

# SolPEG Blendgutachten

## Solarpark Petkus

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage  
in Petkus in Brandenburg**

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

☎ +49 40 79 69 59 36

📞 +49 40 79 69 59 38

@ info@solpeg.com

🌐 www.solpeg.com

## Inhalt

1	Auftrag .....	3
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung.....	4
2.1	Standort Übersicht .....	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	7
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....	8
3.1	Rechtliche Hinweise .....	8
3.2	Blendwirkung von PV-Modulen .....	8
3.3	Berechnung der Blendwirkung .....	10
3.4	Technische Parameter der PV-Anlage.....	11
3.5	Standorte für die Analyse .....	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren .....	13
4	Ergebnisse .....	16
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, B115 nordwestlich.....	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, B115 nördlich von PV-Feld 4 .....	17
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, B115 südlich von PV-Feld 2 .....	19
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, B115 östlich .....	20
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude östlich .....	20
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	21
6	Schlussbemerkung .....	21
7	Anhang (Auszug).....	22 - 32

## SolPEG Blendgutachten

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

## 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 800 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Petkus“ für Verkehrsteilnehmer auf der B115 sowie ggf. 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. Lichtleitlinie<sup>1</sup>, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV-Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Lichtleitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV-Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV-Anlage „Petkus“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Verkehrsteilnehmer auf der B115 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 ist aufgrund der aktuellen Datenlage nicht erforderlich.

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

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

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

## 2 Systembeschreibung

### 2.1 Standort Übersicht

Die Teilflächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet im Westen der Ortschaft Petkus in Brandenburg. Zwischen den Flächen verläuft die Bundesstraße B115. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen im Westen der Gemeinde Petkus in Brandenburg. Die Flächen sind überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">51.985°N, 13.340°O, 141 m ü N.N.</a>
Abstand zur B115	ca. 20 m (Baugrenze Grünstreifen)
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 450 m (nicht relevant)

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

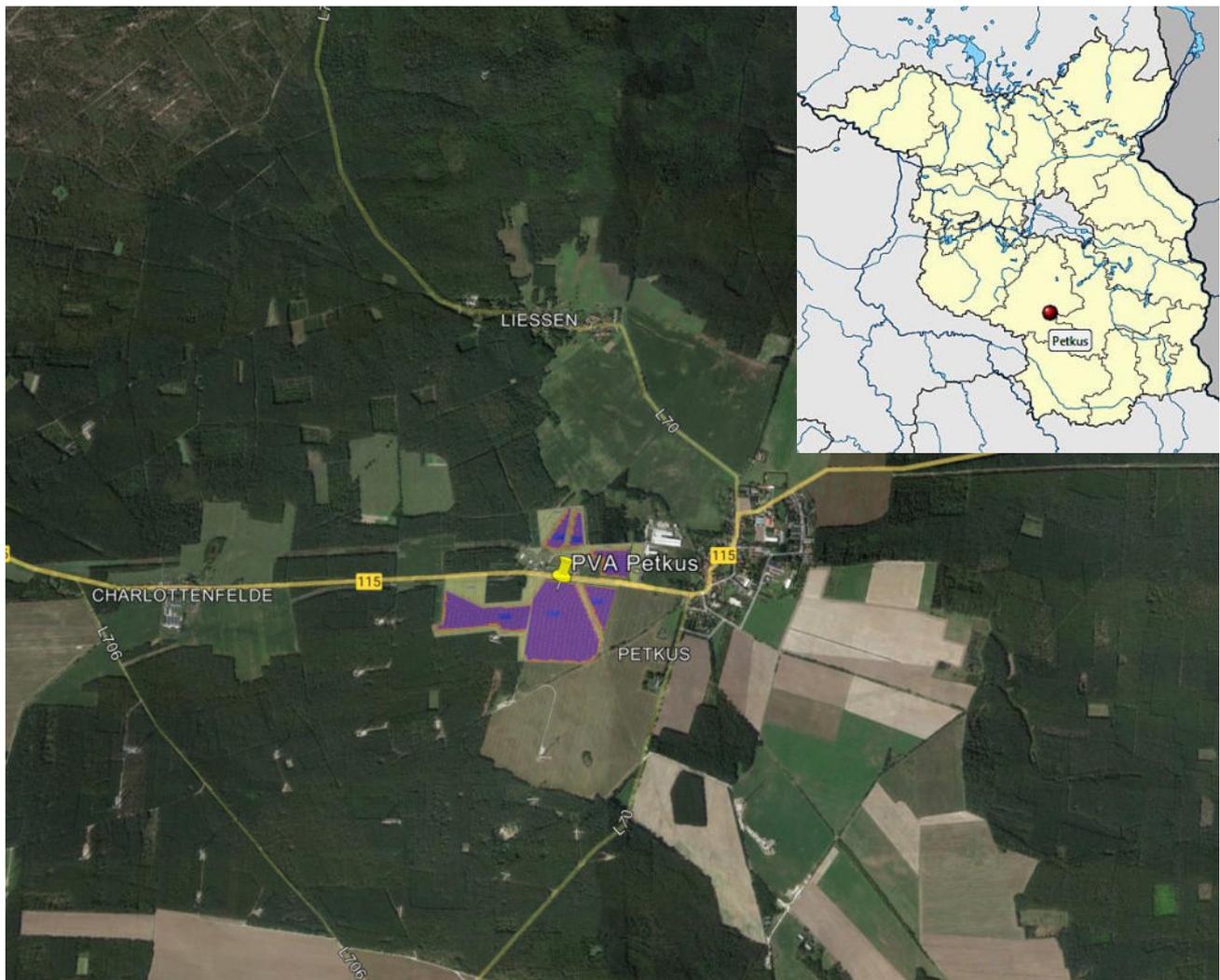


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

Detailansicht der PV-Anlage und Umgebung.



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

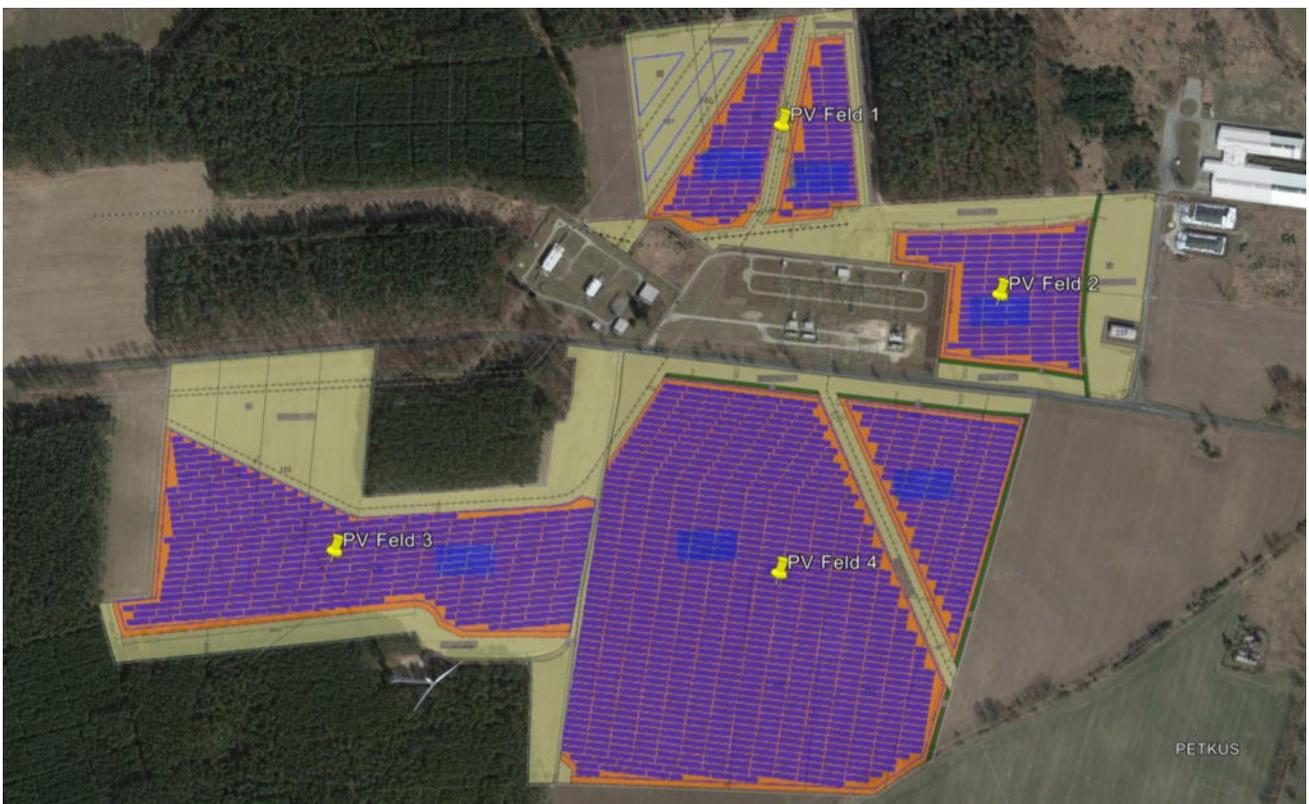


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV-Flächen (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Fotos der PV-Fläche. Blick von Nordwesten nach Osten auf das PV-Feld 3 (im Hintergrund).



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

Blick von Norden nach Süden auf das PV-Feld 4.



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

## 2.2 Umliegende Gebäude

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

---

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

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

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

---

Die folgende Skizze zeigt die PV-Anlage und die relevante Umgebung. Die östlich der PV-Anlage gelegenen Gebäude können aufgrund der Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden. Der Standort wird zu Kontrollzwecken dennoch untersucht. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden.



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

### 3 Ermittlung der 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>3</sup> die grundsätzlich  
fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleit-  
linie können lediglich im Einzelfall als Orientierung herangezogen werden.

#### 3.2 Blendwirkung von PV-Modulen

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

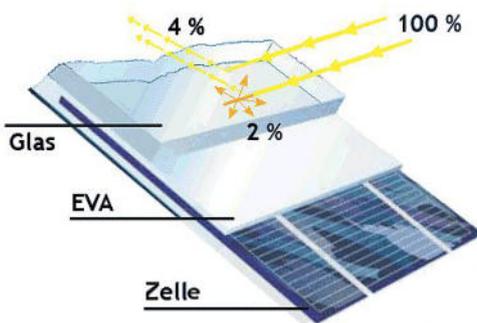


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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



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

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

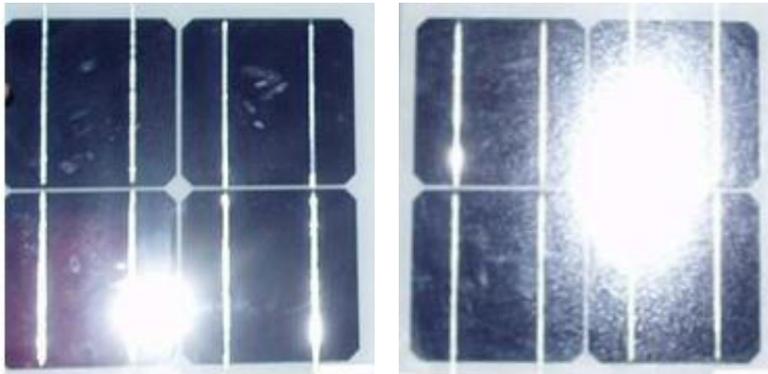


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

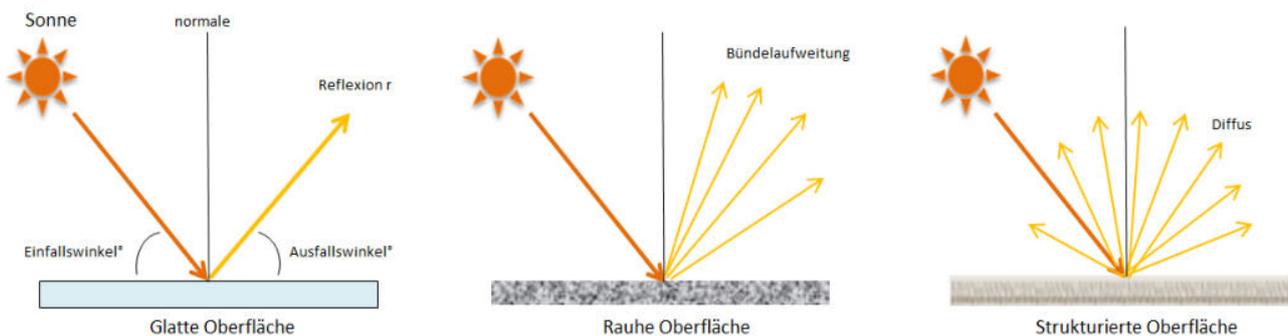


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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

### Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm <sup>2</sup> , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

### 3.3 Berechnung der Blendwirkung

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

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA<sup>4</sup> zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

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

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

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

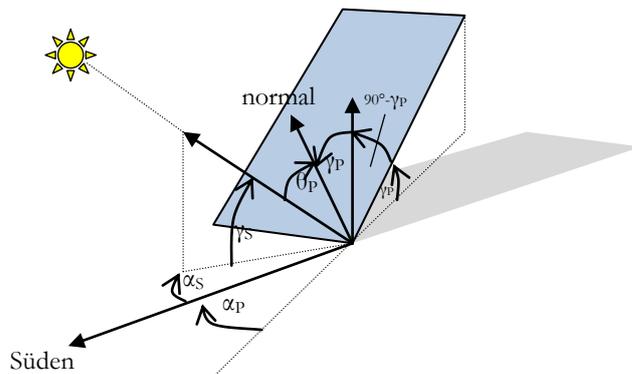


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

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

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

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

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

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

### 3.4 Technische Parameter der PV-Anlage

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

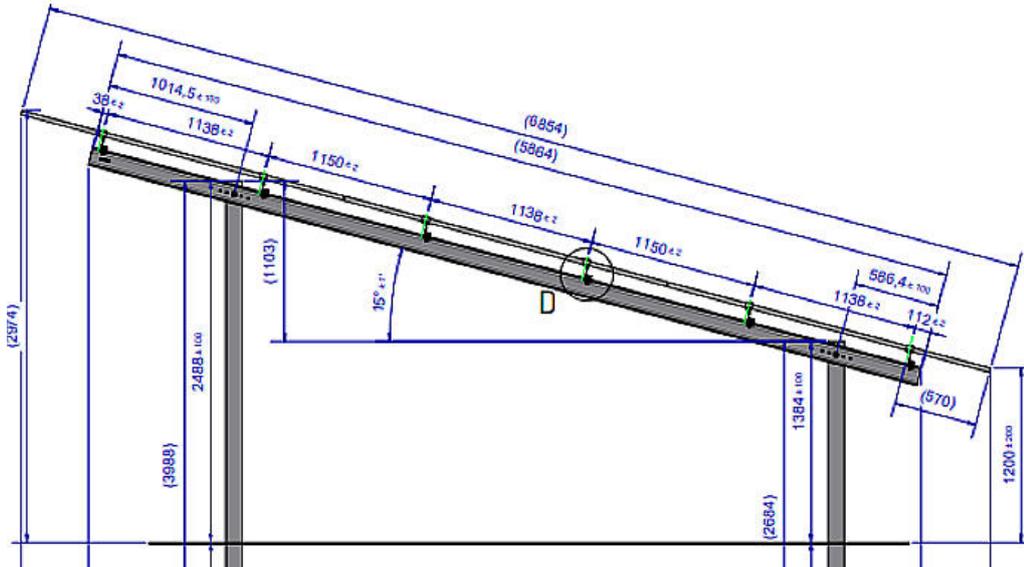


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Planungsunterlagen)

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

**Tabelle 2: Berechnungsparameter**

PV-Modul	LONGi (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	15°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,80 m bis 3,5 m, 2,15 m (gemittelt)
Höhe Messpunkte über GOK	2,0 m über Boden <sup>7</sup>
Relevanter Sichtwinkel/Sektor	Fahrtrichtung +/- 20°, 100 m Sichtweite

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

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

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

### 3.5 Standorte für die Analyse

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

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

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV-Anlage Petkus wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 4 Messpunkte im Verlauf der B115 sowie 1 Messpunkt im Bereich von umliegenden Gebäuden. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind in Abschnitt 4 aufgeführt. Weitere Messpunkte an Gebäuden wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

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

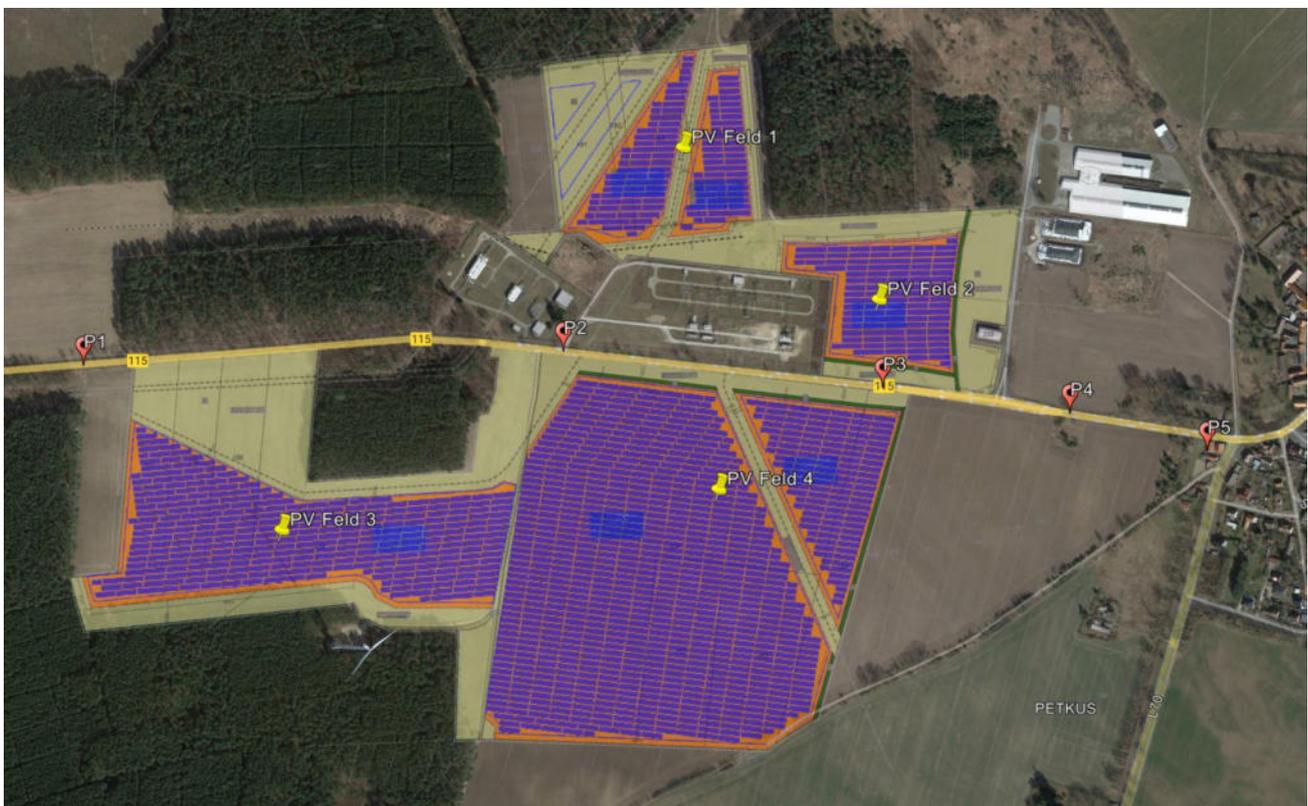


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV-Anlage und die Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

## 3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

### Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

## Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt<sup>9</sup> allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

## Einfallswinkel der Reflexion

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

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

## Entfernung zur Immissionsquelle

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

Die von der SolPEG seit 2015 in über 800 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar<sup>10</sup> basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories<sup>11</sup>. Die Software wird mittlerweile auch von anderen Gutachtern verwendet und könnte als Stand der Technik bezeichnet werden - obwohl (uns) Limitationen bekannt sind. Eine versierte Bedienung der Software ist unerlässlich für korrekte Ergebnisse.

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

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

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

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

## Sonstige Einflüsse

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

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

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

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

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

## Kategorien von Reflexionen

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

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

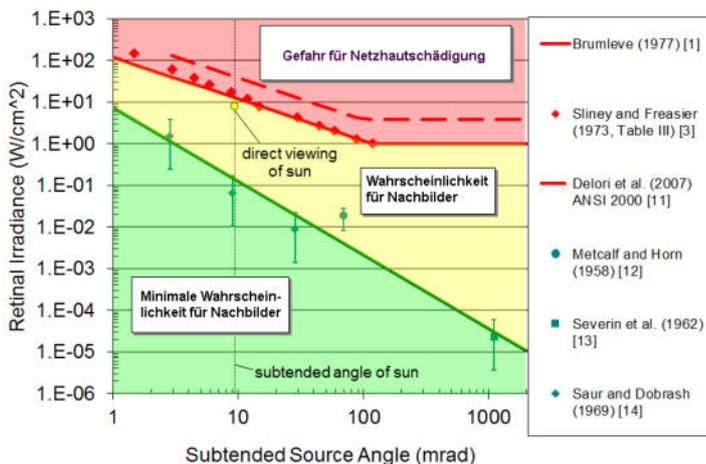


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

<sup>12</sup> Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

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

Bild: [https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc\\_eude\\_cen\\_cfc\\_mean\\_2023\\_17.png](https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2023_17.png)

## 4 Ergebnisse

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Messpunkt Bezeichnung	Breitengrad [°N]	Längengrad [°O]	Geländehöhe <sup>14</sup> ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 B115 nordwestlich	51.985756	13.328664	131,09	133,09	-
P2 B115 nördlich PV-Feld 4	51.985929	13.338568	142,47	144,47	nicht relevant <sup>ESD</sup>
P3 B115 südlich PV-Feld 2	<a href="#">51.985488</a>	13.345115	146,07	148,07	nicht relevant <sup>WD</sup>
P4 B115 östlich	51.985153	13.348951	145,18	147,18	-
P5 Gebäude östlich	51.984649	13.351818	141,96	143,96	nicht relevant <sup>ED</sup>

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

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

#### 4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, B115 nordwestlich

Am Messpunkt P1 auf der B115 nordwestlich der PV-Anlage sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch die PV-Anlage kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

#### 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, B115 nördlich von PV-Feld 4

Am Messpunkt P2 auf der B115 können theoretisch Reflexionen an insgesamt nur 182 Minuten pro Jahr durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch Anfang Mai und Anfang August zwischen 06:26 – 06:47 Uhr für max. 9 Minuten aus östlicher Richtung durch das PV-Feld 2 auftreten. Aufgrund der sehr großen Entfernung von über 300 m zur Immissionsquelle sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Darüber hinaus besteht aufgrund der örtlichen Gegebenheiten kein direkter Sichtkontakt zur PV-Fläche.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch die PV-Anlage kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

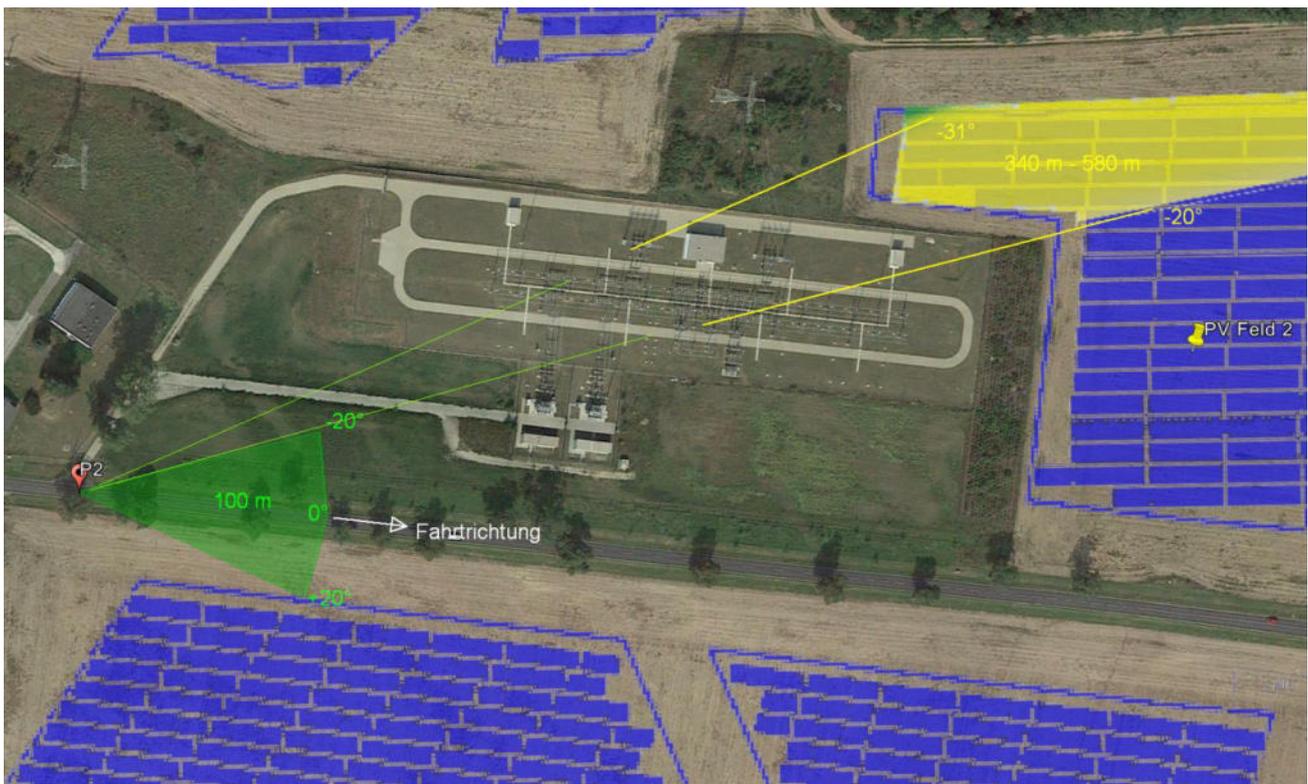


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler. In der Realität besteht kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P2 aus Sicht des Fahrzeugführers aus leicht erhöhter Position (ca. 2,1 m) bei der Fahrt Richtung Osten. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die PV-Anlage nicht einsehbar ist aber aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle und der sehr geringen zeitlichen Dauer sind potenzielle Reflexionen nicht relevant.



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

### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, B115 südlich von PV-Feld 2

Am Messpunkt P3 auf der B115 im Bereich der Einmündung können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 12. Mai - 01. August, in den frühen Morgenstunden zwischen 06:14 - 06:45 Uhr, max. 10 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Osten mit ca.  $-30^\circ$  bis  $-42^\circ$  links (östlich) zur Fahrtrichtung allerdings außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors ( $\pm 20^\circ$  relativ zur Fahrtrichtung, 100 m Sichtweite). Aufgrund der Einfallswinkel und aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse - insbesondere aufgrund der sehr großen Einfallswinkel - kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet. Dies gilt auch für den weiteren Verlauf der B115.

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



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

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich östlich der Fahrbahn können bei der Fahrt Richtung Osten theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler. Aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen nicht relevant.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P3 aus Sicht des Fahrzeugführers aus leicht erhöhter Position (ca. 2,1 m) bei der Fahrt Richtung Osten (Petkus). Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV-Anlage teilweise links im Bild sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären weiter links, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, außerhalb des Bildes.



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

#### 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, B115 östlich

Am Messpunkt P4 auf der B115 östlich der Einmündung sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch die PV-Anlage ist ausgeschlossen werden.

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

Am Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude östlich der PV-Anlage, u.a. an der Adresse Petkuser Hauptstraße 37 wurden zu Kontrollzwecken untersucht da auch hier aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV-Anlage zu rechnen ist. Insbesondere aufgrund der sehr großen Entfernung von über 400 m zur Immissionsquelle kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden kann. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude (u.a. Wasserwerk Petkus) und Fahrzeugführer auf der L70.

In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden.

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

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

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV-Anlage Petkus mit dem Einsatz von hochwertigen PV-Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Im Verlauf der B115 können rein rechnerisch in geringem Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen nicht relevant. Darüber hinaus besteht überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine gefährdende Blendwirkung kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet. Dies gilt gleichermaßen auch für Fahrzeuge mit einer erhöhten Sitzposition (LKW).

Im Bereich der östlich gelegenen Gebäude sind aufgrund der sehr großen Entfernung keine relevanten Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden und dementsprechend ist eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage nicht gegeben.

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.

Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

## 6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 02.08.2024

  
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

# BEBAUUNGSPLAN "SOLARPARK PETKUS" DER STADT BARUTH/MARK



**RECHTSGRUNDLAGEN**

- Baugesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 3. November 2017 (BGBl. I S. 3634), zuletzt geändert durch Gesetz vom 03.07.2023 (BGBl. I S. 176) m.V.v. 07.07.2023
- Baumzonenverordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 21. November 2017 (BGBl. I S. 3786), die durch Artikel 3 des Gesetzes vom 4. Januar 2023 (BGBl. I Nr. 6) geändert worden ist
- Finanzierungsverordnung vom 18. Dezember 1999 (BGBl. 1991 I S. 58), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 14. Juni 2021 (BGBl. I S. 1802) geändert worden ist
- Bundesnaturschutzgesetz vom 29. Juli 2009 (BGBl. I S. 2542), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 8. Dezember 2022 geändert worden ist
- Brandenburgisches Ausführungsgesetz zum Bundesnaturschutzgesetz (Brandenburgisches Naturschutzausführungsgesetz - BbgNatSchAG) vom 21. Januar 2013 (GVBl. I/13, Nr. 3), S. ber. GVBl. I/13 (Nr. 21) zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. September 2020 (GVBl. I/20, Nr. 28)
- Brandenburgische Bauordnung (BbgBO) 1) in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. November 2018 (GVBl. I/18, Nr. 39) zuletzt geändert durch Gesetz vom 9. Februar 2021
- Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274, 2013 I S. 123), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 19. Oktober 2022 (BGBl. I S. 1792) geändert worden ist
- Bundesfernstraßengesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 28. Juni 2007 (BGBl. I S. 1206), das zuletzt durch Artikel 2a des Gesetzes vom 3. Dezember 2020 (BGBl. I S. 2694) geändert worden ist
- Gesetz zur sofortigen Verbesserung der Rahmenbedingungen für die erneuerbaren Energien im Städtebaurecht, 11.01.2023

**TEXTLICHE FESTSETZUNGEN**

**1. Art der baulichen Nutzung**  
 (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 BauGB i.V.m. § 11 Abs. 2 BauNVO)  
 Die Art der Nutzung wird für das Gebiet der Photovoltaikanlage als Sonstiges Sondergebiet PV festgesetzt, der Zweckbestimmung des Sondergebietes dienen.  
 Als zulässig festgesetzt werden alle jene baulichen Anlagen, die für den Betrieb der Photovoltaikanlagen erforderlich sind bzw. in einem unmittelbaren Zusammenhang mit der Nutzung stehen.  
 In den SO 1-6 sind zulässig:  
 - Modulreihen mit Solarmodulen (Photovoltaikanlagen),  
 - Betriebs- und Transformatorgebäude, die der Zweckbestimmung des Sondergebietes dienen,  
 - Zufahrten und Wartungsflächen.

**2. Maß der baulichen Nutzung**  
 (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 BauGB i.V.m. § 16 Abs. 2 BauNVO)  
 2.1 Grundflächenzahl  
 Die Grundflächenzahl im SO wird mit 0,6 festgesetzt.  
 2.2 Höhe baulicher Anlagen  
 Die Baulichen Anlagen dürfen eine Gesamthöhe von 4 m über Geländeoberfläche nicht überschreiten. Höhenbezugspunkt: Geländeoberfläche ist die natürliche Geländeoberfläche gemäß § 2 Abs. 12 Brandenburgische Bauordnung (BbgBO).

**3. Grünflächen**  
 (§ 9 Abs. 1 Nr. 15 BauGB)  
 Die im Plan festgesetzten Grünflächen ist öffentlich.

**4. Geh-, Fahr- und Leitungsrecht**  
 (§ 9 Abs. 1 Nr. 21 BauGB)  
 Die Fläche GFL wird mit Geh-, Fahr- und Leitungsrechten zu Gunsten der Eigentümer- und Betreiber der Windkraftanlagen, Freiflächenphotovoltaikanlagen, zuständigen Ver- und Entsorgungsunternehmen sowie anliegenden Land- und Forstwirten belegt.

**5. Maßnahmen zum Schutz, zur Pflege und zur Entwicklung von Natur und Landschaft**  
 (§ 9 Abs. 1 Nr. 20 BauGB)  
 5.1 Im Sondergebiet SO darf die Versiegelung durch Photovoltaikfreianlagen einschließlich ihrer im Sondergebiet zulässigen Nebenanlagen gemäß § 14 BauNVO sowie der erforderlichen Bewegungsflächen nur maximal 5 von Hundert der festgesetzten Sondergebietsfläche betragen.  
 5.2 Die Befestigung von Wegen, Zufahrten und Stellplatzflächen ist nur in wasser- und luftdurchlässiger Bauart (z. B. Schotterdecke) herzustellen.  
 5.3 Die Flächen mit der Kennzeichnung B werden zum Ausgleich der Reviervluste der Felder als Dauergrünland entwickelt. Es wird die Verwendung der Saatgutmischung empfohlen.  
 5.4 Die Flächen unter den Freiflächen-Photovoltaikanlagen sind mit der unter Hinweis aufgeführten zertifizierten, regional angepassten Saatgutmischung anzubauen. Der Einsatz von Pestiziden und organischen sowie mineralischen Düngern ist unzulässig.

**6. Flächen zum Anpflanzen bzw. Erhalten von Bäumen und Sträuchern**  
 (§ 9 Abs. 1 Nr. 20 BauGB sowie § 9 Abs. 1 Nr. 25 a und b BauGB)  
 Die Flächen mit der Kennzeichnung A sind zur Entwicklung von Natur und Landschaft mit dichten Gehölz- und Strauchpflanzungen auszubilden. In der Fläche sind Bäume, Sträucher und sonstige Bepflanzungen je SO mit Pflanzfläche ein Baum der Qualität 18/20 sowie 10 Sträucher der Qualität 60/80 der Liste empfohlener Baum- und Straucharten zu pflanzen.

**7. Zeitliche Befristung**  
 7.1 Die Zulässigkeit der Errichtung von Photovoltaikanlagen im sonstigen Sondergebiet SO 1 „Freiflächenphotovoltaikanlage“ gilt nur bis zu dem Zeitpunkt, in dem in den sonstigen Sondergebiet SO 1 bauliche Anlagen und Erschließungsanlagen, die der Nutzung der Windenergie dienen („Windenergievorhaben“), errichtet werden sollen (auflösende Bedingung). Der Bedingungseintritt liegt bezogen auf das sonstige Sondergebiet SO 1 vor, wenn eine Genehmigung/Änderungsgenehmigung für die Errichtung und den Betrieb einer oder mehrerer Windenergievorhaben von der zuständigen Genehmigungsbehörde erteilt wurde (Errichtungsgenehmigung).  
 7.2 Bei Bedingungseintritt endet im SO 1 auf der für die Windenergieerzeugung benötigten Fläche die Zulässigkeit der Errichtung von Freiflächenphotovoltaikanlagen. Es sind auf dieser durch Errichtungsgenehmigung bestätigten Fläche dann grundsätzlich nur Windenergievorhaben zulässig (Folgenutzung). Auf der nicht für die Errichtung und Inbetriebnahme von einer oder mehreren Windenergieanlagen benötigten Fläche bleibt die Errichtung von Freiflächenphotovoltaikanlagen gemäß Ziffer 5.1 und 5.2 weiter zulässig, solange kein Bedingungseintritt gem. Ziffer 5.1 eintritt.

**8. Bauordnungsrechtliche Festsetzungen**  
 (§ 9 Abs. 4 i.V.m. § 87 Abs. 9 BbgBO)  
 8.1 Einfriedungen sind bis zu einer Höhe von 2,00 m über der Geländeoberfläche zulässig. Höhenbezugspunkt: Geländeoberfläche ist die natürliche Geländeoberfläche gemäß § 2 Abs. 12 Brandenburgische Bauordnung (BbgBO).  
 8.2 Einfriedungen haben einen Abstand von mindestens 20 cm zum Boden einzuhalten. Im Falle einer Beweidung kann die Einzäunung woffischer mit Untergrabschutz ausgebildet werden. Zur Gewährleistung der Durchlässigkeit für kleinere und mittlere Säugtiere sind in diesem Fall alle 30 Meter punktuelle Durchlässe mit einer Größe von 20 x 20 cm einzurichten.

**Hinweis: Die tatsächliche Geländeoberfläche liegt zwischen 130 m und 150,4 m über NNH im DHHN 2016**

**LISTE EMPFOHLENER BAUM- UND STRAUCHARTEN**

Liste 1

Blaubeere	Hortensiee	Cornus sanguinea
Hainbuche		Corylus avellana
Weißdorn, zwerg		Crataegus baccata 3
Weißdorn, emgr.		Crataegus monogyna kleinfröng
Pflaumenblüthe		Eurospira
Feldahorn		Fraxinus excelsior
Erle, Traubenkirsche		Prunus padus
Schlehe		Prunus spinosa
Kirsche		Rhamnus cathartica
Schneeball		Rosa canina
Hundert-Rose		Rosa rugosa
Hornrose		Rosa rugosa
Weiß-Rose		Rubus idaeus
Feldrose		Rubus idaeus
Himbeere		Salix alba
Ohrröhre		Salix caprea
Grün-Weide		Salix caprea
Purpur-Weide		Salix purpurea
Grün-Weide		Salix viminalis
Mandel-Weide		Salix viminalis
Korn-Weide		Salix viminalis
Schwarzer Hühner		Sambucus nigra
Besenrose		Sambucus racemosa
Gemeiner Schneeball		Viburnum opulus
Holz-Weißdorn		Rubus saxatilis

Saatgutmischung

Gräser	Rot-Sträucher	%
Alopecurus pratensis	Weiden-Fuchschwanz	2,0
Arrhenatherum elatius	Weiden	3,0
Briza media	Wald-Weiden	3,0
Festuca pratensis	Weiden-Schneeball	5,0
Helictes rubra subsp. rubra	Weiden-Leschragas	3,0
Phleum pratense	Schmalblättrige Rose	1,0
Poa annua	Weiden-Blatt	1,0
Poa trivialis	Weiden-Blatt	1,0
Leguminosen	Gen. Hornklee	2,5
Lotus corniculatus	Gen. Schafgarbe	3,0
Centauria cyanea	Kornblume	3,0
Centauria jacea	Weiden-Fleckenblume	1,0
Cichorium intybus	Wegwarte	3,0
Dianthus barbatus	Weiden-Blatt	3,0
Galium album	Weiden-Blatt	2,0
Heracleum sphondylium	Weiden-Blatt	2,0
Konoplium aversinum	Acker-Wildruhelkraut	0,5
Lychnis viscaria	Karbidon-Margerite	0,5
Plantago lanceolata	Karbidon-Lichtweide	1,5
Prunella vulgaris	Gen. Braunelle	3,0
Thymus serpyllifolius	Gen. Braunelle	3,0
Succisa pratensis	Herbst-Weinzwitler	0,5
Stellaria media	Gen. Stenomeris	1,0
Stellaria media	Gen. Stenomeris	1,0
Summe		100,0

**Planzeichnerklärung**

**Nutzungsschablone**

Art der baulichen Nutzung  
 Grundflächenzahl (GRZ)

SO 1, SO 2, SO 3, SO 4, SO 5, SO 6  
 GRZ 0,6  
 SO-Modulreihen  
 OK 4m

Höhe

**Art der baulichen Nutzung**  
 (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 BauGB i.V.m. § 11 Abs. 2 BauNVO)  
 Sonstiges Sondergebiet PV-Freiflächenanlage

**Maß der baulichen Nutzung**  
 (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 BauGB i.V.m. § 16 Abs. 2 BauNVO)  
 0,6 Grundflächenzahl i.V.m. textlicher Festsetzung 2.1  
 OK 4m Höhe baulicher Anlagen als Höchstmaß i.V.m. textlicher Festsetzung 2.2

**Bauweise, überbaubare Grundstücksfläche, Stellung baulicher Anlagen**  
 (§ 9 Abs. 1 Nr. 2 BauGB)  
 Baugrenze gemäß § 23 Abs. 3 BauNVO

**Hauptversorgungsleitungen**  
 (§ 9 Abs. 1 Nr. 13 BauGB)  
 - - - - - Hauptversorgungsleitung oberirdisch  
 - - - - - Hauptversorgungsleitung unterirdisch

**Grünflächen**  
 (§ 9 Abs. 1 Nr. 15 BauGB)  
 öffentliche Grünfläche

**Flächen für Landwirtschaft und Wald**  
 (§ 9 Abs. 1 Nr. 20 BauGB)  
 Landwirtschaft i.V.m. textlicher Festsetzung 5.4

**Naturschutz und Landschaftspflege**  
 (§ 9 Abs. 1 Nr. 20, 25 BauGB)  
 Umgrenzungen von Flächen für Maßnahmen zum Schutz i.V.m. textlicher Festsetzung 5.3  
 A gemäß textlicher Festsetzung 6

**Sonstige Planzeichen**  
 (§ 9 Abs. 1 Nr. 21, Abs. 7 BauGB)  
 Geh-, Fahr- und Leitungsrecht i.V.m. textlicher Festsetzung 4  
 Grenze des räumlichen Geltungsbereiches

**Plangrundlage**  
 Flurlinien  
 Flure  
 Flurstücke  
 Flurstücksnummern  
 Nachbarbebauung  
 Text Straßennamen

**STADT BARUTH/MARK**  
 Ortsteil Petkus

Vorhaben: **BEBAUUNGSPLAN** Maßstab: M 1:3000  
 Originalgröße: A1

"Solarpark Petkus" Quelle: Geo-Basis-DE/LGB 08/2023

Verfahrensstatus: **Vorentwurf**

Bearbeitungsstand: **August 2023**

Planverfasser: **Bruckbauer & Hennen GmbH**  
 14913 Jüterbog, Schillerstraße 45

# Hi-MO 5

(G2)

## LR5-72HIBD 530~550M

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

**12** 12-year Warranty for Materials and Processing

**30** 30-year Warranty for Extra Linear Power Output

### Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: ISO Quality Management System

ISO14001: 2015: ISO Environment Management System

ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

**LONGI**





# Petkus

## Petkus

**Created** Aug 02, 2024  
**Updated** Aug 02, 2024  
**Time-step** 1 minute  
**Timezone offset** UTC2  
**Minimum sun altitude** 8.0 deg  
**Site ID** 125856.21559

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



### Misc. Analysis Settings

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

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

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld 1	15.0	180.0	5,642	24	-
PV Feld 2	15.0	180.0	3,055	1,003	-
PV Feld 3	15.0	180.0	0	0	-
PV Feld 4	15.0	187.0	0	0	-

# PV Array(s)

Total PV footprint area: 373,854 m<sup>2</sup>

**Name:** PV Feld 1  
**Footprint area:** 42,698 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 15.0 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	51.987406	13.338690	142.16	2.00	144.16
2	51.989700	13.340995	141.52	2.00	143.52
3	51.989703	13.342239	140.96	2.00	142.96
4	51.987622	13.342402	145.83	2.00	147.83
5	51.987533	13.341061	144.19	2.00	146.19
6	51.987417	13.341061	144.24	2.00	146.24
7	51.987292	13.339688	143.49	2.00	145.49

**Name:** PV Feld 2  
**Footprint area:** 30,193 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 15.0 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	51.986904	13.343357	146.53	2.00	148.53
2	51.987310	13.343438	146.14	2.00	148.14
3	51.987409	13.346732	144.47	2.00	146.47
4	51.986213	13.346453	145.77	2.00	147.77
5	51.985685	13.346533	145.90	2.00	147.90
6	51.985896	13.344253	145.66	2.00	147.66
7	51.986864	13.344398	146.17	2.00	148.17

**Name:** PV Feld 3  
**Footprint area:** 72,064 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 15.0 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	51.984902	13.329707	131.06	2.00	133.06
2	51.983964	13.333065	135.00	2.00	137.00
3	51.984195	13.337442	138.67	2.00	140.67
4	51.983032	13.337153	138.35	2.00	140.35
5	51.982913	13.334717	139.18	2.00	141.18
6	51.983244	13.334245	137.53	2.00	139.53
7	51.982847	13.328870	131.03	2.00	133.03
8	51.983131	13.328795	130.66	2.00	132.66
9	51.983184	13.329535	131.40	2.00	133.40

**Name:** PV Feld 4  
**Footprint area:** 228,899 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 15.0 deg  
**Orientation:** 187.0 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	51.984352	13.337763	138.93	2.00	140.93
2	51.985489	13.339072	141.81	2.00	143.81
3	51.985112	13.345584	145.98	2.00	147.98
4	51.981661	13.344071	139.79	2.00	141.79
5	51.980987	13.342161	137.65	2.00	139.65
6	51.981107	13.337026	133.73	2.00	135.73

## Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	51.985756	13.328664	131.09	2.00	133.09
OP 2	51.985929	13.338568	142.47	2.00	144.47
OP 3	51.985488	13.345115	146.07	2.00	148.07
OP 4	51.985153	13.348951	145.18	2.00	147.18
OP 5	51.984649	13.351818	141.96	2.00	143.96

# Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt deg	Orientation deg	"Green" Glare min	"Yellow" Glare min	Energy Produced kWh	Data File
PV Feld 1	15.0	180.0	5,642	24	-	
PV Feld 2	15.0	180.0	3,055	1,003	-	
PV Feld 3	15.0	180.0	0	0	-	-
PV Feld 4	15.0	187.0	0	0	-	-

## 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	46	834	941	948	224	0	0	0	0
pv-feld-1 (yellow)	0	0	0	1	11	0	1	11	0	0	0	0
pv-feld-2 (green)	0	0	0	1	525	599	686	36	0	0	0	0
pv-feld-2 (yellow)	0	0	0	1	193	346	285	13	0	0	0	0

## PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

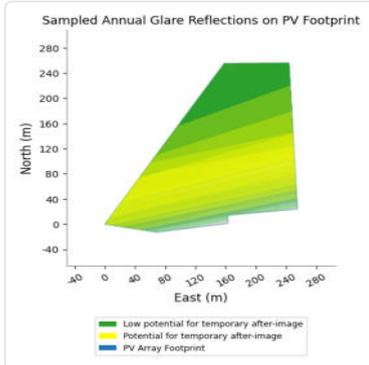
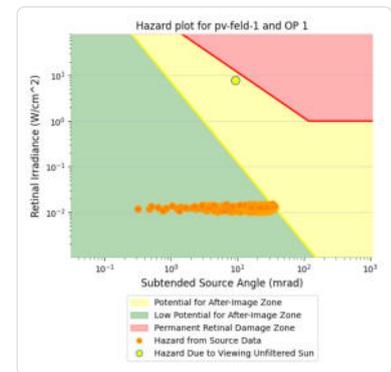
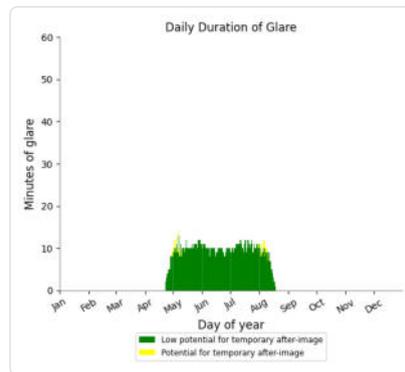
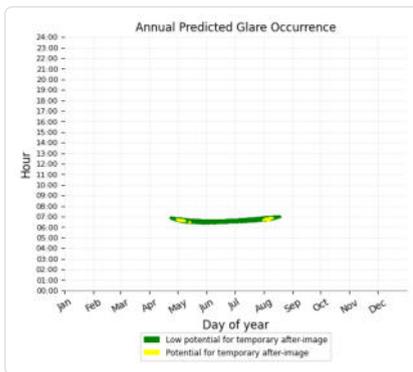
### PV Feld 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	1107	24
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	907	0
OP: OP 4	1745	0
OP: OP 5	1883	0

## PV Feld 1: OP 1

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

- 1,107 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 24 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



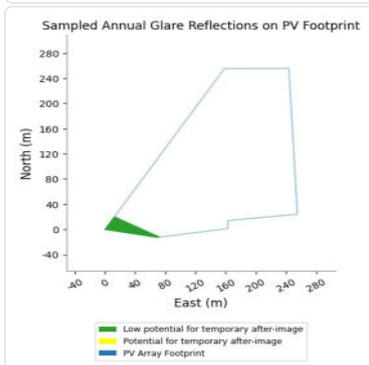
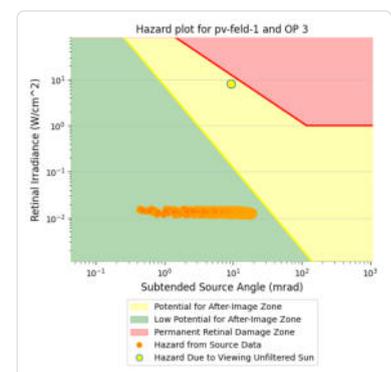
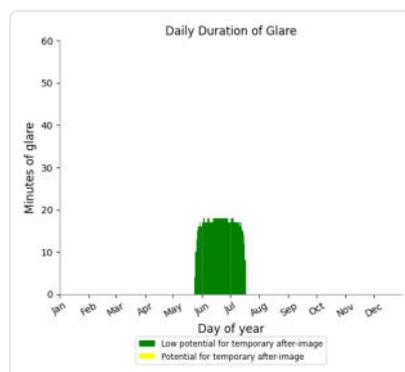
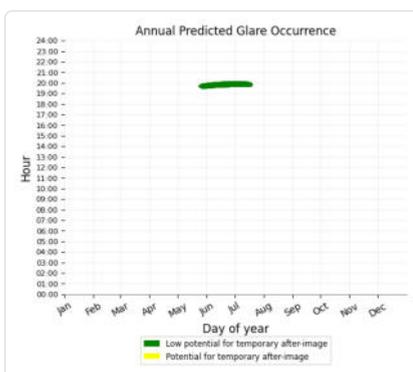
## PV Feld 1: OP 2

No glare found

## PV Feld 1: OP 3

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

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



OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	1283	182
OP: OP 3	726	546
OP: OP 4	17	0
OP: OP 5	1029	275

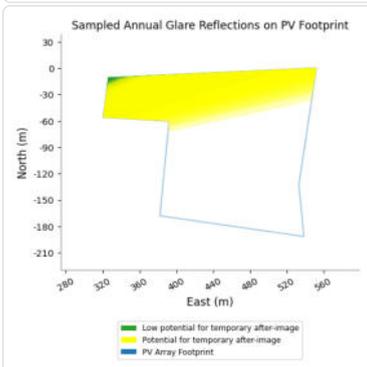
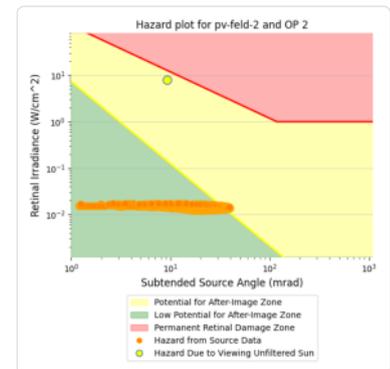
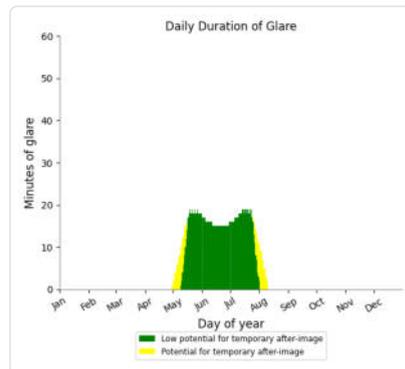
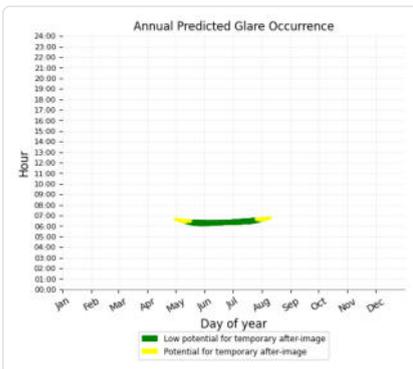
## PV Feld 2: OP 1

No glare found

## PV Feld 2: OP 2

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

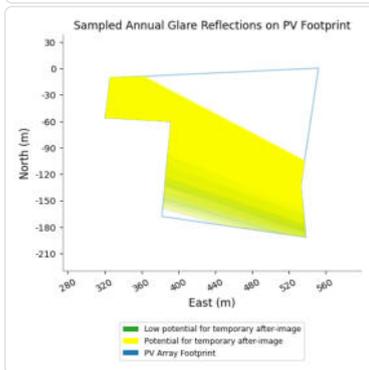
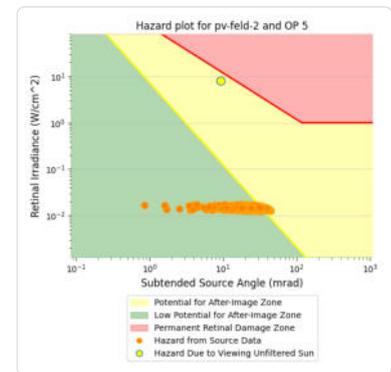
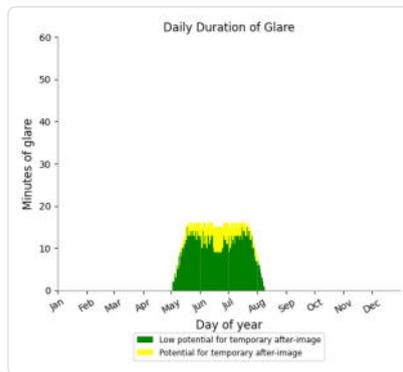
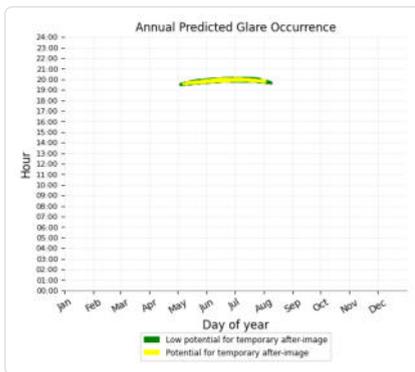
- 1,283 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 182 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld 2: OP 5

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

- 1,029 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 275 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld 3 no glare found

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

No glare found

## PV Feld 4 no glare found

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

No glare found

