



# SolPEG Blendgutachten Solarpark Gottfrieding


**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage  
in der Gemeinde Gottfrieding in Bayern**

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

 +49 40 79 69 59 36

 +49 40 79 69 59 38

 [info@solpeg.com](mailto:info@solpeg.com)

 [www.solpeg.com](http://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 potenziellen 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>17</b>
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südöstlich.....	18
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Hauptstraße südöstlich .....	20
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Hauptstraße mittig .....	22
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gutsweg .....	24
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude nördlich .....	24
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung der Ergebnisse.....</b>	<b>25</b>
<b>6</b>	<b>Schlussbemerkung .....</b>	<b>25</b>
<b>7</b>	<b>Anhang .....</b>	<b>26 - 40</b>

## SolPEG Blendgutachten

### Analyse der Blendwirkung der geplanten PV-Anlage Gottfrieding

#### 1 Auftrag

##### 1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH verfügt über umfangreiche Erfahrung im Bereich Photovoltaik (PV) und bietet eine breite Palette von Dienstleistungen an. Mit über 700 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Gottfrieding“ auf die umliegenden Straßen sowie auf Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

##### 1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden. Andererseits soll der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die bestehenden Regelungen für den Immissionsschutz berücksichtigen. Dies gilt auch für Lichtimmissionen durch PV-Anlagen.

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Lichtleitlinie<sup>1</sup>, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV-Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Lichtleitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV-Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV-Anlage „Gottfrieding“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für die Bahnstrecke, die Hauptstraße 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. Eine Analyse der potenziellen Blendwirkung vor Ort ist aufgrund der aktuellen Datenlage nicht erforderlich.

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

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

---

<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 Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet im Süden der Gemeinde Gottfrieding in Bayern. Zwischen den Flächen verläuft die Hauptstraße, südlich die Bahnstrecke Landshut-Plattling. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche im Norden der Gemeinde Gottfrieding in Bayern. Die Flächen sind eben.
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">48.654°N, 12.559°O, 350 m ü.N.N.</a>
Grenzlänge entlang Straße	ca. 380 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 90 m

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

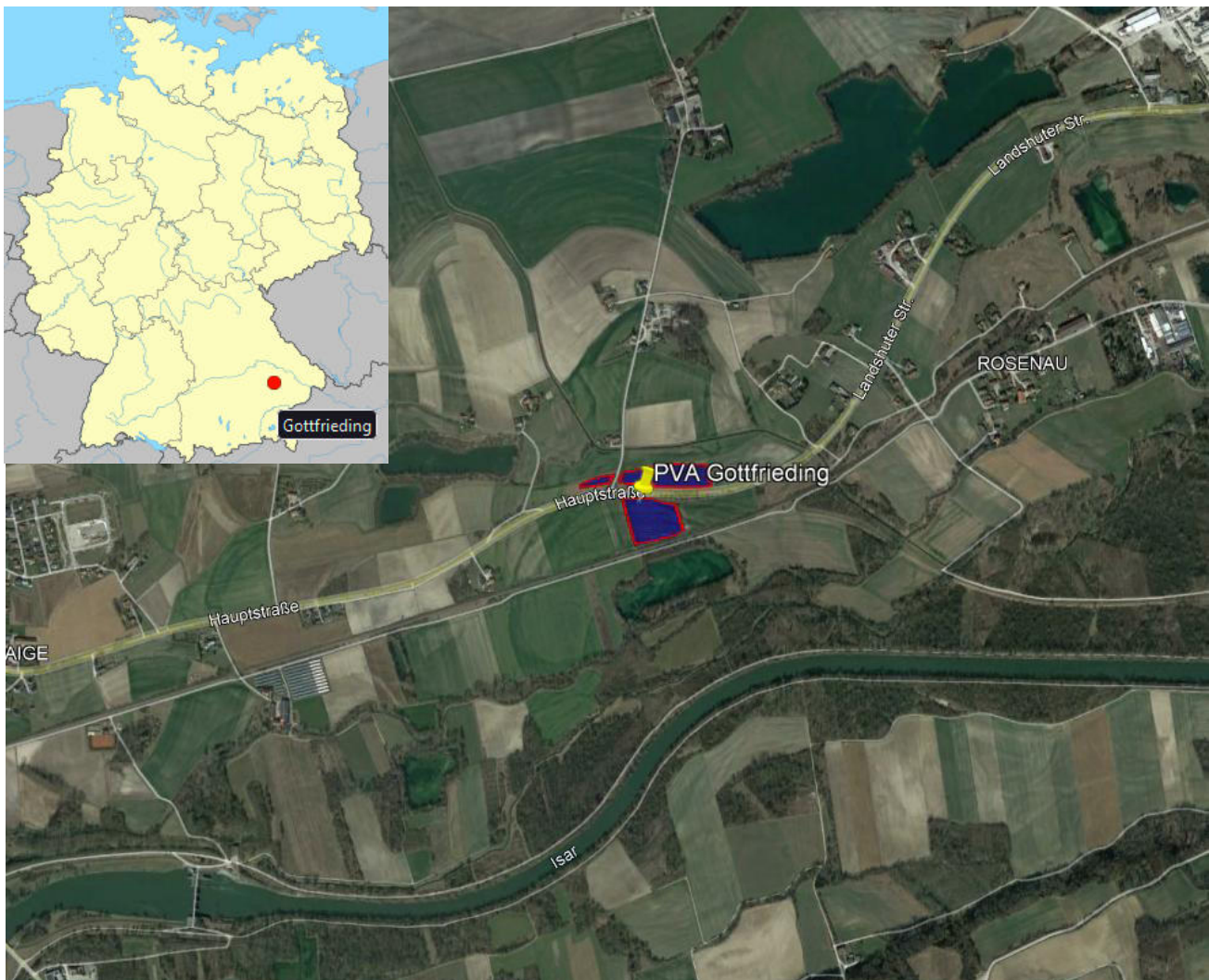


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

Detailansicht der PV-Anlage und Umgebung.



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

Detailansicht der PV-Anlage.

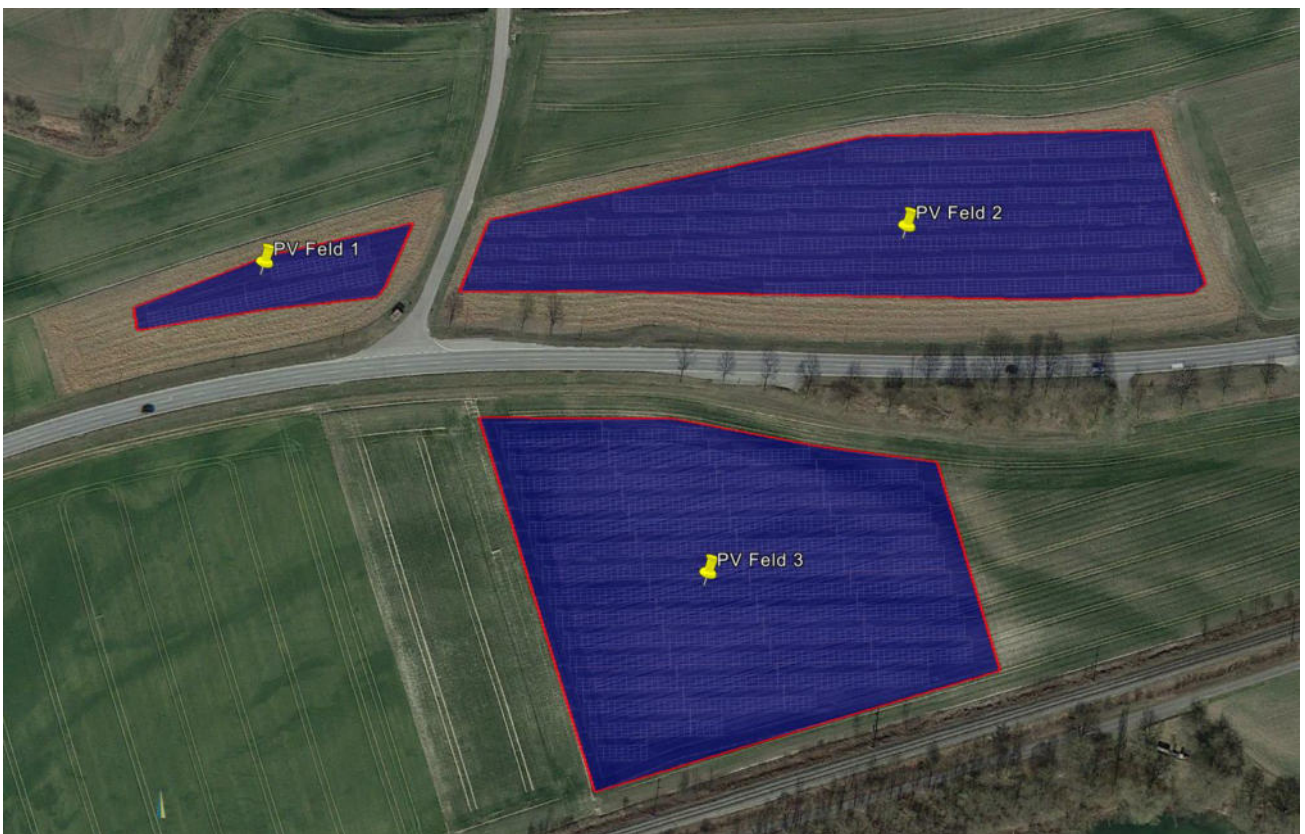


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Fotos der PV-Flächen. Blick von Norden nach Süden auf das südliche PV-Feld.



Bild 2.1.4: Foto der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, Mai 2022, Ausschnitt)

Blick von Süden nach Norden auf das nördliche PV-Feld.



Bild 2.1.5: Foto der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, Mai 2022, Ausschnitt)

## 2.2 Umliegende Gebäude

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

---

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

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

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

---

Die folgende Skizze zeigt die PV-Fläche und die relevante Umgebung. Aufgrund der Lage der Gebäude und deren Entfernung sind diese wahrscheinlich nicht von Reflexionen betroffen, der Standort wird zu Kontrollzwecken dennoch untersucht. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden.



Bild 2.2.1: PV-Anlage und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

### 3 Ermittlung der potenziellen Blendwirkung

#### 3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im über-  
ragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als  
Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig<sup>3</sup> die grundsätzlich  
fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleit-  
linie können lediglich im Einzelfall als Orientierung herangezogen werden.

#### 3.2 Blendwirkung von PV-Modulen

Vereinfacht ausgedrückt nutzen PV-Module das Sonnenlicht zur Erzeugung von Strom. Hersteller von  
PV-Modulen sind daher bestrebt, dass möglichst viel Licht vom PV-Modul absorbiert wird, da mög-  
lichst das gesamte einfallende Licht für die Stromproduktion genutzt werden soll. Die Materialforschung  
hat mit speziell strukturierten Glasoberflächen (Texturen) und Antireflexionsschichten den Anteil des  
reflektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV-Moduls:

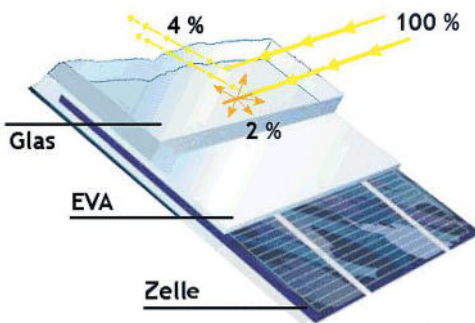


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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



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

<sup>3</sup> <https://oberlandesgericht-braunschweig.Bayern.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.

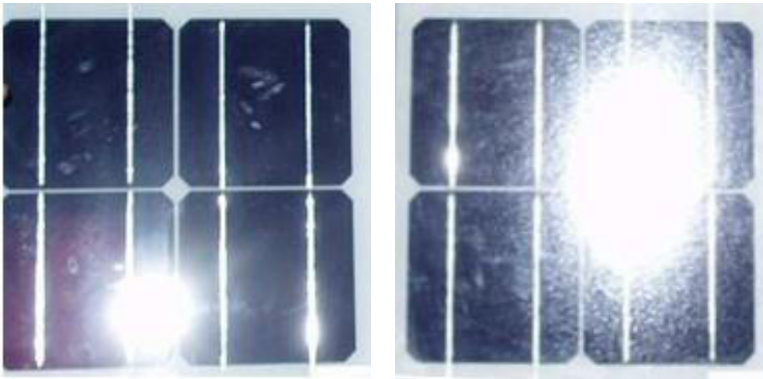


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

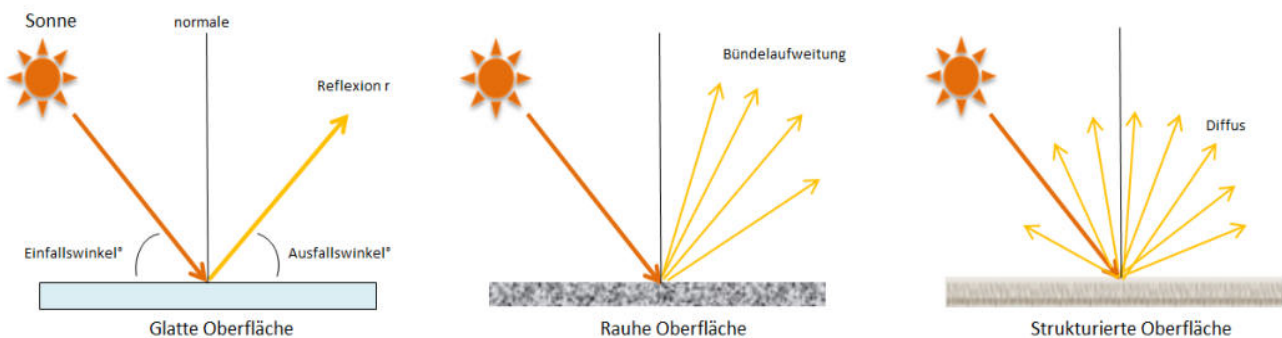


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Planungsunterlagen sollen PV-Module des Herstellers Risen Energy 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.

Solar cells	Monocrystalline
Cell configuration	120 cells (6×10+6×10)
Module dimensions	2172×1303×35mm
Weight	37kg
Superstrate	<u>High Transmission, Low Iron, AR Coated Heat Strengthened Glass</u>

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>4</sup> zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

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

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

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

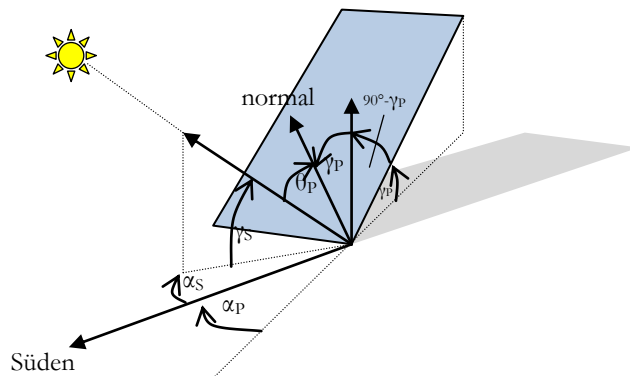


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV-Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie<sup>5</sup> wird eine Entfernung von 100 m genannt.

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

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

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

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

### 3.4 Technische Parameter der PV-Anlage

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

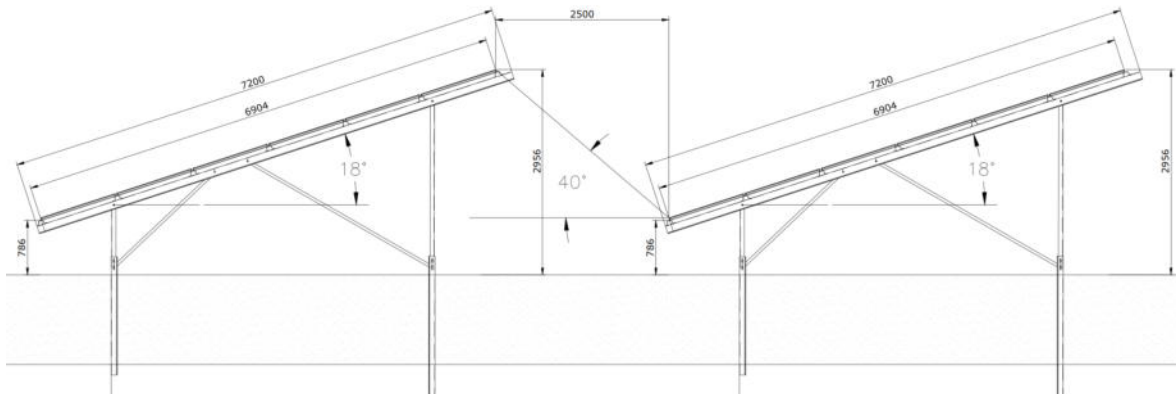


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Planungsunterlagen, Bsp.)

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

**Tabelle 2: Berechnungsparameter**

PV-Modul	Risen Energy (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Modulneigung	20°
Ausrichtung (Azimut)	PV-Feld 1 :167°, PV-Feld 2 + 3: 180° (Süden)
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,80 m bis ca. 2,96 m
Mittlere Höhe der Modulfläche	2 m (gemittelt)
Höhe Messpunkte über GOK	PKW: 2,0 m über Boden <sup>7</sup> , Zug: 2,5 m
Azimut bzw. relevanter Sichtwinkel	Fahrtrichtung +/- 20°, 100 m Sichtweite

Es existieren keine verbindlichen Vorgaben zum „relevanten Sichtwinkel“ aber in Fachkreisen wird überwiegend angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung<sup>8</sup> darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen mit einer bestimmten Leuchtdichte eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Unter Berücksichtigung dieser Aspekte wird der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von +/- 20° um die Fahrtrichtung definiert. Die Sichtweite beträgt dabei 100 m.

<sup>7</sup> Eine Höhe von 2 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt ca. 1,30 m

<sup>8</sup> Ein Aspekt ist die Anordnung und Anzahl der relevanten Schellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge

### 3.5 Standorte für die Analyse

Bei der Analyse von potenziellen Blendwirkungen wird das Auftreffen von Reflexionen, die Dauer und die Intensität an einem festgelegten Messpunkt (Immissionsort) untersucht, es geht nicht um die Sichtbarkeit oder die optische Bewertung der PV-Anlage. Das Auftreffen von Reflexionen an einem Messpunkt wird zunächst rechnerisch ermittelt, unabhängig von der Ausrichtung der Straße bzw. der Fahrtrichtung (RiFa) und unabhängig davon ob Reflexionen überhaupt wahrnehmbar sein können. Bei der anschließenden Analyse und Bewertung einer potenziellen Blendwirkung durch diese Reflexionen werden allerdings zusätzliche Aspekte einbezogen, u.a. die relevante Blickrichtung, die Entfernung zur Immissionsquelle sowie die örtlichen Gegebenheiten.

Die Analyse kann aus technischen Gründen nicht für beliebig viele Messpunkte durchgeführt werden. Je nach Größe und Beschaffenheit der PV-Anlage werden in der Regel 4 - 5 Messpunkte exemplarisch gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Messpunkte (Position und Höhe) werden anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt. U.a. können Objekte im Süden von PV-Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potenziellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse einer potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Gottfrieding wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 1 Messpunkt auf der Bahnstrecke Landshut-Plattling, 3 Messpunkte im Bereich der Straßen sowie 1 Messpunkt an umliegenden Gebäuden. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden.

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 fehlt<sup>9</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."

Die von der SolPEG seit 2015 in über 700 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar<sup>10</sup> basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories<sup>11</sup>. Die Software wird mittlerweile auch von anderen Gutachtern verwendet und könnte als Stand der Technik bezeichnet werden - obwohl (uns) Limitationen bekannt sind. Eine versierte Bedienung der Software ist unerlässlich für korrekte Ergebnisse.

Bei der Simulation werden alle Reflexionen berücksichtigt, die aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz physikalisch auftreten können. Daher sind die reinen Ergebniswerte als konservativ/extrem anzusehen und werden ggf. relativiert bewertet. Insbesondere werden mögliche Reflexionen geringer gewichtet wenn die Immissionsquelle mehr als 100 m entfernt ist.

<sup>9</sup> Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

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

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

## Sonstige Einflüsse

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

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

In der Licht-Leitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY<sup>12</sup>) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2023 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>13</sup> von ca. 68,8 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1991-2020 liegt bei 62,5 % - 75 %.

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

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

## Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/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 Tagesadaptation des Auges).

Aber nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Das Forschungsinstitut Sandia National Laboratories (USA) hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung entspricht dem Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm<sup>2</sup>) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad). Die folgende Skizze zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

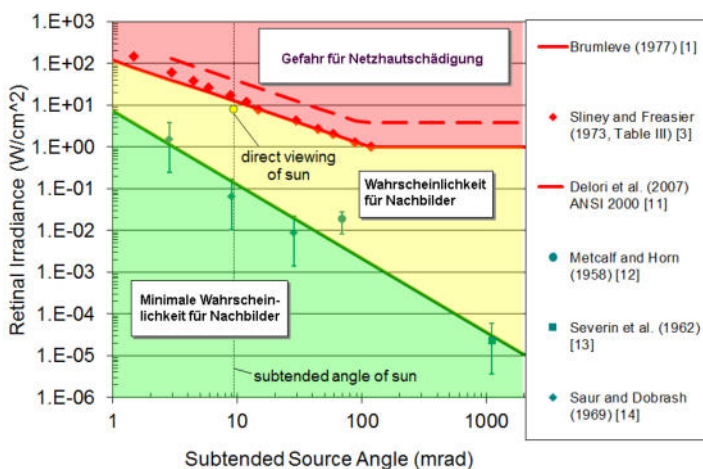


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

<sup>12</sup> Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fv08osti/43156.pdf>

<sup>13</sup> DWD Service: [https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm\\_int\\_cfc.html](https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html)

Bild: [https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc\\_eude\\_cen\\_cfc\\_mean\\_2022\\_17.png](https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2022_17.png)

## Sonderfall Zugführer

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

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



Bild 3.6.2: Fensterfront gängiger Loktypen (Quelle: SolPEG)

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

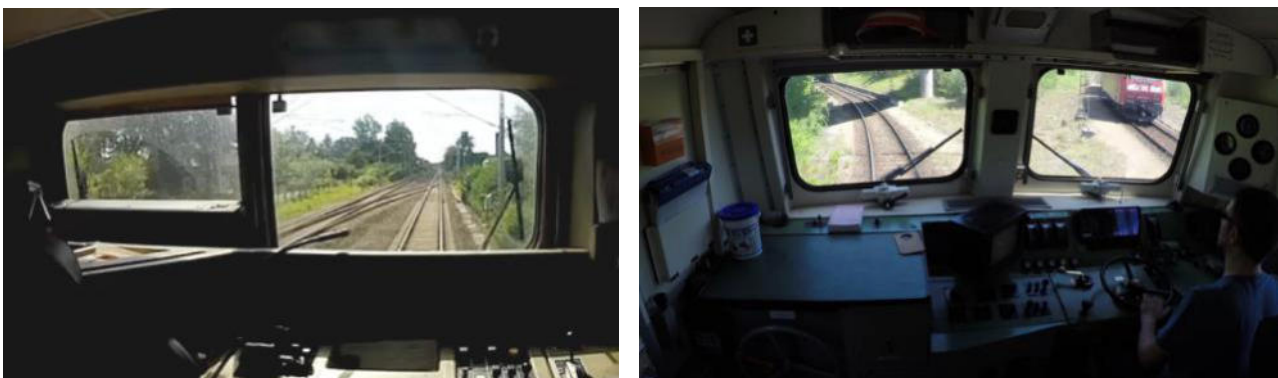


Bild 3.6.3: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

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



## 4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der hier betrachteten PV-Anlage wird für bestimmte exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind unten aufgeführt.

Aufgrund des Fahrbahnverlaufes ist es nicht zielführend mehrere/weitere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Ausrichtung der Fahrbahn (Azimut) und die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Die Höhe der Messpunkte ist auf 2,0 m über GOK festgelegt. Dies entspricht der gemittelten Sitzhöhe von PKW und LKW inkl. Transporter und SUV ist ein eher konservativer Ansatz, da bei >90% der Verkehrsteilnehmer die übliche Sitzhöhe nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt. Darüber hinaus zeigen sich bei einer Sitzhöhe von 2,5 m - 3 m keine nennenswert anderen Ergebnisse.

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

Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.1 auch als farbige Flächen dargestellt:

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

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der LAI Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen die im „nächtlichen Zeitfenster“ von 22:00 – 06:00 Uhr auftreten würden, sind zu relativieren bzw. zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

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

In folgendem Abschnitt werden die rechnerisch ermittelten Ergebnisse an den jeweiligen Immissionsorten kommentiert. Die folgende Tabelle zeigt Details zu den einzelnen Messpunkten.

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

Messpunkt Bezeichnung	Breitengrad [°N]	Längengrad [°O]	Geländehöhe <sup>14</sup> ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 Bahnstrecke südlich	48.653013	12.560190	350,47	352,97	nicht relevant <sup>W</sup>
P2 Hauptstraße südöstlich	48.654136	12.556872	349,78	351,78	nicht relevant <sup>W</sup>
P3 Hauptstraße mittig	48.654236	12.559550	349,41	351,41	nicht relevant <sup>W</sup>
P4 Gutsweg	48.654592	12.558124	349,25	351,25	nicht relevant <sup>W</sup>
P5 Gebäude nördlich	48.655483	12.558042	350,47	352,47	-

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

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

#### 4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südöstlich

Am Messpunkt P1 auf der Bahnstrecke können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 14. April - 27. August zwischen 18:58 - 19:28 Uhr für 5 bis max. 20 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings mit ca.  $+26^\circ$  bis  $+45^\circ$  rechts (westlich) zur Fahrtrichtung außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ , ca. 100 m Sichtweite) und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant.

Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P1 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.



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

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Zugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb/weiß markierten Bereich westlich der Bahnstrecke können theoretisch abends Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler. Aufgrund des Einfallswinkels sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Dies gilt auch für den weiteren Verlauf der Bahnstrecke.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P1 bei der Fahrt Richtung Westen aus Sicht des Zugführers. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die PV-Anlage je nach Frontbereich des Triebwagens evt. rechts im Bild teilweise sichtbar sein könnte, potenzielle Reflexionen wären außerhalb des relevanten Sichtwinkels.

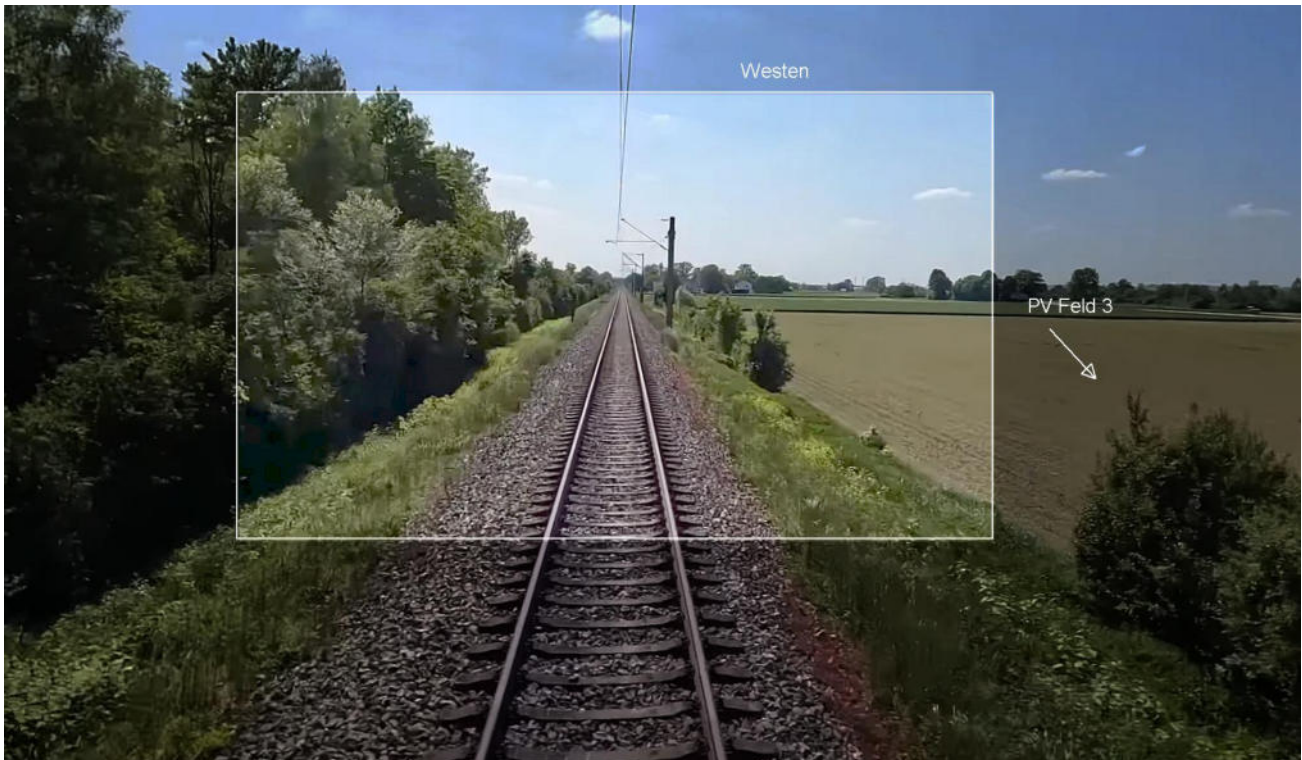


Bild 4.1.2: Foto am Messpunkt P1, Fahrt Richtung Nordwesten (Quelle: Youtube Video [mAb\\_t1gwWzs](#), Min. 55:08 )

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



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

## 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Hauptstraße südöstlich

Am Messpunkt P2 auf der Hauptstraße im sicherheitsrelevanten Bereich der Einmündung des Gutsweges können bei der Fahrt Richtung Osten theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 23. April - 20. August, in den frühen Morgenstunden, zwischen 06:55 - 07:20 Uhr für 5 bis max. 11 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen teilweise in dem für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel, allerdings in über 120 m Entfernung. Bei der weiteren Fahrt Richtung Osten verringert sich zwar der Abstand zur Immissionsquelle aber aufgrund der Richtung des Straßenverlaufes vergrößert sich gleichermaßen der Einfallswinkel.

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

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P2 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.



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

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung +/-20°, 100 m Sichtweite). Im Gelb/weiß markierten Bereich können theoretisch morgens Reflexionen durch das PV-Feld 2 auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P2 aus Sicht des Fahrzeugführers aus leicht erhöhter Position (ca. 2,1 m) bei der Fahrt Richtung Osten.



Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Osten (Quelle: Google StreetView, Mai 2022, Ausschnitt)

Das Foto verdeutlicht, dass das PV-Feld 2 links im Bild in größerer Entfernung liegt und daher ist eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung nicht wahrscheinlich. In den betreffenden Tageszeiten ist die tief stehende Sonne überwiegend selbst Ursache für mögliche Blendwirkungen.

Zur Vorbeugung könnte dennoch eine Sichtschutzmaßnahme installiert werden, Details siehe im folgenden Abschnitt.

### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Hauptstraße mittig

Am Messpunkt P3 auf der Hauptstraße können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können bei der Fahrt Richtung Osten in bestimmten Jahreszeiten, in den frühen Morgenstunden, zwischen 06:55 - 07:20 Uhr für max. 11 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Und bei der Fahrt Richtung Westen können in bestimmten Jahreszeiten, abends zwischen 18:55 – 19:30 Uhr Reflexionen aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen überwiegend außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels, aber zu einem geringen Teil auch im Randbereich des relevanten Sichtwinkels.

Auf Basis der Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine gefährdende Blendwirkung sowohl bei der Fahrt Richtung Westen als auch nach Osten mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P3 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

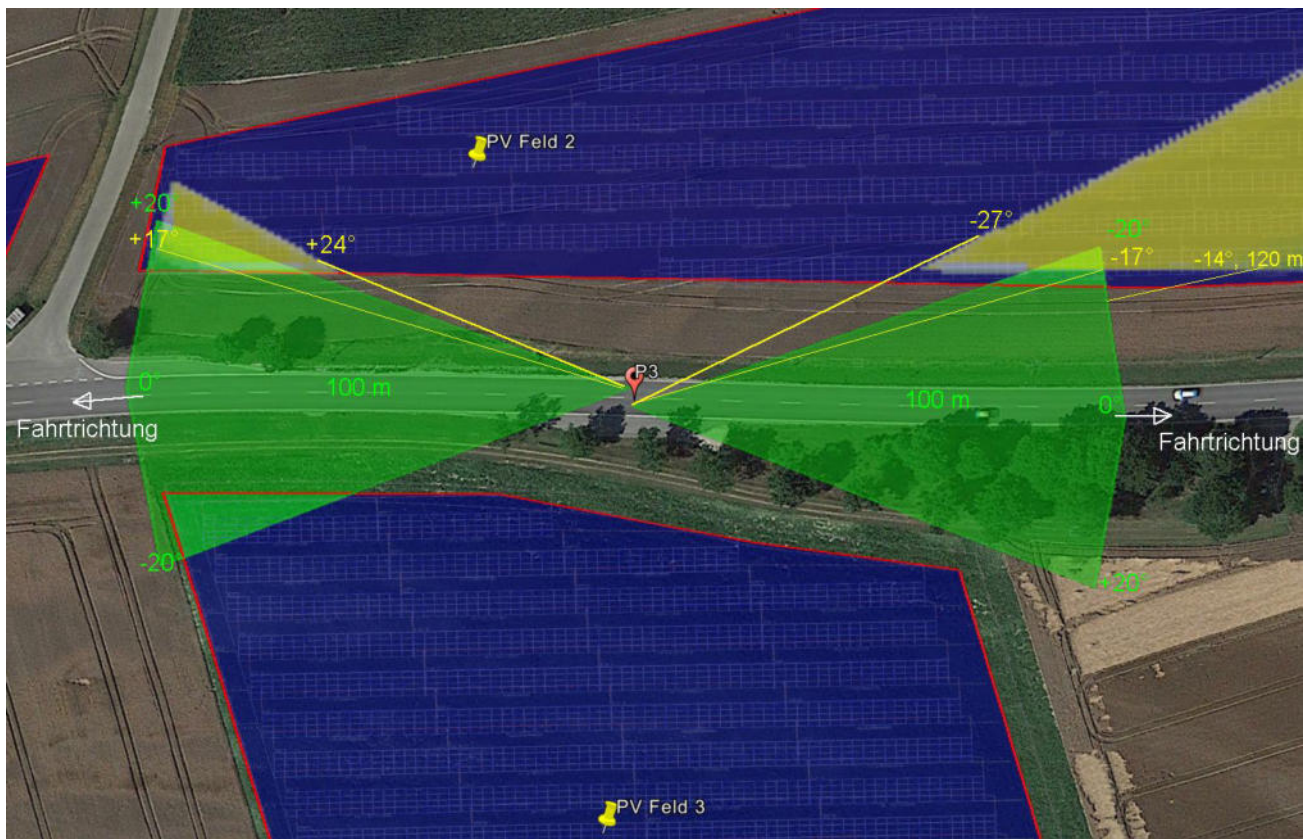


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert jeweils den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ , 100 m Sichtweite). Im Gelb/weiß markierten Bereich können theoretisch Reflexionen durch das PV-Feld 2 auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler. Die Skizze verdeutlicht, dass - wenn auch in einem geringen Umfang - Reflexionen auch im für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel liegen.

Das folgende Fotos zeigen die Situation am Messpunkt P3 aus Sicht des Fahrzeugführers aus leicht erhöhter Position (ca. 2,1 m). Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Die Fotos verdeutlichen, dass die PV-Anlage zwar teilweise sichtbar ist, potenzielle Reflexionen wären allerdings überwiegend außerhalb des relevanten Sichtwinkels. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine gefährdende Blendwirkung ist nicht wahrscheinlich.



Bild 4.3.2: Foto am Messpunkt P3, Fahrt Richtung Westen (Quelle: Google StreetView, Mai 2022, Ausschnitt)

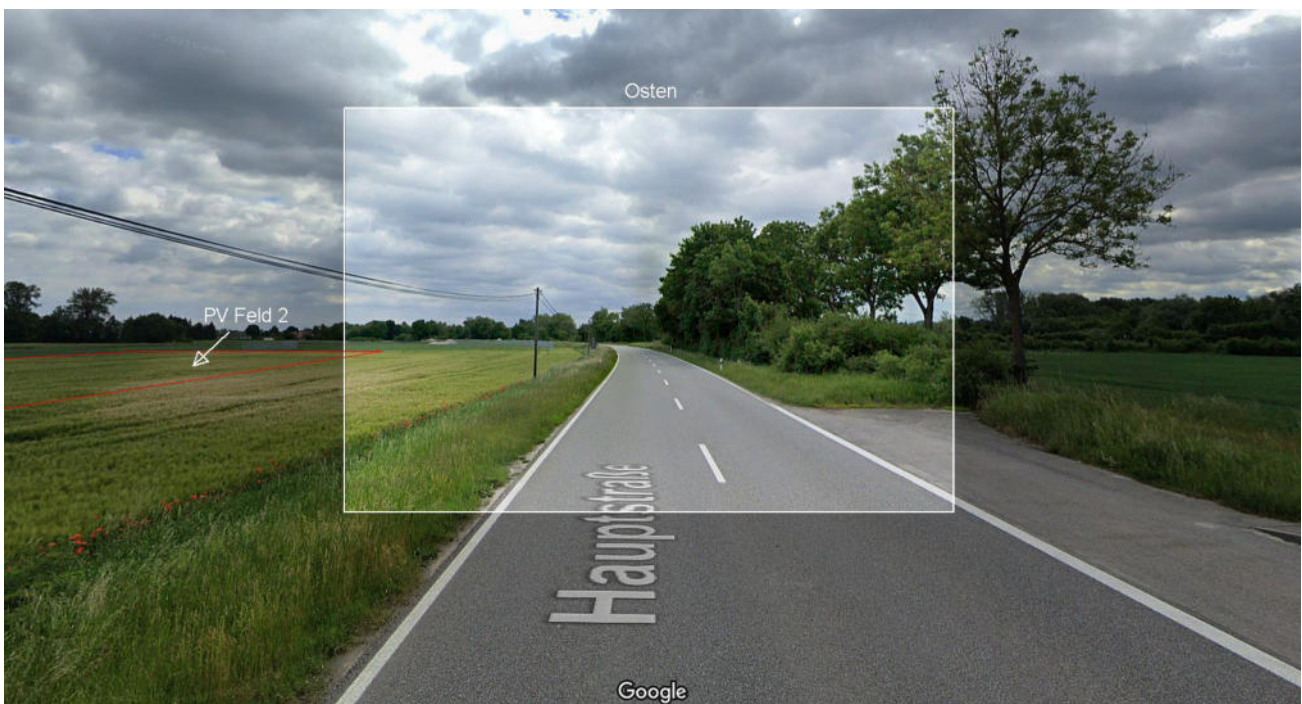


Bild 4.3.3: Foto am Messpunkt P3, Fahrt Richtung Osten (Quelle: Google StreetView, Mai 2022, Ausschnitt)

#### 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gutsweg

Am Messpunkt P4 auf dem Gutsweg können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 18. April - 23. August, in den frühen Morgenstunden, zwischen 07:01 - 07:21 Uhr für 5 bis max. 11 Minuten aus östlicher Richtung durch das PV-Feld 2 auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings mit ca.  $+48^\circ$  bis  $+67^\circ$  rechts (östlich) zur Fahrtrichtung außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Auf Basis der Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P4 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.



Bild 4.4.1: Simulation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

#### 4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude nördlich

Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude nördlich der PV-Anlage an der Adresse Gutsweg 5 wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV-Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigen die Simulationsergebnisse am Messpunkt P5 keine Ergebnisse und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden.



## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden.

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV-Anlage „Gottfrieding“ kann als „geringfügig“ klassifiziert<sup>15</sup> werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen auf Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. lokalen Wetterbedingungen (Wolken, Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV-Anlage als nicht signifikant eingestuft werden. Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV-Anlage Gottfrieding mit dem Einsatz von hochwertigen PV-Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine theoretische bzw. hypothetische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Im Verlauf der Bahnstrecke Landshut-Plattling sind rechnerisch zwar in geringem Umfang Reflexionen möglich aber die Einfallswinkel liegen deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Im Verlauf der angrenzenden Straßen (u.a. Hauptstraße) sind theoretisch in geringem Umfang Reflexionen möglich aber auch hier liegen die Einfallswinkel überwiegend außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine gefährdende Blendwirkung kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

Im Bereich der nördlich gelegenen Gebäude (Gutsweg) sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. In der weiteren Umgebung sind keine Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden.

Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

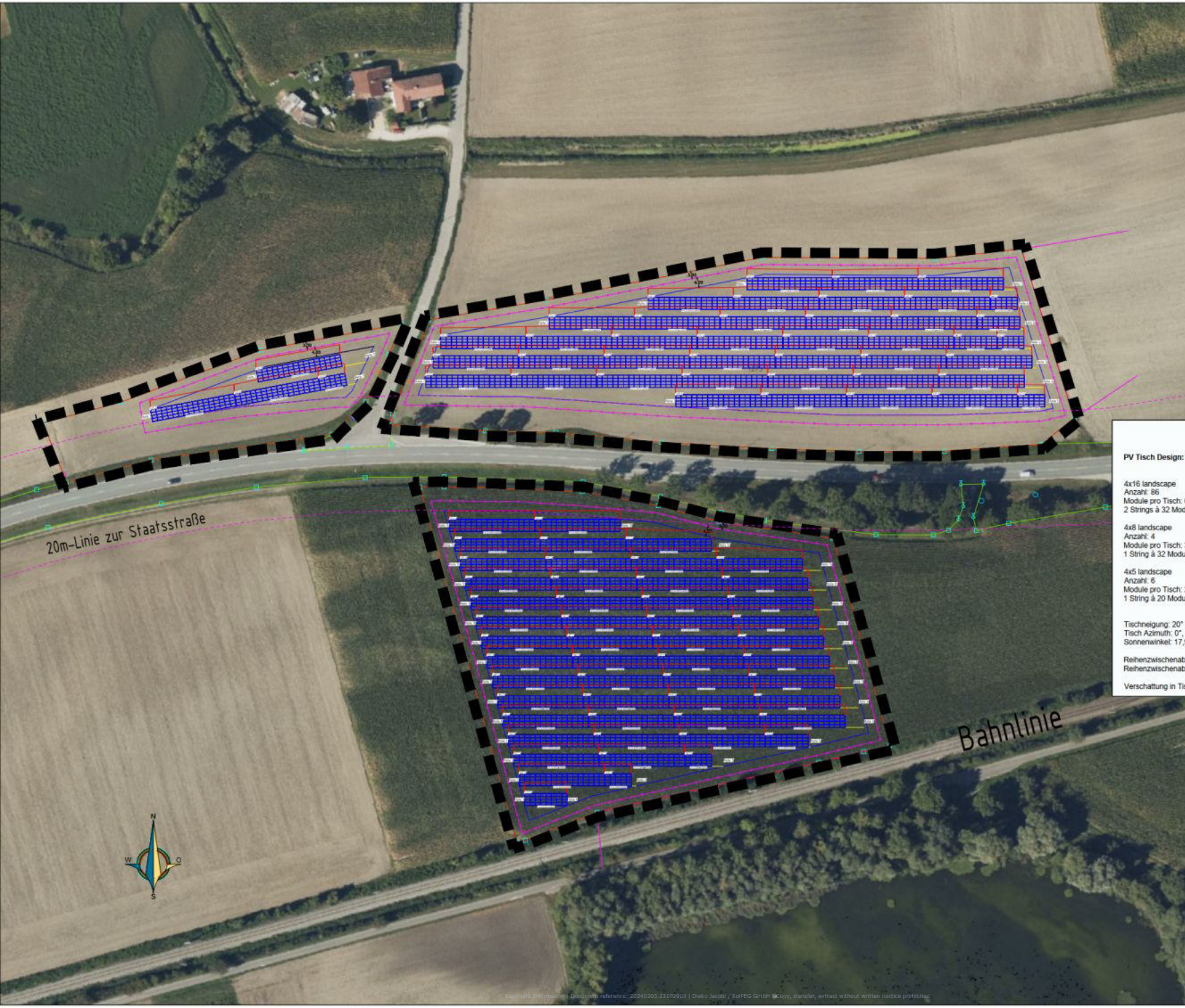
## 6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 05.02.2024

  
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

<sup>15</sup> Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

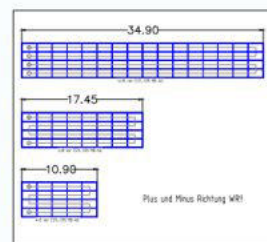


TECHNISCHE DATEN	
<b>PV GENERATOR</b>	
Modul Typ: RSM120-R-BMDG Flom Titan Modul Abmessungen (mm): 2172 x 1302 x 352 Modul Leistung: 600 Wp Modul Anzahl: 5.752	
<b>AC Leistung: 3.241 kWp</b>	
Anzahl der Strings mit 32 Modulen: 176 Anzahl der Strings mit 20 Modulen: 6 Gesamtanzahl der Strings: 182	
<b>WECHSELRICHTER</b>	
WR- Typ: GOODWE GW 250K-H1 Wechselrichter Leistung: 250 kW Wechselrichter Anzahl: 2 Strings per Inverter: 15 + 16 <b>AC Leistung: 1.000 kW</b>	
<b>GELÄNDE DATEN:</b>	
Gelungsbereich: 41.817 m <sup>2</sup> Zaunfläche: 33.512 m <sup>2</sup> Koordinaten: 48.6237N, 12.2581O Höhe: 348 - 350 m über Meer Genauigkeit: Geotradung Fl-Nr.: 1273, 1277 Koordinatensystem: UTM33 EPSG: 25833 GRZ: 0,37 (bez. auf Gelungsbereich)	



**PV Tisch Design:**

- 4x16 landscape  
Anzahl: 86  
Module pro Tisch: 64  
2 Strings à 32 Module
- 4x8 landscape  
Anzahl: 4  
Module pro Tisch: 32  
1 String à 32 Module
- 4x5 landscape  
Anzahl: 6  
Module pro Tisch: 20  
1 String à 20 Module



Tischneigung: 20°  
Tisch Azimut: 0°, -11°  
Sonnenwinkel: 17,93°

Reihenzwischenabstand theor.: 4,05m - 6,56m  
Reihenzwischenabstand prakt.: 3,00m - 3,00m

Verschattung in Tischebene: bis zu 1,60m

Geistiges Eigentum der Bos.ten AG - streng vertraulich.  
Eine Weitergabe an Dritte ist nur unter Zustimmung des Herausgebers Bos.ten gestattet.

Index	Changings	from	Date
102	Zaun versetzt / Tischanzahl geändert	JE	21.03.23
011	Abstände Zaun und GB geändert	JE	16.03.23

Architekt	Titel of drawing	Entwurfplanung - Übersicht	
Zeichner	Projektor	Geotradung 1277	
Adresse	Scale	Date	
	1:500	08.02.2023	
Projektor	Zeichner		
M1	JE		

**bos.ten projekt**

bos.ten AG  
Dr.-Karl-Ritter-Straße 4  
93048 Regensburg  
Tel.: info@bos.ten.net  
www.bos.ten.net





**HIGH PERFORMANCE  
MONOCRYSTALLINE PERC MODULE**



**RSM120-8-580M-605M**

<b>120 CELL</b> Mono PERC Module	<b>580-605Wp</b> Power Output Range
<b>1500VDC</b> Maximum System Voltage	<b>21.4%</b> Maximum Efficiency

**KEY SALIENT FEATURES**

- Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
- Industry leading lowest thermal co-efficient of power
- Industry leading 12 years product warranty
- Excellent low irradiance performance
- Excellent PID resistance
- Positive power tolerance of 0~+3%
- Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product
- Module Imp binning radically reduces string mismatch losses
- Excellent wind load 2400Pa & snow load 5400Pa under certain installation method
- Comprehensive product and system certification
  - ◆ IEC61215:2016; IEC61730-1/-2:2016;
  - ◆ ISO 9001:2015 Quality Management System
  - ◆ ISO 14001:2015 Environmental Management System
  - ◆ ISO 45001:2018 Occupational Health and Safety Management System



\* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Risen Energy sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

**RISEN ENERGY CO., LTD.**

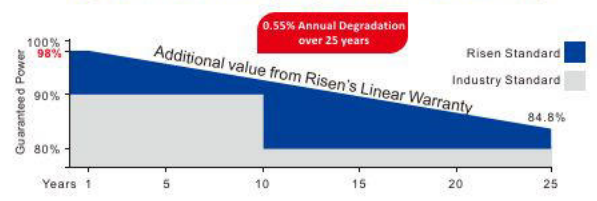
Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 1986, and publicly listed in 2010, compels value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, encircle Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.

Tashan Industry Zone, Meilin, Ninghai 315609, Ningbo | PRC  
Tel: +86-574-59953239 Fax: +86-574-59953599  
E-mail: marketing@risenenergy.com Website: www.risenenergy.com



**LINEAR PERFORMANCE WARRANTY**

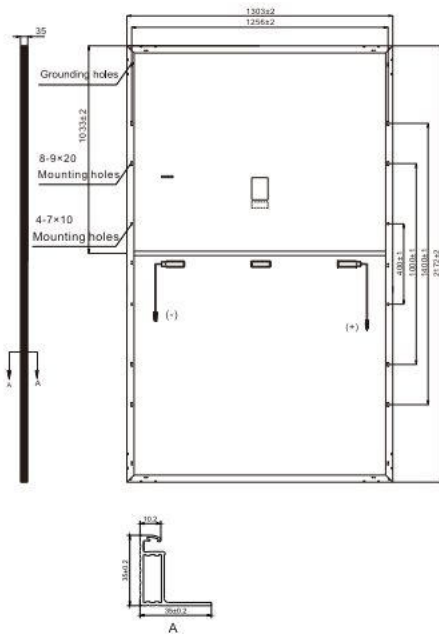
12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty



\* Please check the valid version of Limited Product Warranty which is officially released by Risen Energy Co., Ltd

THE POWER OF RISING VALUE

### Dimensions of PV Module Unit: mm



### ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM120-8-580M	RSM120-8-585M	RSM120-8-590M	RSM120-8-595M	RSM120-8-600M	RSM120-8-605M
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	580	585	590	595	600	605
Open Circuit Voltage-Voc(V)	40.80	41.00	41.20	41.40	41.60	41.80
Short Circuit Current-Isc(A)	18.11	18.16	18.21	18.26	18.32	18.37
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	33.94	34.12	34.32	34.50	34.70	34.88
Maximum Power Current-Impp(A)	17.10	17.15	17.20	17.25	17.30	17.35
Module Efficiency (%) *	20.5	20.7	20.8	21.0	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

\* Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

### ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM120-8-580M	RSM120-8-585M	RSM120-8-590M	RSM120-8-595M	RSM120-8-600M	RSM120-8-605M
Maximum Power-Pmax (Wp)	439.5	443.1	447.0	450.7	454.6	458.3
Open Circuit Voltage-Voc (V)	37.94	38.13	38.32	38.50	38.69	38.87
Short Circuit Current-Isc (A)	14.85	14.89	14.93	14.97	15.02	15.06
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	31.50	31.66	31.85	32.02	32.20	32.37
Maximum Power Current-Impp (A)	13.95	13.99	14.04	14.08	14.12	14.16

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

### MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline
Cell configuration	120 cells (6×10+6×10)
Module dimensions	2172×1303×35mm
Weight	32kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Back-sheet
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6005-2T6, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm <sup>2</sup> (12AWG), Positive(+)+350mm, Negative(-)-230mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

### TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.34%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	30A
Limiting Reverse Current	30A

### PACKAGING CONFIGURATION

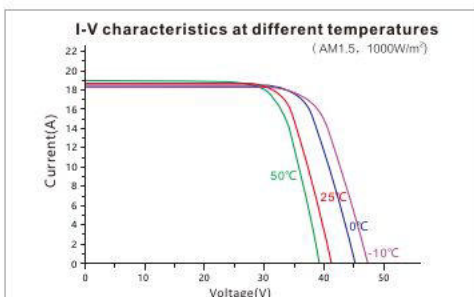
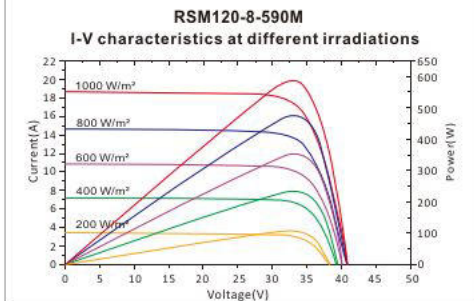
	40ft(HQ)
Number of modules per container	558
Number of modules per pallet	31
Number of pallets per container	18
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	1320×1120×2310
Box gross weight[kg]	1017

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

©2022 Risen Energy. All rights reserved. Contents included in this datasheet are subject to change without notice.

No special undertaking or warranty for the suitability of special purpose or being installed in extraordinary surroundings is granted unless as otherwise specifically committed by manufacturer in contract document.

THE POWER OF RISING VALUE



#### Our Partners:

# Gottfrieding

## Gottfrieding

**Created** Feb 03, 2024  
**Updated** Feb 03, 2024  
**Time-step** 1 minute  
**Timezone offset** UTC2  
**Minimum sun altitude** 8.0 deg  
**Site ID** 111210.19242

**Project type** Advanced  
**Project status:** active  
**Category** 1 MW to 5 MW



### Misc. Analysis Settings

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

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

### Summary of Results

Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld 1	20.0	167.0	2,027	0	-
PV Feld 2	20.0	180.0	3,227	3,826	-
PV Feld 3	20.0	180.0	625	2,493	-

# Component Data

## PV Array(s)

Total PV footprint area: 25,122 m<sup>2</sup>

**Name:** PV Feld 1  
**Footprint area:** 772 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 20.0 deg  
**Orientation:** 167.0 deg  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	48.654396	12.556724	348.97	2.00	350.97
2	48.654491	12.557269	349.21	2.00	351.21
3	48.654550	12.557245	349.18	2.00	351.18
4	48.654638	12.557741	348.64	2.00	350.64
5	48.654518	12.557787	348.63	2.00	350.63
6	48.654341	12.556751	348.82	2.00	350.82

**Name:** PV Feld 2  
**Footprint area:** 9,312 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 20.0 deg  
**Orientation:** 180.0 deg  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	48.654669	12.558345	349.14	2.00	351.14
2	48.654906	12.560109	349.01	2.00	351.01
3	48.654927	12.561451	348.05	2.00	350.05
4	48.654495	12.561654	348.35	2.00	350.35
5	48.654491	12.558286	349.13	2.00	351.13

**Name:** PV Feld 3  
**Footprint area:** 15,038 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 20.0 deg  
**Orientation:** 180.0 deg  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	48.654034	12.558371	348.86	2.00	350.86
2	48.654038	12.559310	348.56	2.00	350.56
3	48.653889	12.560421	348.67	2.00	350.67
4	48.653279	12.560748	349.15	2.00	351.15
5	48.652911	12.558827	349.11	2.00	351.11

## Discrete Observation Receptors

<b>Number</b>	<b>Latitude</b>	<b>Longitude</b>	<b>Ground elevation</b>	<b>Height above ground</b>	<b>Total Elevation</b>
	<b>deg</b>	<b>deg</b>	<b>m</b>	<b>m</b>	<b>m</b>
OP 1	48.653013	12.560190	350.47	2.50	352.97
OP 2	48.654136	12.556872	349.78	2.00	351.78
OP 3	48.654236	12.559550	349.41	2.00	351.41
OP 4	48.654592	12.558124	349.25	2.00	351.25
OP 5	48.655483	12.558042	350.47	2.00	352.47

# Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt deg	Orientation deg	"Green" Glare min	"Yellow" Glare min	Energy Produced kWh	Data File
PV Feld 1	20.0	167.0	2,027	0	-	
PV Feld 2	20.0	180.0	3,227	3,826	-	
PV Feld 3	20.0	180.0	625	2,493	-	

## Distinct glare per month

Excludes overlapping glare from PV array for multiple receptors at matching time(s)

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld-1 (green)	0	0	0	318	430	398	435	401	45	0	0	0
pv-feld-1 (yellow)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld-2 (green)	0	0	0	91	505	253	438	249	0	0	0	0
pv-feld-2 (yellow)	0	0	0	123	354	574	427	226	0	0	0	0
pv-feld-3 (green)	0	0	0	73	141	150	148	113	0	0	0	0
pv-feld-3 (yellow)	0	0	0	259	591	600	606	437	0	0	0	0

## PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

### PV Feld 1 low potential for temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	2027	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0

### PV Feld 1: OP 1

No glare found

### PV Feld 1: OP 2

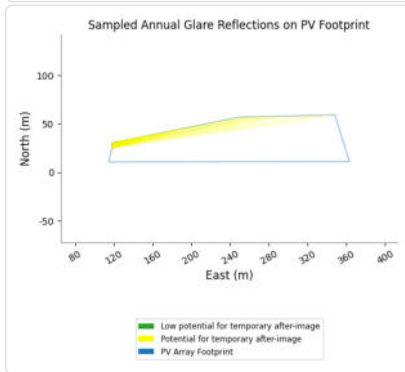
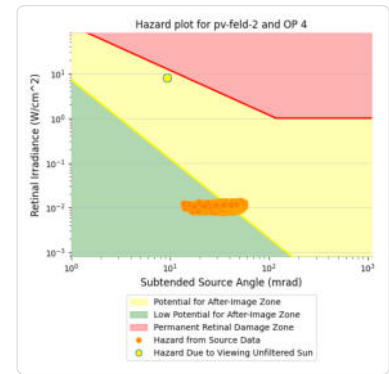
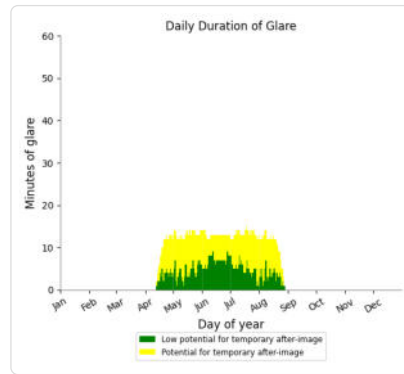
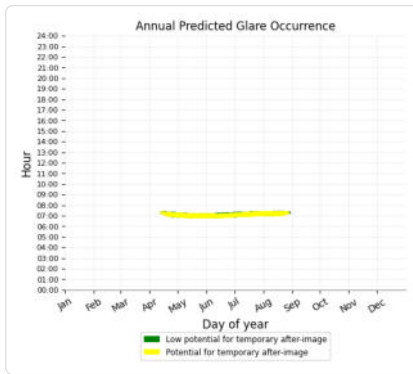
No glare found



## PV Feld 2: OP 4

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

- 648 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,033 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld 2: OP 5

No glare found

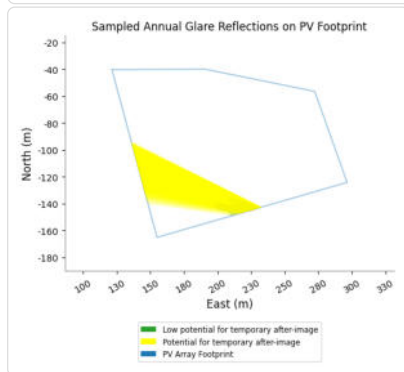
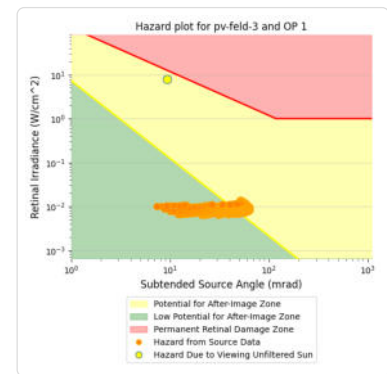
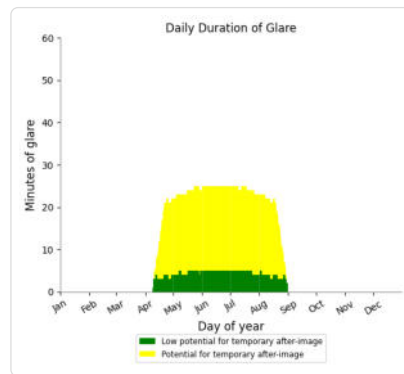
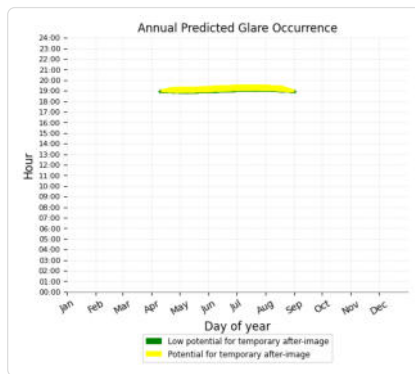
## PV Feld 3 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	625	2493
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0

## PV Feld 3: OP 1

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

- 625 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,493 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld 3: OP 2

No glare found

## PV Feld 3: OP 3

No glare found

## PV Feld 3: OP 4

No glare found

## PV Feld 3: OP 5

No glare found

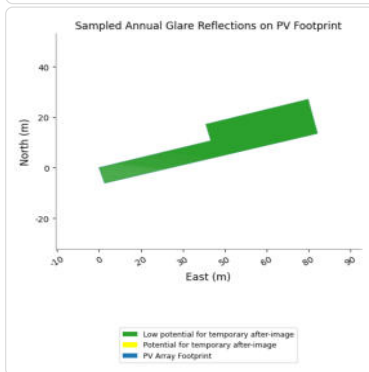
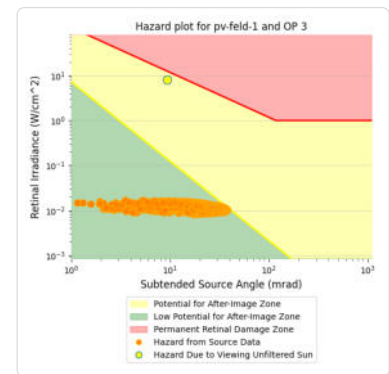
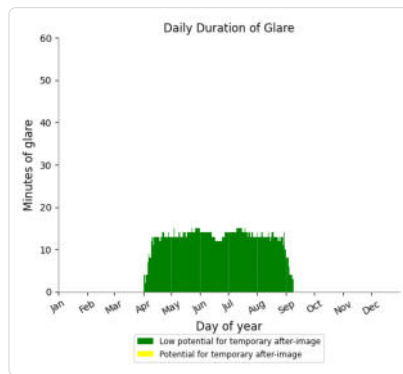
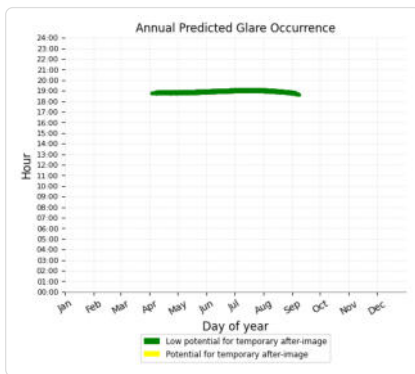
## Assumptions

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

## PV Feld 1: OP 3

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

- 2,027 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld 1: OP 4

No glare found

## PV Feld 1: OP 5

No glare found

## PV Feld 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	767	904
OP: OP 3	1812	1889
OP: OP 4	648	1033
OP: OP 5	0	0

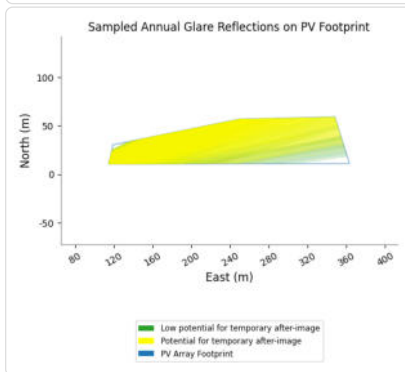
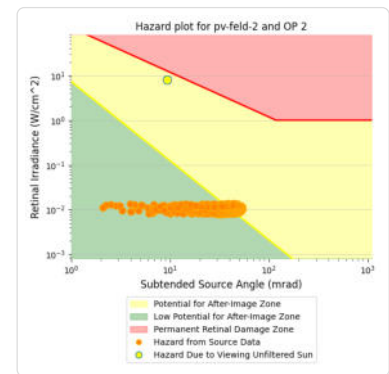
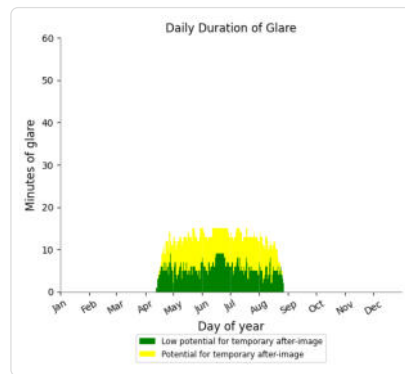
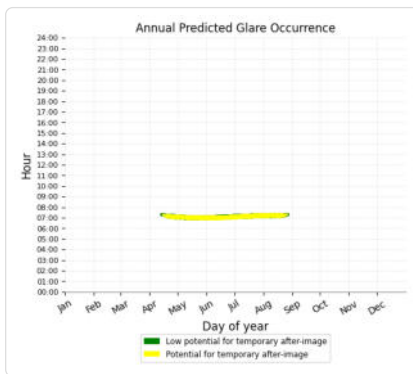
## PV Feld 2: OP 1

No glare found

## PV Feld 2: OP 2

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

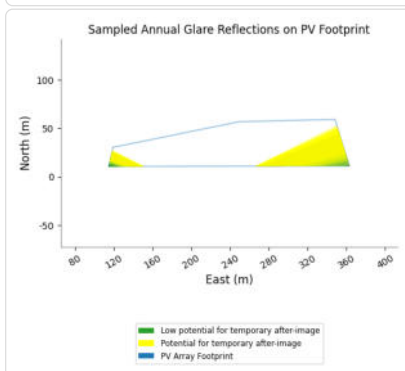
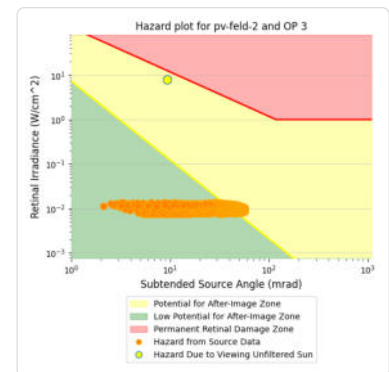
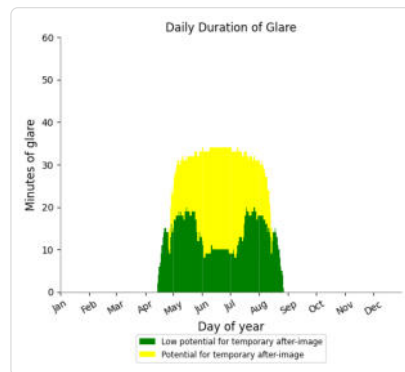
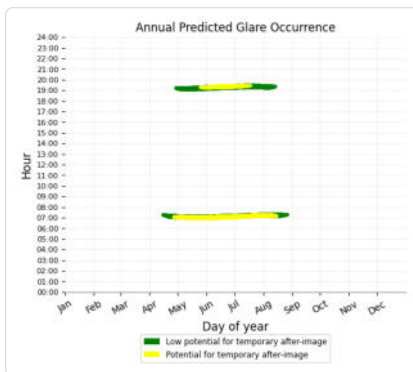
- 767 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 904 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld 2: OP 3

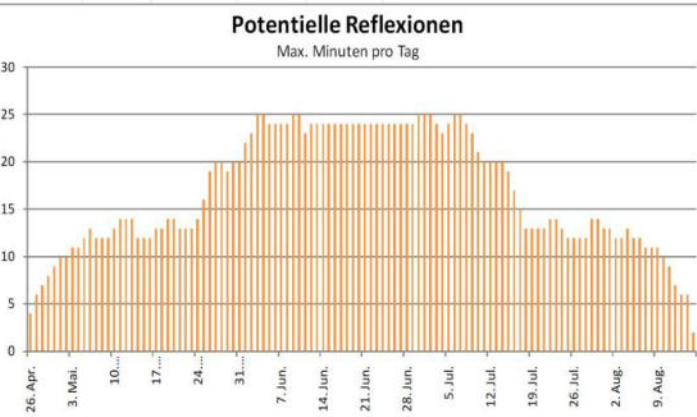
PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 1,812 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,889 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.





	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	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 3
2024-04-14 07:17:00	0,005668	640,2766	1	0,330745	0,012011	0,007416	8	84,9	0,986	0,089	0,14	-0,986	-0,158	0,05	26. Apr.	4	07:03	07:06	27. April	14. August	25	1883	06:55	19:31	Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 3: 1883 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 1418 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 465 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 25 Minuten pro Tag (Max)	
2024-04-14 07:18:00	0,005415	642,1806	1	0,32327	0,011775	0,004632	8,2	85	0,986	0,085	0,143	-0,986	-0,157	0,054	27. Apr.	6	07:02	07:07								
2024-04-15 07:15:00	0,005956	640,2996	1	0,332265	0,012067	0,012161	8,2	84,4	0,985	0,096	0,142	-0,985	-0,165	0,047	28. Apr.	7	07:02	07:09								
2024-04-15 07:16:00	0,005731	642,1943	1	0,324763	0,011829	0,010197	8,3	84,6	0,985	0,093	0,145	-0,985	-0,164	0,051	29. Apr.	8	07:01	07:09								
2024-04-15 07:17:00	0,005473	644,085	1	0,31743	0,011596	0,007422	8,5	84,8	0,985	0,09	0,147	-0,985	-0,163	0,055	30. Apr.	9	07:01	07:09								
2024-04-15 07:18:00	0,005171	645,9718	1	0,310259	0,011367	0,003447	8,6	85	0,985	0,086	0,15	-0,985	-0,163	0,06	1. Mai.	10	07:00	07:09								
2024-04-16 07:13:00	0,006393	638,6517	1	0,341531	0,012371	0,016892	8,1	83,8	0,984	0,107	0,141	-0,984	-0,172	0,039	2. Mai.	10	07:00	07:10								
2024-04-16 07:14:00	0,00621	640,5451	1	0,333832	0,012128	0,015939	8,3	84	0,984	0,104	0,144	-0,984	-0,172	0,043	3. Mai.	11	07:00	07:10								
2024-04-16 07:15:00	0,006016	642,4346	1	0,326303	0,01189	0,014724	8,4	84,2	0,984	0,1	0,146	-0,984	-0,171	0,048	4. Mai.	11	07:00	07:10								
2024-04-16 07:16:00	0,00579	644,3201	1	0,318943	0,011656	0,012821	8,6	84,4	0,984	0,097	0,149	-0,984	-0,17	0,052	5. Mai.	12	06:59	07:10								
2024-04-16 07:17:00	0,00553	646,2018	1	0,311746	0,011426	0,010093	8,8	84,6	0,984	0,094	0,152	-0,984	-0,17	0,056	6. Mai.	13	06:58	07:10								
2024-04-16 07:18:00	0,005216	648,0796	1	0,304709	0,0112	0,00599	8,9	84,7	0,984	0,091	0,155	-0,984	-0,169	0,06	7. Mai.	12	06:58	07:10								
2024-04-17 07:11:00	0,006649	638,6578	1	0,351078	0,012717	0,01807	8	83,2	0,983	0,117	0,14	-0,983	-0,18	0,032	8. Mai.	12	06:57	07:09								
2024-04-17 07:13:00	0,006467	642,4221	1	0,335447	0,012223	0,019275	8,4	83,6	0,983	0,111	0,145	-0,983	-0,178	0,04	9. Mai.	12	06:57	07:09								
2024-04-17 07:14:00	0,006285	644,2985	1	0,327891	0,011982	0,018397	8,5	83,8	0,983	0,108	0,148	-0,983	-0,178	0,044	10. Mai.	13	06:57	07:09								
2024-04-17 07:15:00	0,006087	646,1711	1	0,320503	0,011746	0,017164	8,7	83,9	0,983	0,104	0,151	-0,983	-0,177	0,049	11. Mai.	14	06:56	07:09								
2024-04-17 07:16:00	0,005859	648,0396	1	0,313279	0,011515	0,015308	8,9	84,1	0,983	0,101	0,154	-0,983	-0,176	0,053	12. Mai.	14	06:56	07:09								
2024-04-17 07:17:00	0,005598	649,9043	1	0,306216	0,011288	0,012648	9	84,3	0,983	0,098	0,157	-0,983	-0,176	0,057	13. Mai.	14	06:56	07:09								
2024-04-17 07:18:00	0,005272	651,7652	1	0,29931	0,011065	0,008433	9,2	84,5	0,983	0,095	0,16	-0,983	-0,175	0,061	14. Mai.	12	06:56	07:08								
2024-04-18 07:10:00	0,007062	640,5255	1	0,352802	0,012817	0,023328	8,1	82,8	0,982	0,125	0,142	-0,982	-0,186	0,028	15. Mai.	12	06:56	07:08								
2024-04-18 07:11:00	0,006138	642,3967	1	0,344887	0,012566	0,011067	8,3	83	0,982	0,121	0,144	-0,982	-0,186	0,033	16. Mai.	12	06:56	07:08								
2024-04-18 07:12:00	0,005733	644,2639	1	0,337113	0,012319	0,005932	8,5	83,1	0,982	0,118	0,147	-0,982	-0,185	0,037	17. Mai.	13	06:55	07:08								
2024-04-18 07:13:00	0,006536	646,1274	1	0,329529	0,012076	0,021552	8,6	83,3	0,982	0,115	0,15	-0,982	-0,185	0,041	18. Mai.	13	06:55	07:08								
2024-04-18 07:14:00	0,006356	647,987	1	0,322112	0,011838	0,020742	8,8	83,5	0,982	0,112	0,153	-0,982	-0,184	0,045	19. Mai.	14	06:55	07:08								
2024-04-18 07:15:00	0,006152	649,8428	1	0,31486	0,011605	0,019478	9	83,7	0,982	0,108	0,156	-0,982	-0,183	0,05	20. Mai.	14	06:56	07:09								
2024-04-18 07:16:00	0,005923	651,6947	1	0,30777	0,011376	0,017647	9,1	83,9	0,982	0,105	0,159	-0,982	-0,183	0,054	21. Mai.	13	06:56	07:09								
2024-04-18 07:17:00	0,00566	653,5427	1	0,300836	0,011151	0,015052	9,3	84,1	0,982	0,102	0,161	-0,982	-0,182	0,058	22. Mai.	13	06:56	07:09								
2024-04-18 07:18:00	0,005325	655,3868	1	0,294057	0,010931	0,010778	9,5	84,2	0,981	0,099	0,164	-0,981	-0,181	0,062	23. Mai.	13	06:56	07:09								
2024-04-19 07:07:00	0,007406	638,63	1	0,362721	0,013138	0,02557	8,1	82,2	0,981	0,135	0,141	-0,981	-0,194	0,021	24. Mai.	14	06:55	19:19								
2024-04-19 07:08:00	0,007258	640,4959	1	0,354579	0,012881	0,025529	8,2	82,3	0,981	0,132	0,143	-0,981	-0,193	0,025	25. Mai.	16	06:55	19:19								
2024-04-19 07:09:00	0,007106	642,358	1	0,346617	0,012628	0,025398	8,4	82,5	0,981	0,129	0,146	-0,981	-0,192	0,029	26. Mai.	19	06:55	19:20								
2024-04-19 07:10:00	0,005612	644,2163	1	0,338831	0,01238	0,003077	8,6	82,7	0,981	0,125	0,149	-0,981	-0,192	0,034	27. Mai.	20	06:55	19:20								
2024-04-19 07:11:00	0,005646	646,0708	1	0,331217	0,012137	0,005869	8,7	82,9	0,981	0,122	0,152	-0,981	-0,191	0,038	28. Mai.	20	06:55	19:20								
2024-04-19 07:12:00	0,006582	647,9215	1	0,323772	0,011898	0,023727	8,9	83,1	0,981	0,119	0,155	-0,981	-0,191	0,042	29. Mai.	19	06:55	19:20								
2024-04-19 07:13:00	0,006403	649,7684	1	0,316492	0,011664	0,022965	9,1	83,3	0,981	0,116	0,157	-0,981	-0,19	0,046	30. Mai.	20	06:56	19:21								
2024-04-19 07:14:00	0,006196	651,6115	1	0,309373	0,011434	0,021681	9,2	83,5	0,981	0,113	0,16	-0,981	-0,189	0,05	31. Mai.	20	06:56	19:21								
2024-04-19 07:15:00	0,005963	653,4507	1	0,302412	0,011208	0,019839	9,4	83,6	0,981	0,109	0,163	-0,981	-0,189	0,055	1. Jun.	22	06:55	19:23								
2024-04-19 07:16:00	0,0057	655,2861	1	0,295605	0,010987	0,017287	9,6	83,8	0,98	0,106	0,166	-0,98	-0,188	0,059	2. Jun.	23	06:55	19:23								
2024-04-19 07:17:00	0,005354	657,1176	1	0,288949	0,010769	0,012894	9,7	84	0,98	0,103	0,169	-0,98	-0,187	0,063	3. Jun.	25	06:55	19:23								
2024-04-20 07:05:00	0,007718	636,958	1	0,372941	0,013473	0,027135	8	81,6	0,979	0,145	0,139	-0,979	-0,201	0,013	4. Jun.	25	06:55	19:23								
2024-04-20 07:06:00	0,007586	638,8227	1	0,364584	0,01321	0,027379	8,2	81,7	0,98	0,142	0,142	-0,98	-0,2	0,018	5. Jun.	24	06:56	19:23								
2024-04-20 07:07:00	0,00745	640,6836	1	0,356411	0,012951	0,027532	8,3	81,9	0,98	0,139	0,145	-0,98	-0,2	0,022	6. Jun.	24	06:56	19:23								
2024-04-20 07:08:00	0,007302	642,5409	1	0,348418	0,012698	0,027514	8,5	82,1	0,98	0,136	0,148	-0,98	-0,199	0,026	7. Jun.	24	06:56	19:24								
2024-04-20 07:09:00	0,007149	644,3943	1	0,340602	0,012449	0,027375	8,7	82,3	0,98	0,133	0,151	-0,98	-0,198	0,03	8. Jun.	24	06:56	19:24								
2024-04-20 07:10:00	0,006598	646,244	1	0,332959	0,012204	0,021445	8,8	82,5	0,98	0,129	0,154	-0,98	-0,198	0,034	9. Jun.	25	06:56	19:25								
2024-04-20 07:11:00	0,006805	648,0898	1	0,325484	0,011964	0,026444	9	82,7	0,98	0,126	0,156	-0,98	-0,197	0,039	10. Jun.	25	06:56	19:25								
2024-04-20 07:12:00	0,006628	649,9319	1	0,318174	0,011729	0,025804	9,2	82,8	0,98	0,123	0,159	-0,98	-0,197	0,043	11. Jun.	23	06:57	19:26								
2024-04-20 07:13:00	0,006447	651,7702	1	0,311026	0,011498	0,025049	9,3	83	0,979	0,12	0,162	-0,979	-0,196	0,047	12. Jun.	24	06:57	19:26								
2024-04-20 07:14:00	0,006239	653,6046	1	0,304037	0,011271	0,023781	9,5	83,2	0,979	0,117	0,165	-0,979	-0,195	0,051	13. Jun.	24	06:57	19:26								



	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Anzahl Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 4	
2024-04-13 07:19:00	0,007918	640,2414	2	0,321822	0,011686	0,042735	8,1	85,5	0,987	0,078	0,141	-0,987	-0,15	0,058	13. Apr.	1	07:19	07:19	18. April	07. Juni	11	434	06:54	07:17		
2024-04-13 07:20:00	0,006925	642,1551	1	0,31454	0,011456	0,032271	8,3	85,7	0,987	0,075	0,144	-0,987	-0,15	0,062	14. Apr.	2	07:17	07:19	10. Juni	11. Juni	5	10	06:55	07:07		
2024-04-14 07:17:00	0,007932	640,2766	2	0,330745	0,012011	0,040438	8	84,9	0,986	0,089	0,14	-0,986	-0,158	0,05	15. Apr.	3	07:15	07:17	14. Juni	27. Juni	7	86	06:56	07:10		
2024-04-14 07:18:00	0,007559	642,1806	1	0,32327	0,011775	0,037859	8,2	85,7	0,986	0,085	0,143	-0,986	-0,157	0,054	16. Apr.	4	07:13	07:17	29. Juni	30. Juni	5	10	07:00	07:11		
2024-04-14 07:19:00	0,007793	644,0808	2	0,315962	0,011542	0,042423	8,4	85,2	0,986	0,082	0,146	-0,986	-0,157	0,059	17. Apr.	4	07:13	07:16	03. Juli	23. August	11	438	07:01	07:21		
2024-04-14 07:20:00	0,006414	645,977	1	0,308818	0,011315	0,02611	8,5	85,4	0,986	0,079	0,148	-0,986	-0,156	0,063	18. Apr.	5	07:10	07:17								
2024-04-15 07:15:00	0,008737	640,2996	2	0,332265	0,012067	0,048555	8,2	84,4	0,985	0,096	0,142	-0,985	-0,165	0,047	19. Apr.	5	07:08	07:15								
2024-04-15 07:16:00	0,008033	642,1943	2	0,324763	0,011829	0,042937	8,3	84,6	0,985	0,093	0,145	-0,985	-0,164	0,051	20. Apr.	8	07:05	07:15								
2024-04-15 07:17:00	0,008259	644,085	2	0,31743	0,011596	0,047123	8,5	84,8	0,985	0,09	0,147	-0,985	-0,163	0,055	21. Apr.	10	07:04	07:15								
2024-04-15 07:18:00	0,00706	645,9718	1	0,310259	0,011367	0,034812	8,6	85,7	0,985	0,086	0,15	-0,985	-0,163	0,06	22. Apr.	8	07:03	07:15								
2024-04-15 07:19:00	0,005802	647,8547	1	0,303249	0,011143	0,017662	8,8	85,2	0,985	0,083	0,153	-0,985	-0,162	0,064	23. Apr.	8	07:02	07:14								
2024-04-16 07:13:00	0,009484	638,6517	2	0,341531	0,012371	0,053404	8,1	83,8	0,984	0,107	0,141	-0,984	-0,172	0,039	24. Apr.	8	07:02	07:13								
2024-04-16 07:14:00	0,007687	640,5451	1	0,333832	0,012128	0,036669	8,3	84,7	0,984	0,104	0,144	-0,984	-0,172	0,043	25. Apr.	8	07:02	07:13								
2024-04-16 07:15:00	0,008381	642,4346	2	0,326303	0,01189	0,046223	8,4	84,2	0,984	0,1	0,146	-0,984	-0,171	0,048	26. Apr.	9	07:02	07:13								
2024-04-16 07:16:00	0,008618	644,3201	2	0,318943	0,011656	0,050349	8,6	84,4	0,984	0,097	0,149	-0,984	-0,17	0,052	27. Apr.	9	07:01	07:13								
2024-04-16 07:17:00	0,007739	646,2018	2	0,311746	0,011426	0,042707	8,8	84,6	0,984	0,094	0,152	-0,984	-0,17	0,056	28. Apr.	8	07:01	07:13								
2024-04-16 07:18:00	0,007192	648,0796	1	0,304709	0,0112	0,037887	8,9	84,7	0,984	0,091	0,155	-0,984	-0,169	0,06	29. Apr.	9	07:00	07:12								
2024-04-17 07:11:00	0,00689	638,6578	1	0,351078	0,012717	0,021652	8	83,2	0,983	0,117	0,14	-0,983	-0,18	0,032	30. Apr.	9	07:00	07:11								
2024-04-17 07:12:00	0,006592	640,5418	1	0,343175	0,012468	0,01921	8,2	83,4	0,983	0,114	0,143	-0,983	-0,179	0,036	1. Mai.	9	07:00	07:11								
2024-04-17 07:13:00	0,009037	642,4221	2	0,335447	0,012223	0,050348	8,4	83,6	0,983	0,111	0,145	-0,983	-0,178	0,04	2. Mai.	9	06:59	07:11								
2024-04-17 07:14:00	0,007775	644,2985	2	0,327891	0,011982	0,03884	8,5	83,3	0,983	0,108	0,148	-0,983	-0,178	0,044	3. Mai.	7	06:59	07:11								
2024-04-17 07:15:00	0,008042	646,171	2	0,320503	0,011746	0,043656	8,7	83,9	0,983	0,104	0,151	-0,983	-0,177	0,049	4. Mai.	11	06:58	07:11								
2024-04-17 07:16:00	0,00844	648,0396	2	0,313279	0,011515	0,049607	8,9	84,1	0,983	0,101	0,154	-0,983	-0,176	0,053	5. Mai.	11	06:58	07:11								
2024-04-17 07:17:00	0,00725	649,9043	1	0,306216	0,011288	0,037915	9	84,3	0,983	0,098	0,157	-0,983	-0,176	0,057	6. Mai.	9	06:59	07:10								
2024-04-17 07:18:00	0,006885	651,7652	1	0,29931	0,011065	0,034991	9,2	84,5	0,983	0,095	0,16	-0,983	-0,175	0,061	7. Mai.	9	07:00	07:10								
2024-04-18 07:10:00	0,008654	640,5255	2	0,352802	0,012817	0,042423	8,1	82,8	0,982	0,125	0,142	-0,982	-0,186	0,028	8. Mai.	7	06:57	07:09								
2024-04-18 07:11:00	0,007792	642,3967	1	0,34487	0,012566	0,034668	8,3	83,3	0,982	0,121	0,144	-0,982	-0,186	0,033	9. Mai.	8	06:56	07:09								
2024-04-18 07:13:00	0,008441	646,1274	2	0,329529	0,012076	0,045486	8,6	83,3	0,982	0,115	0,15	-0,982	-0,185	0,041	10. Mai.	10	06:56	07:09								
2024-04-18 07:14:00	0,00726	647,987	1	0,322112	0,011838	0,033626	8,8	83,5	0,982	0,112	0,153	-0,982	-0,184	0,045	11. Mai.	10	06:56	07:08								
2024-04-18 07:15:00	0,00781	649,8428	2	0,31486	0,011605	0,042129	9	83,7	0,982	0,108	0,156	-0,982	-0,183	0,05	12. Mai.	11	06:56	07:08								
2024-04-18 07:16:00	0,008146	651,6947	2	0,30777	0,011376	0,047597	9,1	83,9	0,982	0,105	0,159	-0,982	-0,183	0,054	13. Mai.	9	06:56	07:08								
2024-04-18 07:17:00	0,007487	653,5427	2	0,300836	0,011151	0,041914	9,3	84,1	0,982	0,102	0,161	-0,982	-0,182	0,058	14. Mai.	7	06:56	07:08								
2024-04-18 07:18:00	0,006431	655,3868	1	0,294057	0,010931	0,029701	9,5	84,6	0,981	0,099	0,164	-0,981	-0,181	0,062	15. Mai.	8	06:55	07:08								
2024-04-19 07:08:00	0,009334	640,4959	2	0,354579	0,012881	0,048624	8,2	82,3	0,981	0,132	0,143	-0,981	-0,193	0,025	16. Mai.	11	06:55	07:08								
2024-04-19 07:09:00	0,008576	642,358	2	0,346617	0,012628	0,042937	8,4	82,5	0,981	0,129	0,146	-0,981	-0,192	0,029	17. Mai.	10	06:55	07:07								
2024-04-19 07:10:00	0,007505	644,2163	1	0,338831	0,01238	0,032535	8,6	82,7	0,981	0,125	0,149	-0,981	-0,192	0,034	18. Mai.	10	06:55	07:07								
2024-04-19 07:11:00	0,007062	646,0708	1	0,331217	0,012137	0,028645	8,7	82,9	0,981	0,122	0,152	-0,981	-0,191	0,038	19. Mai.	11	06:55	07:07								
2024-04-19 07:12:00	0,007668	647,9215	2	0,323772	0,011898	0,038214	8,9	83,1	0,981	0,119	0,155	-0,981	-0,191	0,042	20. Mai.	8	06:56	07:08								
2024-04-19 07:13:00	0,007332	649,7684	1	0,316492	0,011664	0,035925	9,1	83,3	0,981	0,116	0,157	-0,981	-0,19	0,046	21. Mai.	9	06:55	07:08								
2024-04-19 07:14:00	0,008032	651,6115	2	0,309373	0,011434	0,04592	9,2	83,5	0,981	0,113	0,16	-0,981	-0,189	0,05	22. Mai.	7	06:55	07:08								
2024-04-19 07:15:00	0,008141	653,4507	2	0,302412	0,011208	0,048829	9,4	83,6	0,981	0,109	0,163	-0,981	-0,189	0,055	23. Mai.	9	06:55	07:07								
2024-04-19 07:16:00	0,007159	655,2861	1	0,295605	0,010987	0,039226	9,6	83,8	0,98	0,106	0,166	-0,98	-0,188	0,059	24. Mai.	10	06:55	07:07								
2024-04-19 07:17:00	0,005875	657,1176	1	0,288949	0,010769	0,022341	9,7	84	0,98	0,103	0,169	-0,98	-0,187	0,063	25. Mai.	10	06:55	07:07								
2024-04-20 07:05:00	0,009226	636,958	2	0,372941	0,013473	0,043673	8	81,6	0,979	0,145	0,139	-0,979	-0,201	0,013	26. Mai.	9	06:55	07:07								
2024-04-20 07:08:00	0,00899	642,5409	2	0,348418	0,012698	0,046605	8,5	82,1	0,98	0,136	0,148	-0,98	-0,199	0,026	27. Mai.	7	06:55	07:07								
2024-04-20 07:09:00	0,008043	644,3943	2	0,340602	0,012449	0,038453	8,7	82,3	0,98	0,133	0,151	-0,98	-0,198	0,03	28. Mai.	6	06:55	07:06								
2024-04-20 07:10:00	0,006825	646,244	1	0,332959	0,012204	0,024785	8,8	82,5	0,98	0,129	0,154	-0,98	-0,198	0,034	29. Mai.	7	06:54	07:06								
2024-04-20 07:11:00	0,009262	648,0898	2	0,325484	0,011964	0,05422	9	82,7	0,98	0,126	0,156	-0,98	-0,197	0,039	30. Mai.	7	06:55	07:07								
2024-04-20 07:12:00	0,007751	649,9319	2	0,318174	0,011729	0,040501	9,2	82,8	0,98	0,123	0,159	-0,98	-0,197	0,043	31. Mai.	8	06:55	07:07								

**Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 4:**  
978 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)  
600 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk  
378 Minuten im Oktober-Mai ohne

	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	Reflected Sun Vector	Anzahl Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
2024-04-09 18:57:00	0,005424	639,3213	1	0,29538	0,010711	0,014807	8,1	272,2	-0,989	0,038	0,141	0,989	-0,12	0,084	11. Apr.	2	18:59	19:00	
2024-04-10 18:57:00	0,00527	642,1643	1	0,28986	0,010557	0,013327	8,4	272,5	-0,988	0,042	0,146	0,988	-0,126	0,085	12. Apr.	2	19:00	19:01	
2024-04-10 18:58:00	0,006105	640,2264	1	0,296593	0,01077	0,026107	8,2	272,6	-0,989	0,046	0,143	0,989	-0,127	0,08	13. Apr.	4	19:00	19:03	
2024-04-10 18:59:00	0,006785	638,2845	1	0,30348	0,010987	0,034276	8,1	272,8	-0,989	0,049	0,14	0,989	-0,128	0,076	14. Apr.	6	19:00	19:05	
2024-04-11 18:56:00	0,005133	646,8974	1	0,284484	0,010438	0,011762	8,7	272,7	-0,987	0,047	0,151	0,987	-0,133	0,086	15. Apr.	7	18:59	19:05	
2024-04-11 18:57:00	0,005983	644,9793	1	0,291088	0,010649	0,025255	8,5	272,9	-0,988	0,05	0,148	0,988	-0,134	0,081	16. Apr.	9	18:59	19:07	
2024-04-11 18:58:00	0,006669	643,0572	1	0,297843	0,010863	0,033722	8,4	273,1	-0,988	0,053	0,145	0,988	-0,134	0,077	17. Apr.	11	18:59	19:09	
2024-04-11 18:59:00	0,007273	641,131	2	0,304754	0,011082	0,039876	8,2	273,3	-0,988	0,056	0,143	0,988	-0,135	0,073	18. Apr.	12	18:59	19:10	
2024-04-11 19:00:00	0,0078	639,2008	2	0,311824	0,011305	0,044347	8	273,5	-0,988	0,06	0,14	0,988	-0,135	0,069	19. Apr.	14	18:58	19:11	
2024-04-12 18:56:00	0,004967	648,0232	1	0,279248	0,010264	0,010082	9	273	-0,986	0,051	0,156	0,986	-0,139	0,087	20. Apr.	16	18:58	19:13	
2024-04-12 18:57:00	0,00583	646,1124	1	0,285726	0,010471	0,024358	8,8	273,1	-0,987	0,054	0,153	0,987	-0,14	0,082	21. Apr.	16	18:59	19:14	
2024-04-12 18:58:00	0,006517	644,1974	1	0,292354	0,010682	0,033146	8,6	273,3	-0,987	0,058	0,15	0,987	-0,141	0,078	22. Apr.	17	18:59	19:14	
2024-04-12 18:59:00	0,007122	642,2785	1	0,299133	0,010897	0,039489	8,5	273,5	-0,987	0,061	0,147	0,987	-0,141	0,074	23. Apr.	17	18:58	19:15	
2024-04-12 19:00:00	0,007652	640,3555	2	0,306068	0,011116	0,04414	8,3	273,7	-0,987	0,064	0,145	0,987	-0,142	0,07	24. Apr.	18	18:58	19:15	
2024-04-12 19:01:00	0,008093	638,4285	2	0,313162	0,01134	0,047304	8,1	273,9	-0,988	0,067	0,142	0,988	-0,143	0,065	25. Apr.	18	18:58	19:15	
2024-04-13 18:56:00	0,004814	650,7906	1	0,274151	0,010119	0,008277	9,2	273,2	-0,985	0,055	0,161	0,985	-0,146	0,088	26. Apr.	18	18:58	19:15	
2024-04-13 18:57:00	0,005693	648,8952	1	0,280507	0,010324	0,023412	9,1	273,4	-0,986	0,059	0,158	0,986	-0,146	0,083	27. Apr.	18	18:58	19:15	
2024-04-13 18:58:00	0,006385	646,9957	1	0,287009	0,010532	0,032549	8,9	273,6	-0,986	0,062	0,155	0,986	-0,147	0,079	28. Apr.	18	18:58	19:15	
2024-04-13 18:59:00	0,006991	645,0922	1	0,29366	0,010745	0,039083	8,8	273,8	-0,986	0,065	0,152	0,986	-0,148	0,075	29. Apr.	18	18:58	19:15	
2024-04-13 19:00:00	0,007525	643,1847	2	0,300464	0,010961	0,043905	8,6	274	-0,986	0,068	0,149	0,986	-0,148	0,07	30. Apr.	18	18:58	19:15	
2024-04-13 19:01:00	0,007977	641,2732	2	0,307423	0,011182	0,047269	8,4	274,1	-0,987	0,072	0,146	0,987	-0,149	0,066	1. Mai.	18	18:58	19:15	
2024-04-13 19:02:00	0,008335	639,3577	2	0,314542	0,011406	0,049342	8,3	274,3	-0,987	0,075	0,144	0,987	-0,15	0,062	2. Mai.	18	18:58	19:15	
2024-04-13 19:03:00	0,008623	637,4382	2	0,321824	0,011635	0,050546	8,1	274,5	-0,987	0,078	0,141	0,987	-0,15	0,058	3. Mai.	18	18:58	19:15	
2024-04-14 18:57:00	0,005558	651,6528	1	0,275426	0,010118	0,022421	9,4	273,7	-0,985	0,063	0,163	0,985	-0,153	0,084	4. Mai.	19	18:58	19:16	
2024-04-14 18:58:00	0,006255	649,7687	1	0,281806	0,010386	0,031931	9,2	273,8	-0,985	0,066	0,16	0,985	-0,153	0,08	5. Mai.	19	18:58	19:16	
2024-04-14 18:59:00	0,006861	647,8805	1	0,288332	0,010595	0,038658	9	274	-0,985	0,069	0,157	0,985	-0,154	0,076	6. Mai.	19	18:58	19:16	
2024-04-14 19:00:00	0,007399	645,9883	2	0,295008	0,010809	0,043646	8,9	274,2	-0,985	0,073	0,154	0,985	-0,155	0,071	7. Mai.	18	18:59	19:16	
2024-04-14 19:01:00	0,007857	644,0922	2	0,301836	0,011027	0,047169	8,7	274,4	-0,986	0,076	0,151	0,986	-0,155	0,067	8. Mai.	18	18:58	19:15	
2024-04-14 19:02:00	0,008232	642,192	2	0,308821	0,011248	0,049474	8,5	274,6	-0,986	0,079	0,148	0,986	-0,156	0,063	9. Mai.	18	18:58	19:15	
2024-04-14 19:03:00	0,008531	640,288	2	0,315965	0,011475	0,050812	8,4	274,8	-0,986	0,082	0,146	0,986	-0,157	0,059	10. Mai.	18	18:58	19:16	
2024-04-14 19:04:00	0,008781	638,38	2	0,323273	0,011705	0,051577	8,2	275	-0,986	0,085	0,143	0,986	-0,157	0,054	11. Mai.	19	18:58	19:16	
2024-04-14 19:05:00	0,009002	636,486	2	0,330748	0,01194	0,052005	8	275,1	-0,986	0,089	0,14	0,986	-0,158	0,05	12. Mai.	19	18:58	19:16	
2024-04-15 18:56:00	0,005441	656,2514	1	0,270481	0,010068	0,0214	9,6	273,9	-0,984	0,067	0,167	0,984	-0,159	0,085	13. Mai.	19	18:58	19:16	
2024-04-15 18:57:00	0,006145	654,3863	1	0,276742	0,010271	0,031289	9,5	274,1	-0,984	0,07	0,164	0,984	-0,16	0,081	14. Mai.	19	18:58	19:16	
2024-04-15 18:58:00	0,006753	652,5173	1	0,283147	0,010479	0,038216	9,3	274,3	-0,984	0,074	0,162	0,984	-0,16	0,077	15. Mai.	19	18:58	19:16	
2024-04-15 18:59:00	0,007295	650,6442	2	0,289697	0,010691	0,043364	9,1	274,5	-0,984	0,077	0,159	0,984	-0,161	0,072	16. Mai.	20	18:58	19:17	
2024-04-15 19:00:00	0,007761	648,7672	2	0,296398	0,010907	0,047051	9	274,6	-0,985	0,08	0,156	0,985	-0,162	0,068	17. Mai.	19	18:59	19:17	
2024-04-15 19:01:00	0,008151	646,8863	2	0,303252	0,011126	0,049557	8,8	274,8	-0,985	0,083	0,153	0,985	-0,162	0,064	18. Mai.	19	18:59	19:17	
2024-04-15 19:02:00	0,008461	645,0014	2	0,310262	0,01135	0,051038	8,6	275	-0,985	0,086	0,15	0,985	-0,163	0,06	19. Mai.	19	18:59	19:17	
2024-04-15 19:03:00	0,008719	643,1126	2	0,317432	0,011579	0,051899	8,5	275,2	-0,985	0,09	0,147	0,985	-0,163	0,055	20. Mai.	19	19:00	19:18	
2024-04-15 19:04:00	0,008946	641,2198	2	0,324766	0,011811	0,05239	8,3	275,4	-0,985	0,093	0,145	0,985	-0,164	0,051	21. Mai.	19	19:00	19:18	
2024-04-15 19:05:00	0,009152	639,3231	2	0,332268	0,012048	0,052634	8,2	275,6	-0,985	0,096	0,142	0,985	-0,165	0,047	22. Mai.	19	19:00	19:18	
2024-04-16 18:56:00	0,005297	657,3678	1	0,26567	0,009905	0,020347	9,9	274,1	-0,983	0,071	0,172	0,983	-0,165	0,086	23. Mai.	20	19:00	19:19	
2024-04-16 18:57:00	0,006004	655,5098	1	0,271815	0,010106	0,030625	9,7	274,3	-0,983	0,075	0,169	0,983	-0,166	0,082	24. Mai.	20	19:00	19:19	
2024-04-16 18:58:00	0,006611	653,6477	1	0,278101	0,01031	0,037757	9,6	274,5	-0,983	0,078	0,166	0,983	-0,166	0,077	25. Mai.	20	19:00	19:19	
2024-04-16 18:59:00	0,007153	651,7817	2	0,28453	0,010518	0,043063	9,4	274,7	-0,983	0,081	0,163	0,983	-0,167	0,073	26. Mai.	20	19:00	19:19	
2024-04-16 19:00:00	0,007625	649,9117	2	0,291106	0,010731	0,04692	9,2	274,9	-0,983	0,084	0,161	0,983	-0,168	0,069	27. Mai.	20	19:00	19:19	
2024-04-16 19:01:00	0,008023	648,0378	2	0,297833	0,010947	0,049591	9,1	275,1	-0,984	0,087	0,158	0,984	-0,168	0,065	28. Mai.	20	19:00	19:19	
2024-04-16 19:02:00	0,008343	646,16	2	0,304712	0,011167	0,051225	8,9	275,3	-0,984	0,091	0,155	0,984	-0,169	0,06	29. Mai.	20	19:00	19:19	

Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1
14. April	27. August	20	2478	18:58	19:28	

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 1:  
2478 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)  
1636 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk  
842 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk  
20 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 3119 Einträgen /-625):  
1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang  
2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8° (Standard: min. 10°)  
3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)

