

# Blendgutachten Solarpark Sallgast

**Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage  
in der Nähe von Sallgast 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

<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>16</b>
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke nordwestlich.....	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke südwestlich .....	18
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Sallgaster Straße / Lichterfelder Straße .....	19
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude westlich.....	20
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude südwestlich.....	21
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P6, Gebäude südlich .....	21
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung der Ergebnisse.....</b>	<b>23</b>
<b>6</b>	<b>Schlussbemerkung .....</b>	<b>23</b>
<b>7</b>	<b>Anhang (Auszug).....</b>	<b>24 – 40</b>

## SolPEG Blendgutachten

### Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Sallgast

#### 1 Auftrag

##### 1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Sallgast“ für die angrenzende Bahnstrecke sowie 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 „Sallgast“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für die angrenzende Bahnstrecke sowie 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 Lichtleitlinie 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 Flächen des Solarparks befinden sich ca. 2 km westlich von Sallgast in Brandenburg, ca. 8,5 km südöstlich von Finsterwalde. Südwestlich der Flächen verläuft die Bahnstrecke Finsterwalde–Schipkau. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen westlich von Sallgast in Brandenburg. Die Flächen sind überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">51.539°N, 13.817°O</a> 135 m ü.N.N.
Abstand zur Bahntrasse	ca. 20 m – 30 m
Entfernung zu Straßen	ca. 180 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 170 m (kleinste Entfernung)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

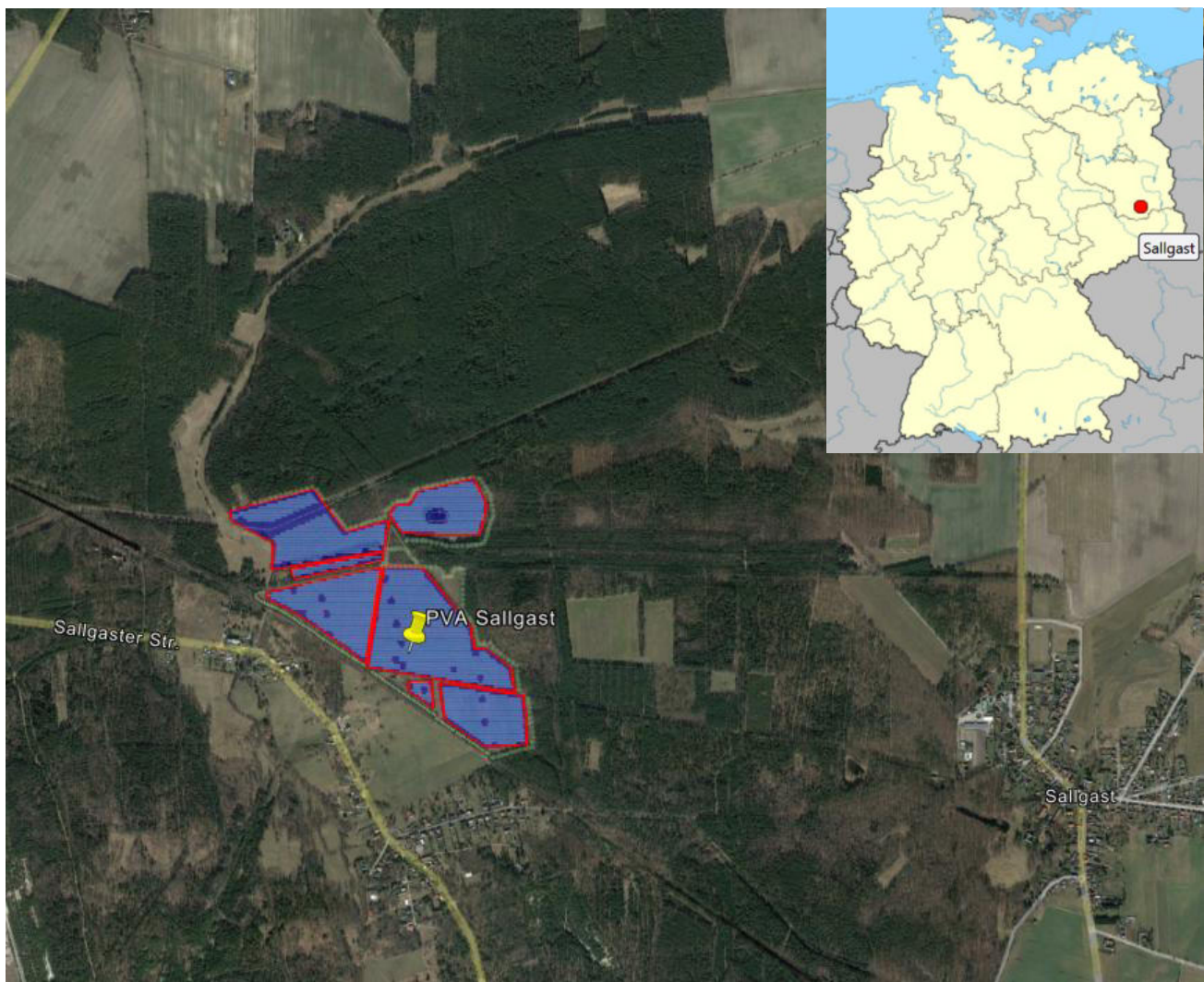


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

## Detailansicht der PV Anlage und Umgebung

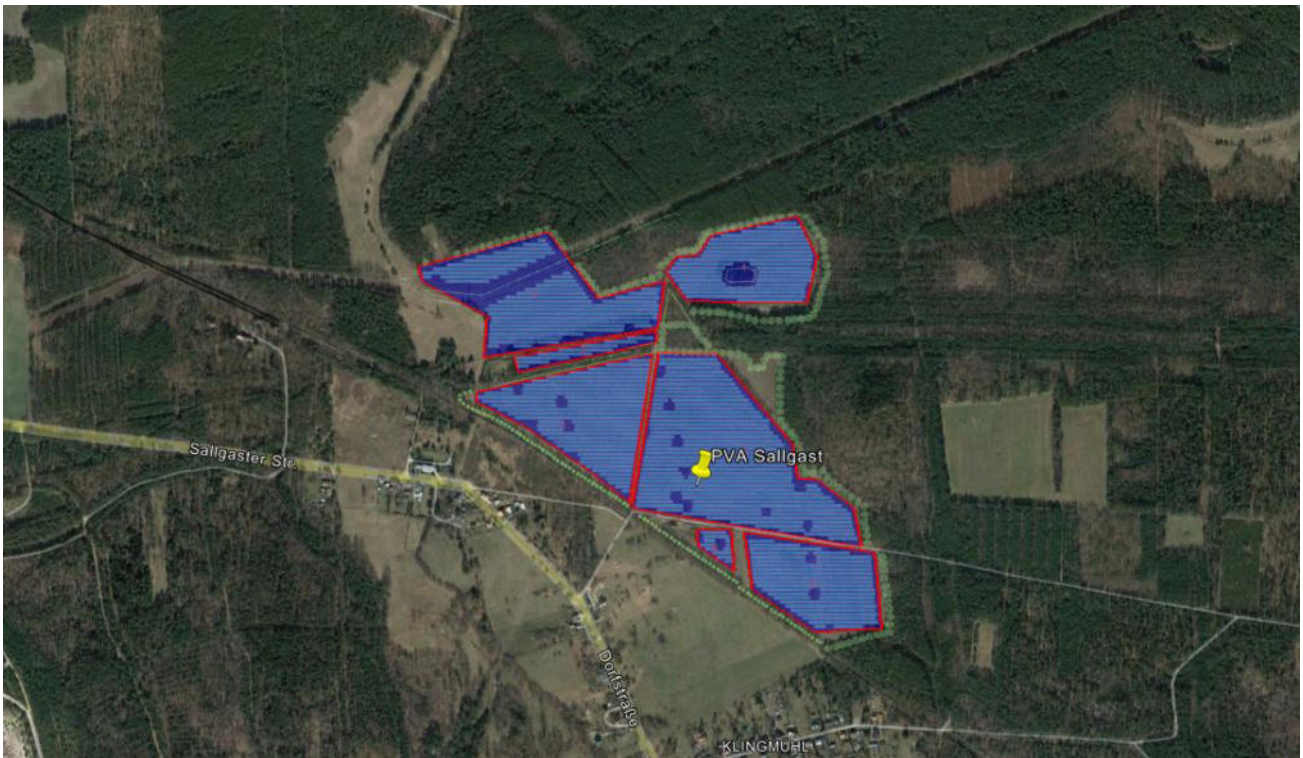


Bild 2.1.2: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

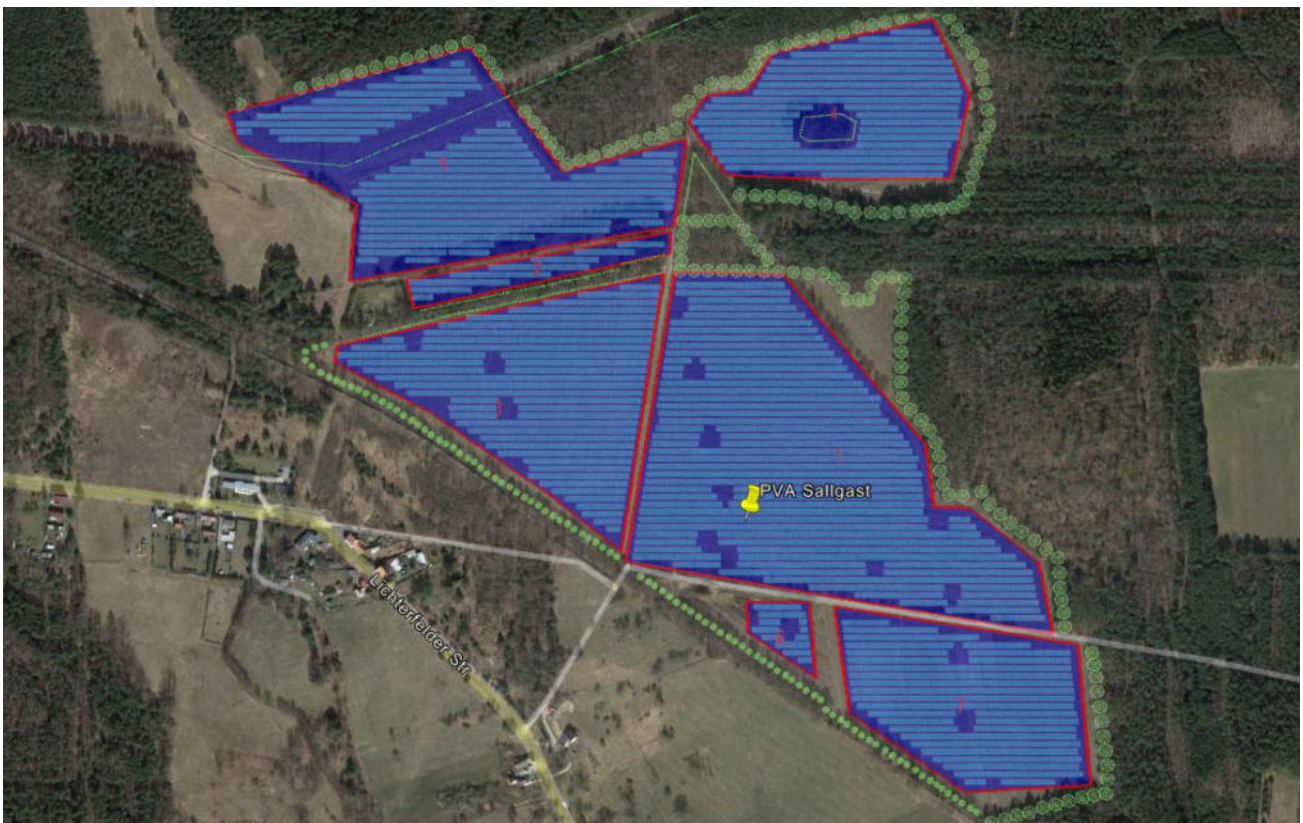


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

## 2.2 Umliegende Gebäude

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

---

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

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

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

---

Die folgende Skizze zeigt die PV Anlage und Umgebung. Die südwestlich gelegenen Gebäude können aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz von Reflexionen erreicht werden. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ist allerdings überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage vorhanden. Die Gebäude werden dennoch analysiert. Andere Gebäude in der Umgebung sind aufgrund der Lage, des Einfallswinkels und der Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV Anlage betroffen und werden nicht weiter analysiert.

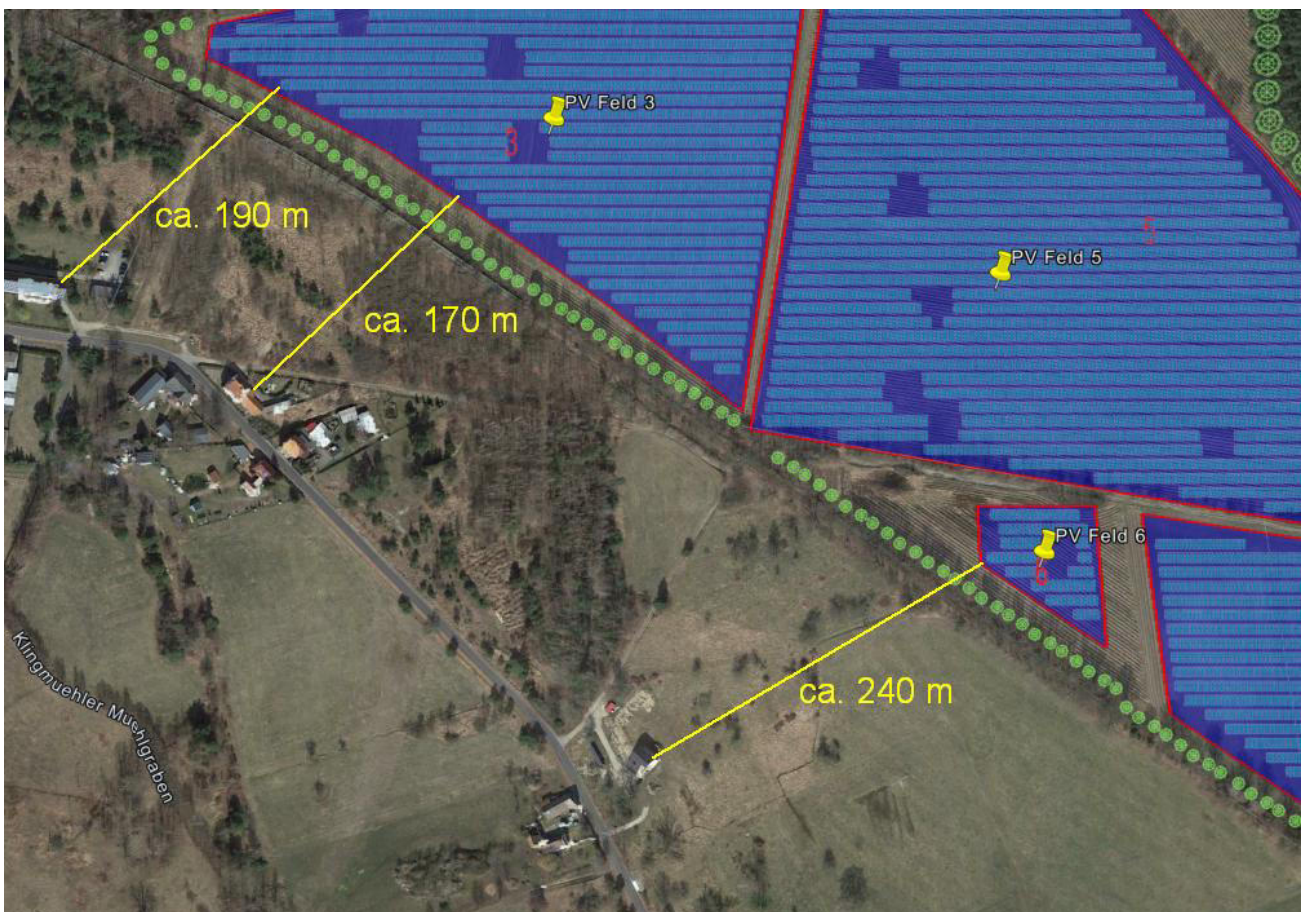


Bild 2.2.1: Gebäude südwestlich der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

### 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:

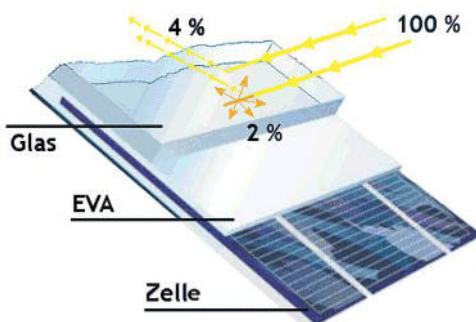


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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.

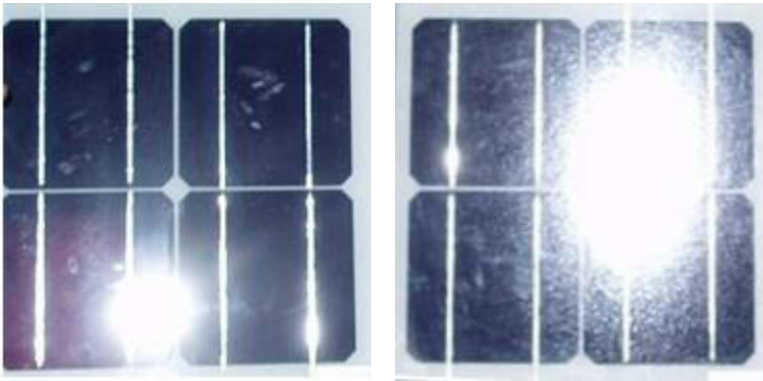


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

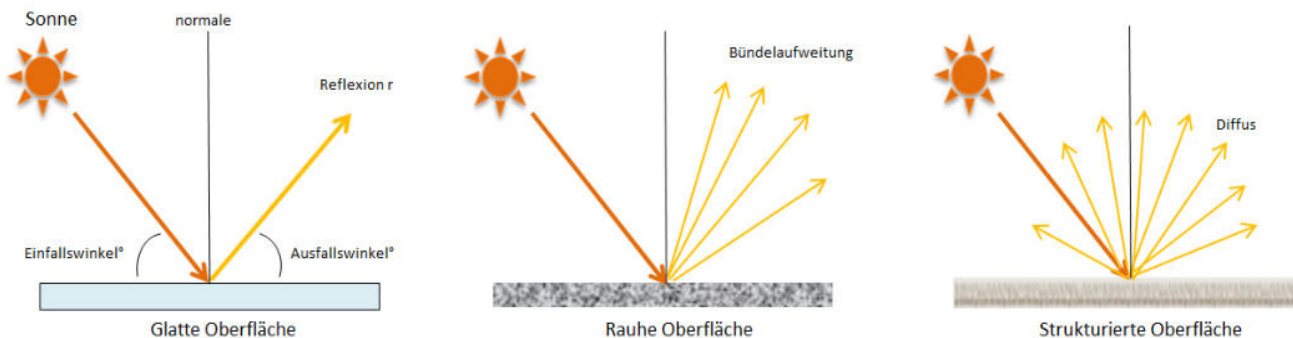


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Jolywood mit regulären 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 Properties	
Cell Type	182.00mm*91.00mm
Number of Cells	144pcs(12*12)
Dimension	2285mm*1134mm*30mm
Weight	33.5kg
Front /Rear Glass*	2.0mm/2.0mm
Frame	Anodized Aluminium
Junction Box	IP68 (3 diodes)
Length of Cable*	4.0mm <sup>2</sup> , 300mm
Connector	MC4 Compatible
*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>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 ist, kann der Winkel der Reflexion ( $\theta_p$ ) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

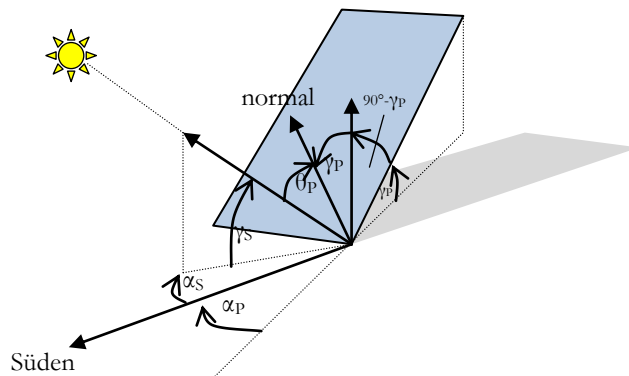


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

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

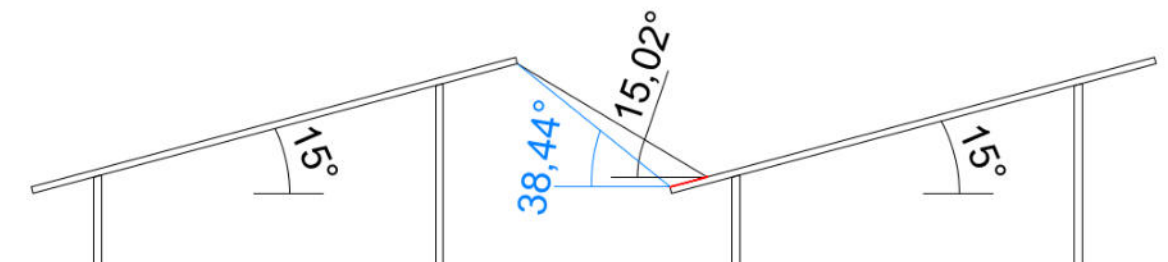


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Planungsunterlagen / SolPEG)

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

**Tabelle 2: Berechnungsparameter**

PV Modul Hersteller / Typ	Jolywood (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	4 Module hochkant übereinander (4P)
Achsen-Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	15°
Höhe der Modulfläche über Boden	min. ca. 0,80 m, max. 2,40 m (leichte Abweichungen)
Mittlere Höhe der Modulfläche für Simulation	1,9 m
Anzahl Messpunkte	6 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte über Boden	2,5 m (Bahnstrecke) ansonsten 2 m (gemittelte Höhe)

### 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 in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Sallgast wurden die relevanten PV Flächen ausgewählt und insgesamt 6 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke, 1 Messpunkt auf angrenzenden Straßen sowie 3 Messpunkte an umliegenden Gebäuden. Weitere Standorte an Gebäuden oder Straßen 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 gewählten Messpunkte:

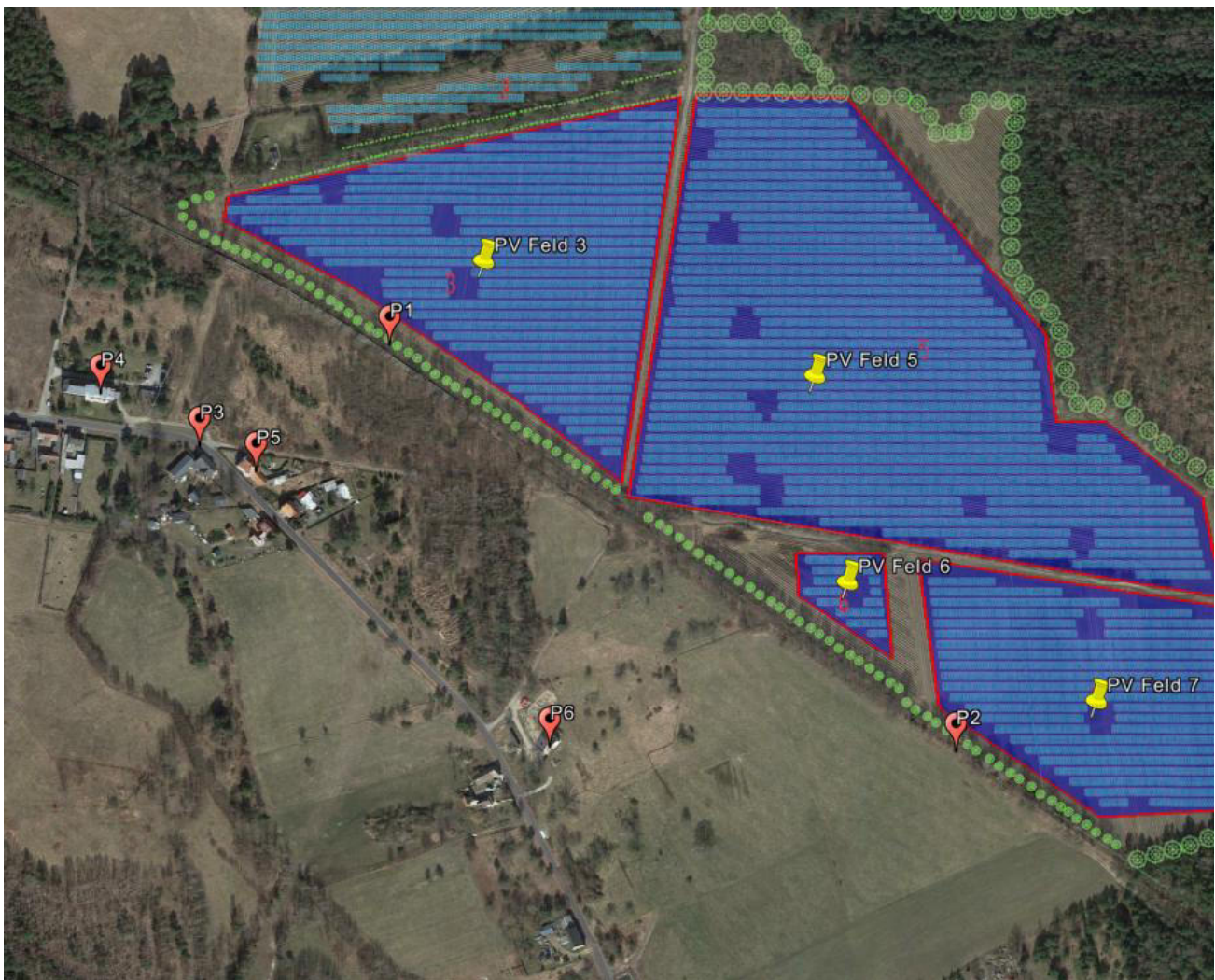


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

### 3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

#### Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

## Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belastigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt<sup>6</sup> allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

## Einfallswinkel der Reflexion

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

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

## Entfernung zur Immissionsquelle

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

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

<sup>6</sup> Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

## Sonderfall Zugführer

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

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



Bild 3.6.1: Fensterfront gängiger Loktypen (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt bearbeitet)

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

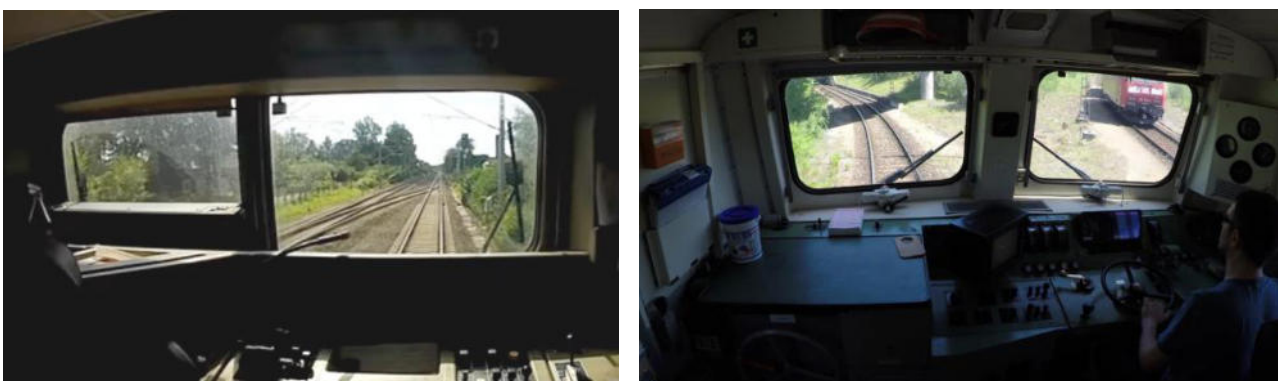


Bild 3.6.2: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

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

## 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>7</sup>) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2021 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>8</sup> von ca. 68 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

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

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

## Kategorien von Reflexionen

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

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

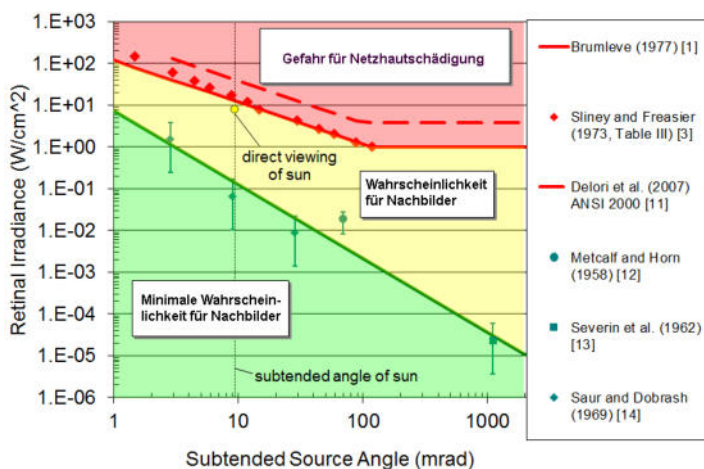


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

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

Bild: [https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc\\_eude\\_eur\\_cfc\\_mean\\_2021\\_17.png](https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_eur_cfc_mean_2021_17.png)

## 4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Sallgast 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 unbereinigten Ergebniswerte und Anmerkungen zu Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen zu verwenden. Diese werden im weiteren Verlauf von Abschnitt 4 für die jeweiligen Messpunkte gesondert beschrieben. Es wird bereits deutlich, dass selbst anhand der unbereinigten Rohdaten keine relevanten Reflexionen durch die PV Anlage zu erwarten sind.

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

Messpunkt	PV Feld 3	PV Feld 5	PV Feld 6	PV Feld 7
P1 Bahnstrecke nordwestlich	2687 <sup>W</sup>	432 <sup>W</sup>	-	-
P2 Bahnstrecke südwestlich	-	-	-	1613 <sup>W</sup>
P3 Sallgaster Straße / Lichterfelder Straße	222 <sup>WE</sup>	413 <sup>WE</sup>	-	-
P4 Gebäude Sallgaster Straße 11	223 <sup>D</sup>	335 <sup>D</sup>	-	-
P5 Gebäude Lichterfelder Str. 4	61 <sup>D</sup>	543 <sup>D</sup>	-	-
P6 Gebäude Dorfstraße 10	-	-	-	358 <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, Bahnstrecke nordwestlich

Am Messpunkt P1 auf der Bahnstrecke Finsterwalde–Schipkau können bei der Fahrt Richtung Südosten (Schipkau) theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 3 und in geringem Umfang auch durch das PV Feld 5 auftreten. Diese können zwischen rein rechnerisch zwischen dem 30. März und dem 12. September zwischen 05:50 - 06:30 Uhr für 5 bis max. 22 Minuten aus östlicher Richtung auftreten.

Entscheidend ist allerdings der Aspekt, dass die Einfallswinkel der Reflexionen mit ca.  $-35^\circ$  bis  $-84^\circ$  links (östlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels liegen (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ , ca. 100 m). Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage kann daher mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB-Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P1 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

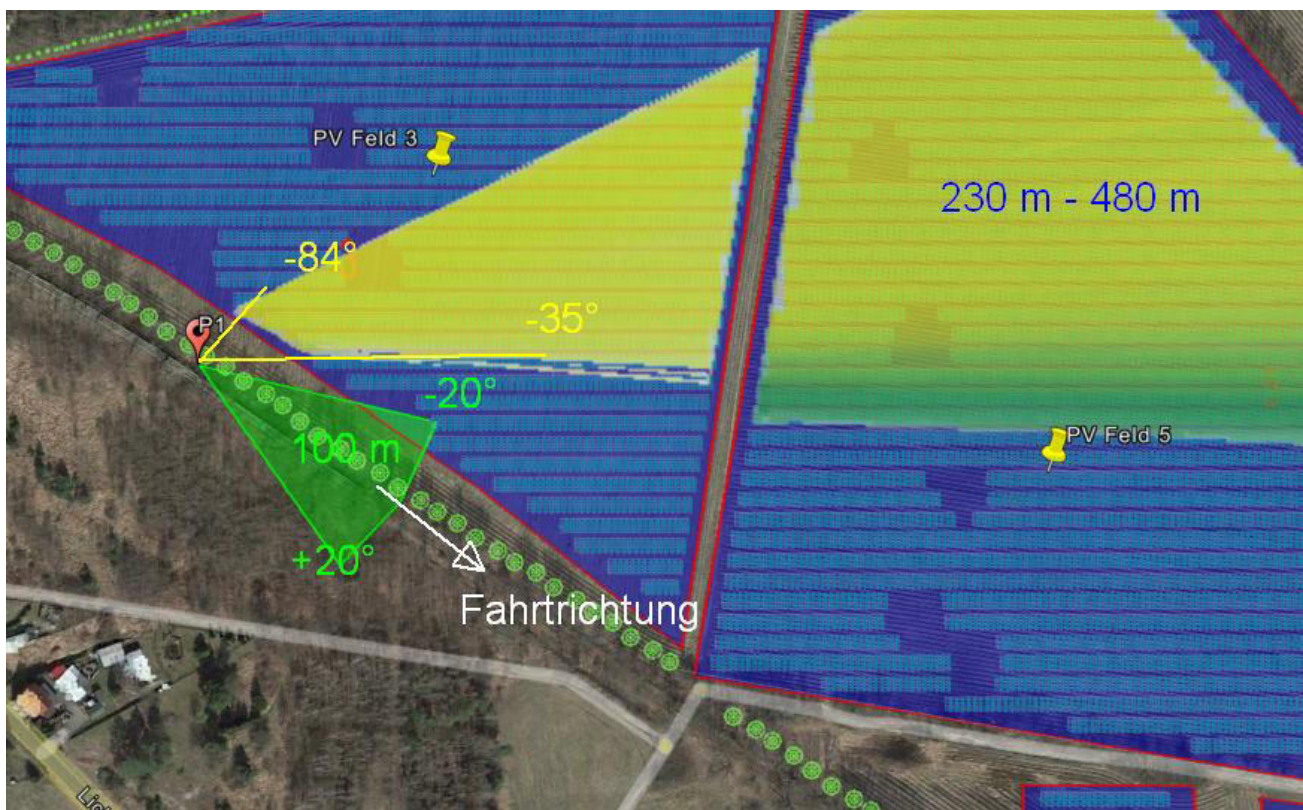


Bild 4.1.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich ist der für Zugführer relevante Sichtwinkel. Im gelben/grün markierten Bereich, außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels, können potentielle Reflexionen auftreten.

Die Bahnstrecke wird privat betrieben und ist lt. offiziellen Angaben nicht mehr im regulären Betrieb. Einzelne Sonderfahrten zwischen Finsterwalde und dem Besucherbergwerk F60 wurden Corona bedingt seit 2020 eingestellt. Ob bzw. in welchem Umfang der Streckenabschnitt Lichterfeld-Sallgast in Betrieb ist, ist aktuell nicht eindeutig geklärt.

## 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke südwestlich

Am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke können bei der Fahrt Richtung Südosten theoretisch an insgesamt 16213 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das PV Feld 7 auftreten. Diese können in bestimmten Wochen im Frühjahr und im Herbst in den frühen Morgenstunden zwischen 05:50 - 06:05 Uhr für 5 bis max. 13 Minuten pro Tag aus östlicher Richtung auftreten.

Die folgende Tabelle zeigt das Auftreten von potentiellen Reflexionen durch das PV Feld 2 in der Übersicht.

**Tabelle 4: Mögliches Auftreten und Dauer von Reflexionen am Messpunkt P2**

Zeitraum Beginn	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag (max.)	Minuten im Zeitraum	Erstes Auftreten	Letztes Auftreten
10. April	24. April	12	121	05:50	06:06
06. August	01. September	13	237	05:50	06:04

Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen aber entscheidend ist auch hier der Aspekt, dass die Einfallswinkel der Reflexionen mit ca.  $-35^\circ$  bis  $-66^\circ$  links (östlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels liegen (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ , ca. 100 m). Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage kann daher mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB-Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P2 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

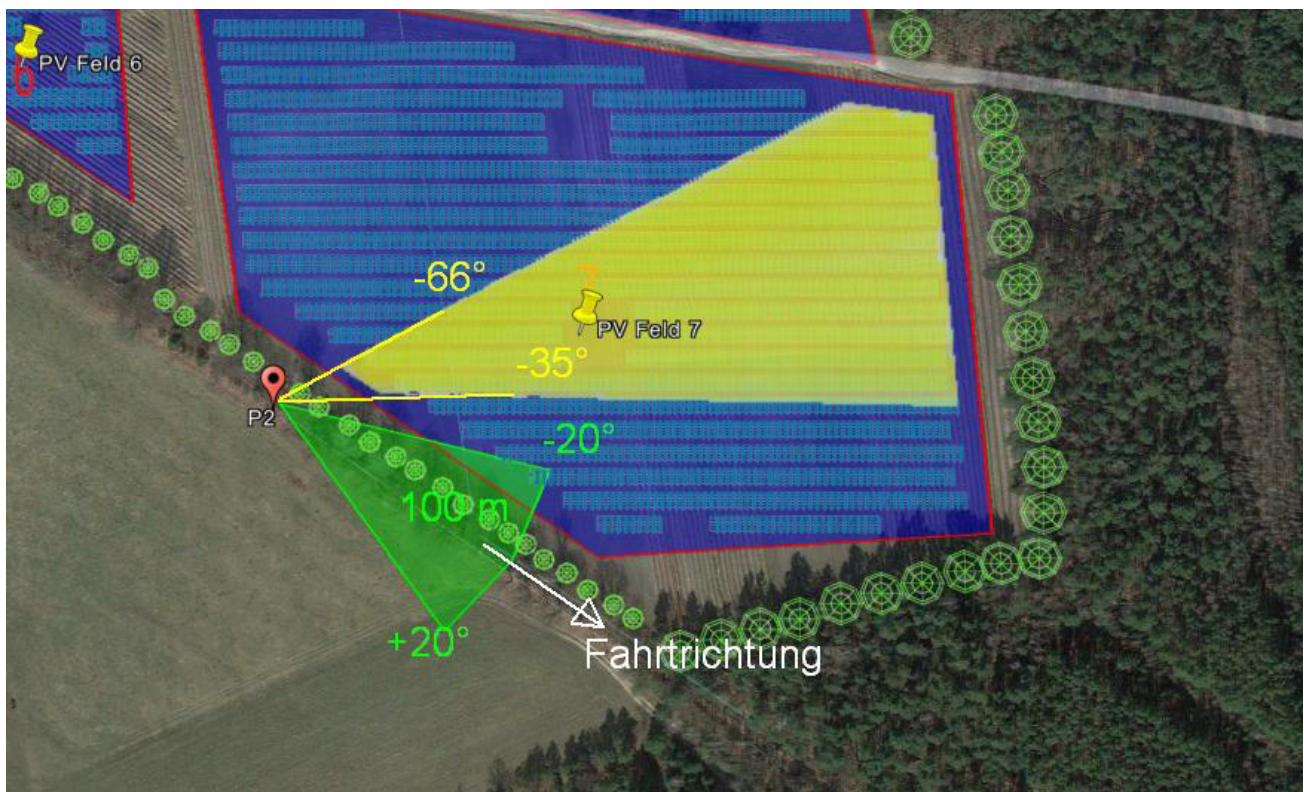


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich ist der für Zugführer relevante Sichtwinkel. Im gelben/grün markierten Bereich, außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels, können potentielle Reflexionen auftreten.

### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Sallgaster Straße / Lichterfelder Straße

Am Messpunkt P3 im Bereich der Sallgaster Straße / Lichterfelder Straße können theoretisch an insgesamt 635 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Felder 3 und 5 auftreten. Diese können rein rechnerisch Anfang April bzw. zwischen dem 08. August und dem 29. August in den frühen Morgenstunden zwischen 05:50 - 06:00 Uhr für 5 bis max. 10 Minuten pro Tag<sup>9</sup> aus östlicher Richtung auftreten.

Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ist in diesem Bereich allerdings kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden. Die folgende Skizze verdeutlicht den Geländeverlauf.

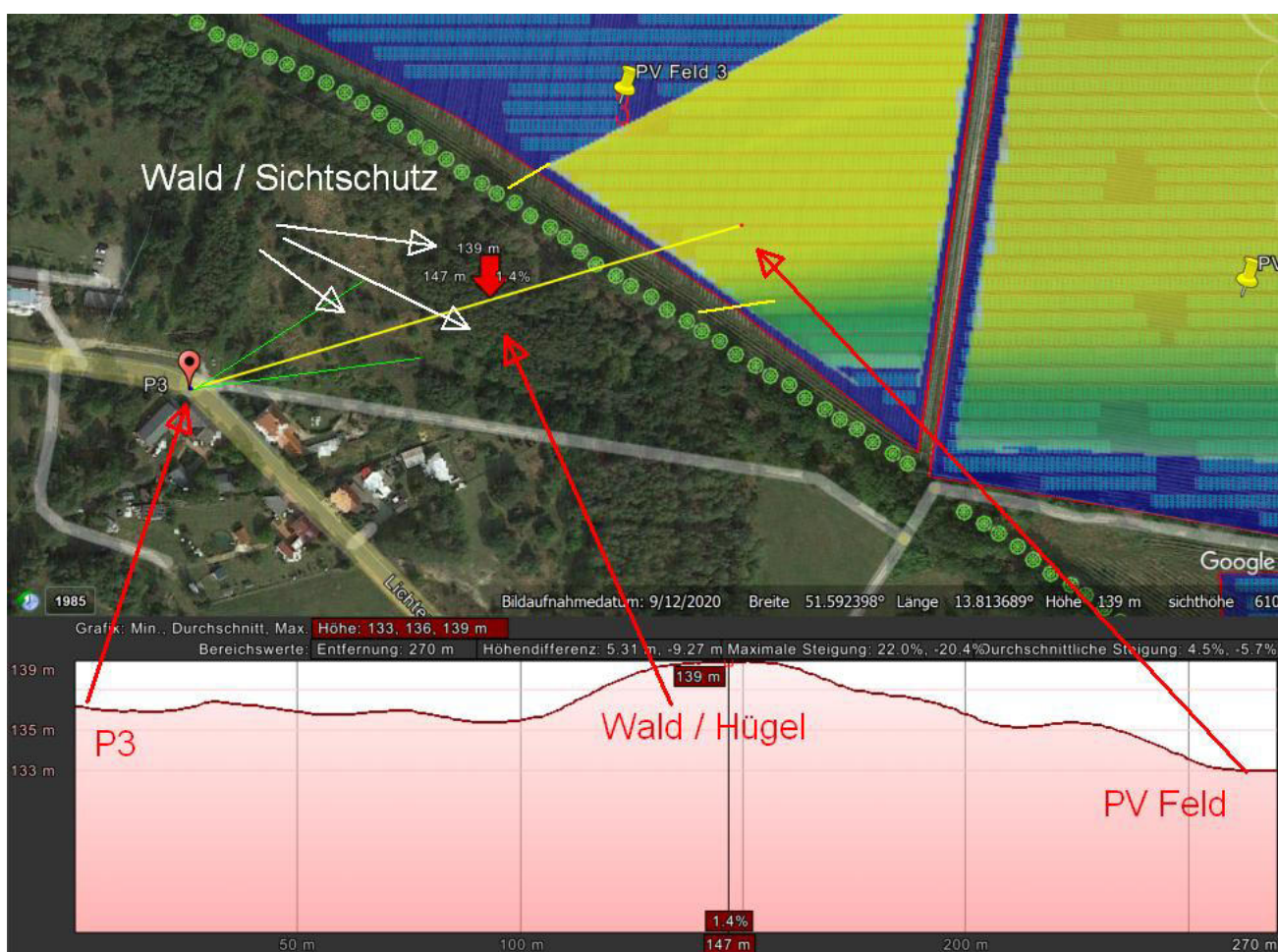


Bild 4.3.1: Simulation für Messpunkt P3 (Quelle: SolPEG/Google Earth)

Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potentielle Reflexionen durch die PV Anlage zu vernachlässigen aber aufgrund der Geländestructur ist die PV Anlage ohnehin nicht einsehbar. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für den weiteren Verlauf der Straßen.

<sup>9</sup> Generell wird das Auftreten von Reflexionen an weniger als 5 Minuten pro Tag nicht berücksichtigt (Messunsicherheit)

#### 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude westlich

Am Messpunkt P7 im Bereich der Gebäude westlich der PV Anlage an der Adresse Sallgaster Straße 11 können theoretisch an insgesamt nur 558 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das PV Feld 3 auftreten. Diese können rein rechnerisch Anfang April bzw. zwischen dem 08. August und dem 29. August in den frühen Morgenstunden zwischen 05:50 - 06:00 Uhr an max. 10 Minuten pro Tag aus östlicher Richtung auftreten.

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der aufgeführten Minuten pro Tag im Jahresverlauf bzw. im relevanten Zeitraum.

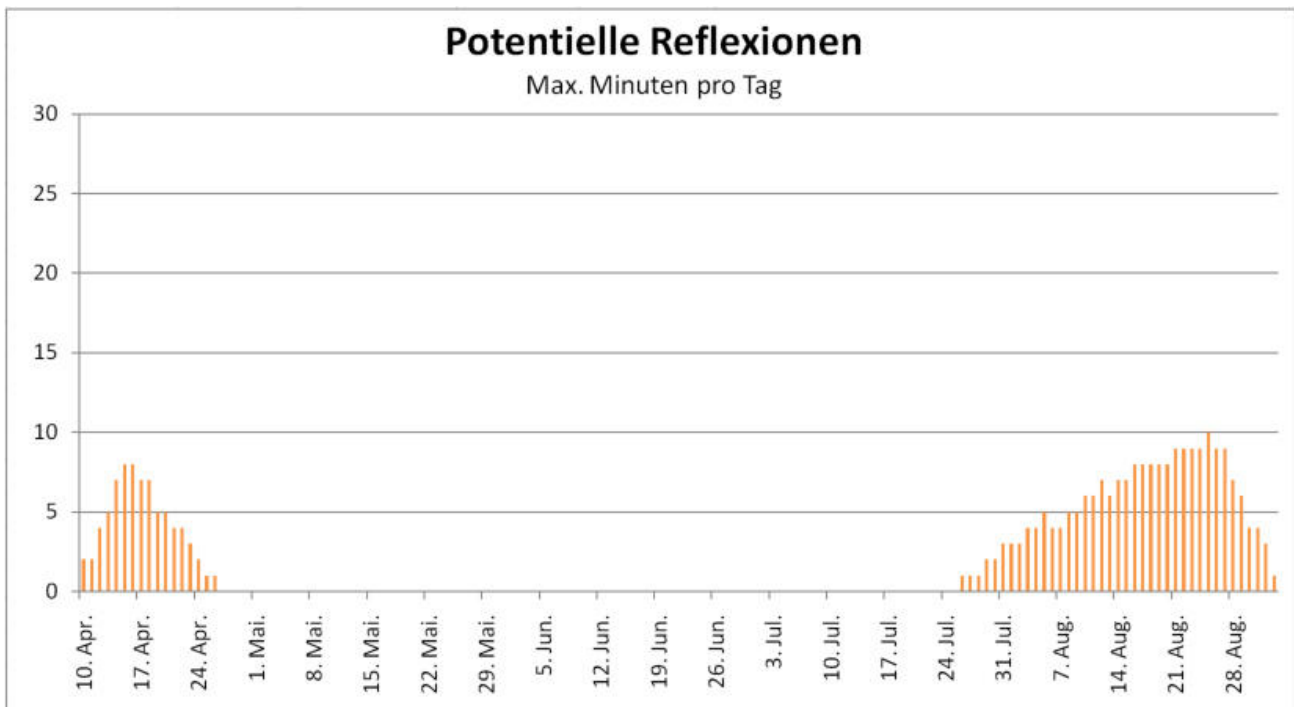


Bild 4.4.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Die Anzahl von Minuten mit Reflexionen pro Jahr und auch pro Tag liegt deutlich unter den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie und daher kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potentielle Reflexionen durch die PV Anlage zu vernachlässigen aber aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ist die PV Anlage ohnehin nicht einsehbar.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P4

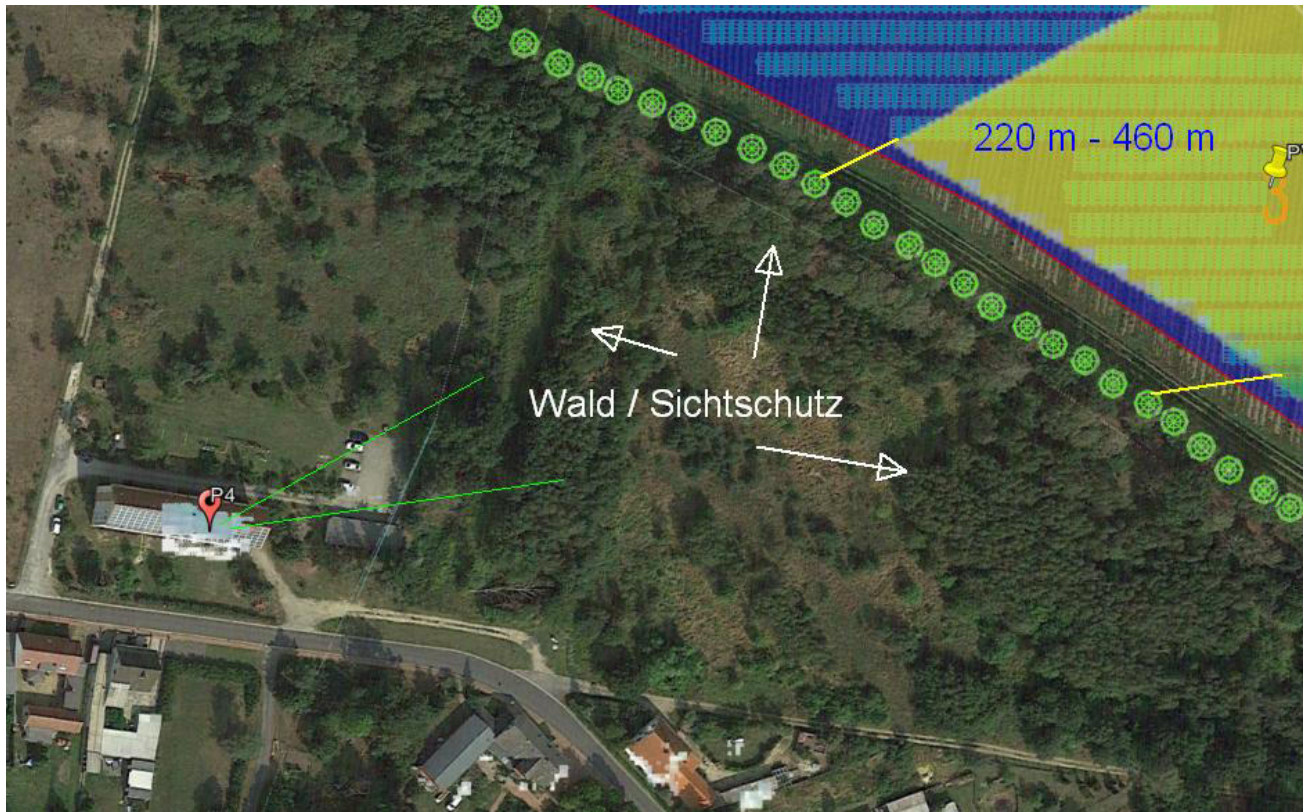


Bild 4.4.2: Simulation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

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

Am Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude südwestlich der PV Anlage an der Adresse Lichterfelder Str. 4 können theoretisch an insgesamt nur 604 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Felder 3 und 5 auftreten. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potentielle Reflexionen durch die PV Anlage zu vernachlässigen aber aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ist auch in diesem Bereich die PV Anlage nicht einsehbar und daher sind die rechnerisch ermittelten Werte in der Realität nicht anwendbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

#### 4.6 Ergebnisse am Messpunkt P6, Gebäude südlich

Am Messpunkt P6 im Bereich der Gebäude südlich der PV Anlage an der Adresse Dorfstraße 10 (Neubau) können theoretisch an insgesamt nur 358 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das PV Feld 7 auftreten. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer und insbesondere aufgrund der großen Entfernung von ca. 350 m – 540 m zur Immissionsquelle sind potentielle Reflexionen durch die PV Anlage zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P6. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.6 ausgeführt sind die theoretischen Maximalwerte angegeben, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Weitere Details auch zu den anderen Messpunkten finden sich im Anhang.

### PV Feld 7 - OP Receptor (OP 6)

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

- 1,932 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 961 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

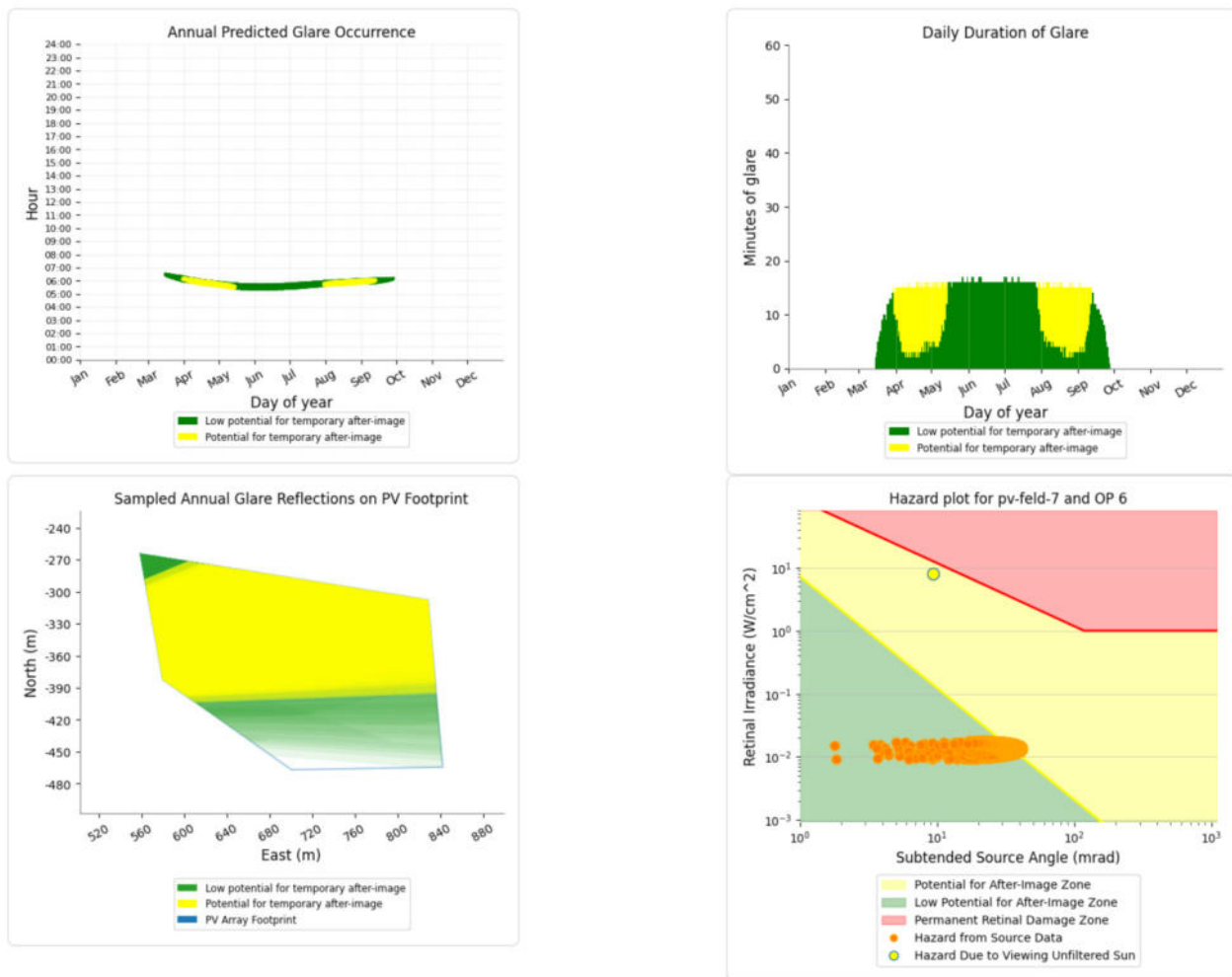


Bild 4.6.1: Ergebnisdetails für Messpunkt P6 / OP = Observation Point (Quelle: Simulationsergebnisse)

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Sallgast“ kann als „geringfügig“ klassifiziert<sup>10</sup> werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als gering eingestuft werden.

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

Die Analyse von 6 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen.

Der Zugverkehr auf der vermutlich stillgelegten Bahnstrecke Finsterwalde–Schipkau ist nicht durch Reflexionen durch die PV Anlage beeinträchtigt da die Einfallswinkel von Reflexionen deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels liegen. Auch die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Verkehrsteilnehmer auf der Sallgaster Straße / Lichtenfelder Straße sind nicht von Reflexionen durch die PV Anlage beeinträchtigt. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ist die PV Anlage in diesem Bereich nicht einsehbar.

Im Bereich der umliegenden Gebäude können in geringem Umfang Reflexionen durch einzelne PV Felder auftreten. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer und aufgrund der örtlichen Gegebenheiten kann allerdings eine Beeinträchtigung von Anwohnern bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

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

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

## 6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 02.12.2022

  
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

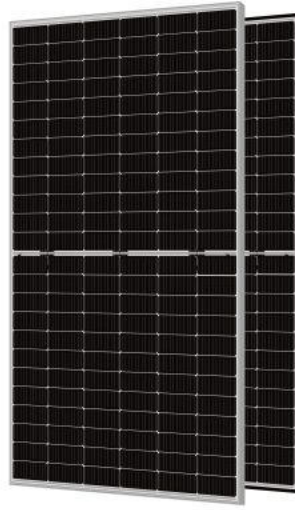
<sup>10</sup> Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

# JW-HD144N

N-type  
 Bifacial Double Glass Mono Module

## 550-575W

IEC61215(2016), IEC61730(2016)  
 ISO9001:2015: Quality Management System  
 ISO14001:2015: Environment Management System  
 ISO45001:2018: Occupational health and safety management systems



## 575W

Maximum Power Output

## 22.19%

Maximum Module Efficiency

## 0~+5W

Power Output Tolerance



### 10-30% Additional Power Generation

30 years lifespan brings 10-30% additional power generation comparing with conventional P-type module



### ZERO LID (Light Induced Degradation)

N-type solar cell has no LID naturally which can increase power generation



### Lower LCOE

Higher bifaciality, higher power output and lower BOS cost



### Better Weak Illumination Response

Higher power output even under low-light environments like on cloudy or foggy days



### Better Temperature Coefficient

Higher power generation under working conditions, thanks to passivating contact cell technology



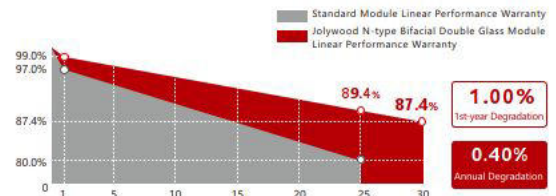
### Wider Applicability

More application scenes like BIPV, vertical installation, snowfield, high-humid, windy and dusty area

## Jolywood Delivers Reliable Performance Over Time

- Leader of N-type bifacial manufacturer
- Full-automatic facility and industry-leading technology
- Best-in-class durability and reliability
- BNEF Tier One

## Linear Performance Warranty



12 Years Product Material & Workmanship

30 Years Linear Performance Warranty



# JW-HD144N Series

## N-type Bifacial Double Glass Mono Module

### Electrical Properties | STC\*

Testing Condition	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side
Peak Power (P <sub>max</sub> ) (W)	550	555	560	565	570	575
MPP Voltage (V <sub>mp</sub> ) (V)	42.0	42.2	42.4	42.6	42.8	43.0
MPP Current (I <sub>mp</sub> ) (A)	13.10	13.16	13.21	13.27	13.32	13.38
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> ) (V)	50.2	50.4	50.6	50.8	51.0	51.2
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> ) (A)	13.87	13.93	13.99	14.05	14.11	14.17
Module Efficiency (%)	21.23	21.42	21.61	21.80	22.00	22.19

\*STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, AM1.5  
The data above is for reference only and the actual data is in accordance with the practical testing.  
Power Measurement Tolerance ±3%

### Electrical Properties | NOCT\*

Testing Condition	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side
Peak Power (P <sub>max</sub> ) (W)	417	421	424	428	432	436
MPP Voltage (V <sub>mp</sub> ) (V)	39.5	39.6	39.8	40.0	40.2	40.4
MPP Current (I <sub>mp</sub> ) (A)	10.56	10.61	10.65	10.70	10.74	10.79
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> ) (V)	48.0	48.2	48.4	48.6	48.7	48.9
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> ) (A)	11.18	11.23	11.28	11.33	11.38	11.42

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

### Operating Properties

Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage (V)	1500V DC (IEC)
Maximum Series Fuse Rating (A)	30
Power Tolerance	0~+5W
Bifaciality*	80%

\*Bifaciality=(P<sub>max</sub>rear (STC) /P<sub>max</sub>front (STC)) , Bifaciality tolerance:±5%

### Temperature Coefficient

Temperature Coefficient of P <sub>max</sub> *	-0.310%/°C
Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub>	-0.260%/°C
Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub>	+0.046%/°C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	42±2°C

\*Temperature Coefficient of P<sub>max</sub>0.03%/°C

### Mechanical Properties

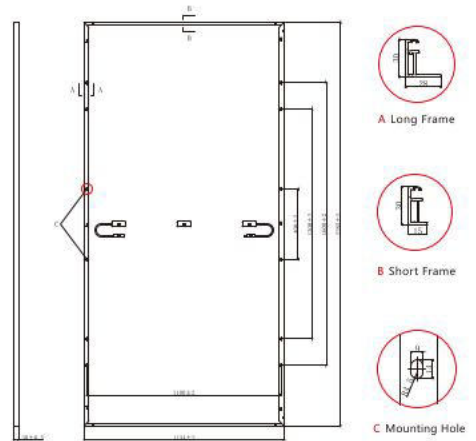
Cell Size	182.00mm*91.00mm
Number of Cells	144pcs(12*12)
Module Dimension	2285mm*1134mm*30mm
Weight	32.5kg
Front / Rear Glass*	2.0mm/2.0mm
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 (3 diodes)
Length of Cable	4.0mm <sup>2</sup> , +300mm/-180mm (Cable length can be customized)

\*Heat strengthened glass

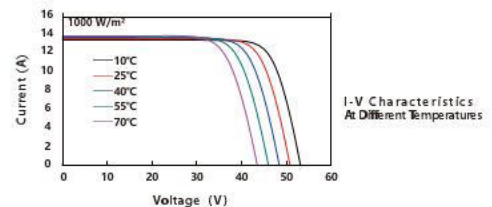
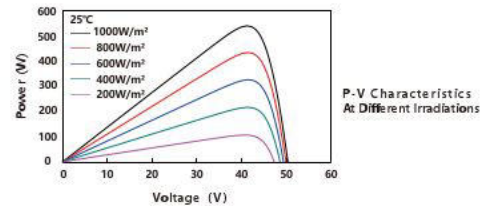
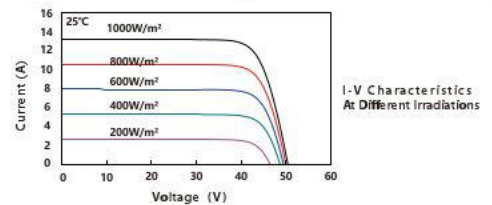
### With Different Power Generation Gain (regarding 550W as an example)

Power Gain (%)	Peak Power (P <sub>max</sub> ) (W)	MPP Voltage (V <sub>mp</sub> ) (V)	MPP Current (I <sub>mp</sub> ) (A)	Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> ) (V)	Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> ) (A)
10	594	42.0	14.13	50.2	14.97
15	616	42.0	14.65	50.2	15.51
20	638	42.1	15.17	50.3	16.06
25	660	42.1	15.69	50.3	16.61
30	682	42.1	16.20	50.3	17.16

### Engineering Drawing (unit: mm)



### Characteristic Curves | HD144N-550



### Packaging Configuration

Packing Type	20'GP	40'GP	40'HQ
Piece/Pallet		35	
Pallet/Container	4	10	20
Piece/Container	140	350	700

\*The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to ongoing innovation, R&D enhancement, Jolywood (Taizhou) Solar Technology Co., Ltd. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.



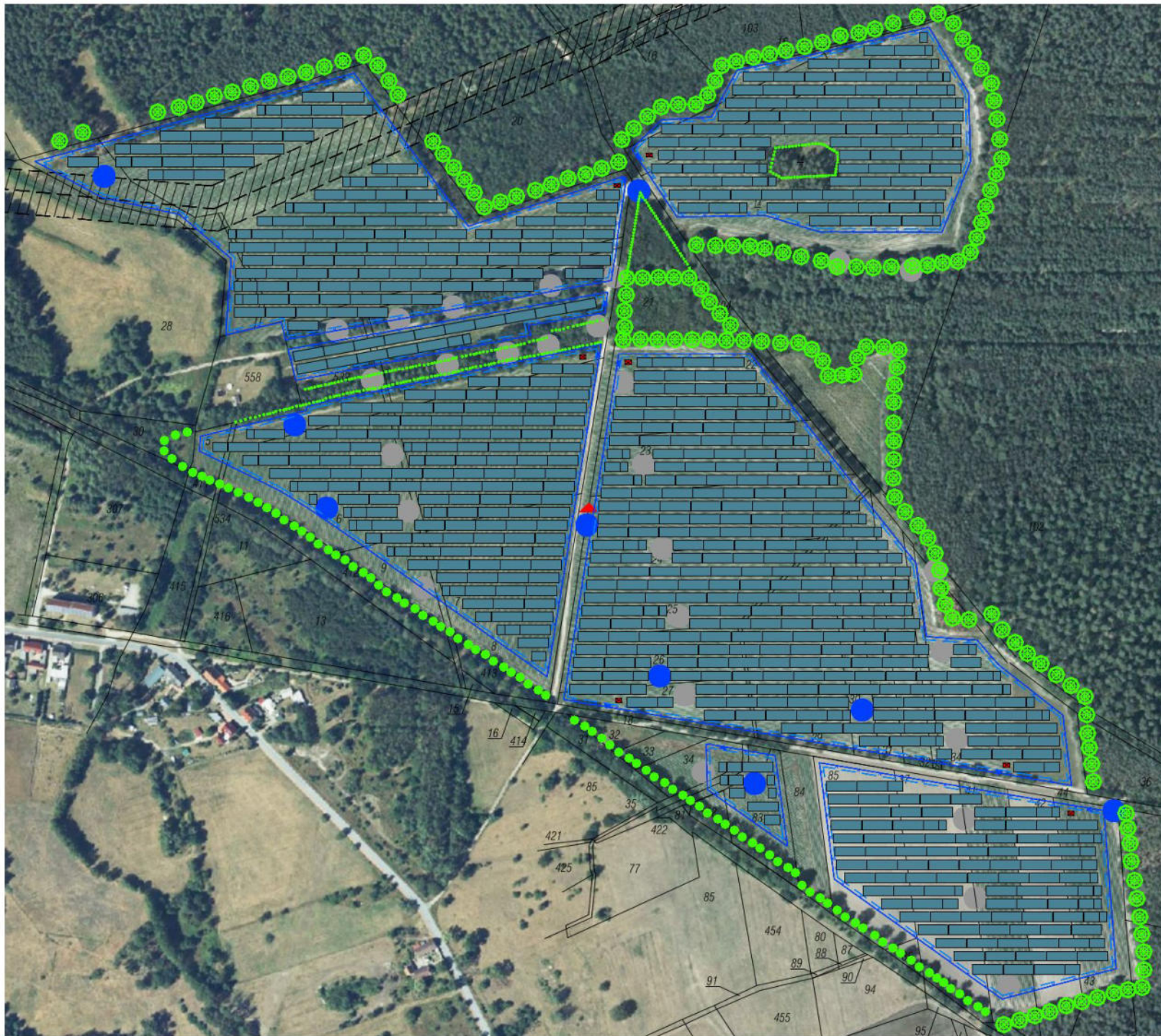
Add: No.6 Kaiyang Rd., Jiangyan Economic Development Zone,  
Taizhou, Jiangsu Province, China, 225500

TEL: +86 523 80612799

Email: mkt@jolywood.cn

www.jolywood.cn





# Sallgast

## Solkraftwerk

Fix Tilt 15°

Koordinaten 51,5949° N 13,8149° O

Bundesland - Brandenburg  
 Landkreis - Elbe-Elster  
 Gemeinde / Memarkung - Sallgast

### Legende

- Modultisch
- Baugrenze
- Zaun
- Tor / Zufahrt
- Flurstücksgrenze
- Flurstücksnummer
- Sicherheitsabstand von Leitungen
- MV Station
- Trigonometrischer Lagefestpunkt Schutzfläche
- Baum
- Filterbrunnen LMBV Fläche
- Grundwassermeßpunkt LMBV Fläche

### Flächen / Längen

umzäunt - ca. 30,89 ha  
 innerhalb der Baugrenze - ca. 27,93 ha  
 Zaunlänge / Tore - ca. 6419 m / 9

### PV Parameter

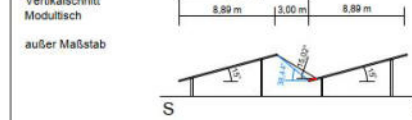
NUMBER OF STRUCTURES (4 X 24) - 680  
 NUMBER OF STRUCTURES (4 X 12) - 80  
 NUMBER OF STRUCTURES (4 X 6) - 70  
 NUMBER / TYPE / POWER MODULES - 70800 / JOLYWOOD JW-HD144N / 565Wp  
 INVERTER - 133 x SUNGROW SG250HX

Anlagenleistung - 40,002000 MWp-DC

### Bauweise und Planungsparameter

Baureihe - Fix Tilt 15°, 4 Module Portrait  
 Modulverschaltung - 24 / Strang  
 Anlagendrehung - 0° / 10,13°  
 Verschaltung - 1,33 Module  
 Sonnenwinkel / Verschattungsw. - 15,02° / 38,44°

### Skizze



Vorplanung     Ausführung     Bestand

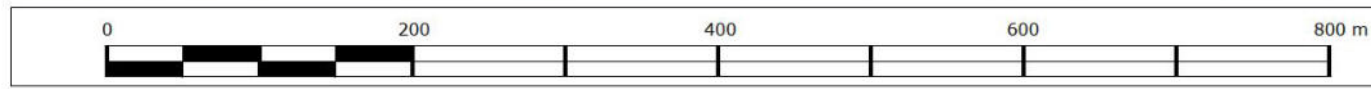
V01	Bereiche verändert	KB	12.04.22	FM	12.04.22
V00	Vorplanung	KB	07.03.22	FM	07.03.22
Rev	Änderungen an der Zeichnung	Name	Datum	geprüft	Datum

Vorplanung  
 Maßstab 1:3500    A3   

01-02\_Sallgast\_V01

**BELECTRIC GmbH**  
 Wadenbrunner Str. 10  
 97509 Kitzheim  
 Tel. +49 (0)9385 5489 000  
 Fax. +49 (0)9385 5489 040

Diese Zeichnung darf nicht veröffentlicht oder drittem Personen oder Konkurrenzfirmen ohne Erlaubnis zugänglich gemacht werden. Die Vervielfältigung, Verbreitung und Verwertung dieses Dokuments sowie die Übermittlung seines Inhalts sind ohne ausdrückliche Genehmigung untersagt. Zuwiderhandlungen verpflichten und können mit bis zu 50% der Projektkosten bestraft werden.



# Sallgast

## Sallgast

**Created** Dec. 1, 2022  
**Updated** Dec. 1, 2022  
**Time-step** 1 minute  
**Timezone offset** UTC+1  
**Site ID** 80393.14213

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



### Misc. Analysis Settings

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

Analysis 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 3	15.0	180.0	4,269	10,622	-
PV Feld 5	15.0	180.0	6,125	9,192	-
PV Feld 6	15.0	180.0	1,952	0	-
PV Feld 7	15.0	180.0	3,317	5,432	-

## PV Array(s)

Total PV footprint area: 198,143 m<sup>2</sup>

Name: PV Feld 3

Footprint area: 55,033 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	51.594517	13.810380	133.30	1.90	135.20
2	51.594730	13.810476	133.06	1.90	134.96
3	51.595383	13.815701	134.35	1.90	136.25
4	51.592637	13.815057	136.59	1.90	138.49
5	51.593744	13.812611	135.40	1.90	137.30

Name: PV Feld 5

Footprint area: 97,992 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	51.592657	13.815230	136.37	1.90	138.27
2	51.595403	13.815895	134.30	1.90	136.20
3	51.595470	13.817312	134.25	1.90	136.15
4	51.593751	13.819736	137.67	1.90	139.57
5	51.593097	13.819929	135.94	1.90	137.84
6	51.593044	13.820874	137.53	1.90	139.43
7	51.592497	13.821861	140.61	1.90	142.51
8	51.591884	13.821925	139.23	1.90	141.13

Name: PV Feld 6

Footprint area: 3,544 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	51.592158	13.817054	137.29	1.90	139.19
2	51.592124	13.817988	137.57	1.90	139.47
3	51.591448	13.818095	138.14	1.90	140.04
4	51.591878	13.817054	137.26	1.90	139.16

**Name:** PV Feld 7**Footprint area:** 41,575 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	51.592141	13.818443	137.44	1.90	139.34
2	51.591751	13.822338	141.98	1.90	143.88
3	51.590345	13.822537	144.18	1.90	146.08
4	51.590321	13.820493	143.33	1.90	145.23
5	51.591081	13.818749	139.50	1.90	141.40



## Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	51.593737	13.812012	135.76	2.50	138.26
OP 2	51.590844	13.818921	141.23	2.50	143.73
OP 3	51.592977	13.810113	136.24	2.00	138.24
OP 4	51.593357	13.808911	137.40	2.00	139.40
OP 5	51.592497	13.811185	138.18	2.00	140.18
OP 6	51.590784	13.814114	139.03	2.00	141.03

## 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 3	15.0	180.0	4,269	10,622	-	
PV Feld 5	15.0	180.0	6,125	9,192	-	
PV Feld 6	15.0	180.0	1,952	0	-	
PV Feld 7	15.0	180.0	3,317	5,432	-	

### 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-3 (green)	0	0	164	322	328	332	339	325	254	26	0	0
pv-feld-3 (yellow)	0	0	326	616	1131	1193	1190	820	500	18	0	0
pv-feld-5 (green)	0	0	143	91	83	87	83	81	181	0	0	0
pv-feld-5 (yellow)	0	0	64	280	198	355	312	142	218	0	0	0
pv-feld-6 (green)	0	0	16	115	488	522	503	290	18	0	0	0
pv-feld-6 (yellow)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld-7 (green)	0	0	155	166	204	231	218	182	194	14	0	0
pv-feld-7 (yellow)	0	0	80	564	422	299	313	612	255	0	0	0

## PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

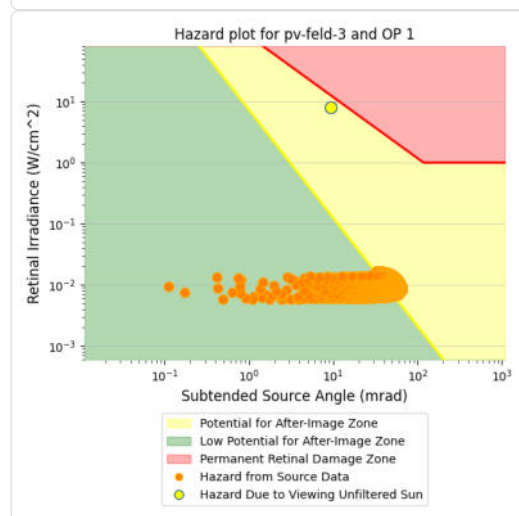
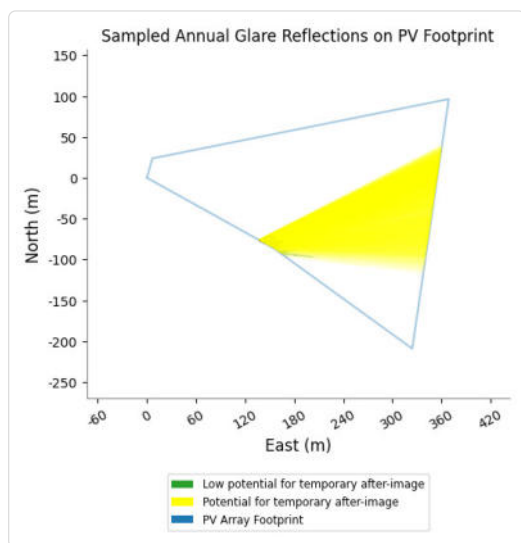
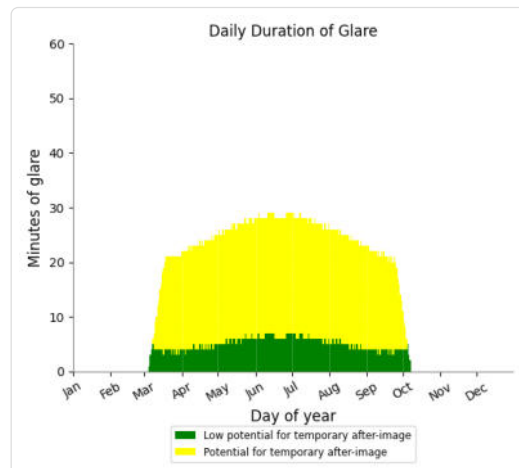
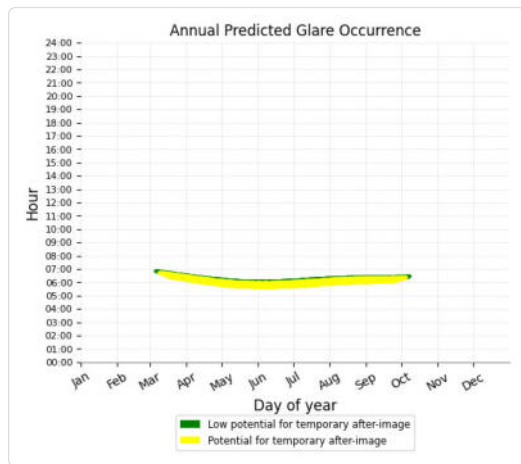
### PV Feld 3 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	1081	4002
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	964	2443
OP: OP 4	794	2391
OP: OP 5	1430	1786
OP: OP 6	0	0

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

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

- 1,081 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,002 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



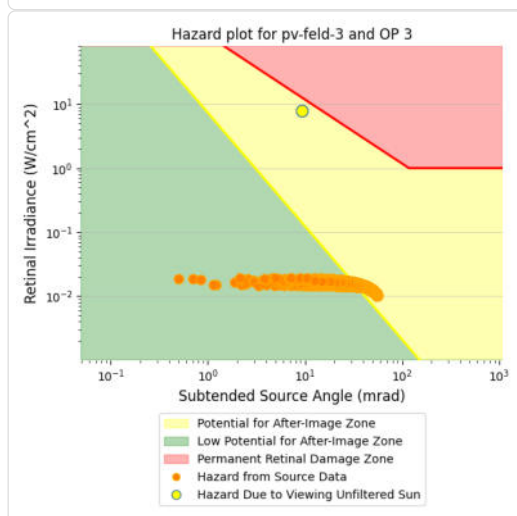
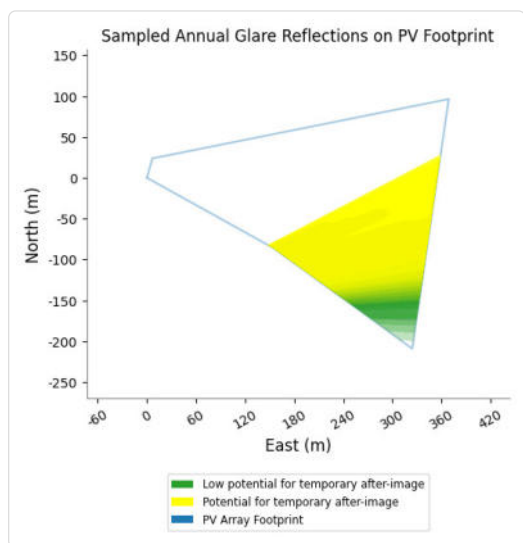
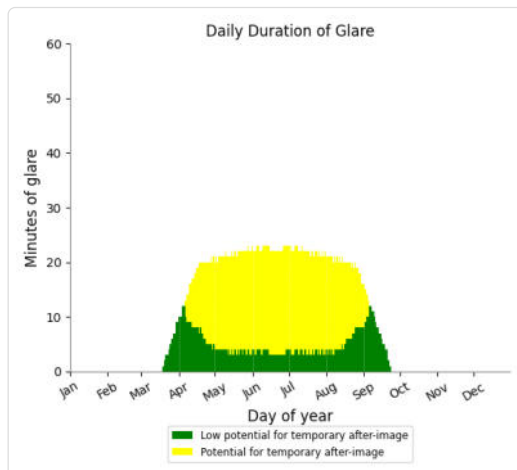
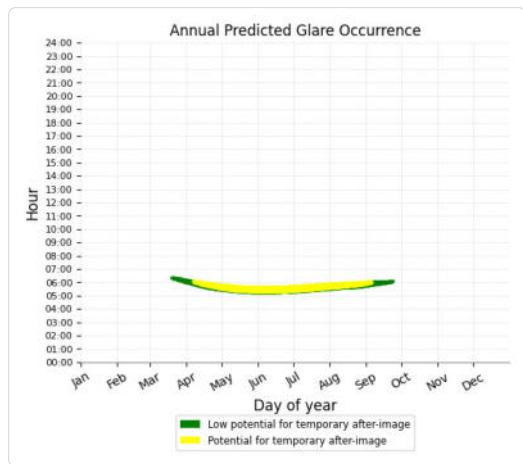
## PV Feld 3 - OP Receptor (OP 2)

No glare found

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

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

- 964 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,443 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

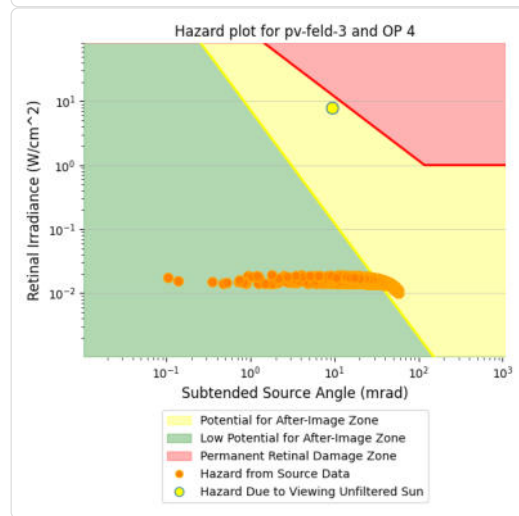
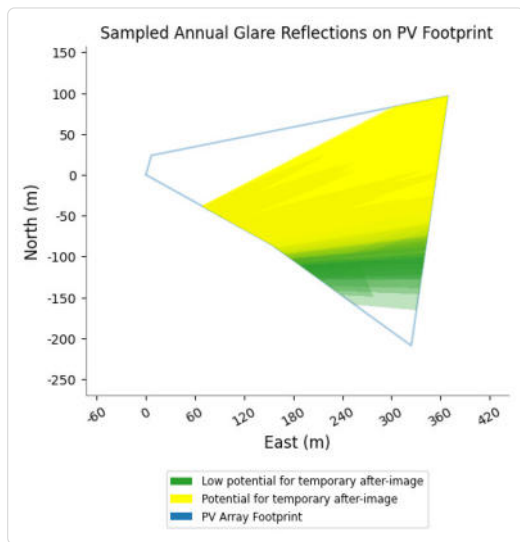
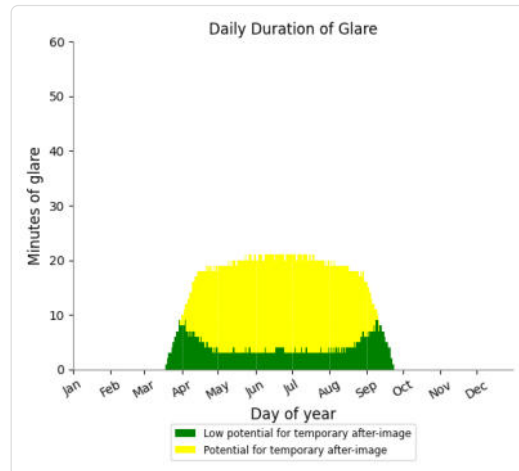
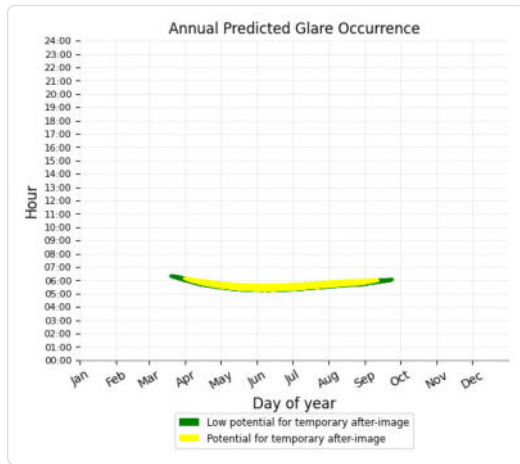




### PV Feld 3 - OP Receptor (OP 4)

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

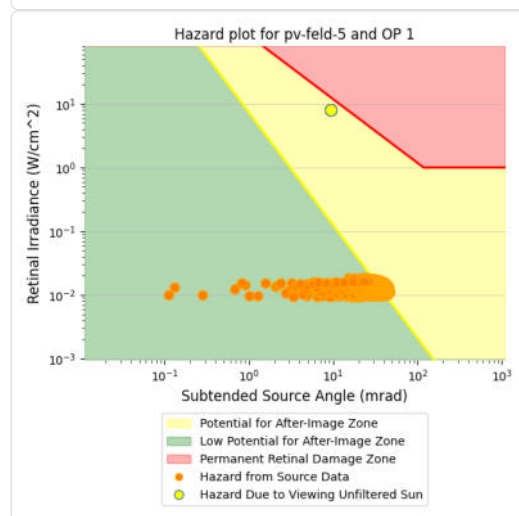
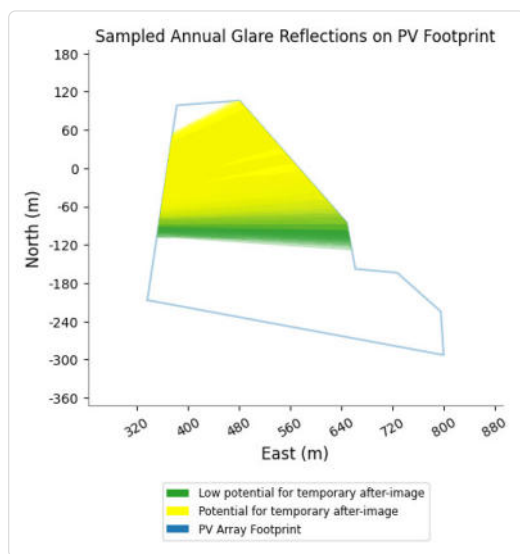
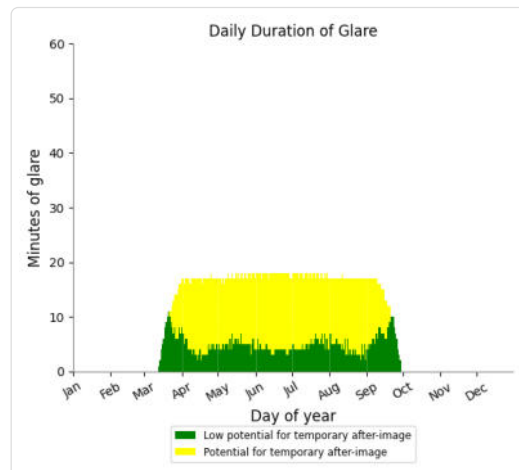
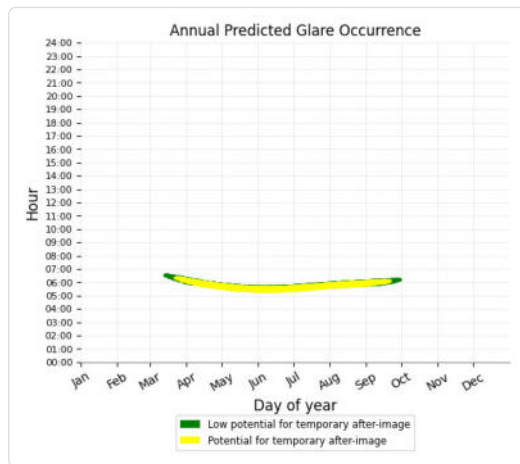
- 794 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,391 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld 5 - OP Receptor (OP 1)

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

- 999 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,219 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



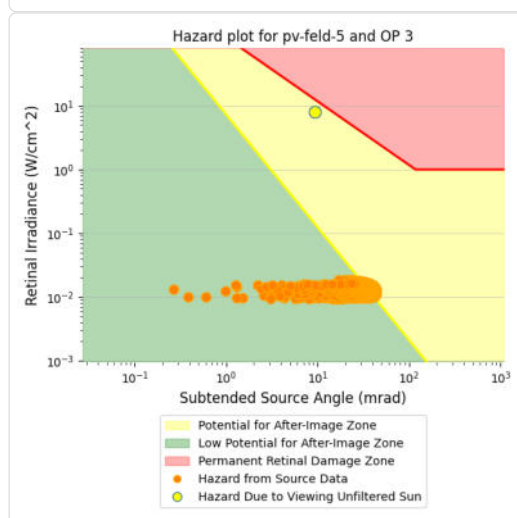
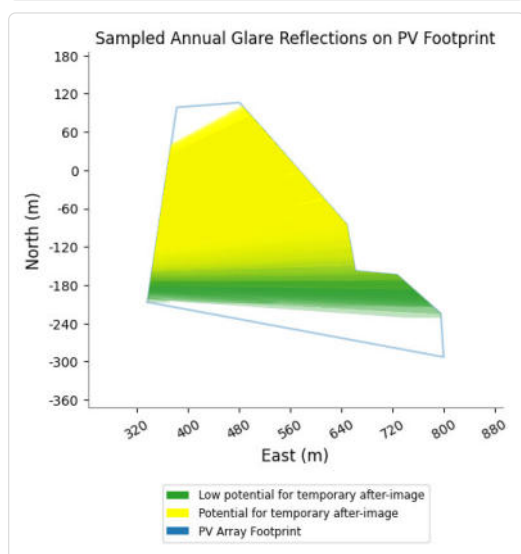
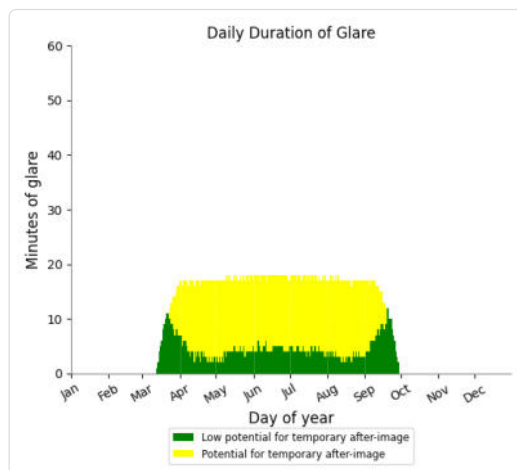
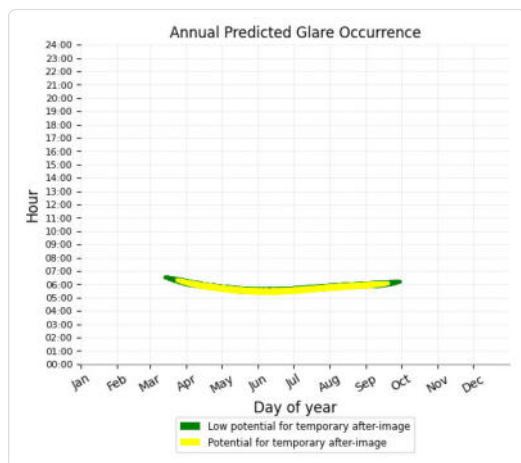
## PV Feld 5 - OP Receptor (OP 2)

No glare found

## PV Feld 5 - OP Receptor (OP 3)

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

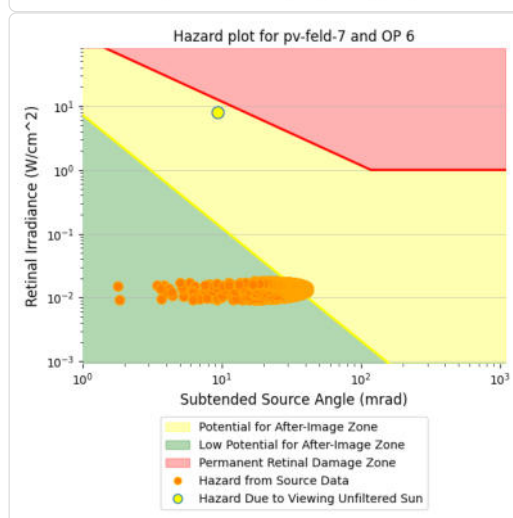
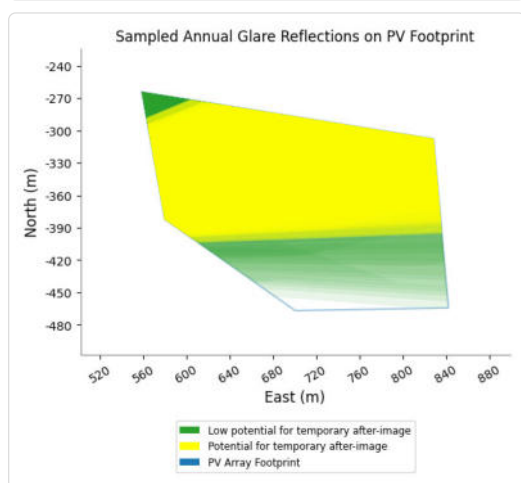
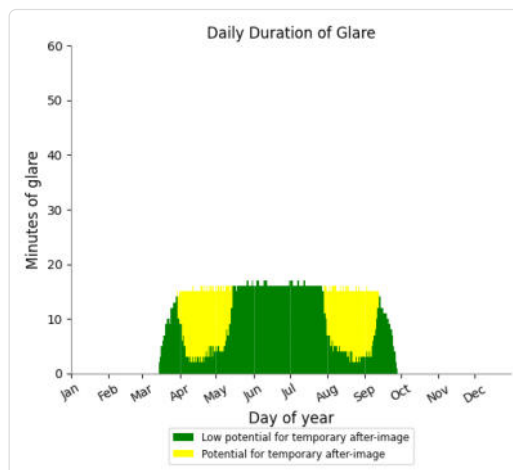
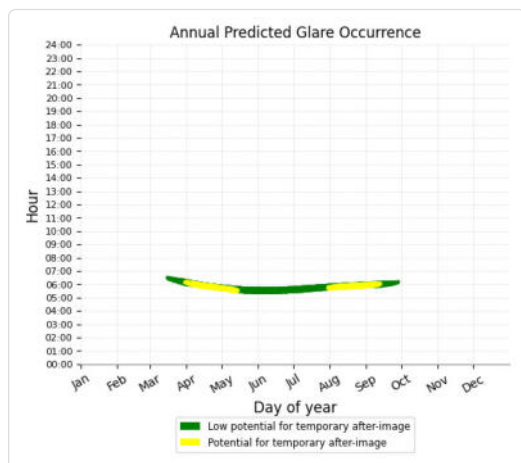
- 929 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,289 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld 7 - OP Receptor (OP 6)

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

- 1,932 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 961 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## Assumptions

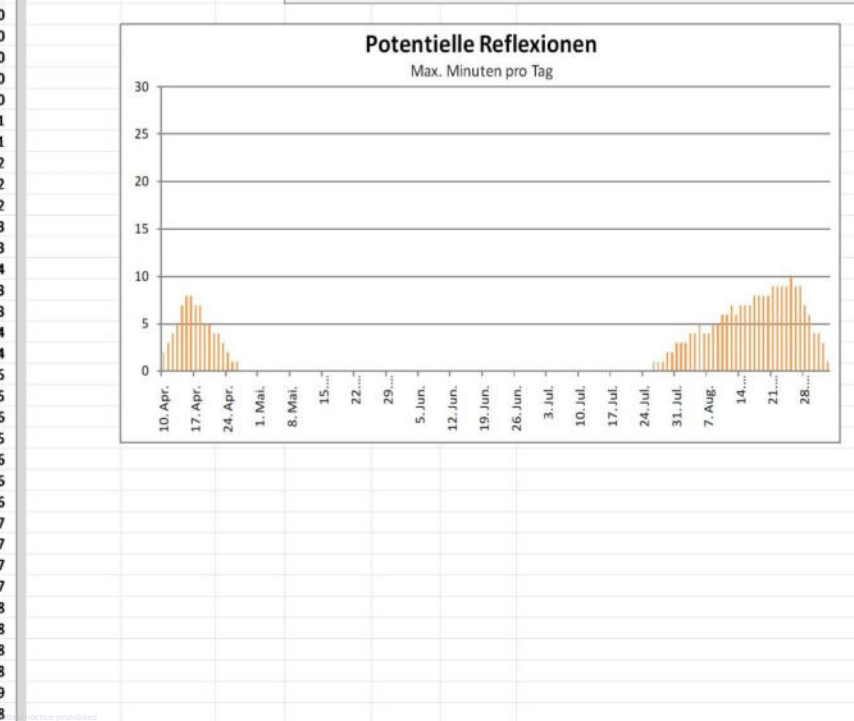
- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not 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	Anzahl Minuten	Tag
2022-03-19 06:21:00	0,008654	542,1357	1	0,566478	0,017419	0,012837	0,1	92,1	0,999	-0,037	0,002	-0,999	0,031	0,021	10	Apr.	2
2022-03-20 06:18:00	0,008714	540,4743	1	0,576128	0,017661	0,012109	0,1	91,5	1	-0,026	0,003	-1	0,021	0,015	11	Apr.	3
2022-03-20 06:19:00	0,008707	542,8422	1	0,564105	0,017368	0,013767	0,3	91,7	1	-0,029	0,005	-1	0,023	0,019	12	Apr.	4
2022-03-21 06:17:00	0,008801	543,5484	1	0,573714	0,017687	0,012994	0,3	90,8	1	-0,018	0,005	-1	0,017	0,014	13	Apr.	5
2022-03-21 06:18:00	0,008796	545,8975	1	0,561739	0,017393	0,014673	0,5	91,2	1	-0,021	0,008	-1	0,015	0,018	14	Apr.	7
2022-03-21 06:19:00	0,008759	548,2422	1	0,550016	0,017103	0,015969	0,6	91,4	1	-0,025	0,011	-1	0,016	0,022	15	Apr.	8
2022-03-22 06:16:00	0,008924	548,8948	1	0,571309	0,017786	0,013853	0,5	90,6	1	-0,01	0,008	-1	0,005	0,012	16	Apr.	8
2022-03-22 06:17:00	0,008919	551,2146	1	0,559384	0,017489	0,01554	0,6	90,8	1	-0,014	0,011	-1	0,006	0,016	17	Apr.	7
2022-03-22 06:18:00	0,008884	553,5301	1	0,547708	0,017195	0,016866	0,8	91	1	-0,017	0,014	-1	0,008	0,02	18	Apr.	7
2022-03-23 06:14:00	0,00897	549,5677	1	0,568917	0,017733	0,014691	0,6	90,1	1	-0,002	0,011	-1	0,003	0,011	19	Apr.	5
2022-03-23 06:15:00	0,008965	551,8734	1	0,557041	0,017436	0,016373	0,8	90,3	1	-0,006	0,014	-1	-0,002	0,015	20	Apr.	5
2022-03-23 06:16:00	0,008933	554,175	1	0,545413	0,017143	0,01773	0,9	90,5	1	-0,009	0,016	-1	0	0,019	21	Apr.	4
2022-03-24 06:13:00	0,009052	552,5299	1	0,56654	0,017755	0,015506	0,8	89,7	1	0,005	0,014	-1	-0,011	0,009	22	Apr.	4
2022-03-24 06:14:00	0,009047	554,8176	1	0,554714	0,017456	0,017182	0,9	89,9	1	0,002	0,016	-1	-0,01	0,013	23	Apr.	3
2022-03-24 06:15:00	0,009015	557,1011	1	0,543135	0,017162	0,018556	1,1	90,1	1	-0,002	0,019	-1	-0,008	0,017	24	Apr.	2
2022-03-24 06:16:00	0,008961	559,3805	1	0,531797	0,016872	0,019664	1,3	90,3	1	-0,005	0,022	-1	-0,007	0,021	25	Apr.	1
2022-03-25 06:11:00	0,009103	553,183	1	0,576208	0,018079	0,014221	0,8	89,1	1	0,017	0,014	-1	-0,021	0,004	26	Apr.	1
2022-03-25 06:12:00	0,009132	555,457	1	0,564182	0,017774	0,016295	0,9	89,2	1	0,013	0,017	-1	-0,02	0,008	26	Jul.	1
2022-03-25 06:13:00	0,009126	557,7269	1	0,552406	0,017474	0,017966	1,1	89,4	1	0,01	0,019	-1	-0,018	0,012	27	Jul.	1
2022-03-25 06:14:00	0,009096	559,9926	1	0,540876	0,017179	0,019348	1,3	89,6	1	0,006	0,022	-1	-0,016	0,016	28	Jul.	1
2022-03-25 06:15:00	0,009044	562,2542	1,4	0,529586	0,016889	0,020488	1,4	89,8	1	0,003	0,025	-1	-0,015	0,02	29	Jul.	2
2022-03-26 06:10:00	0,009183	556,0924	1	0,573819	0,018099	0,015011	1	88,6	1	0,024	0,017	-1	-0,029	0,002	30	Jul.	2
2022-03-26 06:11:00	0,00921	558,3488	1,1	0,561845	0,017793	0,01706	1,1	88,8	1	0,021	0,019	-1	-0,028	0,006	31	Jul.	3
2022-03-26 06:12:00	0,009204	560,6011	1,3	0,55012	0,017492	0,018725	1,3	89	1	0,017	0,022	-1	-0,026	0,01	1.	Aug.	3
2022-03-26 06:13:00	0,009174	562,8493	1,4	0,538639	0,017195	0,020112	1,4	89,2	1	0,014	0,025	-1	-0,025	0,014	2.	Aug.	3
2022-03-26 06:14:00	0,009124	565,0933	1,6	0,527397	0,016904	0,021278	1,6	89,4	1	0,011	0,027	-1	-0,023	0,018	3.	Aug.	4
2022-03-26 06:15:00	0,009054	567,3331	1,7	0,516389	0,016616	0,022221	1,7	89,6	1	0,007	0,03	-1	-0,021	0,023	4.	Aug.	4
2022-03-27 06:08:00	0,009223	556,7229	1,1	0,571453	0,018044	0,015767	1,1	88,2	0,999	0,032	0,019	-0,999	-0,038	0,001	5.	Aug.	5
2022-03-27 06:09:00	0,00925	558,966	1,3	0,559531	0,017739	0,017803	1,3	88,4	0,999	0,029	0,022	-0,999	-0,036	0,005	6.	Aug.	4
2022-03-27 06:10:00	0,009243	561,205	1,4	0,547857	0,017439	0,019457	1,4	88,6	0,999	0,025	0,025	-0,999	-0,034	0,009	7.	Aug.	4
2022-03-27 06:11:00	0,009213	563,44	1,6	0,536426	0,017143	0,02085	1,6	88,7	0,999	0,022	0,028	-0,999	-0,033	0,013	8.	Aug.	5
2022-03-27 06:12:00	0,009164	565,6708	1,7	0,525232	0,016851	0,02203	1,7	88,9	0,999	0,018	0,03	-0,999	-0,031	0,017	9.	Aug.	5
2022-03-27 06:13:00	0,009098	567,8974	1,9	0,514271	0,016565	0,023008	1,9	89,1	0,999	0,015	0,033	-0,999	-0,029	0,021	10.	Aug.	6
2022-03-28 06:07:00	0,009298	559,5777	1,3	0,569113	0,018063	0,01649	1,3	87,7	0,999	0,04	0,022	-0,999	-0,046	-0,001	11.	Aug.	6
2022-03-28 06:08:00	0,009324	561,8036	1,4	0,557244	0,017756	0,018512	1,4	87,9	0,999	0,036	0,025	-0,999	-0,044	0,003	12.	Aug.	7
2022-03-28 06:09:00	0,009317	564,0254	1,6	0,545621	0,017455	0,020165	1,6	88,1	0,999	0,033	0,028	-0,999	-0,042	0,007	13.	Aug.	6
2022-03-28 06:10:00	0,009287	566,2432	1,7	0,534239	0,017158	0,021561	1,7	88,3	0,999	0,03	0,03	-0,999	-0,041	0,011	14.	Aug.	7
2022-03-28 06:11:00	0,009239	568,4568	1,9	0,523094	0,016866	0,022751	1,9	88,5	0,999	0,026	0,033	-0,999	-0,039	0,016	15.	Aug.	7
2022-03-28 06:12:00	0,009174	570,6664	2	0,512181	0,016578	0,023761	2	88,7	0,999	0,023	0,036	-0,999	-0,038	0,02	16.	Aug.	7
2022-03-28 06:13:00	0,009093	572,8718	2,2	0,501494	0,016295	0,024576	2,2	88,9	0,999	0,019	0,038	-0,999	-0,036	0,024	17.	Aug.	8
2022-03-29 06:06:00	0,00937	562,3961	1,4	0,566802	0,01808	0,017181	1,4	87,3	0,999	0,048	0,025	-0,999	-0,054	-0,002	18.	Aug.	8
2022-03-29 06:07:00	0,009394	564,6049	1,6	0,554986	0,017772	0,019183	1,6	87,5	0,999	0,044	0,028	-0,999	-0,052	0,002	19.	Aug.	8
2022-03-29 06:08:00	0,009389	566,8097	1,7	0,543414	0,01747	0,020851	1,7	87,7	0,999	0,041	0,03	-0,999	-0,051	0,006	20.	Aug.	8
2022-03-29 06:09:00	0,009359	569,0105	1,9	0,532082	0,017172	0,022245	1,9	87,9	0,999	0,037	0,033	-0,999	-0,049	0,01	21.	Aug.	9
2022-03-29 06:10:00	0,009311	571,2072	2,1	0,520986	0,016879	0,023447	2,1	88,1	0,999	0,034	0,036	-0,999	-0,047	0,014	22.	Aug.	9
2022-03-29 06:11:00	0,009248	573,3999	2,2	0,510119	0,01659	0,024476	2,2	88,2	0,999	0,031	0,039	-0,999	-0,046	0,018	23.	Aug.	9
2022-03-29 06:12:00	0,009169	575,5884	2,4	0,499479	0,016306	0,025327	2,4	88,4	0,999	0,027	0,041	-0,999	-0,044	0,022	24.	Aug.	9
2022-03-30 06:03:00	0,009341	560,7815	1,4	0,576535	0,018338	0,015418	1,4	86,6	0,998	0,059	0,025	-0,998	-0,063	-0,008	25.	Aug.	10
2022-03-30 06:04:00	0,009402	562,9816	1,6	0,564523	0,018026	0,017833	1,6	86,8	0,998	0,055	0,028	-0,998	-0,062	-0,004	26.	Aug.	9

Minuten	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 3
13. April	20. April	8	52	05:50 06:59
05. August	05. August	5	5	05:50 05:54
08. August	29. August	10	165	05:50 06:00

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 3:  
222 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)  
170 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk  
52 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk  
10 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 3408 Einträgen /-964):  
1.: Zeitraum ab 05:50 Uhr bis Sonnenuntergang  
2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 5° (Standard: min. 10°)  
3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)







	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 (°)	Anzahl Minuten	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Minuten im Zeitraum	Minuten im Zeitraum	Minuten im Zeitraum	Messpunkt OP 6	
2022-03-15 06:30:00	0,008437	541,8437	1	0,529486	0,016272	0,017228	0,1	94,7	0,997	-0,082	0,002	-0,997	0,07	0,043	7. Apr.	1	06:08	06:08	12	121	05:50	06:06	Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 6: 358 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 237 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 121 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 13 Minuten pro Tag (Max)
2022-03-15 06:31:00	0,007615	544,2776	1	0,518467	0,016005	0,008278	0,3	94,9	0,996	-0,085	0,005	-0,996	0,071	0,047	8. Apr.	3	06:05	06:07	13	237	05:50	06:04	
2022-03-16 06:28:00	0,008799	542,5258	1	0,538495	0,01657	0,019641	0,1	94,4	0,998	-0,071	0,002	-0,998	0,06	0,037	9. Apr.	4	06:03	06:06					
2022-03-16 06:29:00	0,008594	544,9444	1	0,527281	0,016297	0,01894	0,3	94,2	0,997	-0,074	0,005	-0,997	0,062	0,041	10. Apr.	5	06:01	06:06					
2022-03-16 06:30:00	0,008158	547,3584	1	0,516301	0,016029	0,01553	0,4	94,4	0,997	-0,077	0,008	-0,997	0,063	0,045	11. Apr.	7	05:59	06:05					
2022-03-17 06:25:00	0,008991	540,8036	1	0,547661	0,016799	0,020437	0,1	93,4	0,998	-0,059	0,002	-0,998	0,05	0,032	12. Apr.	7	05:57	06:04					
2022-03-17 06:26:00	0,008877	543,2116	1	0,536248	0,016522	0,020823	0,3	93,6	0,998	-0,063	0,005	-0,998	0,052	0,036	13. Apr.	9	05:55	06:03					
2022-03-17 06:27:00	0,00869	545,6151	1	0,525074	0,016249	0,020361	0,4	93,8	0,998	-0,066	0,008	-0,998	0,054	0,04	14. Apr.	9	05:53	06:02					
2022-03-17 06:28:00	0,008373	548,0141	1	0,514135	0,015981	0,018288	0,6	94	0,998	-0,07	0,01	-0,998	0,055	0,044	15. Apr.	12	05:50	06:01					
2022-03-17 06:29:00	0,007173	550,4086	1	0,503425	0,015716	0,003822	0,7	94,2	0,997	-0,073	0,013	-0,997	0,057	0,048	16. Apr.	10	05:50	06:00					
2022-03-18 06:23:00	0,008675	541,5072	1	0,556987	0,017107	0,01496	0,1	92,8	0,999	-0,048	0,002	-0,999	0,041	0,026	17. Apr.	11	05:50	06:00					
2022-03-18 06:24:00	0,009086	543,9002	1	0,545372	0,016824	0,021334	0,3	93	0,999	-0,052	0,005	-0,999	0,042	0,03	18. Apr.	9	05:50	05:59					
2022-03-18 06:25:00	0,008836	546,2887	1	0,534002	0,016546	0,020211	0,4	93,2	0,998	-0,055	0,008	-0,998	0,044	0,034	19. Apr.	9	05:50	05:58					
2022-03-18 06:26:00	0,008811	548,6728	1	0,522869	0,016272	0,021606	0,6	93,4	0,998	-0,058	0,01	-0,998	0,045	0,038	20. Apr.	7	05:51	05:57					
2022-03-18 06:27:00	0,00855	551,0525	1	0,511971	0,016001	0,020266	0,8	93,5	0,998	-0,062	0,013	-0,998	0,047	0,042	21. Apr.	8	05:50	05:57					
2022-03-18 06:28:00	0,007905	553,4276	1	0,501301	0,015736	0,013984	0,9	93,7	0,998	-0,065	0,016	-0,998	0,049	0,046	22. Apr.	7	05:50	05:56					
2022-03-19 06:21:00	0,009177	542,2125	1	0,566473	0,017421	0,018834	0,1	92,1	0,999	-0,037	0,002	-0,999	0,031	0,021	23. Apr.	6	05:50	05:56					
2022-03-19 06:22:00	0,00885	544,5906	1	0,554656	0,017132	0,016849	0,3	92,3	0,999	-0,04	0,005	-0,999	0,032	0,025	24. Apr.	5	05:50	05:54					
2022-03-19 06:23:00	0,009177	546,9644	1	0,543086	0,016848	0,022192	0,4	92,5	0,999	-0,044	0,008	-0,999	0,034	0,029	25. Apr.	3	05:51	05:53					
2022-03-19 06:24:00	0,009085	549,3337	1	0,531759	0,016568	0,022853	0,6	92,7	0,999	-0,047	0,011	-0,999	0,036	0,033	26. Apr.	4	05:50	05:53					
2022-03-19 06:25:00	0,008929	551,6987	1	0,520669	0,016292	0,022799	0,8	92,9	0,999	-0,051	0,013	-0,999	0,037	0,037	27. Apr.	2	05:50	05:51					
2022-03-19 06:26:00	0,008701	554,0592	1	0,509812	0,016021	0,021898	0,9	93,1	0,998	-0,054	0,016	-0,998	0,039	0,041	28. Apr.	3	05:50	05:52					
2022-03-19 06:27:00	0,008296	556,4152	1	0,499182	0,015754	0,018802	1,1	93,3	0,998	-0,058	0,019	-0,998	0,041	0,045	1. Aug.	1	05:50	05:50					
2022-03-20 06:18:00	0,009246	540,5508	1	0,576124	0,017663	0,018194	0,1	91,5	1	-0,026	0,003	-1	0,021	0,015	2. Aug.	2	05:50	05:51					
2022-03-20 06:19:00	0,009295	542,9185	1	0,564101	0,017371	0,02042	0,3	91,7	1	-0,029	0,005	-1	0,023	0,019	3. Aug.	3	05:50	05:52					
2022-03-20 06:20:00	0,008541	545,2819	1	0,55233	0,017082	0,013492	0,5	91,9	0,999	-0,033	0,008	-0,999	0,024	0,023	4. Aug.	4	05:50	05:53					
2022-03-20 06:21:00	0,008686	547,641	1	0,540806	0,016798	0,016951	0,6	92,1	0,999	-0,036	0,011	-0,999	0,026	0,027	5. Aug.	3	05:50	05:53					
2022-03-20 06:22:00	0,009139	549,9958	1	0,529523	0,016518	0,023737	0,8	92,3	0,999	-0,04	0,013	-0,999	0,028	0,031	6. Aug.	5	05:50	05:54					
2022-03-20 06:23:00	0,009002	552,3462	1	0,518476	0,016243	0,0239	0,9	92,5	0,999	-0,043	0,016	-0,999	0,029	0,035	7. Aug.	5	05:50	05:55					
2022-03-20 06:24:00	0,008794	554,6922	1	0,50766	0,015972	0,023259	1,1	92,7	0,999	-0,046	0,019	-0,999	0,031	0,039	8. Aug.	5	05:51	05:55					
2022-03-20 06:25:00	0,008477	557,0338	1	0,497072	0,015704	0,021284	1,2	92,9	0,999	-0,05	0,021	-0,999	0,032	0,043	9. Aug.	5	05:51	05:56					
2022-03-20 06:26:00	0,007527	559,371	1	0,486705	0,015441	0,010838	1,4	93	0,998	-0,053	0,024	-0,998	0,034	0,048	10. Aug.	6	05:52	05:57					
2022-03-21 06:17:00	0,009339	543,6242	1	0,573711	0,017689	0,019055	0,3	93	1	-0,018	0,005	-1	0,013	0,014	11. Aug.	6	05:50	05:57					
2022-03-21 06:18:00	0,009384	545,9732	1	0,561737	0,017395	0,02123	0,5	91,2	1	-0,021	0,008	-1	0,015	0,018	12. Aug.	8	05:50	05:58					
2022-03-21 06:19:00	0,009199	548,3178	1	0,550013	0,017105	0,020921	0,6	91,4	1	-0,025	0,011	-1	0,016	0,022	13. Aug.	7	05:50	05:58					
2022-03-21 06:20:00	0,008887	550,6581	1	0,538534	0,01682	0,019138	0,8	91,6	1	-0,028	0,013	-1	0,018	0,026	14. Aug.	8	05:50	05:58					
2022-03-21 06:21:00	0,00923	552,9942	1	0,527295	0,016539	0,024587	0,9	91,8	0,999	-0,032	0,016	-0,999	0,019	0,03	15. Aug.	8	05:50	05:59					
2022-03-21 06:22:00	0,009091	555,3258	1	0,516292	0,016262	0,024753	1,1	92	0,999	-0,035	0,019	-0,999	0,021	0,034	16. Aug.	9	05:50	05:59					
2022-03-21 06:23:00	0,008916	557,6532	1	0,505519	0,015989	0,024502	1,2	92,2	0,999	-0,039	0,022	-0,999	0,023	0,038	17. Aug.	9	05:50	06:00					
2022-03-21 06:24:00	0,008644	559,9761	1	0,494972	0,015721	0,023117	1,4	92,4	0,999	-0,042	0,024	-0,999	0,024	0,042	18. Aug.	10	05:50	06:00					
2022-03-21 06:25:00	0,008124	562,2947	1	0,484646	0,015456	0,018616	1,5	92,6	0,999	-0,045	0,027	-0,999	0,026	0,046	19. Aug.	9	05:50	06:00					
2022-03-22 06:16:00	0,009469	548,9697	1	0,571308	0,017789	0,01989	0,5	90,6	1	-0,01	0,008	-1	0,005	0,012	20. Aug.	12	05:50	06:01					
2022-03-22 06:17:00	0,00951	551,2893	1	0,559382	0,017491	0,022012	0,6	90,8	1	-0,014	0,011	-1	0,006	0,016	21. Aug.	10	05:50	06:01					
2022-03-22 06:18:00	0,009502	553,6047	1	0,547706	0,017198	0,023601	0,8	91	1	-0,017	0,014	-1	0,008	0,02	22. Aug.	13	05:50	06:02					
2022-03-22 06:19:00	0,007868	555,9159	1	0,536274	0,016909	0,005905	0,9	91,2	1	-0,021	0,016	-1	0,01	0,024	23. Aug.	12	05:50	06:02					
2022-03-22 06:20:00	0,009357	558,2227	1	0,52508	0,016625	0,025413	1,1	91,4	1	-0,024	0,019	-1	0,011	0,028	24. Aug.	13	05:50	06:02					
2022-03-22 06:21:00	0,009238	560,5253	1	0,514121	0,016345	0,02583	1,2	91,6	0,999	-0,027	0,022	-0,999	0,013	0,032	25. Aug.	13	05:50	06:03					
2022-03-22 06:22:00	0,009067	562,8235	1	0,503391	0,016069	0,025655	1,4	91,8	0,999	-0,031	0,024	-0,999	0,014	0,037	26. Aug.	13	05:50	06:02					
2022-03-22 06:23:00	0,008824	565,1174	1	0,492886	0,015798	0,024662	1,6	92	0,999	-0,034	0,027	-0,999	0,016	0,041	27. Aug.	12	05:51	06:03					

