

# SolPEG Blendgutachten

## Solarpark Schlettech 2

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage  
in der Nähe von Haßfurt in Unterfranken (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

🌐 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.....	6
<b>3</b>	<b>Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....</b>	<b>7</b>
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
<b>4</b>	<b>Ergebnisse .....</b>	<b>15</b>
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, HAS10 südlich .....	15
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, HAS23 östlich .....	16
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, HAS10, östlich.....	17
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude Industriegebiet südwestlich.....	19
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung der Ergebnisse.....</b>	<b>20</b>
<b>6</b>	<b>Schlussbemerkung .....</b>	<b>20</b>
<b>7</b>	<b>Anhang.....</b>	<b>21 - 37</b>

# SolPEG Blendgutachten

## Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Schlettech 2

### 1 Auftrag

#### 1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Schlettech 2“ für die Verkehrsteilnehmer der angrenzenden Straßen sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

#### 1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

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

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. 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 „Schlettech 2“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Verkehrsteilnehmer auf der HAS23 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 potentiellen 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 Licht-Leitlinie 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 Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet, ca. 2 km östlich von Haßfurt in Unterfranken (Bayern). Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen ca. 2 km östlich von Haßfurt in Unterfranken (Bayern). Die Flächen sind leicht abfallend nach Süden bzw. Südosten.
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">49.920°N, 10.264°O 225 m ü.N.N.</a>
Abstand zu umliegenden Straßen	ca. 40 m – 80 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 540 m (kleinste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

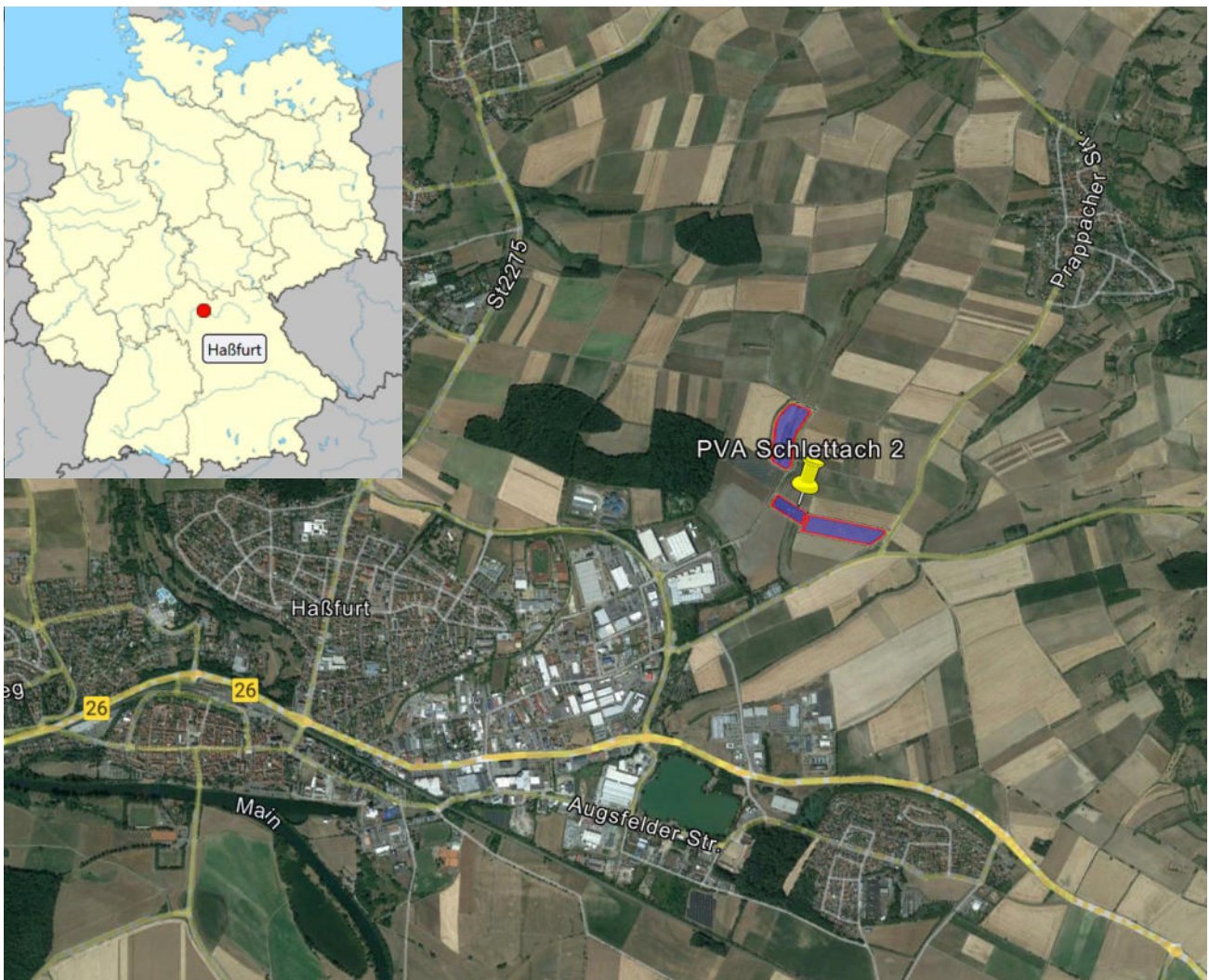


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)



Detailansicht der PV Anlage Schlettech 2 und Umgebung.



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

Detailansicht der PV Anlage Schlettech 2



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 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 Flächen und die Umgebung. Aufgrund des Strahlenganges gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude im Südwesten theoretisch von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Aufgrund der großen Entfernung von ca. 450 m sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen aber zu Kontrollzwecken wird der Standort dennoch analysiert. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden.



Bild 2.2.1: Gebäude südwestlich der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

### 3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

#### 3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im über-  
ragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als  
Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig<sup>2</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:

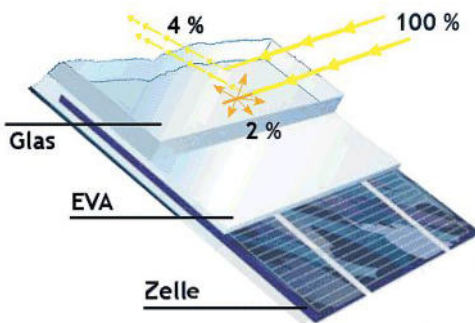


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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>2</sup> <https://oberlandesgericht-braunschweig.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>



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

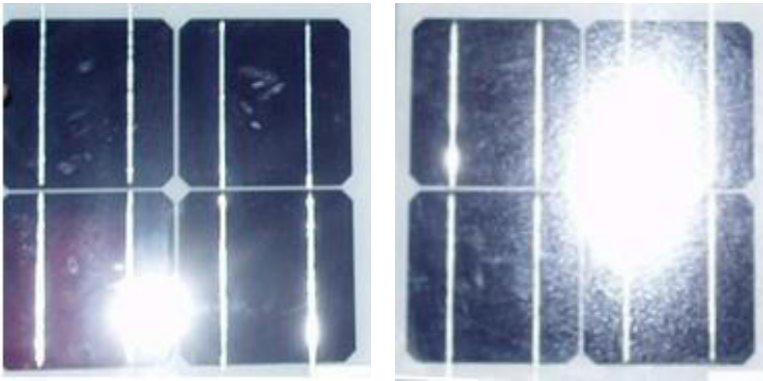


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

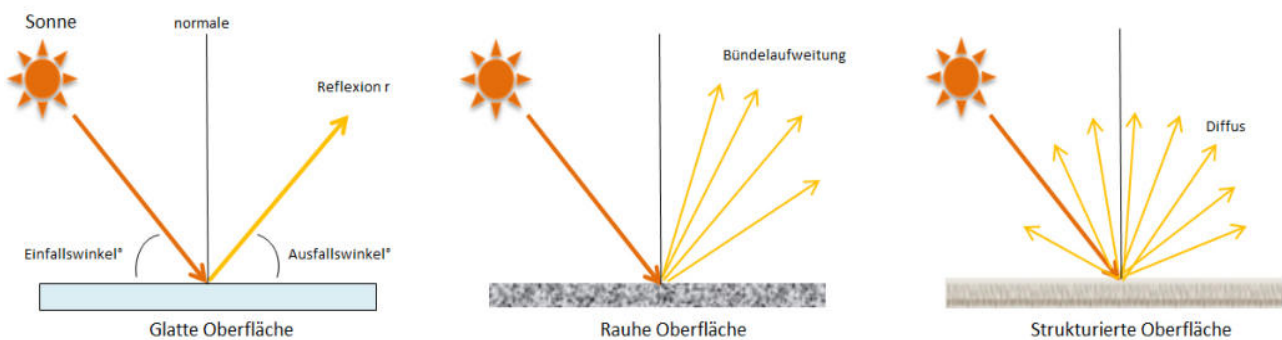


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. 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>3</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:

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

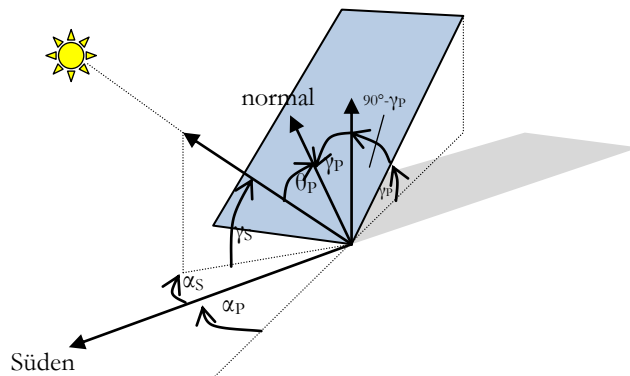


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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>4</sup> wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories<sup>5</sup>, New Mexico überprüft.

<sup>3</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>4</sup> Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

<sup>5</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 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.

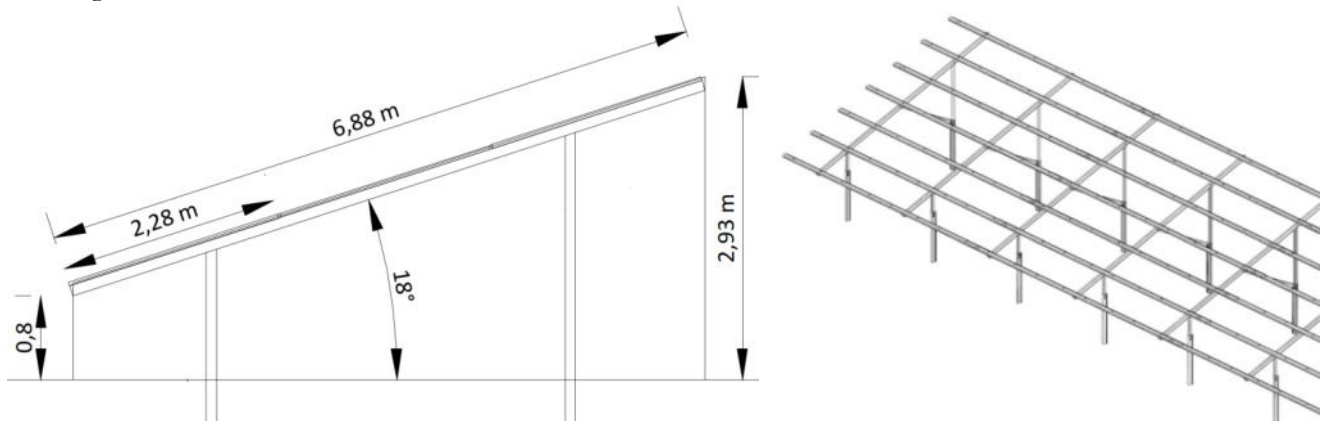


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

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

**Tabelle 2: Berechnungsparameter**

PV Modul	Trina Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	3 Module hochkant übereinander (3P)
Ausrichtung (Azimut)	180° 191°, 200° (Süden = 180°)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,8 m, max. 2,98 m
Anzahl Messpunkte gesamt	6 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte	2 m über Boden
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer <sup>6</sup>	Fahrtrichtung +/- 20°

<sup>6</sup> Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden.

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

### 3.5 Standorte für die Analyse

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

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Schlettech 2 wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 3 Messpunkte auf den Straßen HAS10 und HAS23 sowie je 1 Messpunkt im Bereich der südwestlich gelegenen Gebäude. Weitere Standorte an Gebäuden wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potentielle 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 belastigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt<sup>7</sup> allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

## Einfallswinkel der Reflexion

Die Fachliteratur enthält ebenfalls keine einheitlichen Aussagen zur Berechnung und Beurteilung der Blendwirkung von Fahrzeugführern durch reflektiertes Sonnenlicht und auch unter den Experten gibt es bislang keine einheitliche Meinung, ab welchem Winkel eine Reflexion bei Tageslicht als objektiv störend empfunden wird. Dies hängt u.a. mit den Abbildungseigenschaften des Auges zusammen wonach die Dichte der Helligkeitsrezeptoren (Zapfen) außerhalb des zentralen Schärfepunktes (Fovea Centralis) abnimmt.

Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel ab 20° zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Vor diesem Hintergrund ist in dieser Untersuchung der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

## Entfernung zur Immissionsquelle

Lt. Licht-Leitlinie "erfahren Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden, erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen. Lediglich bei ausgedehnten Photovoltaikparks **könnten** auch weiter entfernte Immissionsorte noch relevant sein."

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

<sup>7</sup> Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

## Sonstige Einflüsse

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

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

In der Licht-Leitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY<sup>8</sup>) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>9</sup> von ca. 62,5 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

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

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

## Kategorien von Reflexionen

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

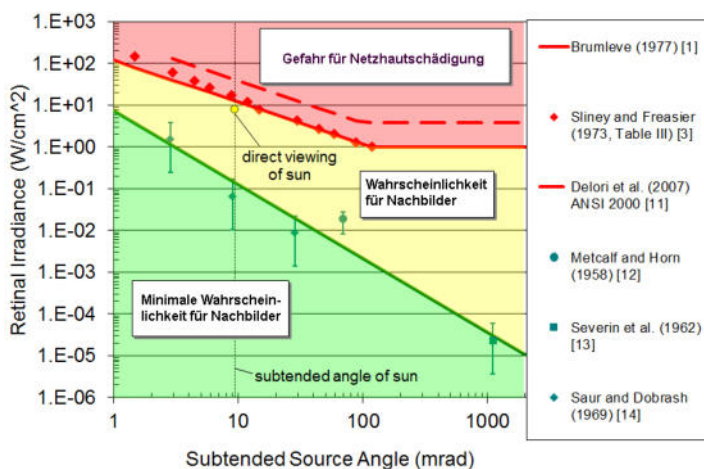


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

<sup>8</sup> Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

<sup>9</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\\_eur\\_cfc\\_mean\\_2022\\_17.png](https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_eur_cfc_mean_2022_17.png)



## 4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Schlettech 2 wird für 6 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 zu verwenden.

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

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

Messpunkt	PV Feld 1	PV Feld 2	PV Feld 3
P1 Straße HAS10 südlich	-	-	-
P2 Straße HAS23 östlich	-	511 <sup>WE</sup>	2001 <sup>W</sup>
P3 Straße HAS10 östlich	-	383 <sup>WE</sup>	1811 <sup>W</sup>
P4 Gebäude Industriegebiet südwestlich	-	-	106 <sup>DE</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

<sup>D</sup> Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen

### 4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, HAS10 südlich

Messpunkt P1 auf der HAS10 südlich der PV Anlage wurde zu Kontrollzwecken untersucht, da in diesem Bereich nicht mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern im Bereich von Messpunkt P1 durch die PV Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

## 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, HAS23 östlich

Am Messpunkt P2 auf der HAS23 östlich von PV Feld 3 können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 20. April und dem 23. August zwischen 18:16 - 18:48 Uhr für 5 bis max. 17 Minuten am Tag<sup>10</sup> aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen mit  $+61^\circ$  bis  $+81^\circ$  rechts (westlich) der Fahrbahn deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels ( $\pm 20^\circ$  zur Fahrtrichtung, ca. 100 m) und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze dennoch die Situation am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

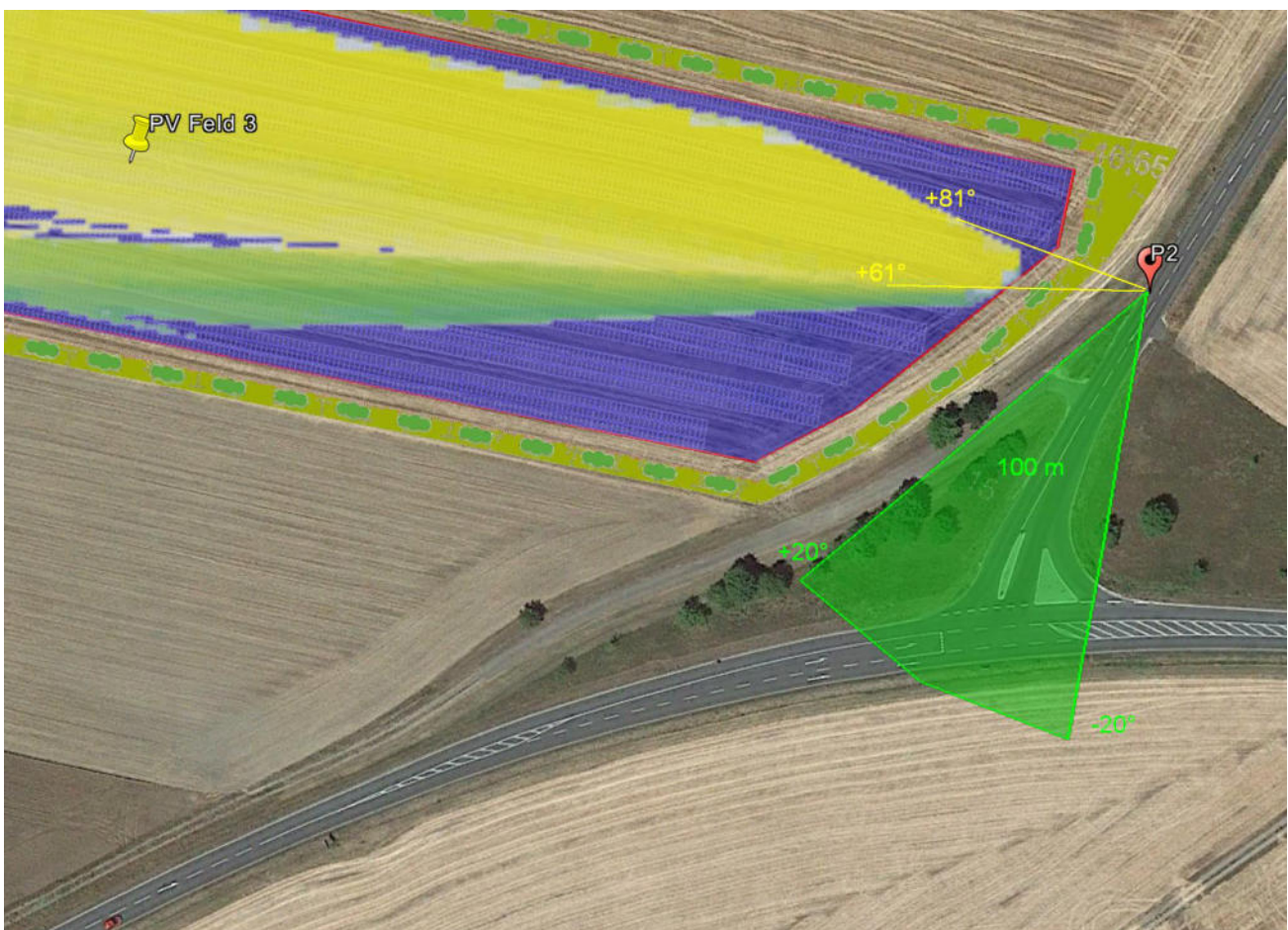


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/grün markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler.

<sup>10</sup> Generell wird das Auftreten von Reflexionen an weniger als 5 Minuten pro Tag nicht berücksichtigt (Messunsicherheit)



### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, HAS10, östlich

Am Messpunkt P3 auf der HAS10 östlich der PV Anlage, ca. 100 m vor der Einmündung der HAS23, können bei der Fahrt Richtung Westen theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 3 auftreten. Diese können zwischen dem 22. April und dem 20. August zwischen 18:18 - 18:47 Uhr für 5 bis max. 16 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse in der Übersicht.

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

Zeitraum Beginn	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag (max.)	Minuten im Zeitraum	Erstes Auftreten	Letztes Auftreten
22. April	20. August	16	1811	18:18	18:47

Lt. Planungsunterlagen ist im Randbereich der PV Anlage eine Begrünung/Sichtschutz geplant, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage vorhanden ist. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nur bedingt anwendbar. Aber auch aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle von ca. 160 m – 450 m sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch Reflexionen durch die PV Anlage mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

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

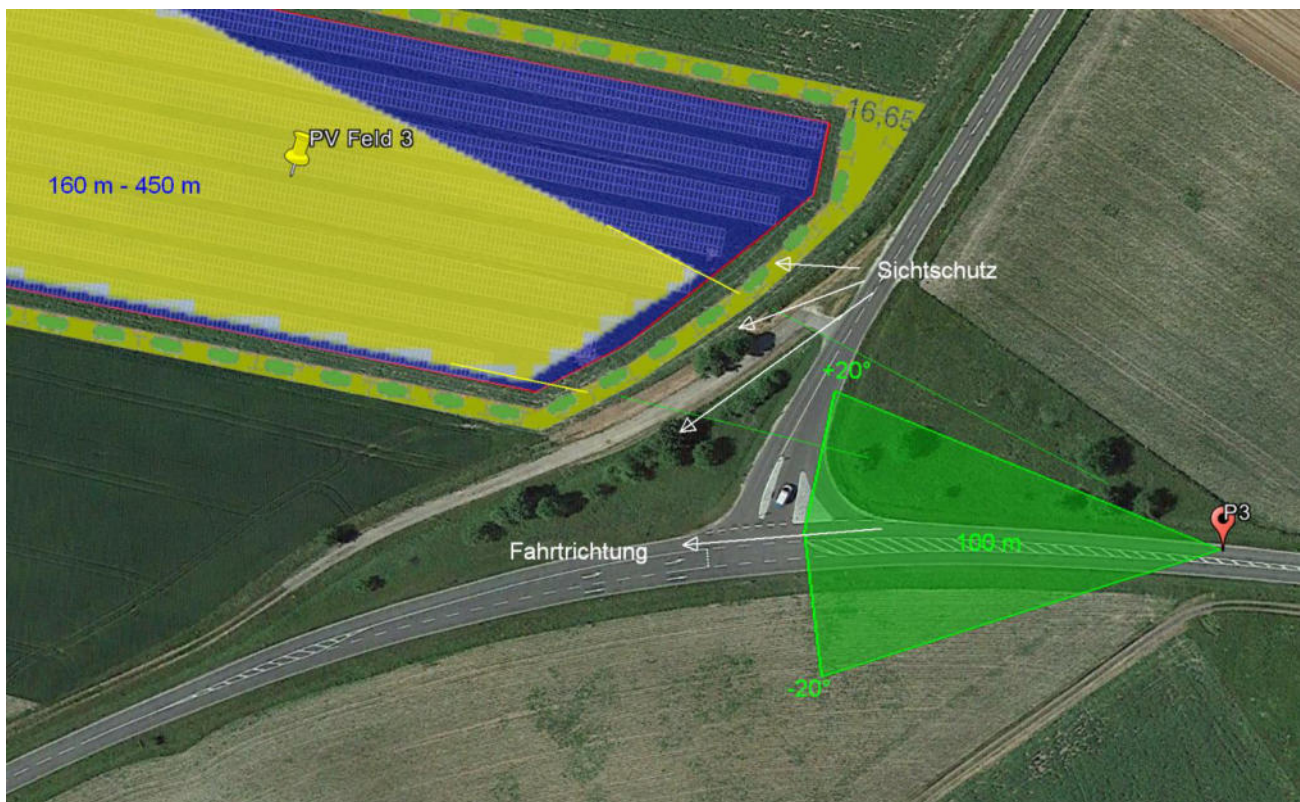


Bild 4.3.1: Situation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die Skizze verdeutlicht, dass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist und daher die rechnerisch ermittelten Ergebnisse in der Realität nicht oder nur bedingt anwendbar sind.



Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P3 (PV Feld 3). Die jeweiligen Farben (hier nur Gelb) symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.6 ausgeführt können die theoretischen Maximalwerte (hier 1924 Minuten) nicht ohne Einschränkungen verwendet werden.

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

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

- 474 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,924 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

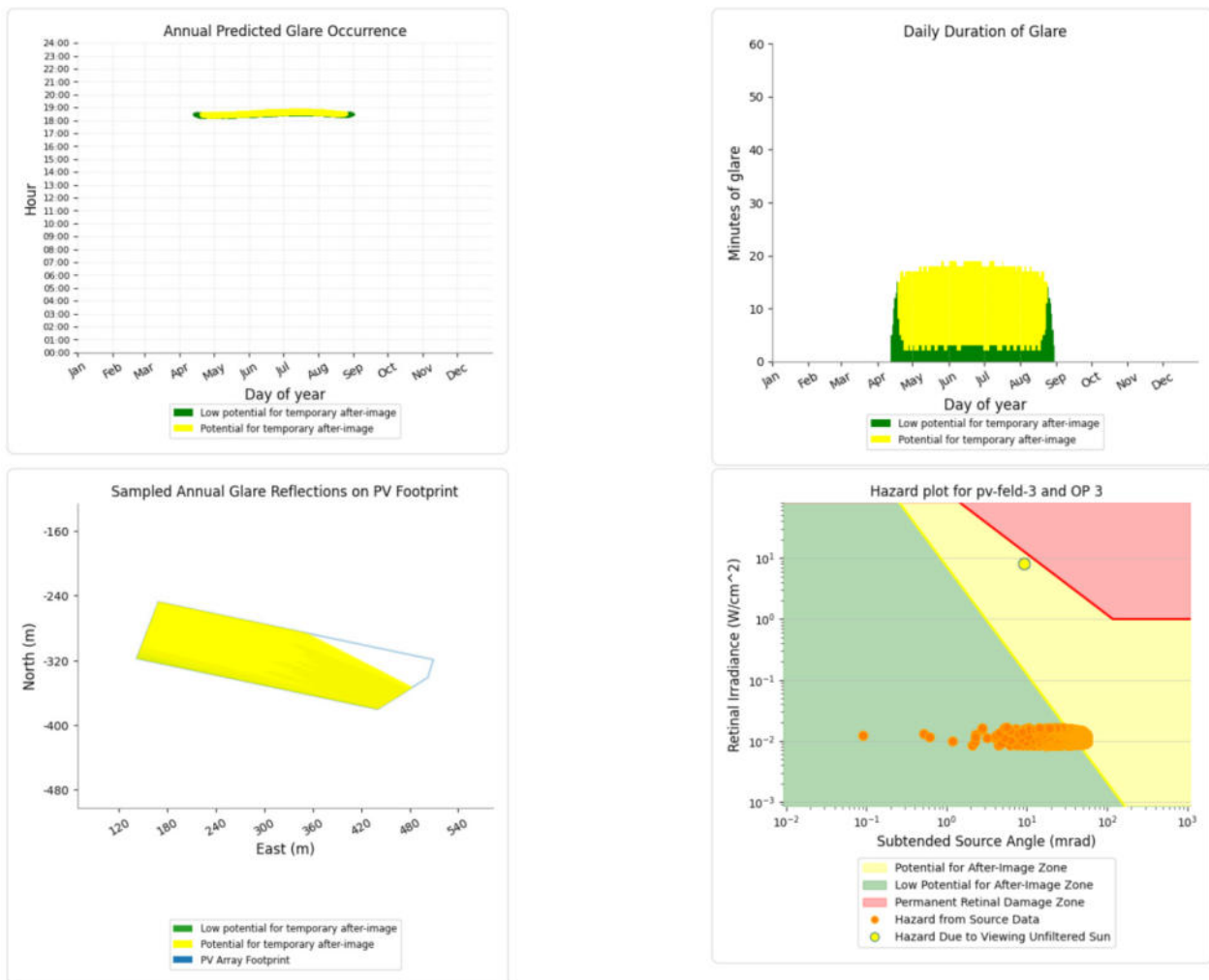


Bild 4.3.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P3 / OP = Observation Point (Quelle: Simulationsergebnisse)

#### 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude Industriegebiet südwestlich

Am Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude südwestlich der PV Anlage können an insgesamt nur 106 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage (PV Feld 3) auftreten. Diese können im April und im August in den frühen Morgenstunden für max. 9 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse in der Übersicht.

**Tabelle 5: Mögliches Auftreten und Dauer von Reflexionen am Messpunkt P6**

Zeitraum Beginn	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag (max.)	Minuten im Zeitraum	Erstes Auftreten	Letztes Auftreten
23. April	29. April	9	50	06:01	06:12
13. August	20. August	9	56	06:08	06:18

Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer und sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Aber auch aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle von ca. ca. 440 m – 750 m wären Reflexionen zu vernachlässigen. Aufgrund der Bündelaufweitung der diffus reflektierten Lichtstrahlen und der daraus resultierenden geringeren Leuchtdichte wäre die PV Anlage - wenn überhaupt - lediglich als helle Fläche wahrnehmbar.

Eine Beeinträchtigung von Anwohnern und Mitarbeitern durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze dennoch die Situation am Messpunkt P4 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.



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

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Schlettech 2 kann als „geringfügig“ klassifiziert<sup>11</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. 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 Schlettech 2 mit dem Einsatz von PV Modulen mit Anti-Reflexionsschicht die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten im Umfeld der PV Flächen zeigt für Verkehrsteilnehmer auf den umliegenden Straßen nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen überwiegend deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.


Im Bereich der Gebäude südwestlich der PV Anlage sind Reflexionen aufgrund der geringen zeitlichen Dauer aber insbesondere aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern oder Mitarbeitern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden. Im weiteren Umfeld sind keine relevanten Gebäude und schutzwürdige Zonen vorhanden.

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

## 6 Schlussbemerkung

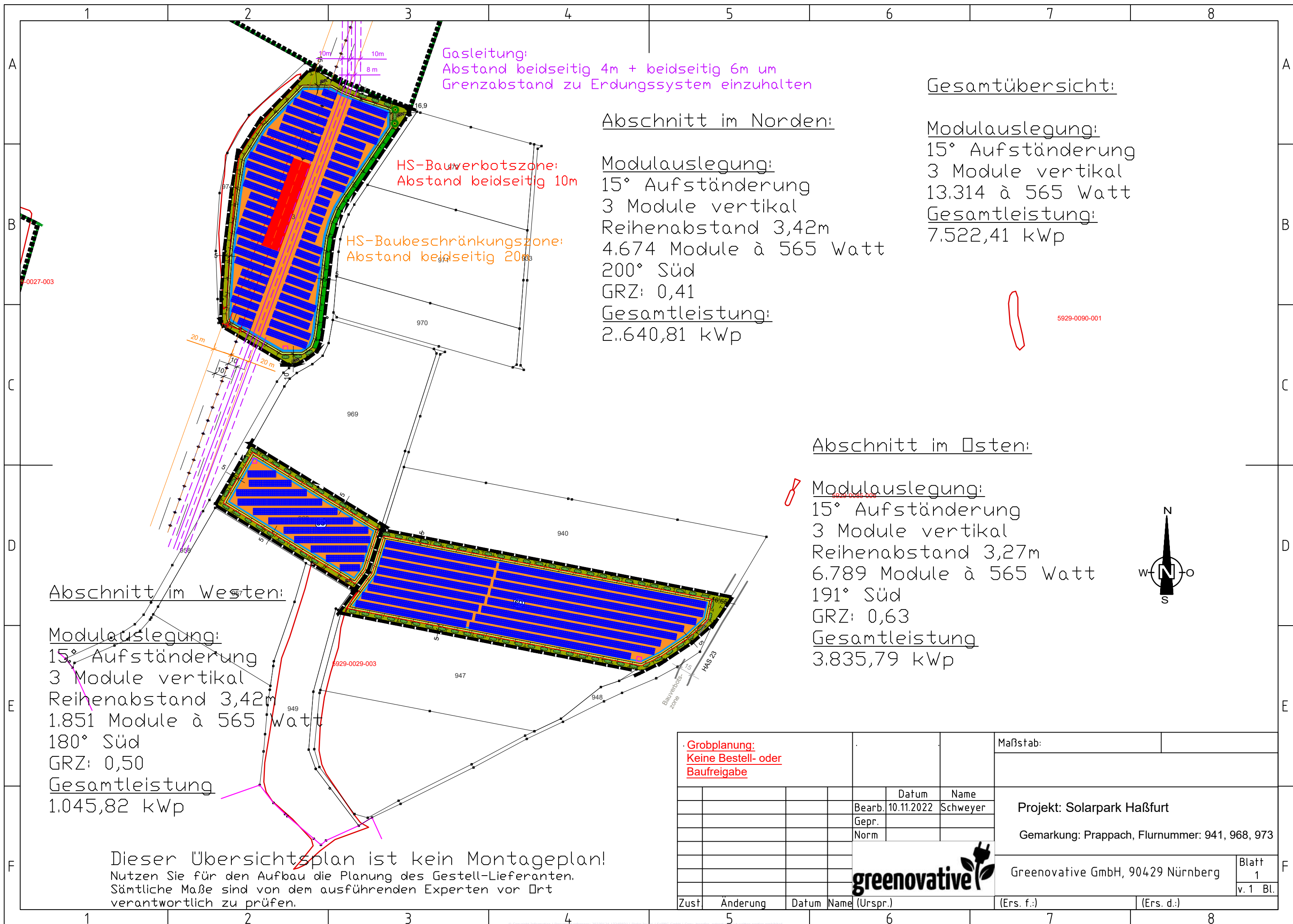
Die hier dargestellten Untersuchungen, Sachverhalte und Einschätzungen wurden nach bestem Wissen und Gewissen und anhand von vorgelegten Informationen, eigenen Untersuchungen und weiterführenden Recherchen angefertigt. Eine Haftung für etwaige Schäden, die aus diesen Ausführungen bzw. weiteren Maßnahmen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

Hamburg, den 24.01.2023

  
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

<sup>11</sup> Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse





Gasleitung:  
Abstand beidseitig 4m + beidseitig 6m um  
Grenzabstand zu Erdungssystem einzuhalten

Gesamtübersicht:

Abschnitt im Norden:

Modulsauslegung:  
15° Aufständigung  
3 Module vertikal  
Reihenabstand 3,42m  
4.674 Module à 565 Watt  
200° Süd  
GRZ: 0,41  
Gesamtleistung:  
2.640,81 kWp

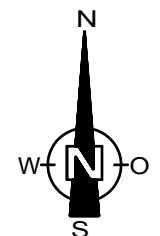
Modulsauslegung:  
15° Aufständigung  
3 Module vertikal  
13.314 à 565 Watt  
Gesamtleistung:  
7.522,41 kWp

Abschnitt im Osten:

Modulsauslegung:  
15° Aufständigung  
3 Module vertikal  
Reihenabstand 3,27m  
6.789 Module à 565 Watt  
191° Süd  
GRZ: 0,63  
Gesamtleistung:  
3.835,79 kWp

Abschnitt im Westen:

Modulsauslegung:  
15° Aufständigung  
3 Module vertikal  
Reihenabstand 3,42m  
1.851 Module à 565 Watt  
180° Süd  
GRZ: 0,50  
Gesamtleistung:  
1.045,82 kWp



Dieser Übersichtsplan ist kein Montageplan!  
Nutzen Sie für den Aufbau die Planung des Gestell-Lieferanten.  
Sämtliche Maße sind von dem ausführenden Experten vor Ort  
verantwortlich zu prüfen.

<b>Grobplanung:</b> Keine Bestell- oder Baufreigabe				Maßstab:	
		Datum	Name	Projekt: Solarpark Haßfurt Gemarkung: Prappach, Flurnummer: 941, 968, 973	
		Bearb. 10.11.2022	Schweyer		
		Gepr.			
		Norm		Greenovative GmbH, 90429 Nürnberg	
Zust	Änderung	Datum	Name (Urspr.)	(Ers. f.):	(Ers. d.):



Blatt  
1  
v. 1 Bl.



**BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE**

PRODUCT: TSM-DE21

POWER RANGE: 645-670W

**670W**

MAXIMUM POWER OUTPUT

**0~+5W**

POSITIVE POWER TOLERANCE

**21.6%**

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



**High power up to 670W**

- Up to 21.6% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



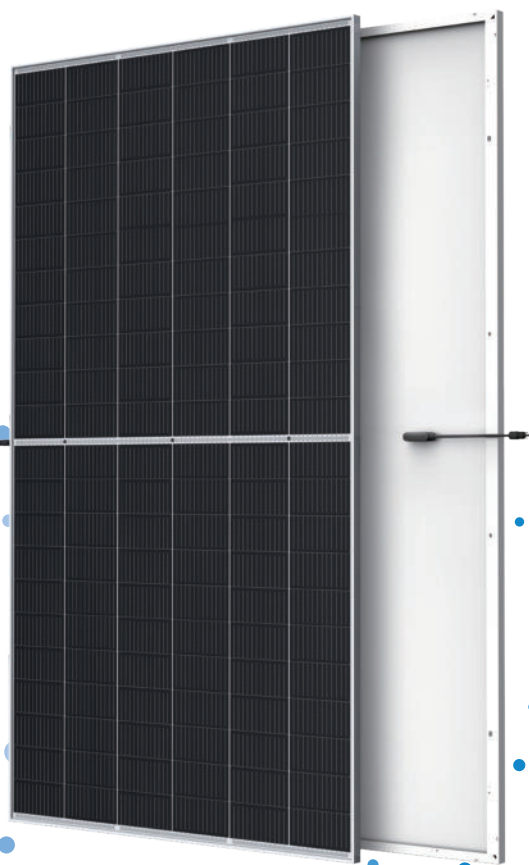
**High reliability**

- 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

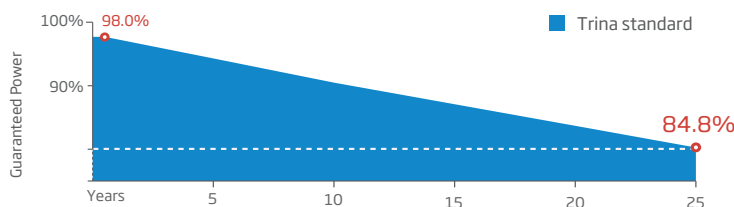


**High energy yield**

- 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 (-0.34%) and operating temperature



**Trina Solar's Backsheet Performance Warranty**



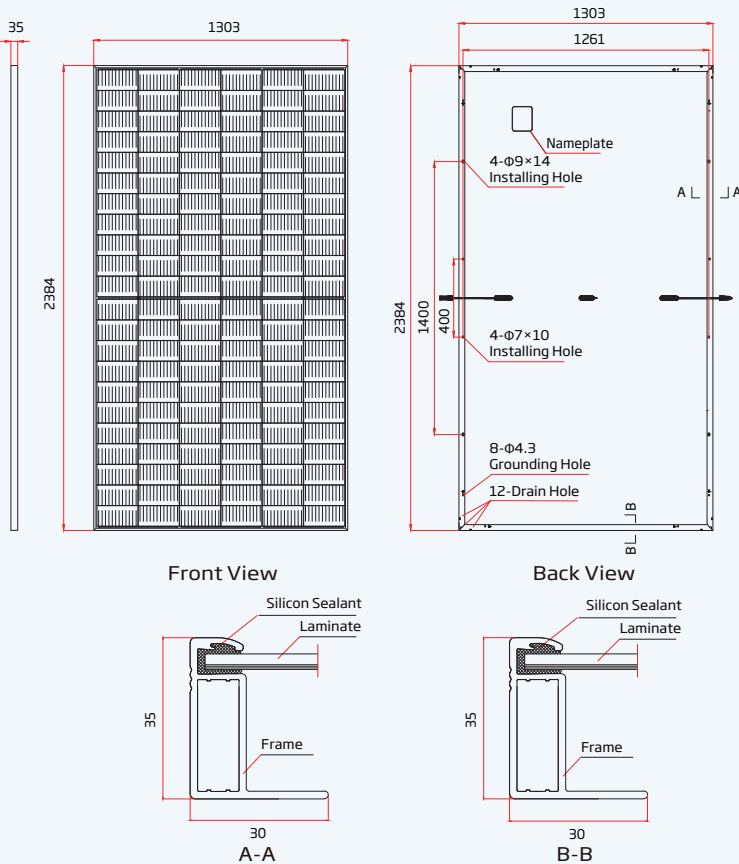
**Comprehensive Products and System Certificates**



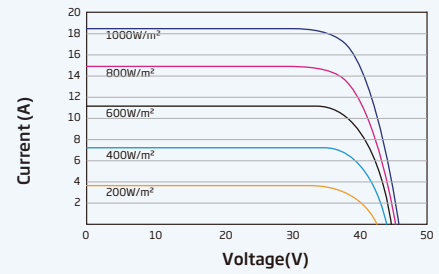
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716  
 ISO 9001: Quality Management System  
 ISO 14001: Environmental Management System  
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification  
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



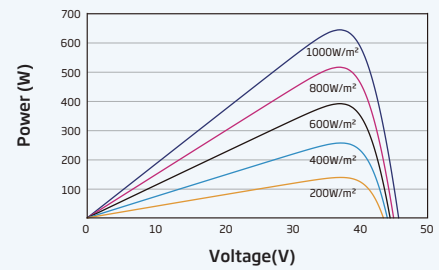
### DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



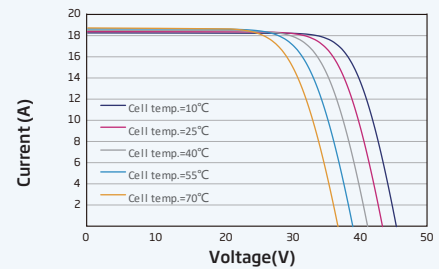
### I-V CURVES OF PV MODULE(650 W)



### P-V CURVES OF PV MODULE(650W)



### I-V CURVES OF PV MODULE(650 W)



### ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-P <sub>MAX</sub> (Wp)*	645	650	655	660	665	670
Power Tolerance-P <sub>MAX</sub> (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage-V <sub>MPP</sub> (V)	37.2	37.4	37.6	37.8	38.0	38.2
Maximum Power Current-I <sub>MPP</sub> (A)	17.35	17.39	17.43	17.47	17.51	17.55
Open Circuit Voltage-V <sub>OC</sub> (V)	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current-I <sub>SC</sub> (A)	18.39	18.44	18.48	18.53	18.57	18.62
Module Efficiency η <sub>m</sub> (%)	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

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

### ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-P <sub>MAX</sub> (Wp)	488	492	496	500	504	508
Maximum Power Voltage-V <sub>MPP</sub> (V)	34.8	34.9	35.1	35.3	35.4	35.6
Maximum Power Current-I <sub>MPP</sub> (A)	14.05	14.09	14.13	14.17	14.22	14.26
Open Circuit Voltage-V <sub>OC</sub> (V)	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current-I <sub>SC</sub> (A)	14.82	14.86	14.89	14.93	14.96	15.01

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	2384×1303×35 mm (93.86×51.30×1.38 inches)
Weight	33.6 kg (74.1 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA
Backsheet	White
Frame	35mm(1.38 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: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / 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>	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V <sub>OC</sub>	-0.25%/°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	30A

### WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty  
25 year Power Warranty  
2% first year degradation  
0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

### PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 31 pieces  
Modules per 40' container: 558 pieces



# Schlettach 2

## Schlettach 2

**Created** Jan. 23, 2023  
**Updated** Jan. 23, 2023  
**Time-step** 1 minute  
**Timezone offset** UTC+1  
**Site ID** 82902.14676

**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 1	20.0	200.0	564	0	-
PV Feld 2	20.0	180.0	7,802	897	-
PV Feld 3	20.0	181.0	3,678	5,068	-

## Component Data

### PV Array(s)

Total PV footprint area: 63,551 m<sup>2</sup>

**Name:** PV Feld 1

**Footprint area:** 29,373 m<sup>2</sup>

**Axis tracking:** Fixed (no rotation)

**Tilt:** 20.0 deg

**Orientation:** 200.0 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	50.043099	10.542530	247.74	2.00	249.74
2	50.044642	10.542809	255.70	2.00	257.70
3	50.045276	10.543603	258.74	2.00	260.74
4	50.045303	10.544118	260.73	2.00	262.73
5	50.045042	10.545041	262.77	2.00	264.77
6	50.044876	10.545105	263.19	2.00	265.19
7	50.044105	10.544139	257.89	2.00	259.89
8	50.042782	10.543882	251.75	2.00	253.75
9	50.042768	10.543646	250.87	2.00	252.87

**Name:** PV Feld 2

**Footprint area:** 9,466 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	50.041727	10.542804	239.83	2.00	241.83
2	50.040990	10.544767	247.81	2.00	249.81
3	50.040625	10.544563	246.62	2.00	248.62
4	50.040508	10.544435	246.36	2.00	248.36
5	50.041307	10.542417	236.53	2.00	238.53

**Name:** PV Feld 3

**Footprint area:** 24,712 m<sup>2</sup>

**Axis tracking:** Fixed (no rotation)

**Tilt:** 20.0 deg

**Orientation:** 181.0 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	50.040871	10.544886	248.37	2.00	250.37
2	50.040230	10.549639	241.50	2.00	243.50
3	50.040030	10.549543	241.24	2.00	243.24
4	50.039679	10.548673	241.57	2.00	243.57
5	50.040244	10.544511	247.79	2.00	249.79

## 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	50.039102	10.547831	241.53	2.00	243.53
OP 2	50.039997	10.549853	241.38	2.00	243.38
OP 3	50.039346	10.551017	241.24	2.00	243.24
OP 4	50.039416	10.538730	230.14	2.00	232.14



## Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld 1	20.0	200.0	564	0	-	
PV Feld 2	20.0	180.0	7,802	897	-	
PV Feld 3	20.0	181.0	3,678	5,068	-	

### 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	0	0	462	102	0	0	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	623	1045	1336	1232	850	111	0	0	0
pv-feld-2 (yellow)	0	0	0	0	192	0	191	0	0	0	0	0
pv-feld-3 (green)	0	0	131	447	841	216	663	608	298	0	0	0
pv-feld-3 (yellow)	0	0	85	523	481	481	493	557	226	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	564	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0

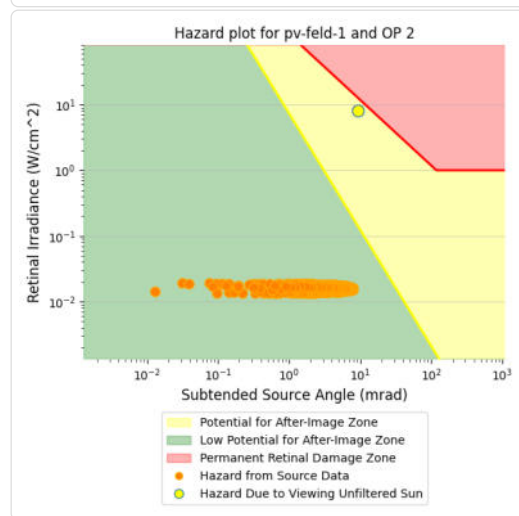
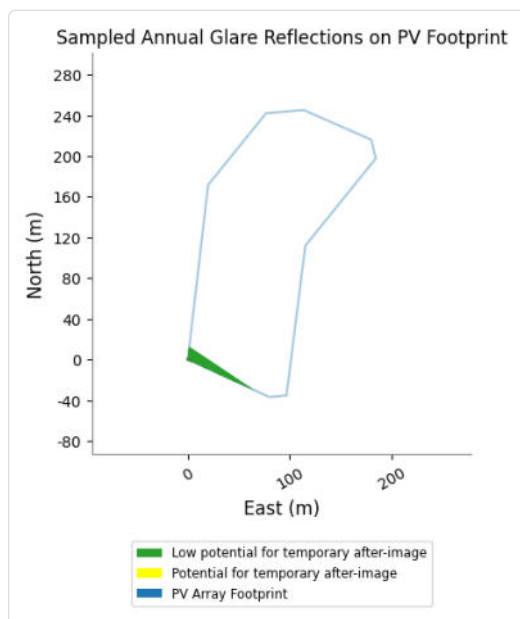
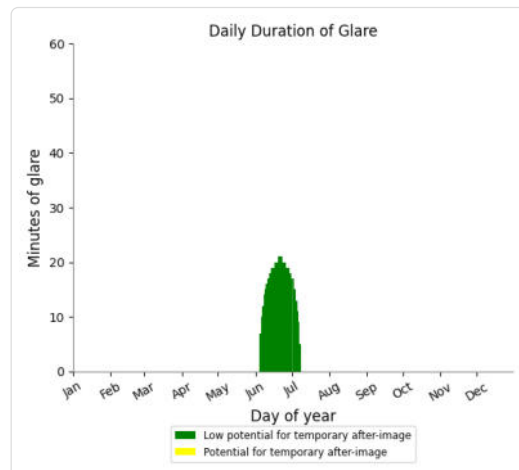
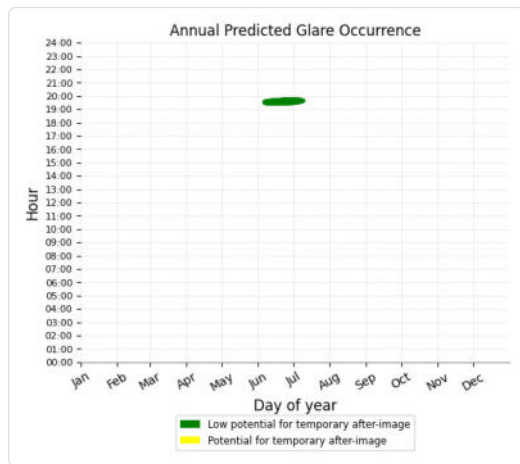
### PV Feld 1 - OP Receptor (OP 1)

No glare found

## PV Feld 1 - OP Receptor (OP 2)

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

- 564 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 Receptor (OP 3)

No glare found

## PV Feld 1 - OP Receptor (OP 4)

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	3002	514
OP: OP 3	2749	383
OP: OP 4	2051	0

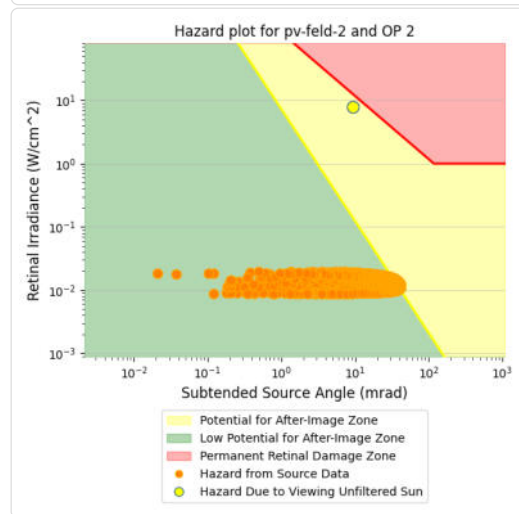
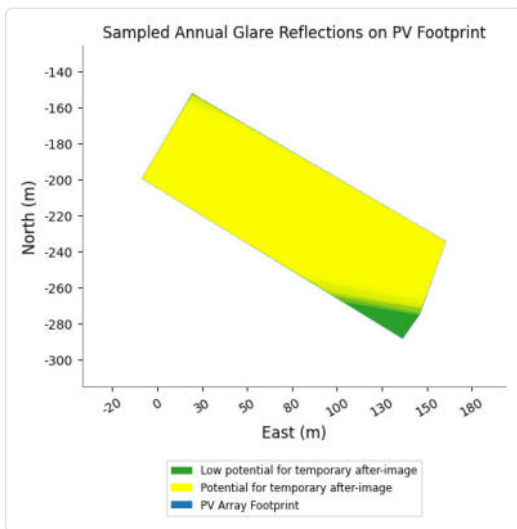
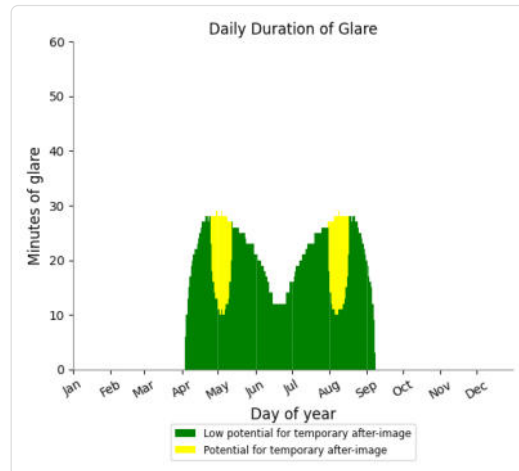
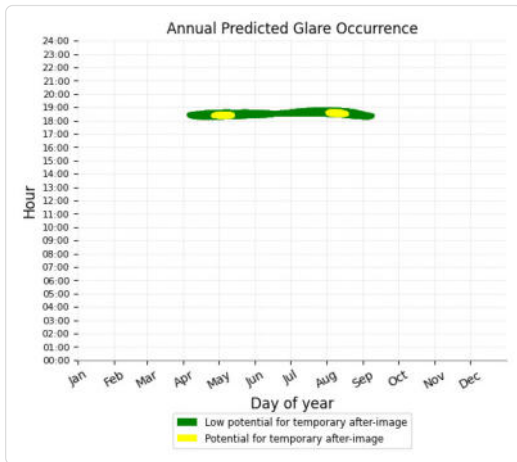
## PV Feld 2 - OP Receptor (OP 1)

No glare found

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

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

- 3,002 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 514 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

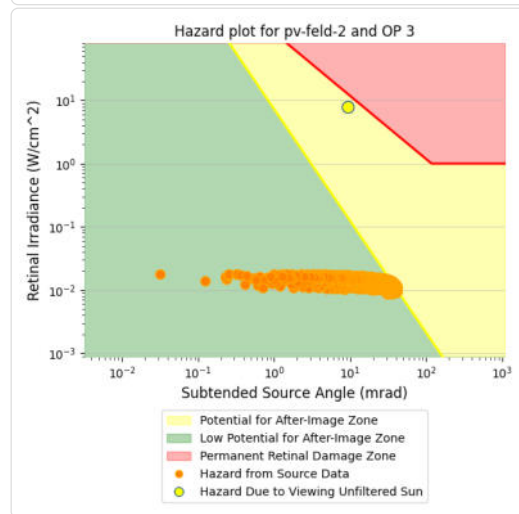
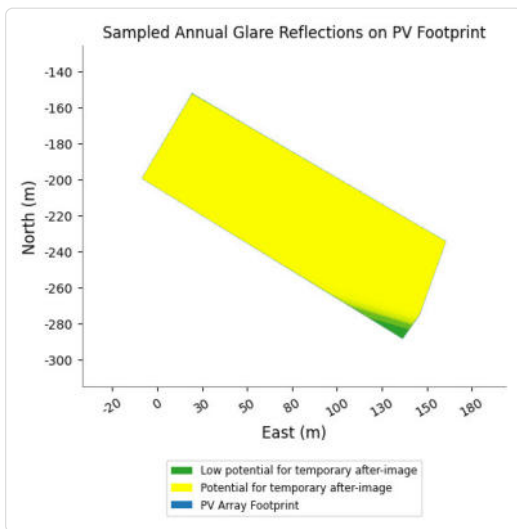
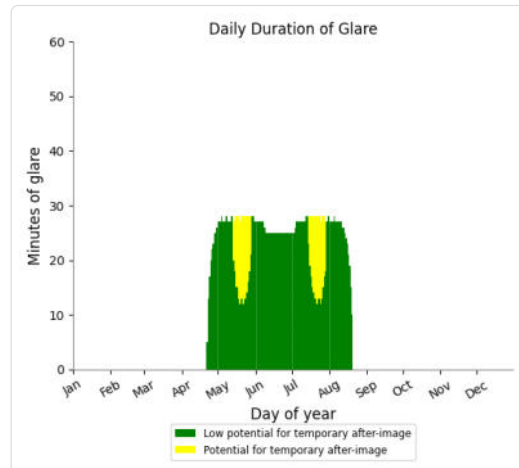
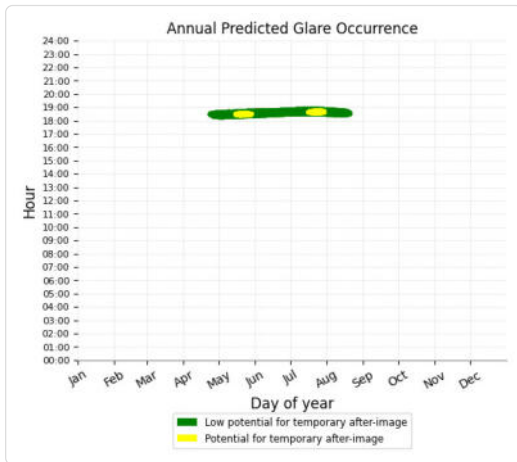




## PV Feld 2 - OP Receptor (OP 3)

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

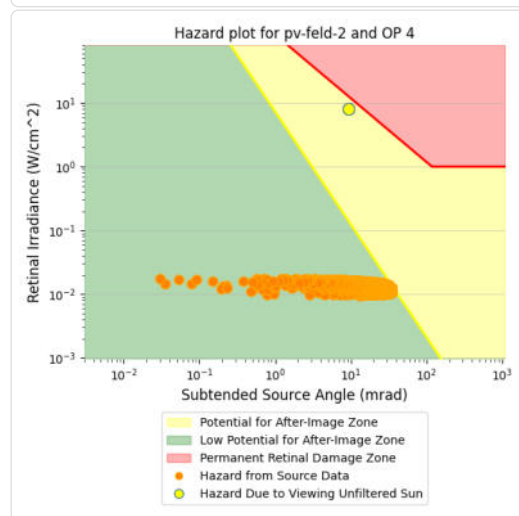
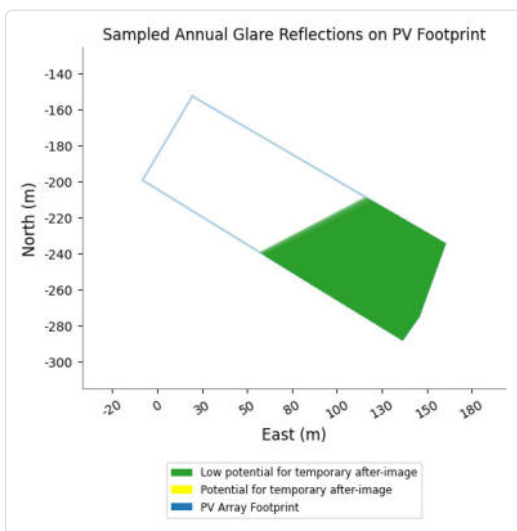
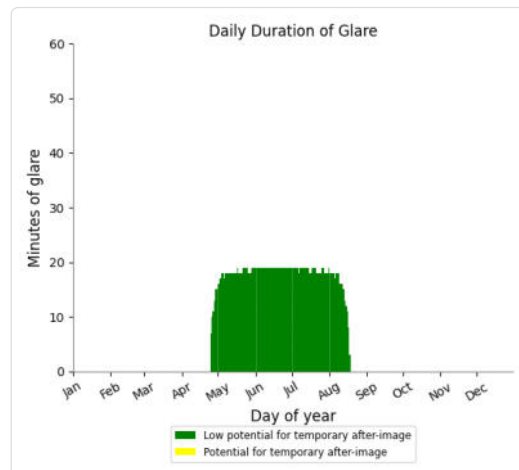
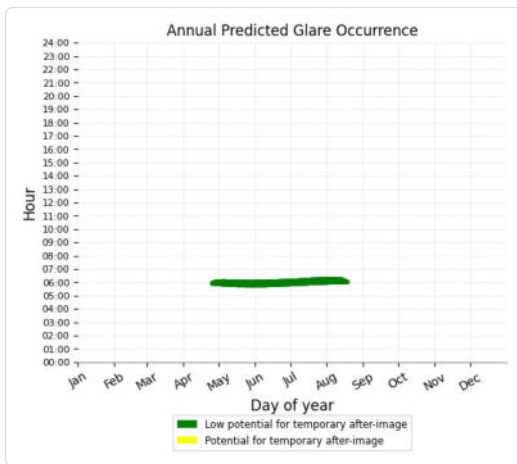
- 2,749 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 383 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld 2 - OP Receptor (OP 4)

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

- 2,051 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 3 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	738	2820
OP: OP 3	474	1924
OP: OP 4	2466	324

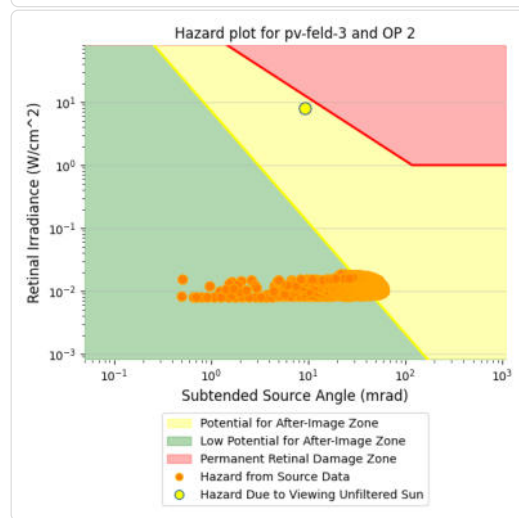
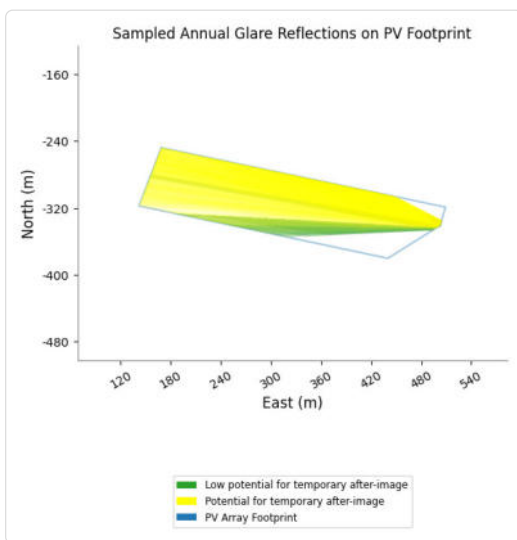
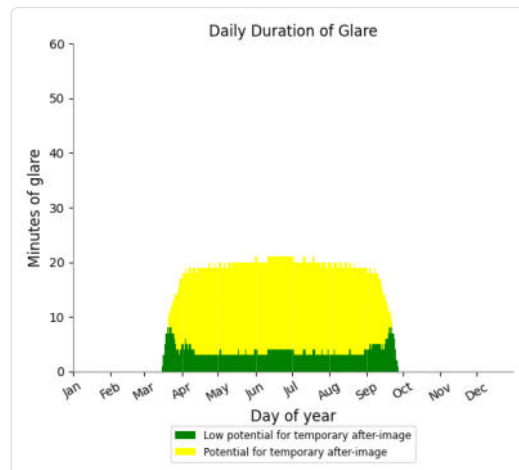
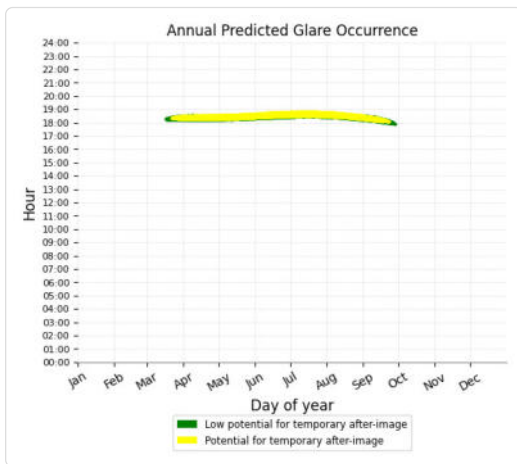
## PV Feld 3 - OP Receptor (OP 1)

No glare found

## PV Feld 3 - OP Receptor (OP 2)

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

- 738 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,820 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

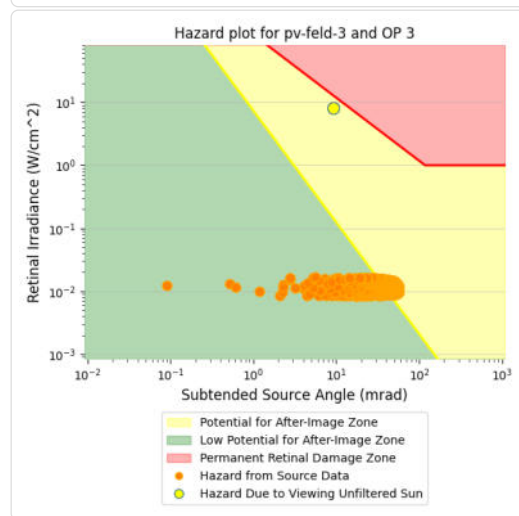
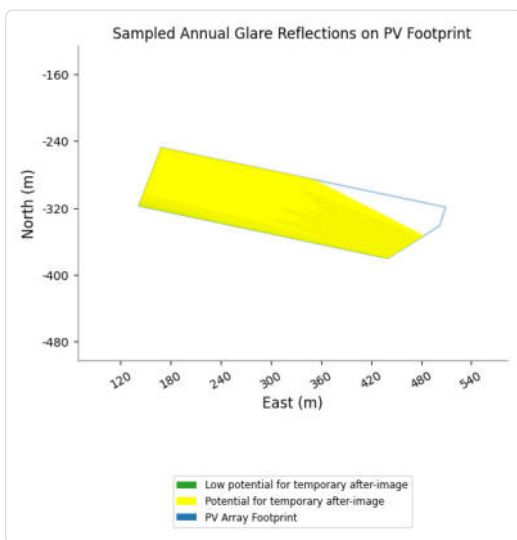
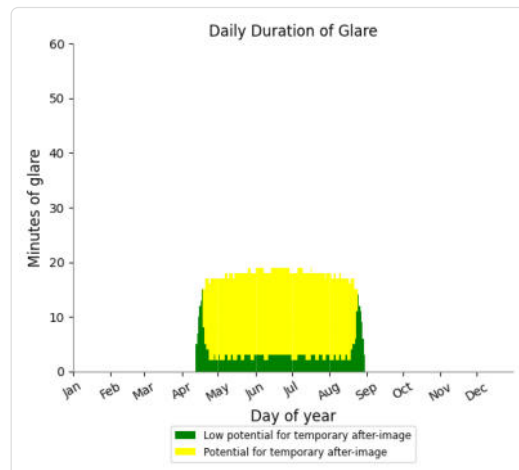
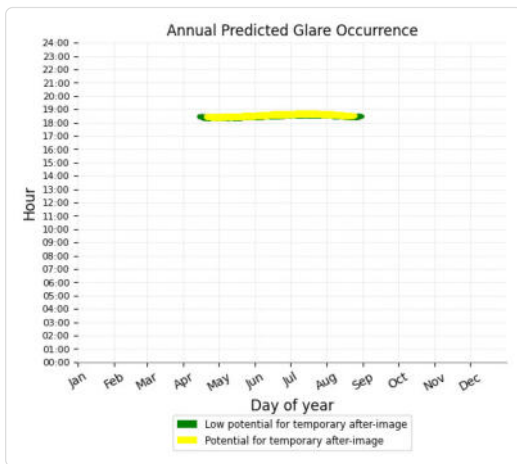




## PV Feld 3 - OP Receptor (OP 3)

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

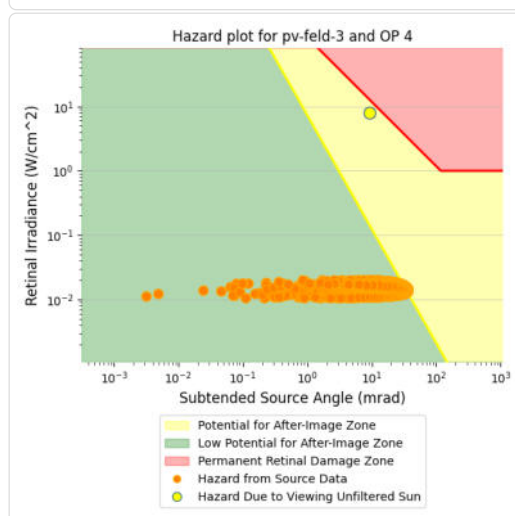
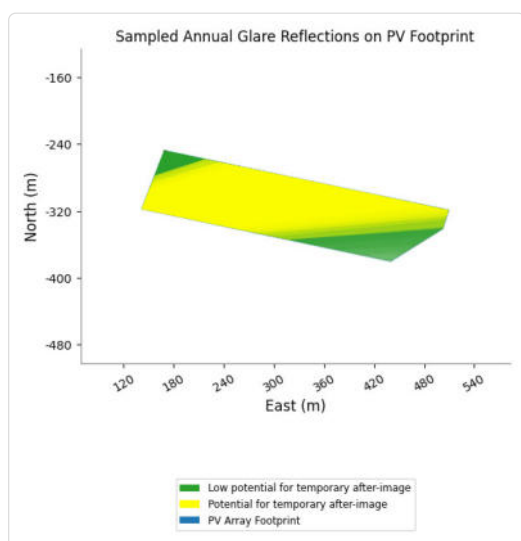
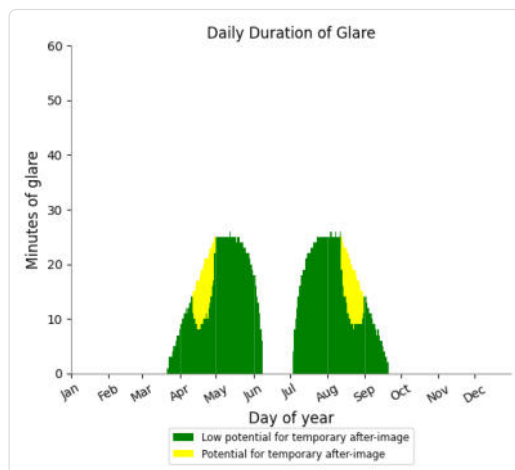
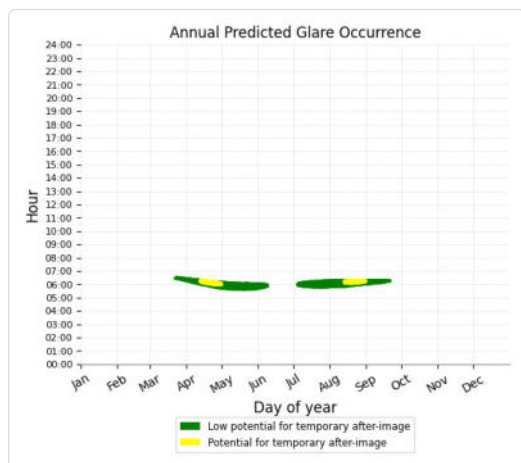
- 474 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,924 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld 3 - OP Receptor (OP 4)

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

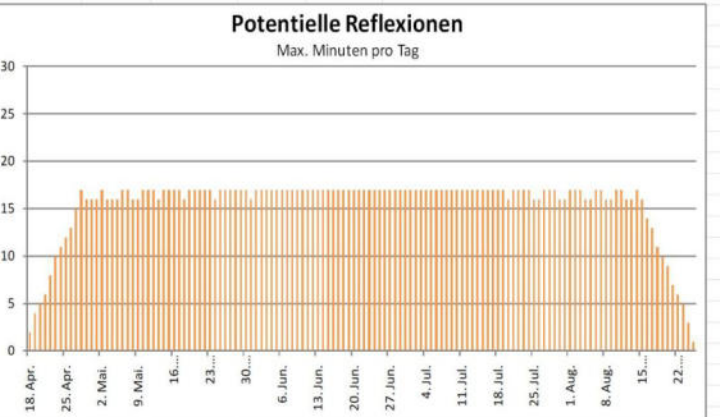
- 2,466 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 324 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## 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/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	Se	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2
2023-03-16 18:16:00	0,007639	538,3097	1	0,507725	0,015502	0,01198	0,1	266,1	-0,998	-0,067	0,001	0,997	0,047	0,055	17	18. Apr.	2	18:17	18:18	20. April	23. August	17	2001	18:16	18:48	
2023-03-17 18:15:00	0,007403	544,8294	1	0,497063	0,01536	0,009656	0,4	266,4	-0,998	-0,063	0,007	0,998	0,04	0,057	17	19. Apr.	4	18:17	18:20							
2023-03-17 18:16:00	0,00821	542,4313	1	0,508478	0,015644	0,018456	0,2	266,6	-0,998	-0,059	0,004	0,998	0,039	0,052	17	20. Apr.	5	18:16	18:20							
2023-03-17 18:17:00	0,008826	540,0288	1	0,520156	0,015932	0,023862	0,1	266,8	-0,998	-0,056	0,001	0,998	0,038	0,048	17	21. Apr.	6	18:17	18:22							
2023-03-18 18:15:00	0,007107	548,8594	1	0,486613	0,015148	0,006783	0,7	266,7	-0,998	-0,058	0,012	0,998	0,033	0,058	17	22. Apr.	8	18:17	18:24							
2023-03-18 18:16:00	0,007987	546,4824	1	0,497791	0,015429	0,017061	0,5	266,9	-0,998	-0,055	0,009	0,998	0,032	0,054	17	23. Apr.	10	18:17	18:26							
2023-03-18 18:17:00	0,008667	544,101	1	0,509228	0,015715	0,023417	0,4	267	-0,999	-0,052	0,006	0,998	0,031	0,049	17	24. Apr.	11	18:16	18:26							
2023-03-18 18:18:00	0,009154	541,7153	1	0,52093	0,016006	0,026981	0,2	267,2	-0,999	-0,048	0,004	0,999	0,03	0,045	17	25. Apr.	12	18:17	18:28							
2023-03-18 18:19:00	0,009309	539,3251	1	0,532901	0,016301	0,026833	0	267,4	-0,999	-0,045	0,001	0,999	0,03	0,041	17	26. Apr.	13	18:17	18:29							
2023-03-19 18:15:00	0,006741	552,8215	1	0,476374	0,014937	0,002599	1	266,9	-0,998	-0,054	0,017	0,998	0,026	0,059	17	27. Apr.	15	18:17	18:31							
2023-03-19 18:16:00	0,007738	550,4653	1	0,487321	0,015215	0,015255	0,8	267,1	-0,999	-0,05	0,015	0,998	0,025	0,055	17	28. Apr.	17	18:17	18:33							
2023-03-19 18:17:00	0,008479	548,1047	1	0,498521	0,015498	0,022631	0,7	267,3	-0,999	-0,047	0,012	0,998	0,024	0,05	17	29. Apr.	16	18:18	18:33							
2023-03-19 18:18:00	0,009048	545,7398	1	0,509979	0,015786	0,027191	0,5	267,5	-0,999	-0,044	0,009	0,999	0,024	0,046	17	30. Apr.	16	18:17	18:32							
2023-03-19 18:19:00	0,00928	543,3705	1	0,521702	0,016078	0,027866	0,4	267,7	-0,999	-0,04	0,006	0,999	0,023	0,042	17	1. Mai.	16	18:17	18:32							
2023-03-19 18:20:00	0,009598	540,9969	1	0,533695	0,016376	0,029333	0,2	267,9	-0,999	-0,037	0,003	0,999	0,022	0,038	17	2. Mai.	17	18:17	18:33							
2023-03-19 18:21:00	0,009641	538,619	1	0,545965	0,016679	0,028001	0	268,1	-0,999	-0,034	0,001	0,999	0,021	0,033	17	3. Mai.	16	18:18	18:33							
2023-03-20 18:15:00	0,007494	556,7178	1	0,477066	0,015064	0,012973	1,1	267,4	-0,999	-0,046	0,02	0,998	0,018	0,056	17	4. Mai.	16	18:18	18:33							
2023-03-20 18:16:00	0,008304	554,3822	1	0,488033	0,015345	0,021531	1	267,6	-0,999	-0,042	0,017	0,999	0,017	0,052	17	5. Mai.	16	18:18	18:33							
2023-03-20 18:17:00	0,00894	552,0422	1	0,499253	0,015632	0,026976	0,8	267,8	-0,999	-0,039	0,014	0,999	0,017	0,047	17	6. Mai.	17	18:18	18:34							
2023-03-20 18:18:00	0,00933	549,6979	1	0,510731	0,015924	0,029312	0,7	267,9	-0,999	-0,036	0,012	0,999	0,016	0,043	17	7. Mai.	17	18:18	18:34							
2023-03-20 18:19:00	0,009551	547,3492	1	0,522475	0,01622	0,029786	0,5	268,1	-0,999	-0,032	0,009	0,999	0,015	0,039	17	8. Mai.	16	18:19	18:34							
2023-03-20 18:20:00	0,009528	544,9962	1	0,534489	0,016522	0,027776	0,3	268,3	-1	-0,029	0,006	0,999	0,014	0,035	17	9. Mai.	16	18:19	18:34							
2023-03-20 18:21:00	0,009559	542,6388	1	0,546781	0,016829	0,030257	0,2	268,5	-1	-0,026	0,003	0,999	0,014	0,03	17	10. Mai.	17	18:18	18:34							
2023-03-20 18:22:00	0,01001	540,2773	1	0,559356	0,017141	0,028995	0	268,7	-1	-0,022	0	1	0,013	0,026	17	11. Mai.	17	18:18	18:34							
2023-03-21 18:15:00	0,007197	560,5508	1	0,467025	0,014848	0,010254	1,5	267,6	-0,999	-0,041	0,025	0,998	0,011	0,057	17	12. Mai.	17	18:18	18:34							
2023-03-21 18:16:00	0,008071	558,2354	1	0,477763	0,015127	0,020127	1,3	267,8	-0,999	-0,038	0,023	0,999	0,01	0,053	17	13. Mai.	16	18:19	18:34							
2023-03-21 18:17:00	0,008763	555,9157	1	0,488749	0,015411	0,026418	1,1	268	-0,999	-0,035	0,02	0,999	0,01	0,049	17	14. Mai.	17	18:19	18:35							
2023-03-21 18:18:00	0,009261	553,5916	1	0,499989	0,015699	0,029958	1	268,2	-0,999	-0,031	0,017	0,999	0,009	0,044	17	15. Mai.	17	18:19	18:35							
2023-03-21 18:19:00	0,009394	551,2632	1	0,511487	0,015992	0,029553	0,8	268,4	-1	-0,028	0,014	0,999	0,008	0,04	17	16. Mai.	17	18:19	18:35							
2023-03-21 18:20:00	0,009805	548,9306	2	0,523251	0,016291	0,031864	0,7	268,6	-1	-0,025	0,011	0,999	0,007	0,036	17	17. Mai.	17	18:19	18:35							
2023-03-21 18:21:00	0,010017	546,5936	2	0,535286	0,016595	0,03214	0,5	268,8	-1	-0,021	0,009	0,999	0,007	0,031	17	18. Mai.	16	18:20	18:35							
2023-03-21 18:22:00	0,010105	544,2524	2	0,547598	0,016904	0,031223	0,3	269	-1	-0,018	0,006	1	0,006	0,027	17	19. Mai.	17	18:20	18:36							
2023-03-21 18:23:00	0,010044	541,9069	1	0,560194	0,017218	0,028888	0,2	269,2	-1	-0,015	0,003	1	0,005	0,023	17	20. Mai.	17	18:21	18:37							
2023-03-21 18:24:00	0,009995	539,5572	1	0,57308	0,017538	0,026633	0	269,4	-1	-0,011	0	1	0,004	0,019	17	21. Mai.	17	18:21	18:37							
2023-03-22 18:15:00	0,006877	564,3224	1	0,457196	0,014634	0,006959	1,8	267,9	-0,999	-0,037	0,031	0,998	0,004	0,058	17	22. Mai.	17	18:21	18:37							
2023-03-22 18:16:00	0,007821	562,027	1	0,467711	0,014909	0,0184	1,6	268,1	-0,999	-0,033	0,028	0,999	0,004	0,054	17	23. Mai.	17	18:21	18:37							
2023-03-22 18:17:00	0,008562	559,7273	1	0,478468	0,01519	0,025564	1,4	268,3	-0,999	-0,03	0,025	0,999	0,003	0,05	17	24. Mai.	16	18:22	18:37							
2023-03-22 18:18:00	0,00914	557,4233	1	0,489472	0,015475	0,03007	1,3	268,5	-0,999	-0,027	0,022	0,999	0,002	0,046	17	25. Mai.	17	18:22	18:38							
2023-03-22 18:19:00	0,009346	555,1149	1	0,500731	0,015766	0,030428	1,1	268,7	-1	-0,023	0,02	0,999	0,001	0,041	17	26. Mai.	17	18:22	18:38							
2023-03-22 18:20:00	0,009704	552,8023	2	0,512248	0,016061	0,032231	1	268,9	-1	-0,02	0,017	0,999	0	0,037	17	27. Mai.	17	18:22	18:38							
2023-03-22 18:21:00	0,009771	550,4854	1	0,524032	0,016362	0,031128	0,8	269	-1	-0,017	0,014	0,999	0	0,033	17	28. Mai.	17	18:22	18:38							
2023-03-22 18:22:00	0,010136	548,1643	2	0,536086	0,016667	0,032837	0,6	269,2	-1	-0,013	0,011	1	-0,001	0,028	17	29. Mai.	17	18:22	18:38							
2023-03-22 18:23:00	0,010189	545,8389	2	0,548418	0,016978	0,031586	0,5	269,4	-1	-0,01	0,008	1	-0,002	0,024	17	30. Mai.	17	18:22	18:38							
2023-03-22 18:24:00	0,01009	543,5094	1	0,561035	0,017295	0,028898	0,3	269,6	-1	-0,007	0,006	1	-0,003	0,02	17	31. Mai.	16	18:24	18:39							
2023-03-22 18:25:00	0,009984	541,1756	1	0,573941	0,017617	0,026091	0,2	269,8	-1	-0,003	0,003	1	-0,003	0,016	17	1. Jun.	17	18:24	18:40							
2023-03-23 18:15:00	0,006451	565,829	1	0,44758	0,014364	0,00206	2,1	268,2	-0,999	-0,032	0,036	0,998	-0,003	0,06	17	2. Jun.	17	18:24	18:40							
2023-03-23 18:16:00	0,007519	563,5428	1	0,457875	0,014635	0,01629	1,9	268,3	-0,999	-0,029	0,033	0,998	-0,003	0,055	17	3. Jun.	17	18:24	18:40							
2023-03-23 18:17:00	0,008309	561,2523	1	0,468407	0,014911	0,024439	1,8	268,5	-0,999	-0,026	0,031	0,998	-0,004	0,051	17	4. Jun.	17	18:24	18:40							
2023-03-23 18:18:00	0,008945	558,9575	1	0,479181	0,015191	0,029784	1,6	268,7	-0,999	-0,022	0,028	0,999	-0,005	0,047	17	5. Jun.	17	18:24	18:40							





	Cornel 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	Se	l	Anzahl Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
2023-04-13 18:27:00	0,006942	606,8427	1	0,446278	0,01536	0,002745	5,4	277,1	-0,988	0,123	0,093	0,987	-0,158	-0,003		21. Apr.	2	18:21	18:22	
2023-04-13 18:28:00	0,007383	604,8587	1	0,456434	0,015659	0,007322	5,2	277,3	-0,988	0,127	0,091	0,987	-0,159	-0,001		22. Apr.	5	18:20	18:24	
2023-04-13 18:29:00	0,007685	602,871	1	0,466818	0,015962	0,009542	5	277,5	-0,988	0,13	0,088	0,987	-0,16	-0,005		23. Apr.	7	18:20	18:26	
2023-04-13 18:30:00	0,007904	600,8795	1	0,477435	0,016271	0,010481	4,9	277,7	-0,987	0,133	0,085	0,987	-0,161	-0,009		24. Apr.	9	18:18	18:26	
2023-04-13 18:31:00	0,008062	598,8843	1	0,488289	0,016586	0,010544	4,7	277,9	-0,987	0,136	0,082	0,987	-0,161	-0,014		25. Apr.	11	18:18	18:28	
2023-04-14 18:25:00	0,00693	613,8502	1	0,418361	0,014566	0,008282	6	277	-0,987	0,121	0,104	0,986	-0,163	0,013		26. Apr.	12	18:18	18:29	
2023-04-14 18:26:00	0,007396	611,8895	1	0,42788	0,01485	0,01309	5,8	277,2	-0,987	0,124	0,101	0,986	-0,164	0,009		27. Apr.	14	18:18	18:31	
2023-04-14 18:27:00	0,00771	609,925	1	0,437613	0,015139	0,015393	5,6	277,4	-0,987	0,127	0,098	0,986	-0,165	0,005		28. Apr.	14	18:19	18:32	
2023-04-14 18:28:00	0,007958	607,9567	1	0,447563	0,015433	0,016673	5,5	277,5	-0,987	0,131	0,096	0,986	-0,166	0		29. Apr.	15	18:19	18:33	
2023-04-14 18:29:00	0,008164	605,9847	1	0,457737	0,015733	0,017318	5,3	277,7	-0,987	0,134	0,093	0,986	-0,166	-0,004		30. Apr.	15	18:18	18:32	
2023-04-14 18:30:00	0,008261	604,0089	1	0,468138	0,016038	0,016553	5,2	277,9	-0,986	0,137	0,09	0,986	-0,167	-0,008		1. Mai.	15	18:18	18:32	
2023-04-14 18:31:00	0,008476	602,0294	1	0,478771	0,016348	0,017222	5	278,1	-0,986	0,141	0,087	0,986	-0,168	-0,012		2. Mai.	14	18:19	18:32	
2023-04-15 18:23:00	0,006512	620,7525	1	0,392269	0,013811	0,007323	6,6	276,8	-0,986	0,118	0,114	0,986	-0,168	0,023		3. Mai.	15	18:19	18:33	
2023-04-15 18:24:00	0,007136	618,8148	1	0,401193	0,014081	0,014887	6,4	277	-0,986	0,122	0,112	0,985	-0,169	0,018		4. Mai.	15	18:19	18:33	
2023-04-15 18:25:00	0,007521	616,8734	1	0,410316	0,014356	0,018282	6,2	277,2	-0,986	0,125	0,109	0,985	-0,17	0,014		5. Mai.	15	18:19	18:33	
2023-04-15 18:26:00	0,007817	614,9281	1	0,419644	0,014636	0,02022	6,1	277,4	-0,986	0,128	0,106	0,985	-0,17	0,01		6. Mai.	15	18:19	18:33	
2023-04-15 18:27:00	0,008063	612,9791	1	0,429181	0,014921	0,021396	5,9	277,6	-0,986	0,131	0,103	0,985	-0,171	0,006		7. Mai.	15	18:20	18:34	
2023-04-15 18:28:00	0,008273	611,0264	1	0,438931	0,015212	0,02203	5,8	277,8	-0,986	0,135	0,101	0,985	-0,172	0,001		8. Mai.	15	18:20	18:34	
2023-04-15 18:29:00	0,008455	609,0699	1	0,448899	0,015507	0,022283	5,6	278	-0,986	0,138	0,098	0,985	-0,173	-0,003		9. Mai.	15	18:20	18:34	
2023-04-15 18:30:00	0,008615	607,1098	1	0,45909	0,015808	0,022235	5,5	278,2	-0,985	0,141	0,095	0,985	-0,173	-0,007		10. Mai.	15	18:19	18:33	
2023-04-15 18:31:00	0,008748	605,1459	1	0,469509	0,016115	0,021849	5,3	278,4	-0,985	0,145	0,092	0,985	-0,174	-0,011		11. Mai.	16	18:19	18:34	
2023-04-15 18:32:00	0,008862	603,1783	1	0,48016	0,016427	0,021229	5,1	278,5	-0,985	0,148	0,089	0,984	-0,175	-0,015		12. Mai.	15	18:20	18:34	
2023-04-16 18:20:00	0,005817	629,4628	1	0,36788	0,013134	0,000523	7,2	276,7	-0,985	0,116	0,125	0,984	-0,173	0,032		13. Mai.	15	18:20	18:34	
2023-04-16 18:21:00	0,006592	627,5517	1	0,376247	0,013392	0,011861	7	276,9	-0,985	0,119	0,122	0,984	-0,174	0,028		14. Mai.	15	18:20	18:34	
2023-04-16 18:22:00	0,007162	625,6369	1	0,384802	0,013655	0,018402	6,8	277,1	-0,985	0,122	0,119	0,984	-0,174	0,024		15. Mai.	16	18:20	18:35	
2023-04-16 18:23:00	0,007549	623,7183	1	0,393548	0,013922	0,021743	6,7	277,3	-0,985	0,126	0,116	0,984	-0,175	0,02		16. Mai.	16	18:20	18:35	
2023-04-16 18:24:00	0,007853	621,7959	1	0,40249	0,014195	0,023729	6,5	277,5	-0,985	0,129	0,114	0,984	-0,176	0,015		17. Mai.	15	18:21	18:35	
2023-04-16 18:25:00	0,008107	619,8697	1	0,411632	0,014472	0,024959	6,4	277,6	-0,985	0,132	0,111	0,984	-0,177	0,011		18. Mai.	15	18:21	18:35	
2023-04-16 18:26:00	0,008331	617,9398	1	0,420978	0,014755	0,02573	6,2	277,8	-0,985	0,135	0,108	0,984	-0,177	0,007		19. Mai.	15	18:21	18:35	
2023-04-16 18:27:00	0,008523	616,0062	1	0,430533	0,015042	0,026089	6,1	278	-0,985	0,139	0,105	0,984	-0,178	0,003		20. Mai.	16	18:22	18:37	
2023-04-16 18:28:00	0,008698	614,0689	1	0,440301	0,015335	0,026165	5,9	278,2	-0,985	0,142	0,103	0,984	-0,179	-0,002		21. Mai.	16	18:22	18:37	
2023-04-16 18:29:00	0,008852	612,1278	1	0,450288	0,015633	0,025999	5,7	278,4	-0,984	0,145	0,1	0,984	-0,18	-0,006		22. Mai.	16	18:22	18:37	
2023-04-16 18:30:00	0,008984	610,1831	1	0,460497	0,015937	0,025575	5,6	278,6	-0,984	0,149	0,097	0,984	-0,18	-0,01		23. Mai.	15	18:23	18:37	
2023-04-16 18:31:00	0,009097	608,2346	1	0,470933	0,016246	0,024915	5,4	278,8	-0,984	0,152	0,094	0,983	-0,181	-0,014		24. Mai.	15	18:23	18:37	
2023-04-17 18:19:00	0,005714	634,2498	1	0,352928	0,012696	0,002294	7,6	276,7	-0,984	0,116	0,132	0,983	-0,178	0,038		25. Mai.	15	18:23	18:37	
2023-04-17 18:20:00	0,006455	632,3576	1	0,360951	0,012946	0,013202	7,4	276,9	-0,984	0,12	0,13	0,983	-0,179	0,033		26. Mai.	16	18:23	18:38	
2023-04-17 18:21:00	0,007056	630,4616	1	0,369153	0,0132	0,020312	7,3	277,1	-0,984	0,123	0,127	0,983	-0,18	0,029		27. Mai.	16	18:23	18:38	
2023-04-17 18:22:00	0,007476	628,5619	1	0,377539	0,01346	0,024124	7,1	277,3	-0,984	0,126	0,124	0,983	-0,181	0,025		28. Mai.	16	18:23	18:38	
2023-04-17 18:23:00	0,007801	626,6584	1	0,386112	0,013724	0,026381	7	277,5	-0,984	0,13	0,121	0,983	-0,181	0,021		29. Mai.	16	18:23	18:38	
2023-04-17 18:24:00	0,008072	624,7512	1	0,394877	0,013992	0,027809	6,8	277,7	-0,984	0,133	0,119	0,983	-0,182	0,016		30. Mai.	16	18:23	18:38	
2023-04-17 18:25:00	0,008305	622,8402	1	0,403838	0,014266	0,02869	6,6	277,9	-0,984	0,136	0,116	0,983	-0,183	0,012		31. Mai.	15	18:25	18:39	
2023-04-17 18:26:00	0,008516	620,9255	1	0,412999	0,014545	0,029234	6,5	278,1	-0,984	0,139	0,113	0,983	-0,184	0,008		1. Jun.	15	18:25	18:39	
2023-04-17 18:27:00	0,008702	619,0071	1	0,422364	0,014829	0,029452	6,3	278,3	-0,984	0,143	0,11	0,983	-0,184	0,004		2. Jun.	16	18:25	18:40	
2023-04-17 18:28:00	0,008869	617,085	1	0,431938	0,015118	0,02943	6,2	278,4	-0,983	0,146	0,107	0,983	-0,185	-0,001		3. Jun.	16	18:25	18:40	
2023-04-17 18:29:00	0,00902	615,1592	1	0,441725	0,015412	0,029197	6	278,6	-0,983	0,149	0,105	0,983	-0,186	-0,005		4. Jun.	16	18:25	18:40	
2023-04-17 18:30:00	0,009151	613,2297	1	0,45173	0,015712	0,028733	5,9	278,8	-0,983	0,153	0,102	0,982	-0,186	-0,009		5. Jun.	16	18:25	18:40	
2023-04-17 18:31:00	0,009268	611,2966	1	0,461958	0,016017	0,028105	5,7	279	-0,983	0,156	0,099	0,982	-0,187	-0,013		6. Jun.	16	18:26	18:41	
2023-04-18 18:18:00	0,005414	638,9789	1	0,338653	0,012273	0,03E-05	8	276,8	-0,983	0,117	0,14	0,982	-0,184	0,043		7. Jun.	16	18:26	18:41	
2023-04-18 18:19:00	0,006162	637,1055	1	0,346347	0,012515	0,011883	7,9	277	-0,983	0,12	0,137	0,982	-0,184	0,039		8. Jun.	16	18:26	18:41	

Minuten	Minuten im	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 3
22. April	20. August	18:11	18:18	18:47
<b>Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 3:</b> 1811 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 1234 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 577 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 16 Minuten pro Tag (Max)				

