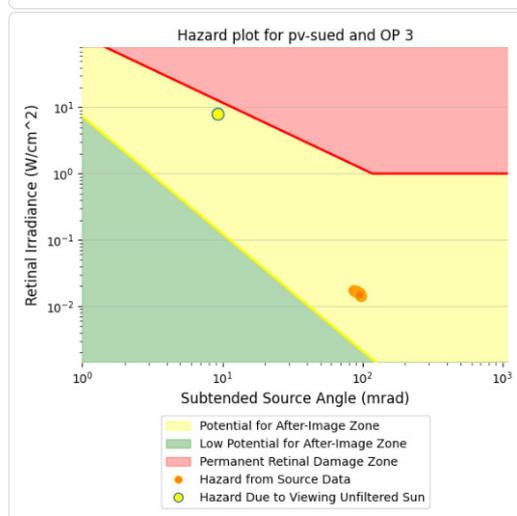
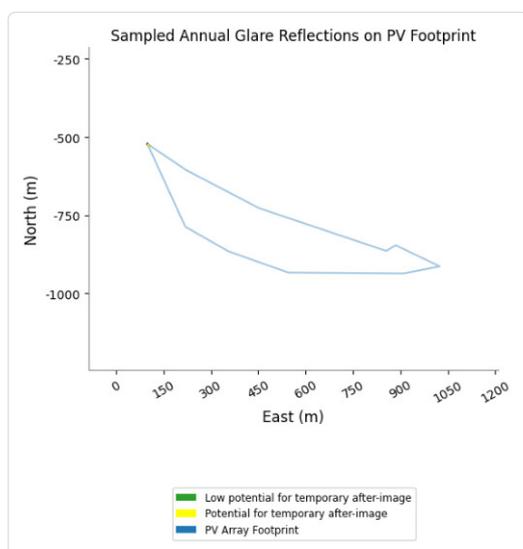
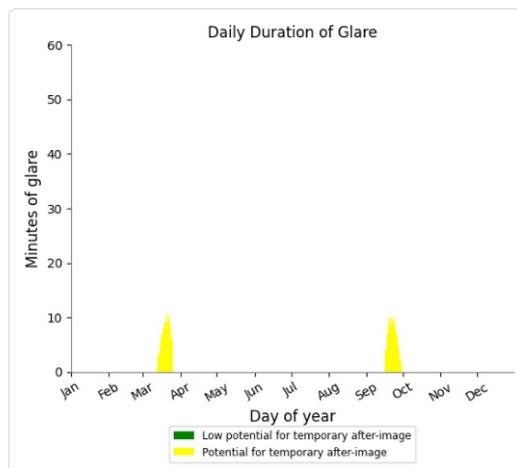
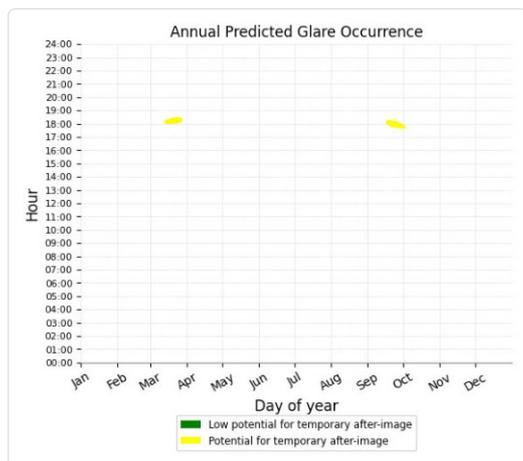
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,225 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Sued - OP Receptor (OP 3)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

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



## PV Sued - OP Receptor (OP 4)

No glare found

## PV Sued - OP Receptor (OP 5)

No glare found

## Assumptions

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



	Cornel Inradiale	DNI [W/m²]	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Start	Anzahl	Anfang	Ende	Zeitraum	Zeitraum	Minuten	Minuten im	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1
	Incidence											Sun Vector	Sun Vector	Sun Vector	Start	Minuten	Ende	Ende	Start	Ende	pro Tag	Zeitraum	Start	Ende	
2022-03-25 18:27:00	0,014001	550,5498	2	0,577043	0,018019	0,05453	0,8	270,9	-1	0,016	0,014	1	-0,021	0,002	25. Mrz.	1	18:27	18:27	01.04.2022	12.05.2022	13	384	18:28	18:53	
2022-03-27 18:27:00	0,014203	560,1945	2	0,560918	0,017822	0,05662	1,3	271,6	-0,999	0,028	0,023	0,999	-0,036	0,003	27. Mrz.	1	18:27	18:27	14.05.2022	15.05.2022	6	12	18:42	18:51	
2022-03-28 18:29:00	0,012859	559,3796	2	0,570979	0,018115	0,046834	1,4	272,2	-0,999	0,039	0,024	0,999	-0,046	-0,004	28. Mrz.	1	18:29	18:29	17.05.2022	17.05.2022	6	6	18:43	18:50	
2022-03-29 18:28:00	0,013653	565,19	2	0,545319	0,017481	0,054954	1,8	272,3	-0,999	0,04	0,032	0,999	-0,051	0,003	29. Mrz.	2	18:28	18:30	26.07.2022	27.07.2022	6	11	18:52	19:01	
2022-03-29 18:30:00	0,012334	560,7822	2	0,569006	0,018098	0,043251	1,5	272,7	-0,999	0,047	0,027	0,999	-0,053	-0,006	30. Mrz.	3	18:28	18:30	29.07.2022	31.07.2022	7	21	18:51	19:03	
2022-03-30 18:28:00	0,014679	568,7318	2	0,543466	0,017531	0,060636	2	272,7	-0,998	0,047	0,035	0,998	-0,059	0,001	31. Mrz.	4	18:28	18:32	02.08.2022	09.09.2022	13	368	18:23	19:03	
2022-03-30 18:29:00	0,013263	566,548	2	0,555139	0,017839	0,050822	1,9	272,9	-0,998	0,051	0,033	0,998	-0,06	-0,003	1. Apr.	5	18:29	18:33							
2022-03-30 18:30:00	0,013113	564,3603	2	0,567061	0,018151	0,048469	1,7	273,1	-0,998	0,054	0,03	0,998	-0,061	-0,008	2. Apr.	5	18:28	18:33							
2022-03-31 18:28:00	0,013234	572,2271	2	0,530258	0,01721	0,05366	2,3	272,9	-0,998	0,051	0,041	0,998	-0,065	0,003	3. Apr.	6	18:29	18:34							
2022-03-31 18:30:00	0,012174	567,8914	2	0,553271	0,017821	0,047451	2	273,3	-0,998	0,058	0,036	0,998	-0,068	-0,005	4. Apr.	7	18:29	18:35							
2022-03-31 18:31:00	0,012533	565,7177	2	0,565147	0,018134	0,044496	1,9	273,5	-0,998	0,062	0,033	0,998	-0,069	-0,01	5. Apr.	6	18:29	18:34							
2022-03-31 18:32:00	0,012168	563,54	2	0,577275	0,018451	0,040304	1,7	273,7	-0,997	0,065	0,03	0,997	-0,071	-0,014	6. Apr.	7	18:30	18:36							
2022-04-01 18:29:00	0,014309	575,5861	2	0,528512	0,017254	0,059864	2,5	273,4	-0,997	0,059	0,044	0,997	-0,073	0,001	7. Apr.	6	18:31	18:37							
2022-04-01 18:30:00	0,013461	573,4435	2	0,539854	0,017559	0,053409	2,4	273,6	-0,997	0,062	0,041	0,997	-0,075	-0,003	8. Apr.	9	18:31	18:39							
2022-04-01 18:31:00	0,012995	571,2969	2	0,551437	0,017868	0,048934	2,2	273,8	-0,997	0,066	0,039	0,997	-0,076	-0,007	9. Apr.	9	18:30	18:39							
2022-04-01 18:32:00	0,012575	569,1464	2	0,563266	0,018183	0,044555	2,1	274	-0,997	0,069	0,036	0,997	-0,077	-0,012	10. Apr.	8	18:31	18:40							
2022-04-01 18:33:00	0,012527	566,992	2	0,575347	0,018502	0,042666	1,9	274,2	-0,997	0,073	0,034	0,997	-0,079	-0,016	11. Apr.	9	18:31	18:41							
2022-04-02 18:28:00	0,014779	581,1064	2	0,515174	0,016998	0,063621	2,8	273,6	-0,997	0,063	0,049	0,997	-0,08	0,003	12. Apr.	8	18:32	18:41							
2022-04-02 18:30:00	0,013015	576,8598	2	0,538101	0,017606	0,050332	2,5	274	-0,997	0,07	0,044	0,997	-0,083	-0,005	13. Apr.	10	18:31	18:42							
2022-04-02 18:31:00	0,012875	574,7307	2	0,549639	0,017917	0,047895	2,4	274,2	-0,996	0,073	0,042	0,996	-0,084	-0,009	14. Apr.	9	18:33	18:43							
2022-04-02 18:32:00	0,012552	572,5976	2	0,561422	0,018233	0,044145	2,2	274,4	-0,996	0,077	0,039	0,996	-0,085	-0,014	15. Apr.	11	18:32	18:45							
2022-04-02 18:33:00	0,012554	570,4607	2	0,573454	0,018554	0,042607	2,1	274,6	-0,996	0,08	0,037	0,996	-0,087	-0,018	16. Apr.	11	18:33	18:45							
2022-04-03 18:29:00	0,01361	582,3425	2	0,514112	0,016981	0,057099	3	274	-0,996	0,07	0,052	0,996	-0,088	0,001	17. Apr.	11	18:32	18:45							
2022-04-03 18:30:00	0,013526	580,2345	2	0,525132	0,017282	0,055133	2,9	274,2	-0,996	0,074	0,05	0,996	-0,089	-0,003	18. Apr.	11	18:34	18:46							
2022-04-03 18:31:00	0,013865	578,1225	2	0,536387	0,017588	0,055727	2,7	274,5	-0,996	0,078	0,047	0,996	-0,09	-0,007	19. Apr.	11	18:33	18:46							
2022-04-03 18:32:00	0,013667	576,0067	2	0,54788	0,017899	0,05307	2,6	274,7	-0,996	0,081	0,045	0,996	-0,092	-0,011	20. Apr.	12	18:34	18:46							
2022-04-03 18:33:00	0,012834	573,8871	2	0,559616	0,018215	0,046185	2,4	274,9	-0,996	0,085	0,042	0,996	-0,093	-0,016	21. Apr.	11	18:33	18:46							
2022-04-03 18:34:00	0,013466	571,7636	2	0,571601	0,018537	0,048835	2,3	275,1	-0,995	0,088	0,04	0,995	-0,094	-0,02	22. Apr.	11	18:34	18:47							
2022-04-04 18:29:00	0,013187	585,6599	2	0,501772	0,016668	0,056026	3,3	274,3	-0,996	0,075	0,058	0,996	-0,094	0,003	23. Apr.	13	18:34	18:47							
2022-04-04 18:30:00	0,014888	583,5688	2	0,512523	0,016964	0,064359	3,2	274,5	-0,995	0,078	0,055	0,995	-0,096	-0,001	24. Apr.	11	18:35	18:48							
2022-04-04 18:31:00	0,015075	581,474	2	0,523502	0,017265	0,063954	3	274,7	-0,995	0,082	0,053	0,995	-0,097	-0,005	25. Apr.	11	18:34	18:47							
2022-04-04 18:32:00	0,012974	579,3752	2	0,534713	0,017571	0,050231	2,9	274,9	-0,995	0,085	0,05	0,995	-0,098	-0,009	26. Apr.	11	18:35	18:48							
2022-04-04 18:33:00	0,012793	577,2726	2	0,546161	0,017882	0,047512	2,7	275,1	-0,995	0,089	0,048	0,995	-0,1	-0,013	27. Apr.	11	18:35	18:48							
2022-04-04 18:34:00	0,014752	575,1662	2	0,557852	0,018198	0,058017	2,6	275,3	-0,995	0,092	0,045	0,995	-0,101	-0,018	28. Apr.	11	18:36	18:49							
2022-04-04 18:35:00	0,012578	573,0559	2	0,569789	0,01852	0,042945	2,4	275,5	-0,995	0,096	0,043	0,995	-0,102	-0,022	29. Apr.	10	18:36	18:49							
2022-04-05 18:29:00	0,013165	588,9387	2	0,500267	0,016711	0,055673	3,5	274,7	-0,995	0,082	0,061	0,995	-0,102	0,001	30. Apr.	12	18:36	18:49							
2022-04-05 18:30:00	0,013522	586,8645	2	0,510978	0,017008	0,056425	3,3	274,9	-0,995	0,086	0,058	0,995	-0,103	-0,003	1. Mai.	9	18:36	18:49							
2022-04-05 18:31:00	0,013481	584,7864	2	0,521914	0,017311	0,054714	3,2	275,1	-0,994	0,089	0,056	0,994	-0,105	-0,007	2. Mai.	11	18:39	18:50							
2022-04-05 18:32:00	0,013647	582,7045	2	0,533082	0,017618	0,054268	3,1	275,3	-0,994	0,093	0,053	0,994	-0,106	-0,011	3. Mai.	11	18:37	18:50							
2022-04-05 18:33:00	0,012839	580,6188	2	0,544486	0,017931	0,047586	2,9	275,5	-0,994	0,096	0,051	0,994	-0,107	-0,015	4. Mai.	5	18:43	18:50							
2022-04-05 18:34:00	0,01322	578,5293	2	0,556131	0,018248	0,048595	2,8	275,7	-0,994	0,1	0,048	0,994	-0,109	-0,02	5. Mai.	11	18:38	18:51							
2022-04-06 18:30:00	0,013963	592,0512	2	0,498806	0,01675	0,060278	3,7	275,1	-0,994	0,09	0,064	0,994	-0,11	-0,001	6. Mai.	9	18:38	18:51							
2022-04-06 18:31:00	0,015196	589,9986	2	0,509477	0,017049	0,065566	3,5	275,3	-0,994	0,093	0,061	0,994	-0,111	-0,005	7. Mai.	9	18:41	18:52							
2022-04-06 18:32:00	0,013062	587,9422	2	0,520372	0,017353	0,051865	3,4	275,5	-0,994	0,097	0,059	0,994	-0,113	-0,009	8. Mai.	8	18:39	18:52							
2022-04-06 18:33:00	0,013221	585,8821	2	0,531497	0,017662	0,051396	3,2	275,7	-0,993	0,1	0,056	0,993	-0,114	-0,013	9. Mai.	7	18:45	18:51							
2022-04-06 18:34:00	0,014991	583,8181	2	0,542857	0,017976	0,06031	3,1	276	-0,993	0,104	0,054	0,993	-0,115	-0,017	10. Mai.	7	18:43	18:53							
2022-04-06 18:35:00	0,015013	581,7503	2	0,554456	0,018295	0,059011	2,9	276,2	-0,993	0,107	0,051	0,993	-0,117	-0,022	11. Mai.	8	18:39	18:51							
2022-04-06 18:36:00	0,012432	579,6788	2	0,566299	0,018619	0,041427	2,8	276,4	-0,993	0,111	0,049	0,993	-0,118	-0,026	12. Mai.	6	18:43	18:52							
2022-04-07 18:31:00	0,013452	593,2137	2	0,497392	0,016735	0,057327	3,8	275,6	-0,993	0,097	0,067	0,993	-0,118	-0,003											

	Corneal Irradiance [W/m²]	DNI [W/m²]	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Sie	Tag	Anzahl		Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2					
																		Minuten	Minuten														
2022-03-25 18:27:00	0,014857	550,5498	2	0,577043	0,018019	0,059392	0,8	270,9	-1	0,016	0,014	1	-0,021	0,002		25. Mrz.	1	18:27	18:27	31.03.2022	31.03.2022	5	5	18:28	18:32								
2022-03-26 18:27:00	0,018488	554,3055	2	0,562895	0,017697	0,07742	1,2	271,2	-1	0,02	0,02	1	-0,028	0,004		26. Mrz.	2	18:27	18:28	02.04.2022	19.05.2022	14	443	18:28	18:57								
2022-03-26 18:28:00	0,01494	552,0417	2	0,575001	0,018004	0,059908	1,1	271,4	-1	0,024	0,018	1	-0,029	0		27. Mrz.	2	18:27	18:28	22.05.2022	26.05.2022	9	33	18:45	18:59								
2022-03-27 18:27:00	0,021259	560,1945	2	0,560918	0,017822	0,086627	1,3	271,6	-0,999	0,028	0,023	0,999	-0,036	0,003		28. Mrz.	2	18:28	18:29	28.05.2022	29.05.2022	6	12	18:46	18:59								
2022-03-27 18:28:00	0,015362	557,9597	2	0,572978	0,018133	0,061568	1,2	271,8	-0,999	0,031	0,021	0,999	-0,037	-0,002		29. Mrz.	3	18:28	18:30	02.06.2022	02.06.2022	6	6	18:48	19:00								
2022-03-28 18:28:00	0,01597	561,5999	2	0,558965	0,017805	0,066051	1,5	272	-0,999	0,035	0,026	0,999	-0,044	0,001		30. Mrz.	3	18:28	18:30	08.06.2022	09.06.2022	7	13	18:52	19:01								
2022-03-28 18:29:00	0,020122	559,3796	2	0,570979	0,018115	0,081754	1,4	272,2	-0,999	0,039	0,024	0,999	-0,046	-0,004		31. Mrz.	5	18:28	18:32	11.06.2022	11.06.2022	5	5	18:52	19:02								
2022-03-29 18:28:00	0,021232	565,19	2	0,545319	0,017481	0,087835	1,8	272,3	-0,999	0,04	0,032	0,999	-0,051	0,003		1. Apr.	4	18:29	18:33	02.07.2022	02.07.2022	5	5	18:57	19:06								
2022-03-29 18:29:00	0,017539	562,9881	2	0,557037	0,017787	0,073217	1,7	272,5	-0,999	0,043	0,029	0,999	-0,052	-0,001		2. Apr.	5	18:28	18:32	04.07.2022	05.07.2022	7	13	18:57	19:07								
2022-03-29 18:30:00	0,0202187	560,7822	2	0,569006	0,018098	0,088453	1,5	272,7	-0,999	0,047	0,027	0,999	-0,053	-0,006		3. Apr.	5	18:29	18:34	08.07.2022	11.07.2022	7	22	18:56	19:07								
2022-03-30 18:28:00	0,016284	568,7318	2	0,543466	0,017531	0,068737	2	272,7	-0,998	0,047	0,035	0,998	-0,059	0,001		4. Apr.	7	18:29	18:35	14.07.2022	14.07.2022	8	8	18:55	19:07								
2022-03-30 18:29:00	0,021647	566,548	2	0,555139	0,017839	0,087774	1,9	272,9	-0,998	0,051	0,033	0,998	-0,06	-0,003		5. Apr.	6	18:29	18:35	16.07.2022	19.07.2022	9	25	18:54	19:08								
2022-03-30 18:30:00	0,018382	564,3603	2	0,567061	0,018151	0,075174	1,7	273,1	-0,998	0,054	0,03	0,998	-0,061	-0,008		6. Apr.	8	18:29	18:36	21.07.2022	11.09.2022	14	487	18:20	19:08								
2022-03-31 18:28:00	0,019845	572,2271	2	0,530258	0,01721	0,084334	2,3	272,9	-0,998	0,051	0,041	0,998	-0,065	0,003		7. Apr.	8	18:30	18:38														
2022-03-31 18:29:00	0,019759	570,0612	2	0,541643	0,017513	0,082836	2,2	273,1	-0,998	0,055	0,038	0,998	-0,067	-0,001		8. Apr.	8	18:30	18:39														
2022-03-31 18:30:00	0,022921	567,8914	2	0,553271	0,017821	0,091593	2	273,3	-0,998	0,058	0,036	0,998	-0,068	-0,005		9. Apr.	10	18:30	18:39														
2022-03-31 18:31:00	0,020614	565,7177	2	0,565147	0,018134	0,083355	1,9	273,5	-0,998	0,062	0,033	0,998	-0,069	-0,01		10. Apr.	9	18:31	18:40														
2022-03-31 18:32:00	0,01524	563,54	2	0,572775	0,018451	0,095933	1,7	273,7	-0,997	0,065	0,03	0,997	-0,071	-0,014		11. Apr.	10	18:31	18:41														
2022-04-01 18:29:00	0,016362	575,5861	2	0,528512	0,017254	0,070306	2,5	273,4	-0,997	0,059	0,044	0,997	-0,073	0,001		12. Apr.	7	18:32	18:41														
2022-04-01 18:30:00	0,021725	573,4435	2	0,539854	0,017559	0,089061	2,4	273,6	-0,997	0,062	0,041	0,997	-0,075	-0,003		13. Apr.	11	18:31	18:42														
2022-04-01 18:31:00	0,019309	571,2969	2	0,551437	0,017868	0,079828	2,2	273,8	-0,997	0,066	0,039	0,997	-0,076	-0,007		14. Apr.	11	18:32	18:43														
2022-04-01 18:33:00	0,019126	566,992	2	0,575347	0,018502	0,07666	1,9	274,2	-0,997	0,073	0,034	0,997	-0,079	-0,016		15. Apr.	14	18:32	18:45														
2022-04-02 18:28:00	0,017529	581,1064	2	0,51574	0,016998	0,076487	2,8	273,6	-0,997	0,063	0,049	0,997	-0,08	0,003		16. Apr.	11	18:33	18:45														
2022-04-02 18:29:00	0,018438	578,9851	2	0,526803	0,0173	0,078849	2,7	273,8	-0,997	0,066	0,047	0,997	-0,081	-0,001		17. Apr.	13	18:32	18:45														
2022-04-02 18:30:00	0,015838	576,8598	2	0,538101	0,017606	0,066282	2,5	274	-0,997	0,07	0,044	0,997	-0,083	-0,005		18. Apr.	9	18:34	18:46														
2022-04-02 18:31:00	0,021151	574,7307	2	0,549639	0,017917	0,085927	2,4	274,2	-0,996	0,073	0,042	0,996	-0,084	-0,009		19. Apr.	12	18:33	18:46														
2022-04-02 18:32:00	0,016429	572,5976	2	0,561422	0,018233	0,066404	2,2	274,4	-0,996	0,077	0,039	0,996	-0,085	-0,014		20. Apr.	10	18:34	18:46														
2022-04-03 18:29:00	0,015491	582,3425	2	0,514112	0,016981	0,067358	3	274	-0,996	0,07	0,052	0,996	-0,088	0,001		21. Apr.	11	18:33	18:46														
2022-04-03 18:30:00	0,020824	580,2345	2	0,525132	0,017282	0,087303	2,9	274,2	-0,996	0,074	0,05	0,996	-0,089	-0,003		22. Apr.	11	18:35	18:47														
2022-04-03 18:31:00	0,019939	578,1225	2	0,536387	0,017588	0,083167	2,7	274,5	-0,996	0,078	0,047	0,996	-0,09	-0,007		23. Apr.	11	18:34	18:47														
2022-04-03 18:33:00	0,019906	573,8871	2	0,559616	0,018215	0,080622	2,4	274,9	-0,996	0,085	0,042	0,995	-0,093	-0,016		24. Apr.	13	18:35	18:48														
2022-04-03 18:34:00	0,020365	571,7636	2	0,571601	0,018537	0,080987	2,3	275,1	-0,995	0,088	0,04	0,995	-0,094	-0,02		25. Apr.	12	18:34	18:47														
2022-04-04 18:29:00	0,016275	585,6599	2	0,501772	0,016668	0,072492	3,3	274,3	-0,996	0,075	0,058	0,996	-0,094	0,003		26. Apr.	13	18:35	18:48														
2022-04-04 18:30:00	0,015339	583,5688	2	0,512523	0,016964	0,066675	3,2	274,5	-0,995	0,078	0,055	0,995	-0,096	-0,001		27. Apr.	10	18:35	18:48														
2022-04-04 18:31:00	0,016102	581,474	2	0,523502	0,017265	0,069045	3	274,7	-0,995	0,082	0,053	0,995	-0,097	-0,005		28. Apr.	13	18:36	18:49														
2022-04-04 18:32:00	0,02114	579,3752	2	0,534713	0,017571	0,087201	2,9	274,9	-0,995	0,085	0,05	0,995	-0,098	-0,009		29. Apr.	8	18:36	18:49														
2022-04-04 18:33:00	0,017261	577,2726	2	0,546161	0,017882	0,071634	2,7	275,1	-0,995	0,089	0,048	0,995	-0,1	-0,013		30. Apr.	11	18:36	18:49														
2022-04-04 18:34:00	0,019859	575,1662	2	0,557852	0,018198	0,080514	2,6	275,3	-0,995	0,092	0,045	0,995	-0,101	-0,018		1. Mai.	10	18:36	18:49														
2022-04-04 18:35:00	0,015362	573,0559	2	0,569789	0,01852	0,05988	2,4	275,5	-0,995	0,096	0,043	0,995	-0,102	-0,022		2. Mai.	8	18:37	18:49														
2022-04-05 18:29:00	0,020522	588,9387	2	0,500267	0,016711	0,088567	3,5	274,7	-0,995	0,082	0,061	0,995	-0,102	0,001		3. Mai.	9	18:40	18:50														
2022-04-05 18:30:00	0,017365	586,8645	2	0,510978	0,017008	0,075763	3,3	274,9	-0,995	0,086	0,058	0,995	-0,103	-0,003		4. Mai.	10	18:37	18:50														
2022-04-05 18:31:00	0,020385	584,7864	2	0,521914	0,017311	0,085762	3,2	275,1	-0,994	0,089	0,056	0,994	-0,105	-0,007		5. Mai.	8	18:39	18:51														
2022-04-05 18:33:00	0,018696	580,6188	2	0,544486	0,017931	0,077281	2,9	275,5	-0,994	0,096	0,051	0,994	-0,107	-0,015		6. Mai.	11	18:38	18:51														
2022-04-05 18:34:00	0,023014	578,5293	2	0,556131	0,018248	0,090314	2,8	275,7	-0,994	0,1	0,048	0,994	-0,109	-0,02		7. Mai.	7	18:39															

	Corneal Irradiance	DNI [W/m²]	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Sie	Tag	Anzahl	Start	Zeitraum	Minuten	Minuten im	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 5			
																	Minuten	Minuten	pro Tag	Zeitraum	Zeitraum	Start	Ende					
2022-03-27 18:28:00	0,011234	557,9901	2	0,572966	0,018133	0,034574	1,2	271,8	-0,999	0,031	0,021	0,999	-0,037	-0,002		27. Mrz.	1	18:28	18:28	03.04.2022	18.04.2022	11	129	18:30	18:44			
2022-03-28 18:29:00	0,0113	559,4098	2	0,570965	0,018116	0,035208	1,4	272,2	-0,999	0,039	0,024	0,999	-0,046	-0,004		28. Mrz.	1	18:29	18:29	24.08.2022	08.09.2022	11	131	18:24	18:45			
2022-03-29 18:29:00	0,011585	563,018	2	0,557021	0,017788	0,039175	1,7	272,5	-0,999	0,043	0,029	0,999	-0,052	-0,001		29. Mrz.	2	18:29	18:30									
2022-03-29 18:30:00	0,01136	560,8177	2	0,568988	0,018099	0,035792	1,5	272,7	-0,999	0,047	0,027	0,999	-0,053	-0,006		30. Mrz.	2	18:29	18:30									
2022-03-30 18:29:00	0,011679	566,5722	2	0,55512	0,017839	0,039654	1,9	272,9	-0,998	0,051	0,033	0,998	-0,06	-0,003		31. Mrz.	3	18:30	18:32									
2022-03-30 18:30:00	0,011456	564,39	2	0,567041	0,018152	0,036297	1,7	273,1	-0,998	0,054	0,03	0,998	-0,061	-0,008		1. Apr.	4	18:30	18:33									
2022-03-31 18:30:00	0,011722	567,9209	2	0,55325	0,017821	0,040072	2	273,3	-0,998	0,058	0,036	0,998	-0,068	-0,005		2. Apr.	4	18:30	18:33									
2022-03-31 18:31:00	0,01152	565,7472	2	0,565124	0,018134	0,036901	1,9	273,5	-0,998	0,062	0,033	0,998	-0,069	-0,01		3. Apr.	5	18:30	18:34									
2022-03-31 18:32:00	0,011225	563,5696	2	0,577251	0,018452	0,032876	1,7	273,7	-0,997	0,065	0,03	0,997	-0,071	-0,014		4. Apr.	5	18:31	18:35									
2022-04-01 18:30:00	0,011939	573,4726	2	0,539832	0,017559	0,043047	2,4	273,6	-0,997	0,062	0,041	0,997	-0,075	-0,003		5. Apr.	6	18:31	18:36									
2022-04-01 18:31:00	0,011807	571,3261	2	0,551413	0,017868	0,040488	2,2	273,8	-0,997	0,066	0,039	0,997	-0,076	-0,007		6. Apr.	6	18:31	18:36									
2022-04-01 18:32:00	0,011617	569,1756	2	0,563241	0,018183	0,037425	2,1	274	-0,997	0,069	0,036	0,997	-0,077	-0,012		7. Apr.	8	18:31	18:38									
2022-04-01 18:33:00	0,01134	567,0213	2	0,57532	0,018503	0,033572	1,9	274,2	-0,997	0,073	0,034	0,997	-0,079	-0,016		8. Apr.	8	18:32	18:39									
2022-04-02 18:30:00	0,012016	576,8887	2	0,538076	0,017606	0,043383	2,5	274	-0,997	0,07	0,044	0,997	-0,083	-0,005		9. Apr.	9	18:31	18:39									
2022-04-02 18:31:00	0,011891	574,7596	2	0,549613	0,017917	0,040879	2,4	274,2	-0,996	0,073	0,042	0,996	-0,084	-0,009		10. Apr.	9	18:32	18:40									
2022-04-02 18:32:00	0,011713	572,6266	2	0,561394	0,018233	0,037922	2,2	274,4	-0,996	0,077	0,039	0,996	-0,085	-0,014		11. Apr.	9	18:33	18:41									
2022-04-02 18:33:00	0,011452	570,4898	2	0,573426	0,018554	0,034224	2,1	274,6	-0,996	0,08	0,037	0,996	-0,087	-0,018		12. Apr.	10	18:32	18:41									
2022-04-03 18:30:00	0,012177	580,2631	2	0,525106	0,017282	0,046188	2,9	274,2	-0,996	0,074	0,05	0,996	-0,089	-0,003		13. Apr.	10	18:33	18:42									
2022-04-03 18:31:00	0,01206	578,1512	2	0,53636	0,017588	0,043797	2,7	274,5	-0,996	0,078	0,047	0,996	-0,09	-0,007		14. Apr.	11	18:33	18:43									
2022-04-03 18:32:00	0,011929	576,0355	2	0,547851	0,017899	0,041259	2,6	274,7	-0,996	0,081	0,045	0,996	-0,092	-0,011		15. Apr.	10	18:35	18:44									
2022-04-03 18:33:00	0,011762	573,9159	2	0,559586	0,018215	0,038392	2,4	274,9	-0,996	0,085	0,042	0,996	-0,093	-0,016		16. Apr.	10	18:34	18:43									
2022-04-03 18:34:00	0,011516	571,7924	2	0,57157	0,018537	0,034833	2,3	275,1	-0,995	0,088	0,04	0,995	-0,094	-0,02		17. Apr.	7	18:35	18:41									
2022-04-04 18:31:00	0,01215	581,5024	2	0,523474	0,017265	0,046082	3	274,7	-0,995	0,082	0,053	0,995	-0,097	-0,005		18. Apr.	6	18:35	18:40									
2022-04-04 18:32:00	0,012071	579,4037	2	0,534683	0,017571	0,043961	2,9	274,9	-0,995	0,085	0,05	0,995	-0,098	-0,009		19. Apr.	2	18:36	18:37									
2022-04-04 18:33:00	0,011966	577,3012	2	0,54613	0,017882	0,041617	2,7	275,1	-0,995	0,089	0,048	0,995	-0,1	-0,013		24. Aug.	5	18:38	18:42									
2022-04-04 18:34:00	0,011808	575,1948	2	0,557819	0,018198	0,038833	2,6	275,3	-0,995	0,092	0,045	0,995	-0,101	-0,018		25. Aug.	7	18:38	18:44									
2022-04-04 18:35:00	0,011576	573,0846	2	0,569755	0,018519	0,035405	2,4	275,5	-0,995	0,096	0,043	0,995	-0,102	-0,022		26. Aug.	8	18:38	18:45									
2022-04-05 18:31:00	0,012262	584,8147	2	0,510948	0,016948	0,048487	3,3	274,9	-0,995	0,086	0,058	0,995	-0,103	-0,003		27. Aug.	10	18:36	18:45									
2022-04-05 18:32:00	0,01221	582,7328	2	0,521884	0,017249	0,046588	3,2	275,1	-0,994	0,089	0,056	0,994	-0,105	-0,007		28. Aug.	11	18:34	18:45									
2022-04-05 18:33:00	0,012099	580,6472	2	0,53305	0,017555	0,044248	3,1	275,3	-0,994	0,093	0,053	0,994	-0,106	-0,011		29. Aug.	11	18:34	18:44									
2022-04-05 18:34:00	0,012001	578,5577	2	0,544453	0,017866	0,041961	2,9	275,5	-0,994	0,096	0,051	0,994	-0,107	-0,015		30. Aug.	11	18:32	18:42									
2022-04-05 18:35:00	0,011852	576,4644	2	0,556096	0,018182	0,039255	2,8	275,7	-0,994	0,1	0,048	0,994	-0,109	-0,02		31. Aug.	10	18:32	18:41									
2022-04-05 18:36:00	0,011634	574,3673	2	0,567984	0,018503	0,035945	2,6	275,9	-0,994	0,103	0,046	0,994	-0,11	-0,024		1. Sep.	10	18:31	18:40									
2022-04-06 18:31:00	0,012323	590,0265	2	0,509445	0,017049	0,048405	3,5	275,3	-0,994	0,093	0,061	0,994	-0,111	-0,005		2. Sep.	8	18:30	18:37									
2022-04-06 18:32:00	0,012266	587,9702	2	0,520339	0,017353	0,046471	3,4	275,5	-0,994	0,097	0,059	0,994	-0,113	-0,009		3. Sep.	8	18:29	18:36									
2022-04-06 18:33:00	0,012211	585,9101	2	0,531463	0,017661	0,04453	3,2	275,7	-0,993	0,1	0,056	0,993	-0,114	-0,013		4. Sep.	7	18:29	18:35									
2022-04-06 18:34:00	0,012119	583,8462	2	0,542821	0,017975	0,042295	3,1	276	-0,993	0,104	0,054	0,993	-0,115	-0,017		5. Sep.	7	18:27	18:33									
2022-04-06 18:35:00	0,011979	581,7785	2	0,554418	0,018294	0,039666	2,9	276,2	-0,993	0,107	0,051	0,993	-0,117	-0,022		6. Sep.	6	18:27	18:32									
2022-04-06 18:36:00	0,011772	579,707	2	0,56626	0,018619	0,036464	2,8	276,4	-0,993	0,111	0,049	0,993	-0,118	-0,026		7. Sep.	6	18:26	18:31									
2022-04-07 18:31:00	0,012397	593,2414	2	0,49736	0,016735	0,050509	3,8	275,6	-0,993	0,097	0,067	0,993	-0,118	-0,003		8. Sep.	6	18:24	18:29									
2022-04-07 18:32:00	0,012381	591,2015	2	0,507989	0,017034	0,048884	3,7	275,8	-0,993	0,1	0,064	0,993	-0,119	-0,007		9. Sep.	4	18:24	18:27									
2022-04-07 18:33:00	0,01229	589,1577	2	0,518842	0,017338	0,046711	3,5	276	-0,993	0,104	0,062	0,993	-0,12	-0,011		10. Sep.	4	18:23	18:26									
2022-04-07 18:34:00	0,01224	587,1102	2	0,529923	0,017646	0,044809	3,4	276,2	-0,992	0,107	0,059	0,992	-0,122	-0,015		11. Sep.	3	18:22	18:24									
2022-04-07 18:35:00	0,012154	585,059	2	0,541237	0,01796	0,042625	3,2	276,4	-0,992	0,111	0,057	0,992	-0,123	-0,019		12. Sep.	3	18:21	18:23									
2022-04-07 18:36:00	0,012022	583,0039	2	0,552789	0,018279	0,040066	3,1	276,6	-0,992	0,114	0,054	0,992	-0,124	-0,024		13. Sep.	2	18:20	18:21									
2022-04-07 18:37:00	0,011827	580,9452	2	0,564584	0,018603	0,036968	2,9	276,8	-0,992	0,118	0,051	0,992	-0,126	-0,028		14. Sep.	2	18:19	18:20									
2022-04-07 18:38:00	0,011538	578,8827	2	0,576627	0,018932	0,033039	2,8	277	-0,991	0,121	0,049	0,991	-0,127	-0,032														
2022-04-08 18:32:00	0,012391	594,398	2	0,495993	0,016721	0,050536	4	276																				