




# SolPEG Blendgutachten Solarpark Pollanten

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage  
in der Nähe von Berching in der Oberpfalz (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

1	Auftrag .....	3
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung.....	4
2.1	Standort Übersicht .....	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	6
3	Ermittlung der potenziellen Blendwirkung .....	7
3.1	Rechtliche Hinweise .....	7
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	7
3.3	Berechnung der Blendwirkung .....	9
3.4	Technische Parameter der PV Anlage .....	10
3.5	Standorte für die Analyse .....	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren .....	12
4	Ergebnisse .....	15
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, NM2 südöstlich.....	16
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, NM2 südlich .....	17
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude südwestlich.....	18
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	19
6	Schlussbemerkung .....	19
7	Anhang .....	20 - 29

# SolPEG Blendgutachten

## Analyse der potenziellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Pollanten

### 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 „Pollanten“ für Verkehrsteilnehmer sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

#### 1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

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

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Licht-Leitlinie<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 Licht-Leitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

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

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

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

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

<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 östlich von Pollanten in der Oberpfalz (Bayern), ca. 5 km nordöstlich von Berching. Südöstlich der Fläche verläuft die NM2. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche östlich von Pollanten in der Oberpfalz (Bayern). Die Fläche ist überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">49.144°N, 11.477°O 583 m ü.N.N.</a>
Abstand zur NM2	ca. 20 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 750 m (kleinste Entfernung)

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

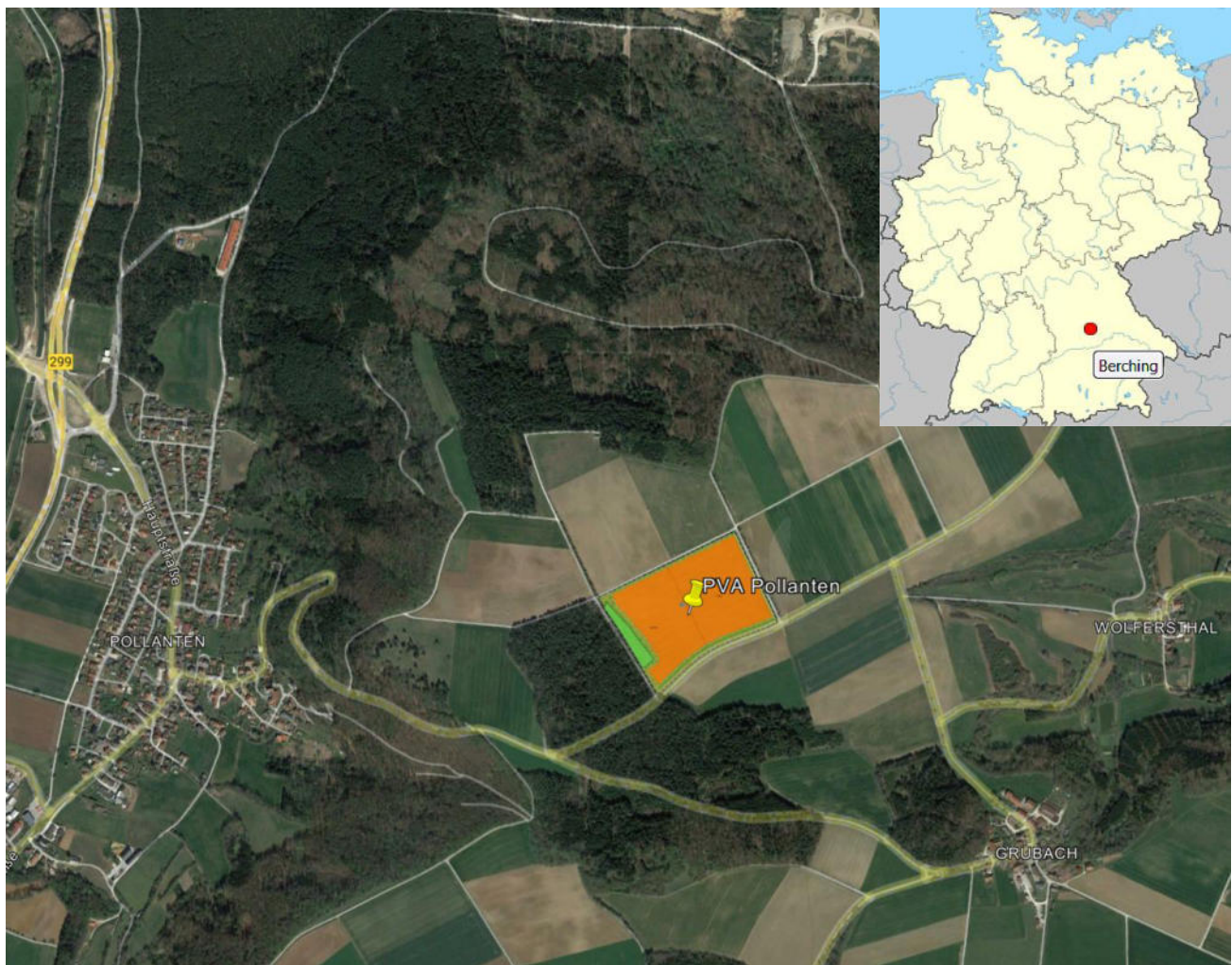


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

<sup>2</sup> Das verwendete Kartenmaterial u.a. von Google Earth (und ggf. Partnern) erfolgt im Rahmen der vereinbarten/geltenden Nutzungsbedingungen und dient lediglich zur Verdeutlichung von textlich dargestellten Inhalten. Eine kommerzielle Nutzung ist nicht beabsichtigt.



## Detailansicht der PV Anlage und Umgebung



Bild 2.1.2: Detailansicht der PV Flächen (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)

## Detailansicht der PV Anlage

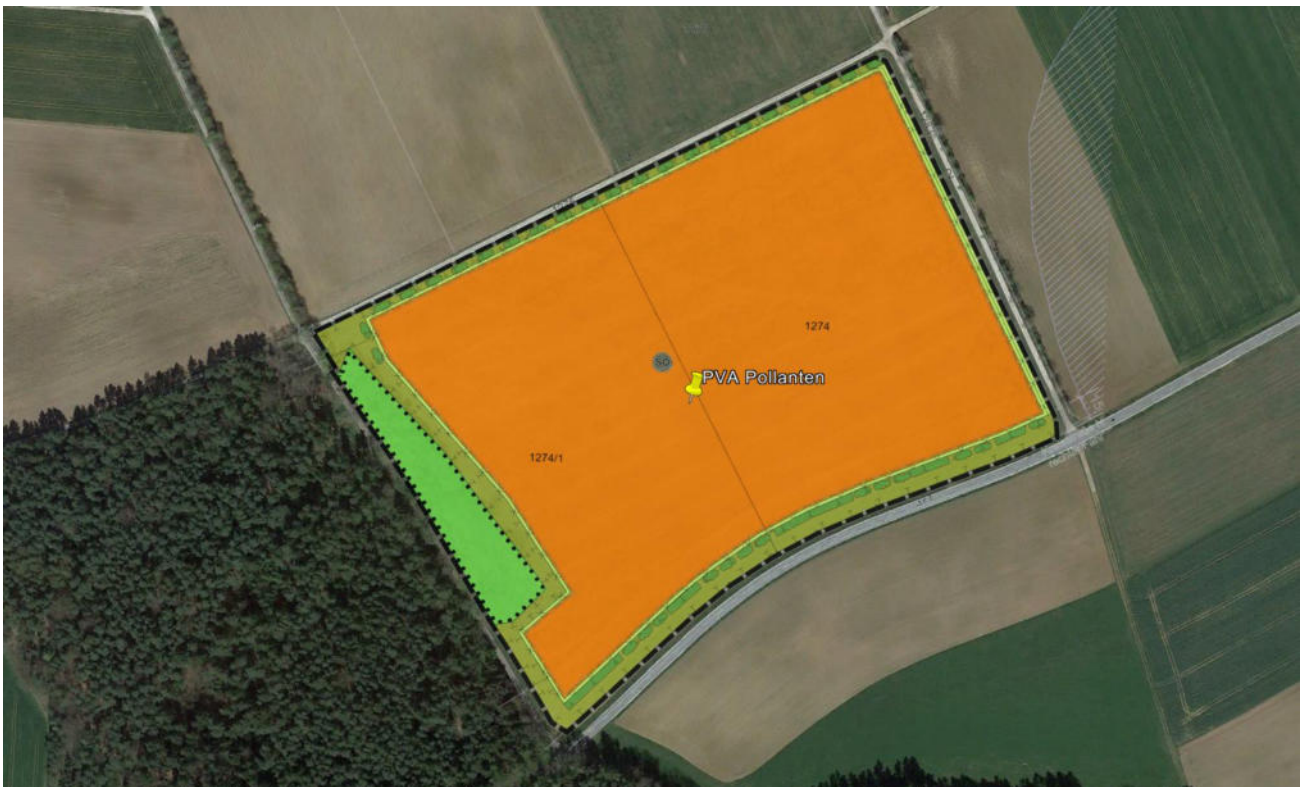


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Flächen (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)



## 2.2 Umliegende Gebäude

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

---

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

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

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

---

Die folgende Skizze zeigt die PV Anlage und umliegende Gebäude. Aufgrund des Geländeverlaufes können die westlich gelegenen Gebäude nicht von potenziellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Die Gebäude südöstlich der PV Anlage sind aufgrund der Lage und der Entfernung nicht von Reflexionen betroffen, der Standort wird dennoch zu Kontrollzwecken analysiert. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.



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

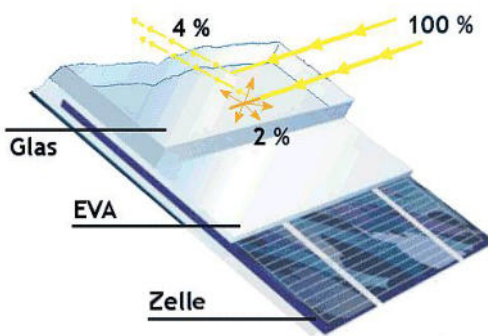


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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 direktem Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m<sup>2</sup>) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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



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 3.5.1 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

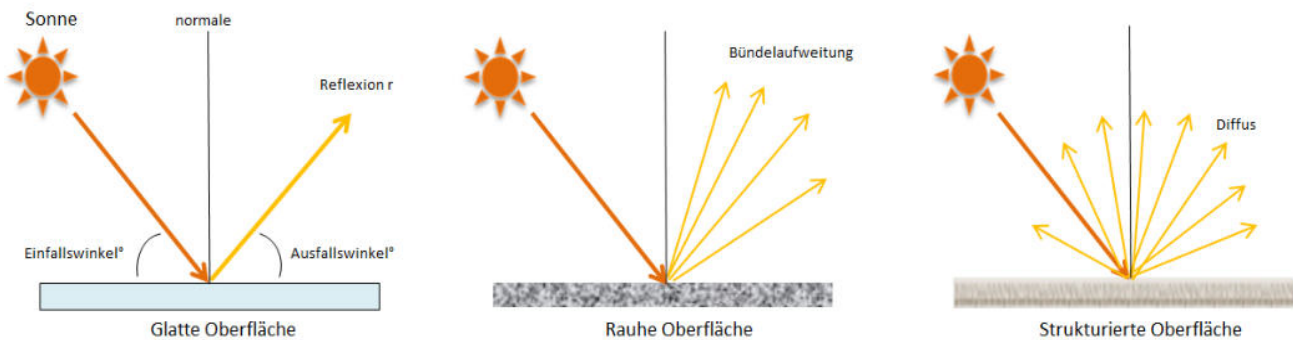


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Trina 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 DATA

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

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang



### 3.3 Berechnung der Blendwirkung

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

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der 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:

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

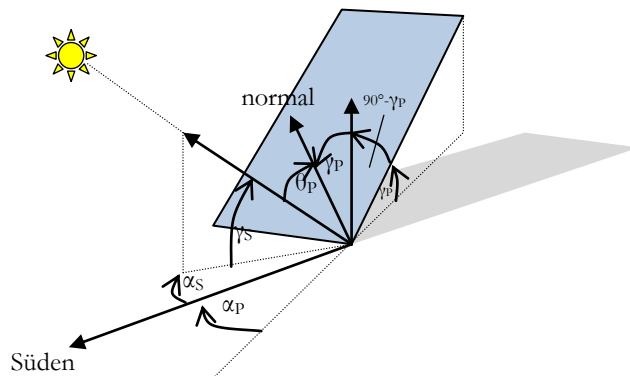


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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

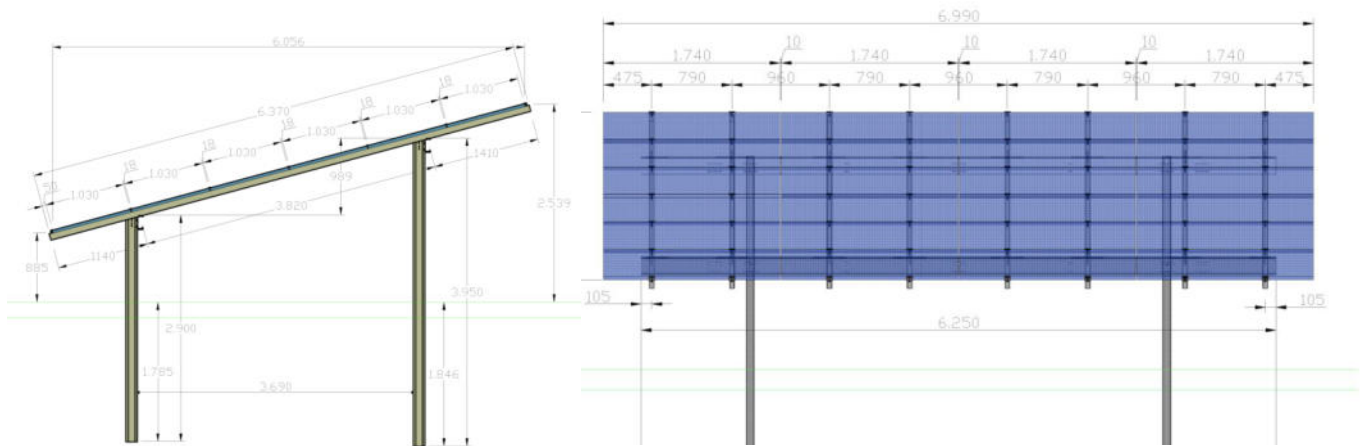


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

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

**Tabelle 1: Berechnungsparameter**

PV Modul	Trina Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,8 m bis 3,20 m (max. zulässig 3,8 m)
Anzahl Messpunkte gesamt	3 Messpunkte <sup>7</sup> (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte	2,0 m über Boden (Sitzhöhe PKW/LKW gemittelt <sup>8</sup> )
Azimut bzw. relevanter Sichtwinkel	Fahrtrichtung +/- 20°, 100 m Sichtweite

Es existieren keine verbindlichen Vorgaben zum „relevanten Sichtwinkel“ aber in Fachkreisen wird überwiegend angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung<sup>9</sup> darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen mit einer bestimmten Leuchtdichte eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Unter Berücksichtigung dieser Aspekte wird der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von +/- 20° um die Fahrtrichtung definiert. Die Sichtweite beträgt dabei 100 m.

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

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

<sup>9</sup> Ein Aspekt ist die Anordnung und Anzahl der relevanten Schellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge

### 3.5 Standorte für die Analyse

Eine Analyse der potenziellen 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 potenziellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur auf Anfrage untersucht.

Für die Analyse einer potenziellen Blendwirkung der PV Anlage Pollanten wurden insgesamt 3 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte auf der NM2 sowie 1 Messpunkt im Bereich von umliegenden Gebäuden. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich im Anhang. Weitere Standorte an Gebäuden wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potenzielle Reflexionen zu erwarten sind.

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

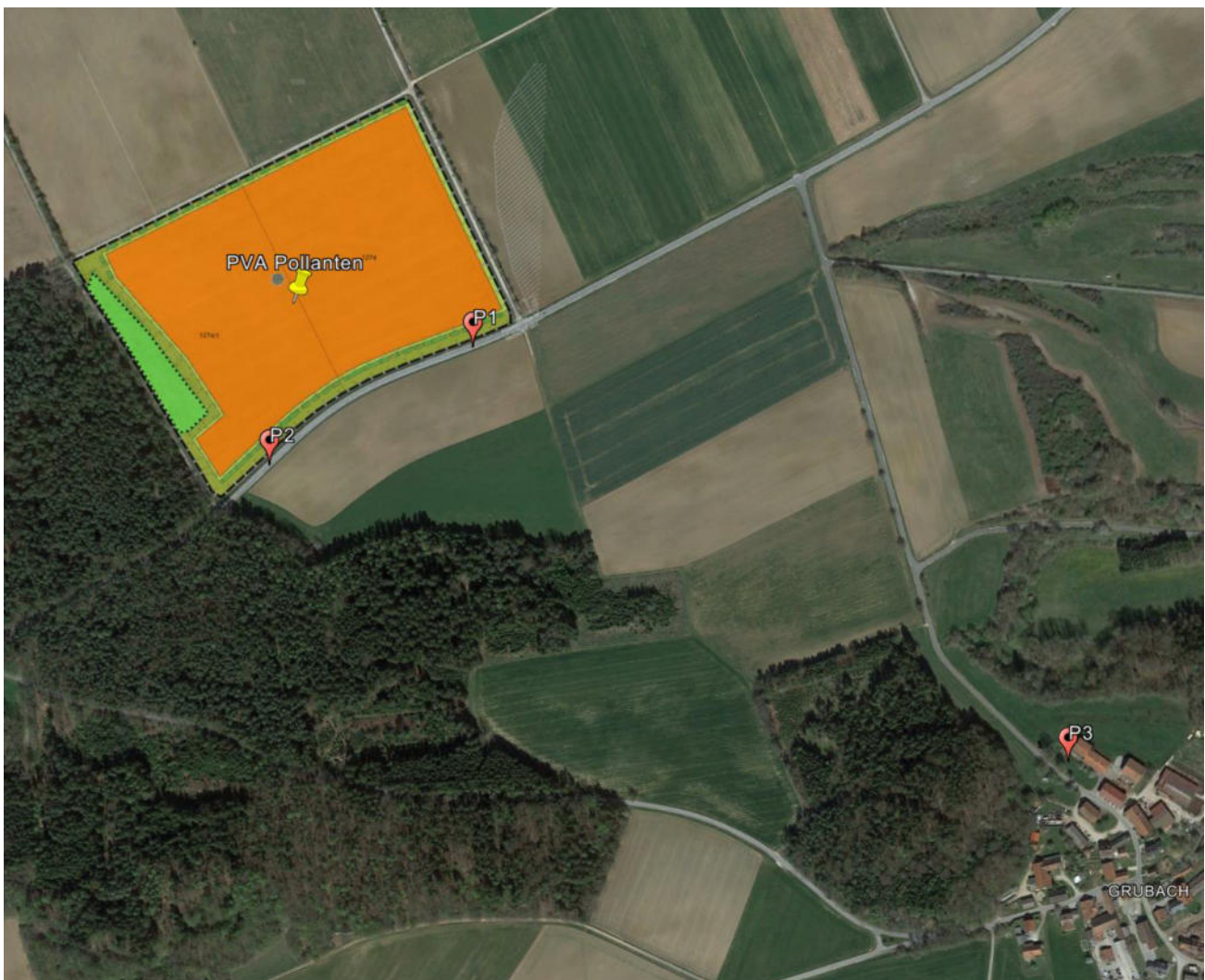


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die gewählten Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)



### 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>10</sup> allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der 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>11</sup> basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories<sup>12</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>10</sup> Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

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

<sup>12</sup> Solar Glare Hazard Analysis Tool ("SGHAT") der Sandia National Laboratories: <https://www.sandia.gov/glare-tools>

## Sonstige Einflüsse

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

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

In der Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY<sup>13</sup>) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2021 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>14</sup> von ca. 68 % 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 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.

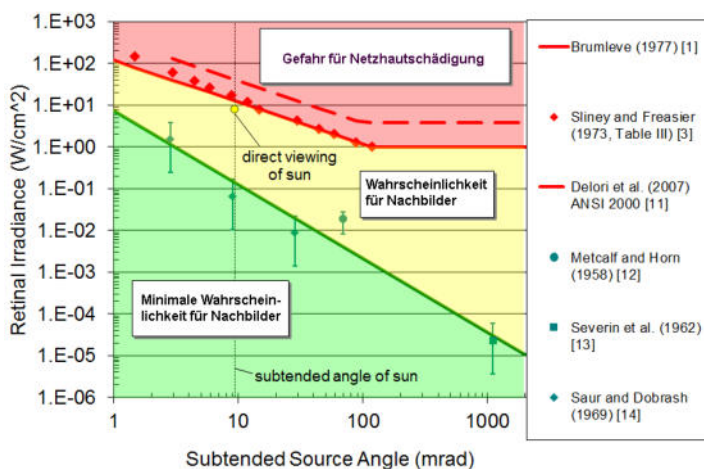


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

<sup>14</sup> DWD Service: [https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm\\_int\\_cfc.html](https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html)

Bild: [https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc\\_eude\\_cen\\_cfc\\_mean\\_2021\\_17.png](https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2021_17.png)



## 4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der PV Anlage Pollanten wird für 3 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 vor 6 Uhr morgens auftreten, sind 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 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/Hinweisen zu verwenden.

Individuelle Ausführungen erfolgen im weiteren Abschnitt gesondert für die jeweiligen Messpunkte.

**Tabelle 2: Potenzielle Blendwirkung an den jeweiligen Messpunkten** [Kategorie ■, Minuten pro Jahr]

Messpunkt	PV Feld
P1 NM2 südöstlich	1848 <sup>WG</sup>
P2 NM2 südlich	2457 <sup>WG</sup>
P3 Gebäude südöstlich	— <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.

Hinweis:

Die Simulation wurde zusätzlich in einer Variante mit 15° Modulneigung durchgeführt und es zeigen sich an einzelnen Immissionsorten erwartungsgemäß leicht abweichende Minutenwerte. Insgesamt sind die Abweichungen allerdings vernachlässigbar und daher kann die geplante PV Anlage mit einer Modulneigung zwischen 15° und 20° realisiert werden. Die weiteren Ausführungen beziehen sich auf die Variante mit 20° Modulneigung wie in Tabelle 1 beschrieben.

#### 4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, NM2 südöstlich

Am Messpunkt P1 auf der NM2 können theoretisch in geringem Umfang Reflexionen durch die PV auftreten. Diese können zwischen dem 24. April - 18. August zwischen 19:17 - 19:49 Uhr für 5 bis max. 20 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel der Reflexionen liegen bei der Fahrt Richtung Südwesten mit ca.  $+42^\circ$  bis  $+65^\circ$  rechts (westlich) allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ , 100 m Sichtweite) und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar Blendwirkung durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist nicht beeinträchtigt.

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

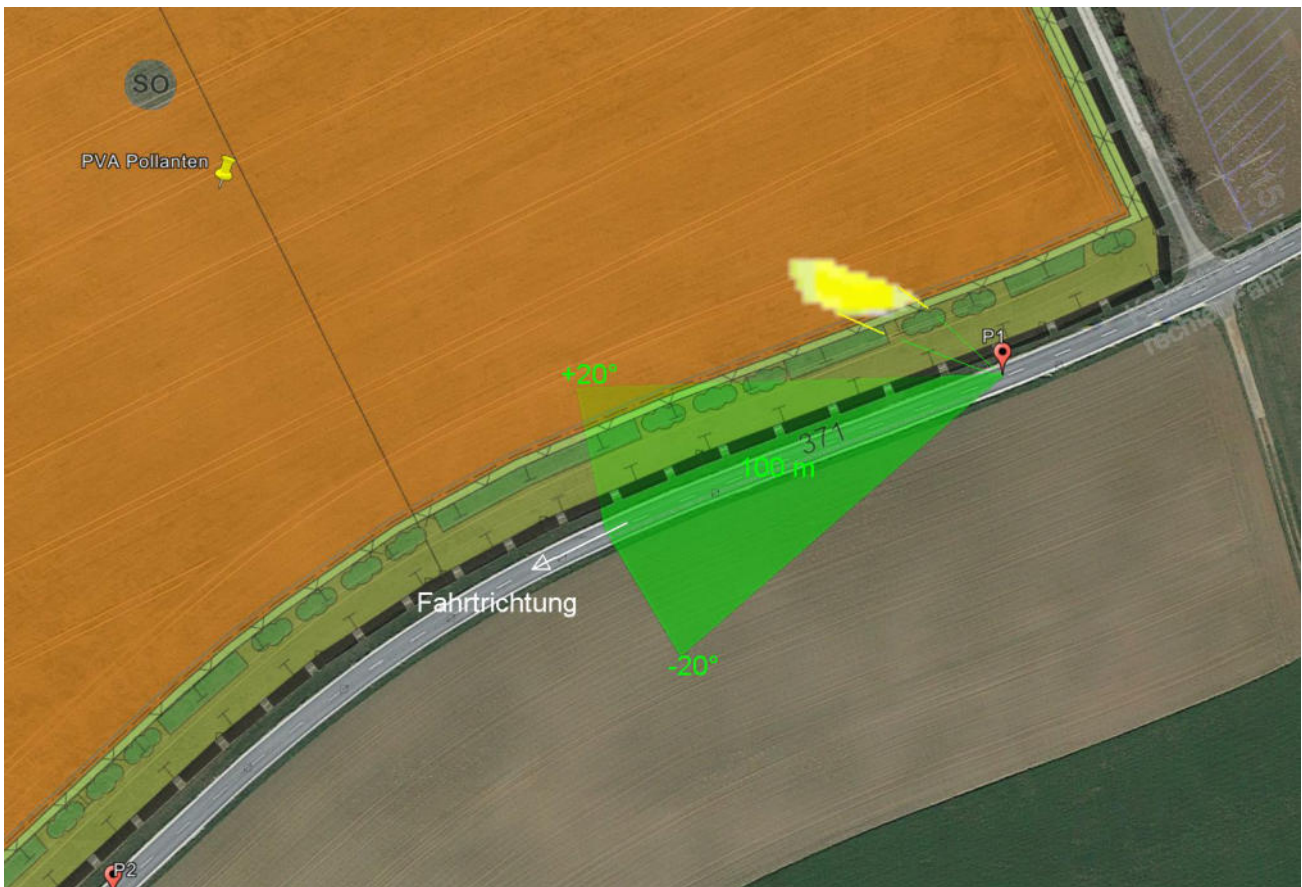


Bild 4.1.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

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

Lt. Planungsunterlagen ist an Geländegrenze eine Begrünung geplant, sodass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.



## 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, NM2 südlich

Am Messpunkt P2 auf der NM2 können theoretisch in geringem Umfang Reflexionen durch die PV auftreten. Diese können zwischen dem 24. April - 18. August zwischen 19:17 - 19:54 Uhr für 5 bis max. 26 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel der Reflexionen liegen bei der Fahrt Richtung Südwesten mit  $+72^\circ$  bis  $+86^\circ$  rechts (westlich) allerdings auch hier deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Bei der Fahrt Richtung Nordosten sind die Einfallswinkel nochmals größer und daher nochmals weniger relevant. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz können zu keiner Zeit Reflexionen den Rückspiegel<sup>15</sup> erreichen.

Eine Beeinträchtigung oder gar Blendwirkung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist nicht beeinträchtigt.

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

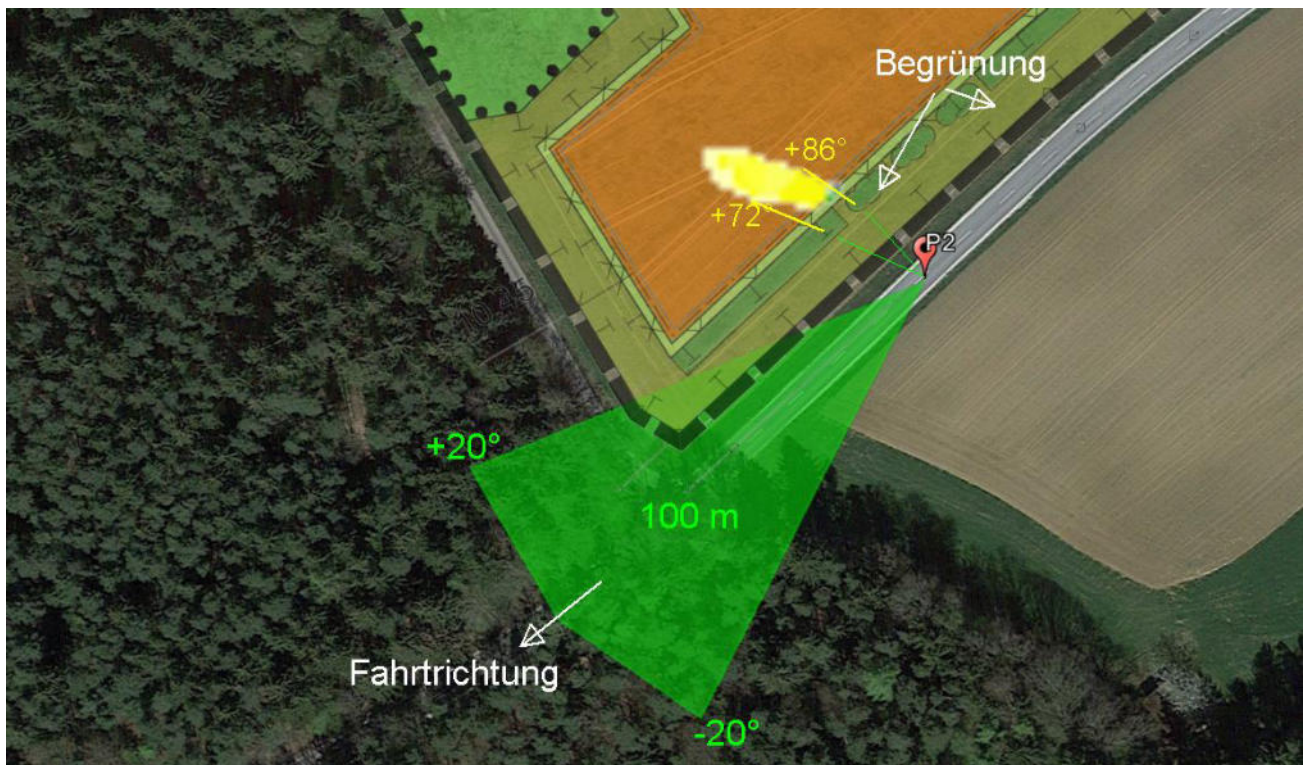


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

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

Auch in diesem Abschnitt ist an Geländegrenze eine Begrünung geplant, sodass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.

<sup>15</sup> Es gibt keine konkreten Vorgaben für den Sichtwinkel von Seiten- und Rückspiegeln, lediglich unkonkrete Formulierungen, dass diese eine "ausreichende Sicht" oder ein "angemessenes Sichtfeld" ermöglichen sollen. Daher wird der Sichtwinkel hier mit  $\pm 5^\circ$  zur Fahrtrichtung definiert. Überwiegend ist der Sichtwinkel durch die Größe der Heckscheibe bzw. die C-Säule begrenzt.



### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude südwestlich

Messpunkt P3 im Bereich der Gebäude der Ortschaft Grubach wurde zu Kontrollzwecken untersucht aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden kann.

Darüber hinaus zeigt die Analyse des Geländeverlaufes, dass die PV Anlage ohnehin nicht einsehbar in einer sehr großen Entfernung von ca. 830 m – 980 m liegt. Die folgende Skizze zeigt den Geländeverlauf zwischen Messpunkt P3 und der PV Anlage und verdeutlicht, dass die PV Fläche ca. 20 m oberhalb von Messpunkt P3 liegt, nicht einsehbar hinter einer Anhöhe.

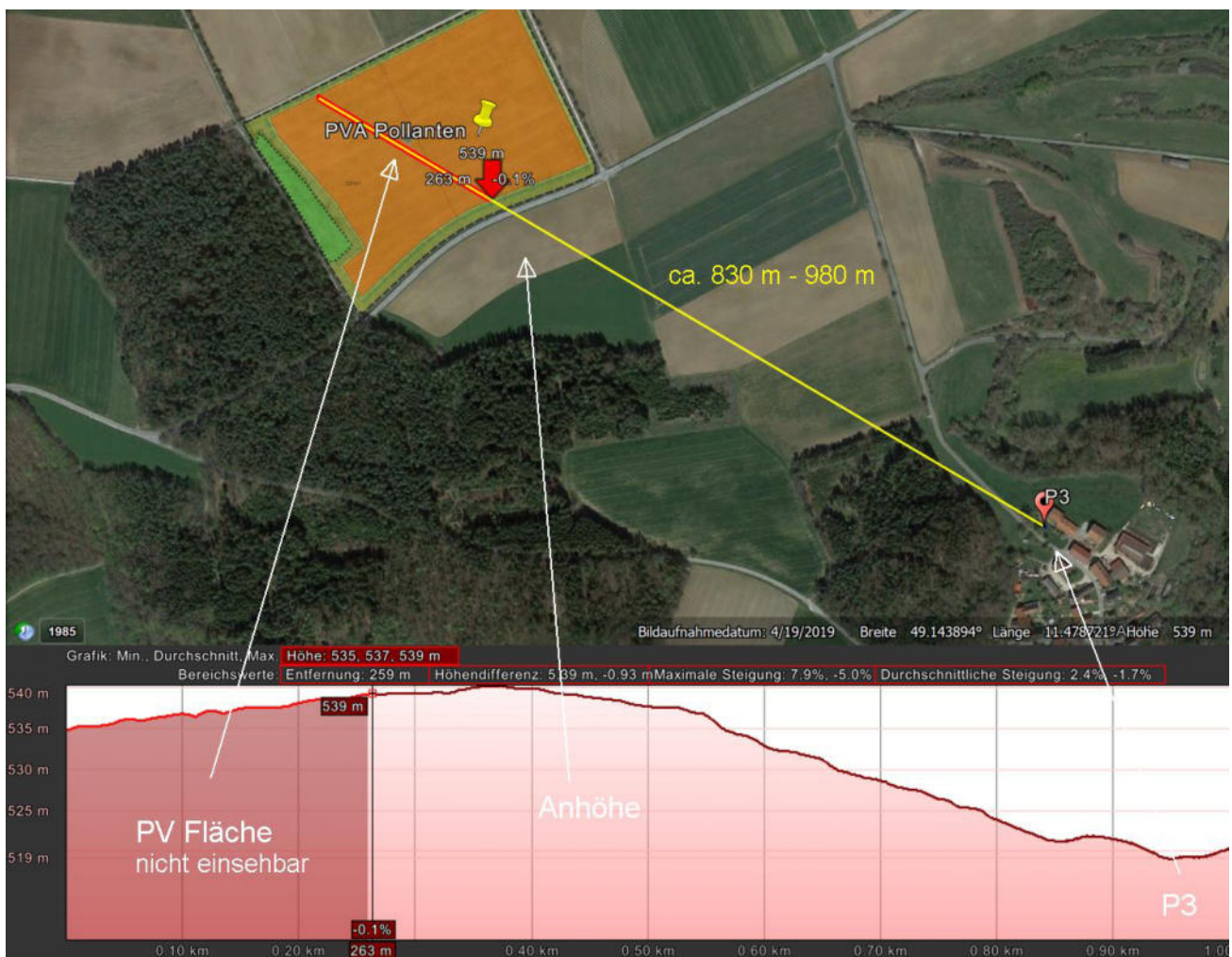


Bild 4.3.1: Höhenverlauf zwischen Messpunkt P3 und der PV Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potenzielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Pollanten kann als „geringfügig“ klassifiziert<sup>16</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 Pollanten mit dem Einsatz von PV Modulen mit Anti-Reflexionsschicht die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potenziellen Reflexionen vorgesehen.

Für die hier betrachtete PV Anlage wurden verschiedene Simulationen durchgeführt, u.a. mit unterschiedlichen Modulneigungen und Ausrichtung der Anlage. Erwartungsgemäß zeigen sich an einzelnen Immissionsorten leicht abweichende Ergebnisse, die Ausführungen zu den jeweiligen Messpunkten sind dennoch gültig. Die PV Anlage kann demnach mit einer Modulneigung zwischen 15° - 20° errichtet werden.

Die Analyse von 3 exemplarisch gewählten Messpunkten im Umfeld der PV Flächen zeigt im Verlauf der NM2 nur geringfügige Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen zu vernachlässigen. Lt. Planungsunterlagen ist an Gelendegrenze eine Begrünung geplant, sodass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht.

Im Bereich der umliegenden Gebäude sind aufgrund der sehr großen Entfernung und insbesondere aufgrund des Geländeverlaufes keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch Reflexionen im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden. Im weiteren Umfeld sind keine relevanten Gebäude und schutzwürdige Zonen vorhanden.

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

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 18.10.2023

  
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

<sup>16</sup> Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse







# Vertex N

**BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE**

PRODUCT: TSM-NEG19RC.20

POWER RANGE: 580-605W

## 605W

MAXIMUM POWER OUTPUT

## 0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

## 22.4%

MAXIMUM EFFICIENCY



### High customer value

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



### High power up to 605W

- Up to 22.4% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



### High reliability

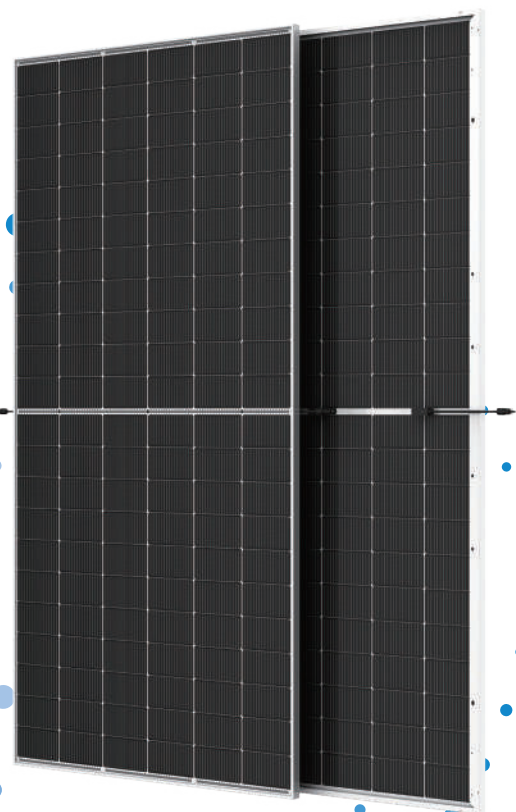
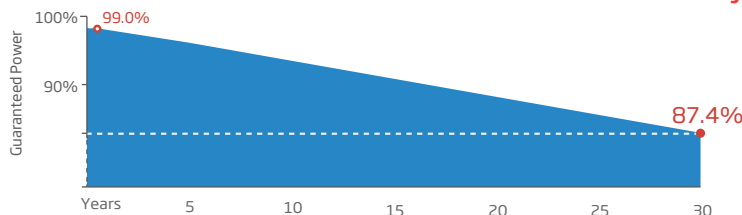
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive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



### High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.30%) and operating temperature
- Up to 30% additional power gain from back side depending on albedo

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



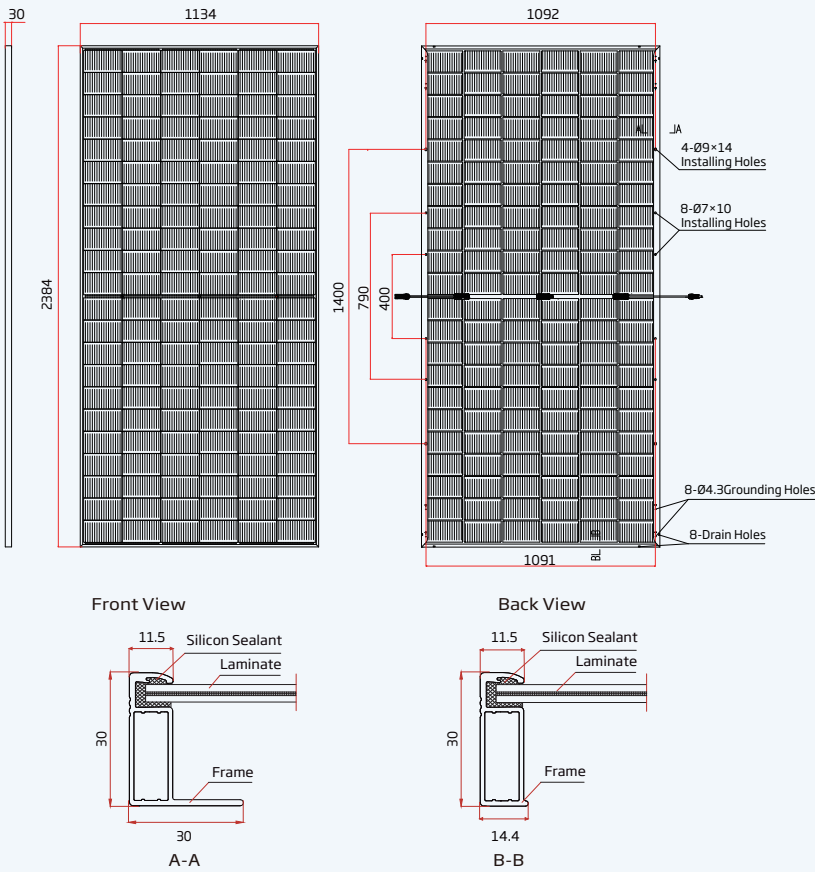
### Comprehensive Products and System Certificates



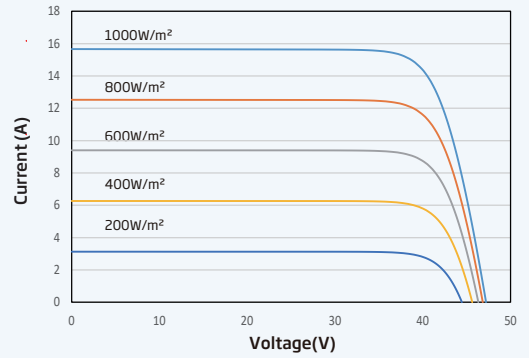
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730  
 ISO 9001: Quality Management System  
 ISO 14001: Environmental Management System  
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification  
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



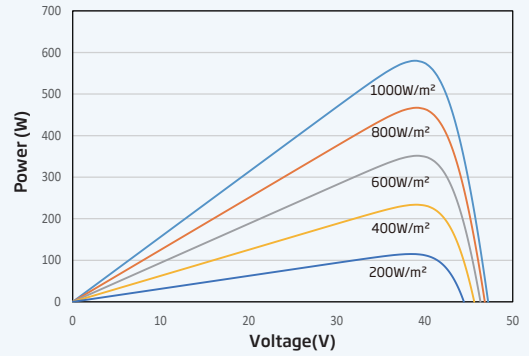
**DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)**



**I-V CURVES OF PV MODULE(595 W)**



**P-V CURVES OF PV MODULE(595 W)**



**ELECTRICAL DATA (STC)**

Peak Power Watts - P <sub>MAX</sub> (Wp)*	580	585	590	595	600	605
Power Tolerance - P <sub>MAX</sub> (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage - V <sub>MPP</sub> (V)	39.2	39.5	39.7	40.0	40.3	40.5
Maximum Power Current - I <sub>MPP</sub> (A)	14.79	14.82	14.86	14.89	14.91	14.94
Open Circuit Voltage - V <sub>OC</sub> (V)	47.2	47.5	47.8	48.1	48.4	48.7
Short Circuit Current - I <sub>SC</sub> (A)	15.65	15.68	15.72	15.76	15.80	15.83
Module Efficiency η <sub>m</sub> (%)	21.5	21.6	21.8	22.0	22.2	22.4

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

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

Total Equivalent power - P <sub>MAX</sub> (Wp)	626	632	637	643	648	653
Maximum Power Voltage - V <sub>MPP</sub> (V)	39.2	39.5	39.7	40.0	40.3	40.5
Maximum Power Current - I <sub>MPP</sub> (A)	15.97	16.01	16.05	16.08	16.10	16.14
Open Circuit Voltage - V <sub>OC</sub> (V)	47.2	47.5	47.8	48.1	48.4	48.7
Short Circuit Current - I <sub>SC</sub> (A)	16.90	16.93	16.98	17.02	17.06	17.10
Irradiance ratio (rear/front)	10%					

Power Bifaciality: 80±5%.

**ELECTRICAL DATA (NOCT)**

Maximum Power - P <sub>MAX</sub> (Wp)	442	446	450	454	458	461
Maximum Power Voltage - V <sub>MPP</sub> (V)	36.8	37.1	37.3	37.6	37.8	38.0
Maximum Power Current - I <sub>MPP</sub> (A)	12.00	12.02	12.05	12.08	12.12	12.14
Open Circuit Voltage - V <sub>OC</sub> (V)	44.7	45.0	45.3	45.6	45.9	46.1
Short Circuit Current - I <sub>SC</sub> (A)	12.61	12.64	12.67	12.70	12.73	12.76

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

**MECHANICAL DATA**

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1134×30 mm (93.86×44.65×1.18 inches)
Weight	33.1kg (72.97lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/POE
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	30mm(1.18 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

\*Please refer to regional datasheet for specified connector.

**TEMPERATURE RATINGS**

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P <sub>MAX</sub>	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of V <sub>OC</sub>	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of I <sub>SC</sub>	0.04%/°C

**MAXIMUM RATINGS**

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

**WARRANTY**

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

(Please refer to product warranty for details)

**PACKAGING CONFIGURATION**

- Modules per box: 36 pieces
- Modules per 40' container: 720 pieces

# Pollanten

## Pollanten

**Created** Oct 18, 2023  
**Updated** Oct 18, 2023  
**Time-step** 1 minute  
**Timezone offset** UTC+2  
**Minimum sun altitude** 8.0 deg  
**Site ID** 103321.17988

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



### Misc. Analysis Settings

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

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

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld	20.0	180.0	4,643	4,332	-



# Component Data

## PV Array(s)

Total PV footprint area: 76,026 m<sup>2</sup>

**Name:** PV Feld  
**Footprint area:** 76,026 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	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.144837	11.474742	533.74	2.00	535.74
2	49.146205	11.479001	537.77	2.00	539.77
3	49.144303	11.480353	537.06	2.00	539.06
4	49.143742	11.478336	539.23	2.00	541.23
5	49.143349	11.477446	538.77	2.00	540.77
6	49.142696	11.476458	537.78	2.00	539.78
7	49.143131	11.476051	537.23	2.00	539.23
8	49.143286	11.476416	537.03	2.00	539.03
9	49.143819	11.476029	536.42	2.00	538.42
10	49.144367	11.475300	535.49	2.00	537.49

## Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	49.143995	11.480006	539.05	2.00	541.05
OP 2	49.142889	11.477120	539.00	2.00	541.00
OP 3	49.140175	11.488575	521.77	2.00	523.77

## Obstruction Components

**Name:** Hecke  
**Upper edge height:** 2.0 m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	49.142671	11.476514	538.17
2	49.143246	11.477426	538.95
3	49.143674	11.478273	539.19
4	49.143990	11.479469	539.16
5	49.144211	11.480339	537.47

# 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	20.0	180.0	4,643	4,332	-	

## 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 (green)	0	0	0	0	236	304	324	29	0	0	0	0
pv-feld (yellow)	0	0	0	56	7	28	12	58	0	0	0	0

# PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

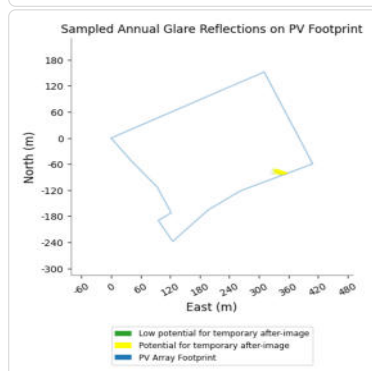
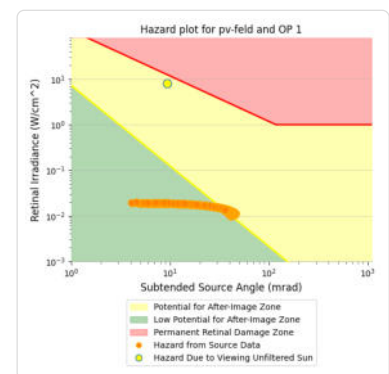
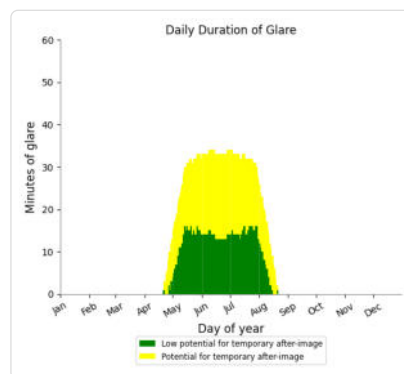
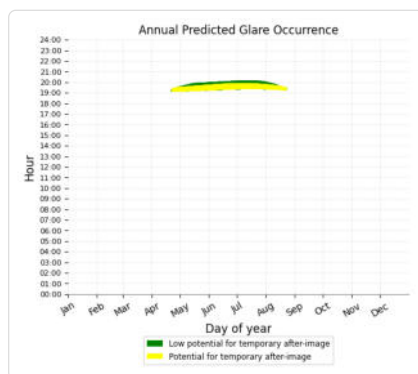
## PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	1376	1860
OP: OP 2	884	2472
OP: OP 3	2383	0

## PV Feld: OP 1

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

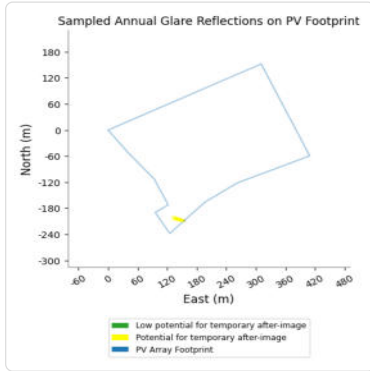
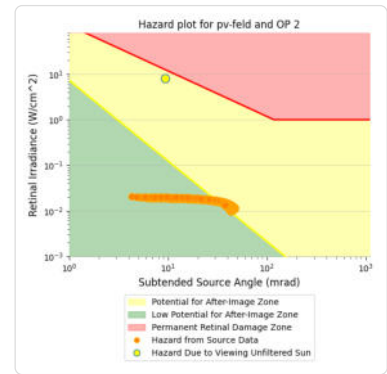
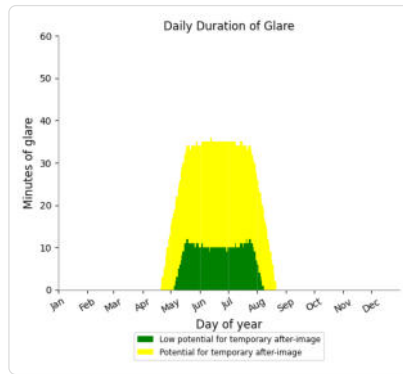
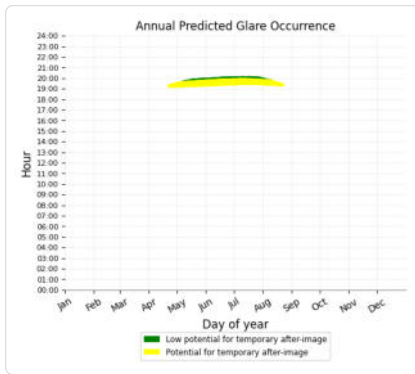
- 1,376 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,860 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld: OP 2

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

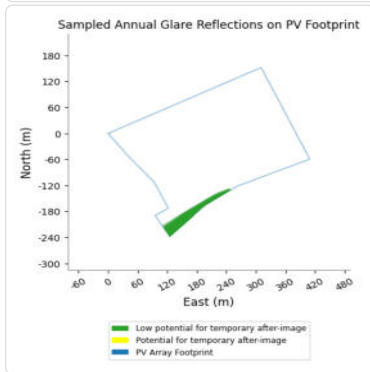
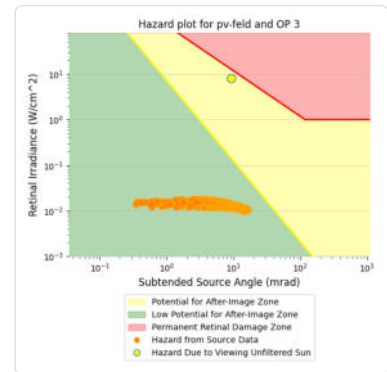
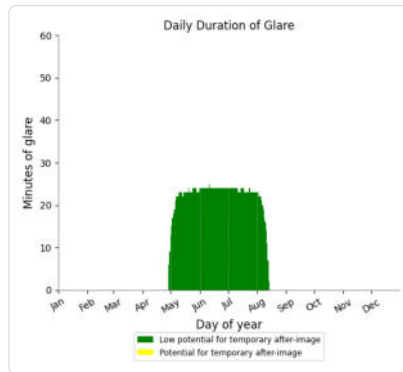
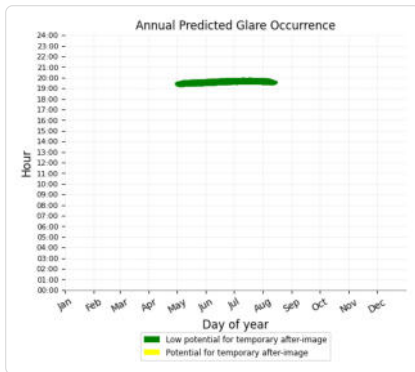
- 884 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,472 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld: OP 3

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

- 2,383 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.





# Assumptions

---

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

	Corneal Irradiance	DNI (W/m <sup>2</sup> )	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	Minuten	Anzahl Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
2023-04-21 19:17:00	0,008329	637,5195	1	0,369411	0,013358	0,03518	8,1	278,4	-0,979	0,144	0,141	0,979	-0,201	0,015		22. Apr.	2	19:18	19:19	
2023-04-22 19:17:00	0,008226	640,3699	1	0,362937	0,013182	0,035248	8,3	278,6	-0,978	0,148	0,145	0,978	-0,207	0,016		23. Apr.	3	19:18	19:20	
2023-04-22 19:18:00	0,008466	638,5218	2	0,371206	0,013444	0,036099	8,2	278,8	-0,978	0,151	0,142	0,978	-0,207	0,012		24. Apr.	5	19:18	19:22	
2023-04-22 19:19:00	0,008663	636,6699	2	0,37966	0,013171	0,036409	8	279	-0,978	0,155	0,14	0,978	-0,208	0,008		25. Apr.	6	19:18	19:23	
2023-04-23 19:18:00	0,008365	641,3653	2	0,364762	0,013269	0,036192	8,4	279	-0,977	0,155	0,147	0,977	-0,213	0,013		26. Apr.	8	19:17	19:24	
2023-04-23 19:19:00	0,008584	639,528	2	0,373061	0,013532	0,036768	8,3	279,2	-0,977	0,158	0,144	0,977	-0,214	0,009		27. Apr.	8	19:18	19:25	
2023-04-23 19:20:00	0,00874	637,687	2	0,381544	0,0138	0,036615	8,1	279,4	-0,977	0,162	0,141	0,977	-0,215	0,004		28. Apr.	9	19:18	19:26	
2023-04-24 19:18:00	0,008244	642,597	2	0,358502	0,013066	0,036267	8,7	279,3	-0,976	0,159	0,151	0,976	-0,219	0,014		29. Apr.	9	19:18	19:26	
2023-04-24 19:19:00	0,008478	640,7665	2	0,366649	0,013325	0,03704	8,5	279,4	-0,976	0,162	0,148	0,976	-0,22	0,009		30. Apr.	10	19:18	19:27	
2023-04-24 19:20:00	0,008649	638,9324	2	0,374977	0,013589	0,037074	8,4	279,6	-0,975	0,165	0,146	0,976	-0,22	0,005		1. Mai.	11	19:18	19:28	
2023-04-24 19:21:00	0,008778	637,0946	2	0,383491	0,013857	0,036632	8,2	279,8	-0,975	0,169	0,143	0,975	-0,221	0,001		2. Mai.	11	19:17	19:27	
2023-04-24 19:22:00	0,008881	635,2532	2	0,392195	0,014131	0,035906	8,1	280	-0,975	0,172	0,14	0,975	-0,222	-0,003		3. Mai.	11	19:18	19:28	
2023-04-25 19:18:00	0,008144	645,4186	2	0,35242	0,012901	0,036323	9	279,5	-0,974	0,163	0,156	0,974	-0,225	0,015		4. Mai.	11	19:18	19:28	
2023-04-25 19:19:00	0,008381	643,6025	2	0,36042	0,013157	0,03715	8,8	279,7	-0,974	0,166	0,153	0,974	-0,225	0,01		5. Mai.	12	19:18	19:29	
2023-04-25 19:20:00	0,008576	641,7827	2	0,368598	0,013417	0,037464	8,6	279,9	-0,974	0,169	0,15	0,974	-0,226	0,006		6. Mai.	12	19:18	19:29	
2023-04-25 19:21:00	0,008718	639,9593	2	0,376958	0,013683	0,037173	8,5	280	-0,974	0,172	0,147	0,974	-0,227	0,002		7. Mai.	13	19:18	19:30	
2023-04-25 19:22:00	0,008829	638,1323	2	0,385503	0,013953	0,036535	8,3	280,2	-0,974	0,176	0,145	0,974	-0,227	-0,002		8. Mai.	12	19:19	19:30	
2023-04-25 19:23:00	0,008922	636,3017	2	0,394239	0,014228	0,035697	8,1	280,4	-0,974	0,179	0,142	0,974	-0,228	-0,006		9. Mai.	13	19:19	19:31	
2023-04-26 19:17:00	0,008069	650,0187	2	0,346514	0,012775	0,036363	9,2	279,7	-0,973	0,166	0,16	0,973	-0,23	0,016		10. Mai.	14	19:19	19:32	
2023-04-26 19:18:00	0,008307	648,2204	2	0,354371	0,013029	0,03723	9	279,9	-0,973	0,17	0,157	0,973	-0,231	0,011		11. Mai.	14	19:19	19:32	
2023-04-26 19:19:00	0,008523	646,4185	2	0,362403	0,013287	0,037788	8,9	280,1	-0,973	0,173	0,154	0,973	-0,232	0,007		12. Mai.	14	19:19	19:32	
2023-04-26 19:20:00	0,008679	644,6129	2	0,370613	0,01355	0,037656	8,7	280,3	-0,973	0,176	0,152	0,973	-0,232	0,003		13. Mai.	15	19:19	19:33	
2023-04-26 19:21:00	0,008799	642,8038	2	0,379005	0,013818	0,03712	8,6	280,4	-0,972	0,179	0,149	0,972	-0,233	-0,001		14. Mai.	14	19:20	19:33	
2023-04-26 19:22:00	0,008899	640,991	2	0,387583	0,014091	0,036356	8,4	280,6	-0,972	0,182	0,146	0,972	-0,234	-0,005		15. Mai.	14	19:20	19:34	
2023-04-26 19:23:00	0,008984	639,1747	2	0,396351	0,014369	0,035426	8,2	280,8	-0,972	0,186	0,143	0,972	-0,234	-0,01		16. Mai.	15	19:20	19:34	
2023-04-26 19:24:00	0,009056	637,3548	2	0,405313	0,014652	0,034356	8,1	281	-0,972	0,189	0,141	0,972	-0,235	-0,014		17. Mai.	16	19:20	19:35	
2023-04-27 19:17:00	0,007971	652,7871	1	0,34078	0,012617	0,036387	9,5	279,9	-0,972	0,17	0,164	0,972	-0,236	0,016		18. Mai.	16	19:20	19:35	
2023-04-27 19:18:00	0,00821	651,0029	2	0,348498	0,012868	0,037293	9,3	280,1	-0,972	0,173	0,161	0,972	-0,237	0,012		19. Mai.	17	19:20	19:36	
2023-04-27 19:19:00	0,008441	649,215	2	0,356387	0,013123	0,038036	9,1	280,3	-0,971	0,176	0,159	0,971	-0,237	0,008		20. Mai.	16	19:21	19:36	
2023-04-27 19:20:00	0,008611	647,4236	2	0,364452	0,013383	0,038074	9	280,5	-0,971	0,18	0,156	0,971	-0,238	0,004		21. Mai.	16	19:21	19:36	
2023-04-27 19:21:00	0,008742	645,6285	2	0,372695	0,013648	0,03766	8,8	280,7	-0,971	0,183	0,153	0,971	-0,239	0		22. Mai.	17	19:21	19:37	
2023-04-27 19:22:00	0,008848	643,8299	2	0,381112	0,013917	0,036974	8,6	280,9	-0,971	0,186	0,15	0,971	-0,239	-0,004		23. Mai.	17	19:21	19:37	
2023-04-27 19:23:00	0,008939	642,0277	2	0,389732	0,014192	0,036109	8,5	281	-0,971	0,189	0,148	0,971	-0,24	-0,009		24. Mai.	17	19:21	19:37	
2023-04-27 19:24:00	0,009016	640,222	2	0,398533	0,014472	0,0351	8,3	281,2	-0,971	0,193	0,145	0,971	-0,241	-0,013		25. Mai.	18	19:21	19:38	
2023-04-27 19:25:00	0,009082	638,4127	2	0,40753	0,014756	0,033961	8,2	281,4	-0,97	0,196	0,142	0,97	-0,241	-0,017		26. Mai.	18	19:21	19:38	
2023-04-27 19:26:00	0,009138	636,5999	1	0,416724	0,015047	0,032708	8	281,6	-0,97	0,199	0,139	0,97	-0,242	-0,021		27. Mai.	17	19:22	19:38	
2023-04-28 19:18:00	0,008095	652,2407	2	0,342797	0,012681	0,037342	9,5	280,3	-0,97	0,177	0,166	0,97	-0,242	0,013		28. Mai.	18	19:22	19:39	
2023-04-28 19:19:00	0,008327	650,4595	2	0,350548	0,012933	0,038137	9,4	280,5	-0,97	0,18	0,163	0,97	-0,243	0,009		29. Mai.	18	19:23	19:40	
2023-04-28 19:20:00	0,00852	648,6748	2	0,358471	0,013189	0,038431	9,2	280,7	-0,97	0,183	0,16	0,97	-0,243	0,005		30. Mai.	18	19:23	19:40	
2023-04-28 19:21:00	0,008662	646,8864	2	0,366569	0,01345	0,038156	9,1	280,9	-0,97	0,186	0,157	0,97	-0,244	0,001		31. Mai.	18	19:23	19:40	
2023-04-28 19:22:00	0,008775	645,0945	2	0,374846	0,013715	0,037551	8,9	281,1	-0,97	0,19	0,155	0,97	-0,245	-0,003		1. Jun.	19	19:23	19:41	
2023-04-28 19:23:00	0,00887	643,2991	2	0,383306	0,013986	0,036753	8,7	281,3	-0,969	0,193	0,152	0,969	-0,245	-0,008		2. Jun.	19	19:23	19:41	
2023-04-28 19:24:00	0,008953	641,5001	2	0,391952	0,014261	0,035803	8,6	281,4	-0,969	0,196	0,149	0,969	-0,246	-0,012		3. Jun.	19	19:23	19:41	
2023-04-28 19:25:00	0,009023	639,6976	2	0,400789	0,014542	0,034724	8,4	281,6	-0,969	0,199	0,146	0,969	-0,247	-0,016		4. Jun.	19	19:23	19:41	
2023-04-28 19:26:00	0,009083	637,8915	2	0,409821	0,014827	0,033524	8,3	281,8	-0,969	0,202	0,144	0,969	-0,247	-0,02		5. Jun.	19	19:25	19:43	
2023-04-28 19:27:00	0,009134	636,082	1	0,419051	0,015118	0,032224	8,1	282	-0,968	0,206	0,141	0,968	-0,248	-0,024		6. Jun.	19	19:25	19:43	
2023-04-29 19:18:00	0,008001	655,0043	2	0,337264	0,01253	0,037376	9,8	280,5	-0,969	0,18	0,17	0,969	-0,247	0,014		7. Jun.	19	19:25	19:43	
2023-04-29 19:19:00	0,008234	653,237	2	0,344882	0,012778	0,038209	9,6	280,7	-0,969	0,184	0,167	0,969	-0,248	0,01		8. Jun.	19	19:25	19:43	
2023-04-29 19:20:00	0,008445	651,4662	2	0,352667	0,013031	0,038728	9,5	280,9	-0,969	0,187	0,164	0,969	-0,249	0,006		9. Jun.	19	19:25	19:43	

Minuten	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1
20	1848	19:17	19:49	
<b>Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 1:</b> 1848 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 1329 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 519 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 20 Minuten pro Tag (Max)				
Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 3237 Einträgen /-1376): 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)				

**Potentielle Reflexionen**  
Max. Minuten pro Tag



	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
2023-04-21 19:17:00	0,008519	637,5195	2	0,369411	0,013358	0,037262	8,1	278,4	-0,979	0,144	0,141	0,979	-0,201	0,015	21. Apr.	1	19:17	19:17	
2023-04-22 19:17:00	0,008421	640,3699	2	0,362937	0,013182	0,037409	8,3	278,6	-0,978	0,148	0,145	0,978	-0,207	0,016	22. Apr.	3	19:17	19:19	
2023-04-22 19:18:00	0,008634	638,5218	2	0,371206	0,013444	0,037905	8,2	278,8	-0,978	0,151	0,142	0,978	-0,207	0,012	23. Apr.	3	19:18	19:20	
2023-04-22 19:19:00	0,008843	636,6699	2	0,37966	0,013171	0,038291	8	279	-0,978	0,155	0,14	0,978	-0,208	0,008	24. Apr.	5	19:18	19:22	
2023-04-23 19:18:00	0,008538	641,3653	2	0,364762	0,013269	0,038073	8,4	279	-0,977	0,155	0,147	0,977	-0,213	0,013	25. Apr.	6	19:18	19:23	
2023-04-23 19:19:00	0,008748	639,528	2	0,373061	0,013532	0,038498	8,3	279,2	-0,977	0,158	0,144	0,977	-0,214	0,009	26. Apr.	8	19:17	19:24	
2023-04-23 19:20:00	0,008953	637,687	2	0,381544	0,0138	0,03882	8,1	279,4	-0,977	0,162	0,141	0,977	-0,214	0,004	27. Apr.	10	19:17	19:26	
2023-04-24 19:18:00	0,008421	642,597	2	0,358502	0,013066	0,03822	8,7	279,3	-0,976	0,159	0,151	0,976	-0,219	0,014	28. Apr.	10	19:18	19:27	
2023-04-24 19:19:00	0,008632	640,7665	2	0,366649	0,013325	0,038684	8,5	279,4	-0,976	0,162	0,148	0,976	-0,22	0,009	29. Apr.	12	19:18	19:29	
2023-04-24 19:20:00	0,008837	638,9324	2	0,374977	0,013589	0,039043	8,4	279,6	-0,975	0,165	0,146	0,975	-0,22	0,005	30. Apr.	13	19:18	19:30	
2023-04-24 19:21:00	0,009038	637,0946	2	0,383491	0,013857	0,039302	8,2	279,8	-0,975	0,169	0,143	0,975	-0,221	0,001	1. Mai	15	19:18	19:32	
2023-04-24 19:22:00	0,009233	635,2532	2	0,392195	0,014131	0,039466	8,1	280	-0,975	0,172	0,14	0,975	-0,222	-0,003	2. Mai	16	19:17	19:32	
2023-04-25 19:18:00	0,008326	645,4186	2	0,35242	0,012901	0,038347	9	279,5	-0,974	0,163	0,156	0,974	-0,225	0,015	3. Mai	17	19:18	19:34	
2023-04-25 19:19:00	0,008538	643,6025	2	0,36042	0,013157	0,038849	8,8	279,7	-0,974	0,166	0,153	0,974	-0,225	0,01	4. Mai	18	19:18	19:35	
2023-04-25 19:20:00	0,008745	641,7827	2	0,368598	0,013417	0,039245	8,6	279,9	-0,974	0,169	0,15	0,974	-0,226	0,006	5. Mai	18	19:18	19:35	
2023-04-25 19:21:00	0,008947	639,9593	2	0,376958	0,013683	0,039541	8,5	280	-0,974	0,172	0,147	0,974	-0,227	0,002	6. Mai	19	19:18	19:36	
2023-04-25 19:22:00	0,009144	638,1323	2	0,385503	0,013953	0,039741	8,3	280,2	-0,974	0,176	0,145	0,974	-0,227	-0,002	7. Mai	19	19:18	19:36	
2023-04-25 19:23:00	0,009336	636,3017	2	0,394239	0,014228	0,039852	8,1	280,4	-0,974	0,179	0,142	0,974	-0,228	-0,006	8. Mai	19	19:19	19:37	
2023-04-26 19:17:00	0,008255	650,0187	2	0,346514	0,012775	0,038456	9,2	279,7	-0,973	0,166	0,16	0,973	-0,23	0,016	9. Mai	19	19:19	19:37	
2023-04-26 19:18:00	0,008468	648,2204	2	0,354371	0,013029	0,038995	9	279,9	-0,973	0,17	0,157	0,973	-0,231	0,011	10. Mai	20	19:19	19:38	
2023-04-26 19:19:00	0,008677	646,4185	2	0,362403	0,013287	0,039427	8,9	280,1	-0,973	0,173	0,154	0,973	-0,232	0,007	11. Mai	20	19:19	19:38	
2023-04-26 19:20:00	0,008882	644,6129	2	0,370613	0,01355	0,039757	8,7	280,3	-0,973	0,176	0,152	0,973	-0,232	0,003	12. Mai	21	19:19	19:39	
2023-04-26 19:21:00	0,009081	642,8038	2	0,379005	0,013818	0,039993	8,6	280,4	-0,972	0,179	0,149	0,972	-0,233	-0,001	13. Mai	21	19:19	19:39	
2023-04-26 19:22:00	0,009275	640,991	2	0,387583	0,014091	0,040139	8,4	280,6	-0,972	0,182	0,146	0,972	-0,234	-0,005	14. Mai	21	19:19	19:39	
2023-04-26 19:23:00	0,009449	639,1747	2	0,396351	0,014369	0,040054	8,2	280,8	-0,972	0,186	0,143	0,972	-0,234	-0,01	15. Mai	21	19:20	19:40	
2023-04-26 19:24:00	0,009585	637,3548	2	0,405313	0,014652	0,039581	8,1	281	-0,972	0,189	0,141	0,972	-0,235	-0,014	16. Mai	21	19:20	19:40	
2023-04-27 19:17:00	0,008161	652,7871	2	0,34078	0,012617	0,038548	9,5	279,9	-0,972	0,17	0,164	0,972	-0,236	0,016	17. Mai	22	19:20	19:41	
2023-04-27 19:18:00	0,008376	651,0029	2	0,348498	0,012868	0,039122	9,3	280,1	-0,972	0,173	0,161	0,972	-0,237	0,012	18. Mai	22	19:20	19:41	
2023-04-27 19:19:00	0,008586	649,215	2	0,356387	0,013123	0,03959	9,1	280,3	-0,971	0,176	0,159	0,971	-0,237	0,008	19. Mai	22	19:20	19:41	
2023-04-27 19:20:00	0,008791	647,4236	2	0,364452	0,013383	0,039953	9	280,5	-0,971	0,18	0,156	0,971	-0,238	0,004	20. Mai	23	19:20	19:42	
2023-04-27 19:21:00	0,008992	645,6285	2	0,372695	0,013648	0,040223	8,8	280,7	-0,971	0,183	0,153	0,971	-0,239	0	21. Mai	23	19:20	19:42	
2023-04-27 19:22:00	0,009188	643,8299	2	0,381112	0,013917	0,040402	8,6	280,9	-0,971	0,186	0,15	0,971	-0,239	-0,004	22. Mai	22	19:21	19:42	
2023-04-27 19:23:00	0,009373	642,0277	2	0,389732	0,014192	0,040437	8,5	281	-0,971	0,189	0,148	0,971	-0,24	-0,009	23. Mai	23	19:21	19:43	
2023-04-27 19:24:00	0,009517	640,222	2	0,398533	0,014472	0,040058	8,3	281,2	-0,971	0,193	0,145	0,971	-0,241	-0,013	24. Mai	23	19:21	19:43	
2023-04-27 19:25:00	0,009638	638,4127	2	0,40753	0,014756	0,039436	8,2	281,4	-0,97	0,196	0,142	0,97	-0,241	-0,017	25. Mai	23	19:21	19:43	
2023-04-27 19:26:00	0,009742	636,5999	2	0,416724	0,015047	0,038643	8	281,6	-0,97	0,199	0,139	0,97	-0,242	-0,021	26. Mai	23	19:21	19:43	
2023-04-28 19:18:00	0,008264	652,2407	2	0,342797	0,012681	0,039232	9,5	280,3	-0,97	0,177	0,166	0,97	-0,242	0,013	27. Mai	24	19:21	19:44	
2023-04-28 19:19:00	0,008475	650,4595	2	0,350548	0,012933	0,039734	9,4	280,5	-0,97	0,18	0,163	0,97	-0,243	0,009	28. Mai	24	19:21	19:44	
2023-04-28 19:20:00	0,008681	648,6748	2	0,358471	0,013189	0,040131	9,2	280,7	-0,97	0,183	0,16	0,97	-0,243	0,005	29. Mai	24	19:22	19:45	
2023-04-28 19:21:00	0,008882	646,8864	2	0,366569	0,01345	0,040433	9,1	280,9	-0,97	0,186	0,157	0,97	-0,244	0,001	30. Mai	23	19:23	19:45	
2023-04-28 19:22:00	0,009079	645,0945	2	0,374846	0,013715	0,040646	8,9	281,1	-0,97	0,19	0,155	0,97	-0,245	-0,003	31. Mai	24	19:23	19:46	
2023-04-28 19:23:00	0,00927	643,2991	2	0,383306	0,013986	0,040769	8,7	281,3	-0,969	0,193	0,152	0,969	-0,245	-0,008	1. Jun.	24	19:23	19:46	
2023-04-28 19:24:00	0,009424	641,5001	2	0,391952	0,014261	0,040496	8,6	281,4	-0,969	0,196	0,149	0,969	-0,246	-0,012	2. Jun.	24	19:23	19:46	
2023-04-28 19:25:00	0,009551	639,6976	2	0,400789	0,014542	0,039944	8,4	281,6	-0,969	0,199	0,146	0,969	-0,247	-0,016	3. Jun.	24	19:23	19:46	
2023-04-28 19:26:00	0,009661	637,8915	2	0,409821	0,014827	0,039212	8,3	281,8	-0,969	0,202	0,144	0,969	-0,247	-0,02	4. Jun.	24	19:23	19:46	
2023-04-28 19:27:00	0,009755	636,082	2	0,419051	0,015118	0,038333	8,1	282	-0,968	0,206	0,141	0,968	-0,248	-0,024	5. Jun.	25	19:24	19:48	
2023-04-29 19:18:00	0,008174	655,0043	2	0,337264	0,01253	0,039326	9,8	280,5	-0,969	0,18	0,17	0,969	-0,247	0,014	6. Jun.	25	19:24	19:48	
2023-04-29 19:19:00	0,008385	653,237	2	0,344882	0,012778	0,039861	9,6	280,7	-0,969	0,184	0,167	0,969	-0,248	0,01	7. Jun.	25	19:24	19:48	
2023-04-29 19:20:00	0,008592	651,4662	2	0,352667	0,013031	0,040291	9,5	280,9	-0,969	0,187	0,164	0,969	-0,249	0,006	8. Jun.	25	19:24	19:48	

Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2
26	2457	19:17	19:54	
<b>Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 2:</b> 2457 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 1743 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 714 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 26 Minuten pro Tag (Max)				
Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 3357 Einträgen /-884): 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)				

