

SolPEG Blendgutachten

Solarpark Eglseer Breite

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Straubing in Niederbayern**

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.....	6
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....	7
3.1	Rechtliche Hinweise	7
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	7
3.3	Berechnung der Blendwirkung	9
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	10
3.5	Standort e für die Analyse	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	12
4	Ergebnisse	16
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke westlich	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke südlich	18
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, SRS11 südöstlich / Einmündung	19
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, SRS12 südlich.....	20
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude südwestlich.....	20
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	21
6	Schlussbemerkung	21
7	Anhang	22 - 33

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Eglseer Breite

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Eglseer Breite“ (auch als „Ittling“ bezeichnet) für die Bahnstrecke, die Verkehrsteilnehmer der angrenzenden Straßen sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Die Umsetzung der Energiewende und die Bestrebungen für mehr Klimaschutz resultieren in Erfordernissen und Maßnahmen, die als gesellschaftlicher Konsens und somit als öffentliche Belange gesetzlich festgeschrieben sind. Z.B. im „Gesetz zur Stärkung der klimagerechten Entwicklung in den Städten und Gemeinden“ (2011) und im „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG“ (seit 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-Leitlinie¹, 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 „Eglseer Breite“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt u.a. für die Bahnstrecke, Verkehrsteilnehmer auf angrenzenden Straßen sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV Anlage. Eine Analyse der potentiellen 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 widergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

¹ Die Lichtleitlinie ist u.a. hier abrufbar: http://www.solpeg.de/LAI_Lichtleitlinie_2012.pdf

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet südlich von Ittling in Niederbayern. Südlich der Fläche verläuft die Bahnstrecke Passau–Obertraubling und die SR12. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche nordwestlich von Ittling in Niederbayern. Die Fläche ist eben.
Koordinaten (Mitte)	48.872°N, 12.616°O 326 m ü.N.N.
Abstand zur Bahntrasse	ca. 20 m
Abstand zur SR11	ca. 30 m – 60 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 200 m (nicht relevant)

Übersicht² über den Standort und die PV Anlage (schematisch)



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

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

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung



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

Detailansicht der PV Anlage

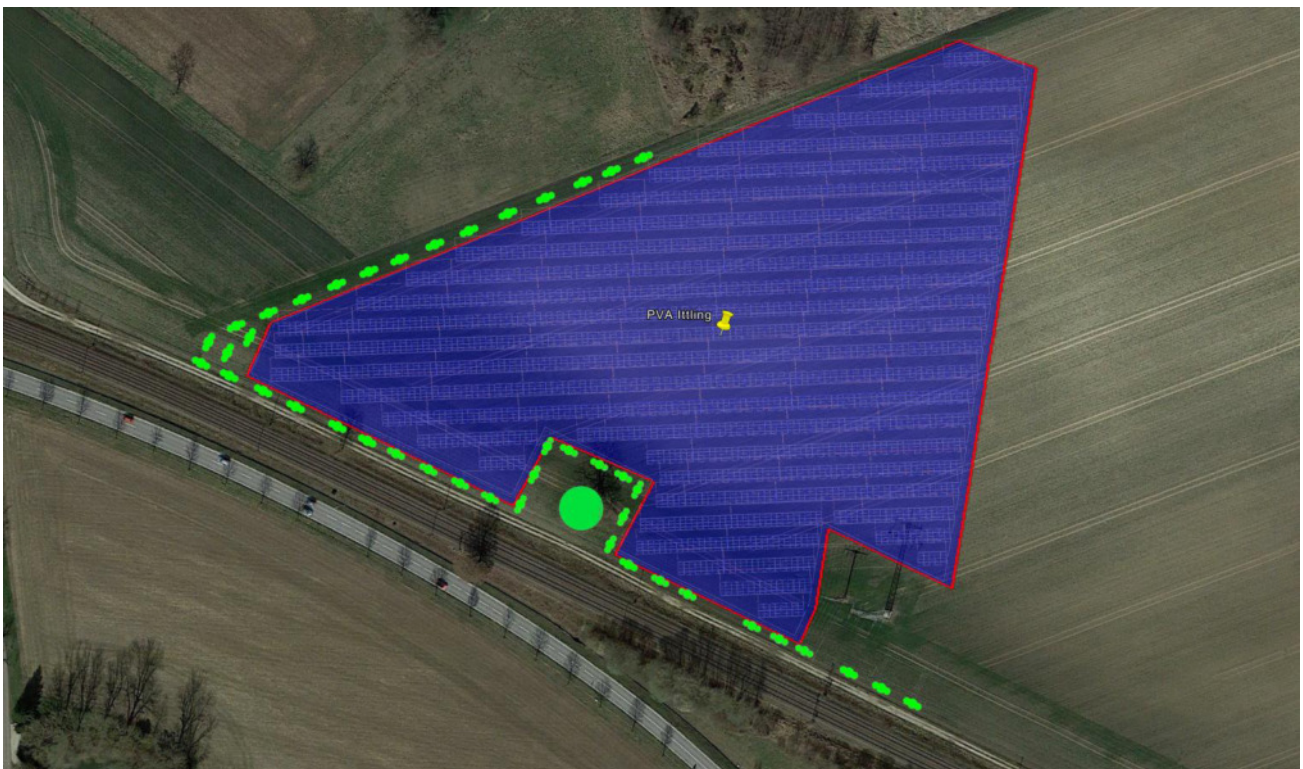


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt die PV Fläche und die Umgebung. Aufgrund des Strahlenganges gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude im Südwesten theoretisch von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. In der Realität ist allerdings überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage vorhanden. Zu Kontrollzwecken wird der Standort dennoch analysiert. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden.

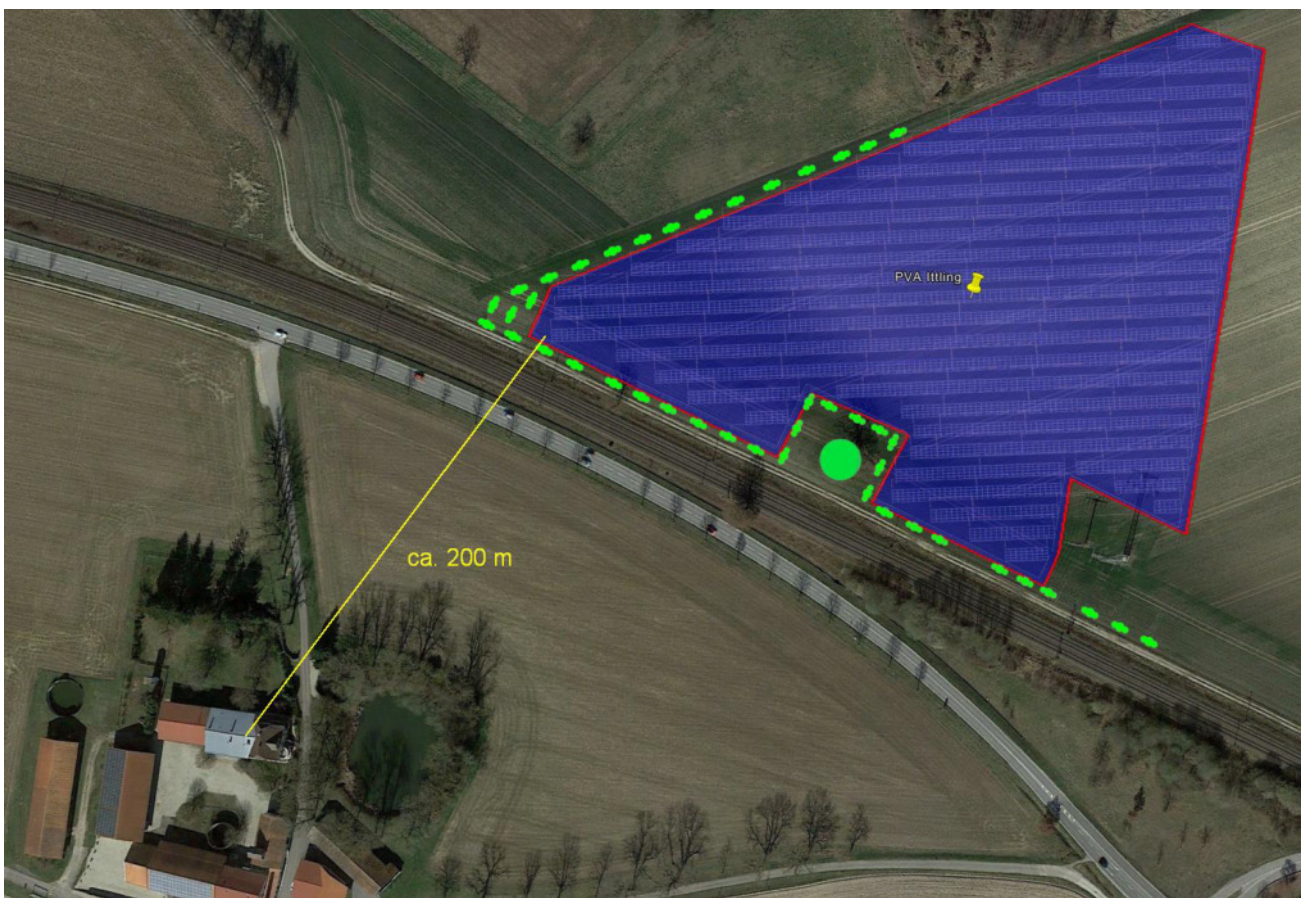


Bild 2.2.1: Gebäude in der Umgebung der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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 Braunschweig³ 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:

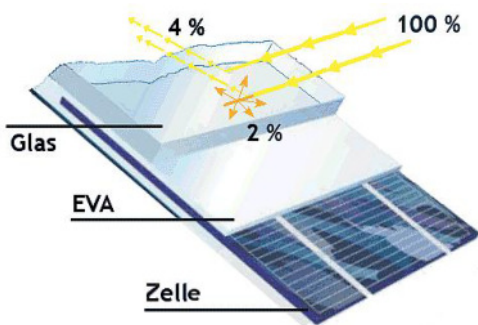


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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 direktem Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

³ <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.

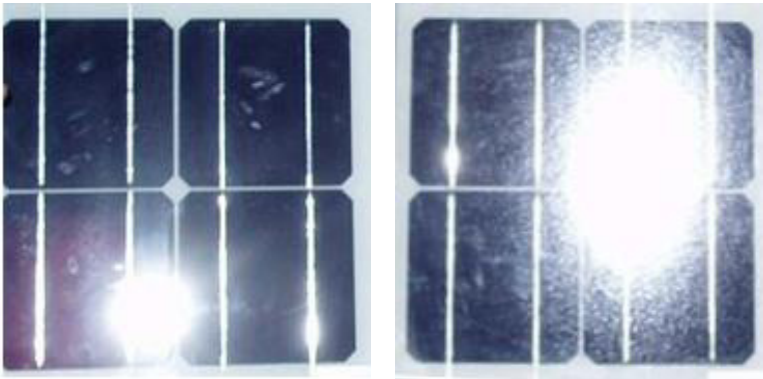


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

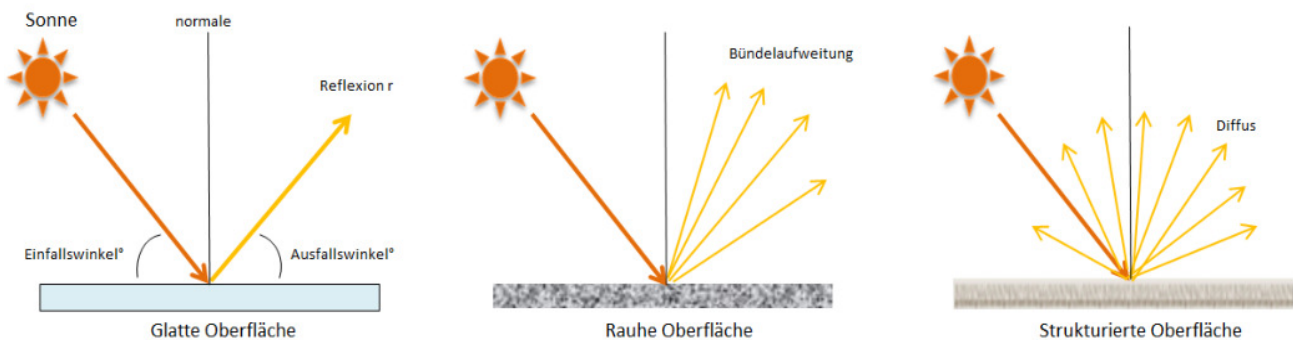


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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

MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline
Cell configuration	120 cells (6×10+6×10)
Module dimensions	2172×1303×35mm
Weight	32kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Back-sheet
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6005-2T6, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes

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 FAA⁴ 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: γ_p , Azimut α_p) bekannt sind, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

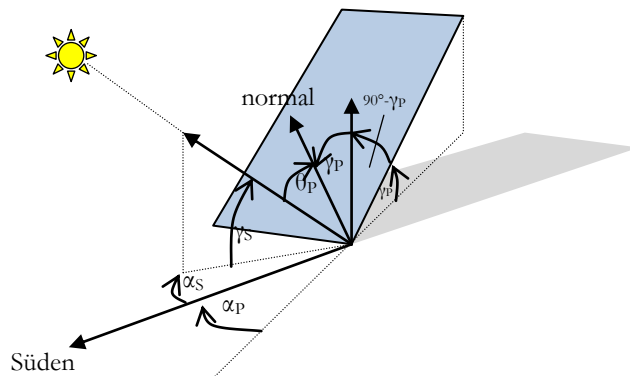


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie⁵ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁶, New Mexico überprüft.

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

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

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

3.4 Technische Parameter der PV Anlage

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

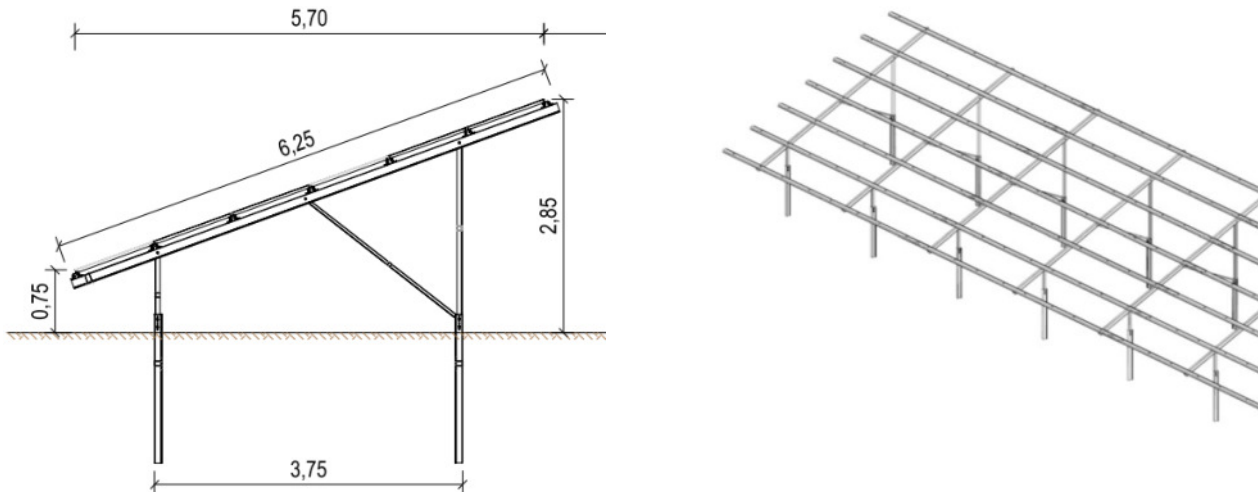


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung, Beispiel)

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

Tabelle 1: Berechnungsparameter

PV Modul	Trina Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	4 Module quer übereinander (4H)
Ausrichtung (Azimut)	Süden (180°)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. ca. 0,80 m, max. 2,98 m (leichte Abweichungen möglich)
Anzahl Messpunkte gesamt	5 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer ⁷	Fahrtrichtung +/- 20°
Höhe Messpunkte durchschnittlich	2,0 m über Boden

⁷ Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden.

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

3.5 Standorte für die Analyse

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

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Eglseer Breite wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte auf der SRS11/SRS12, 2 Messpunkte auf der Bahnstrecke sowie 1 Messpunkt im Bereich umliegender Gebäude. Weitere Standorte an Gebäuden wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen zu erwarten sind.

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



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

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belastigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁸ 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.

⁸ 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 +/-20° zur Fahrtrichtung als relevant festgelegt ist. Die in der Simulation berechneten Ergebnisse beziehen sich auf einen Ort im freien Raum (360° Rundumblick) und sind daher nur mit Einschränkungen verwendbar. Die folgenden Bilder zeigen beispielhaft den Führerstand gängiger Loktypen und den Sichtbereich der Zugführer.

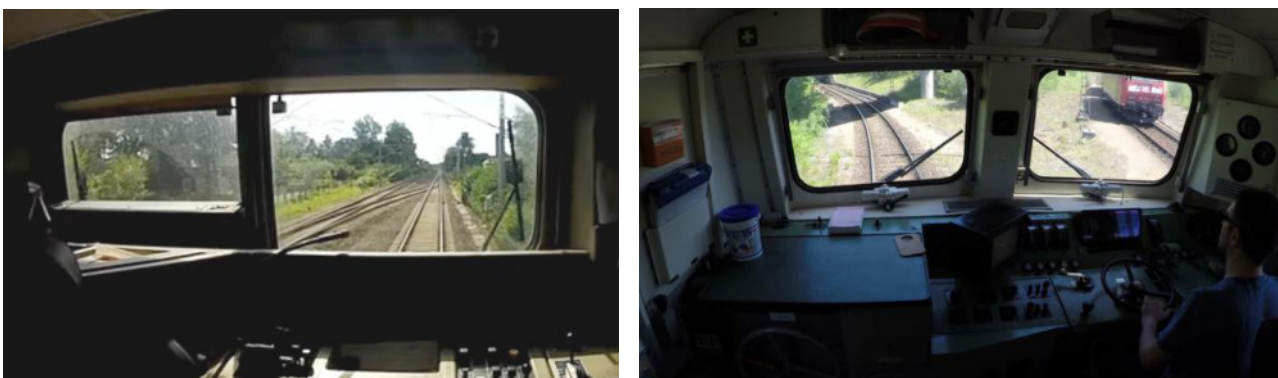


Bild 3.6.2: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

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 Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY⁹) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung¹⁰ von ca. 62,5 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

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

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

Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m² 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/cm²) 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.

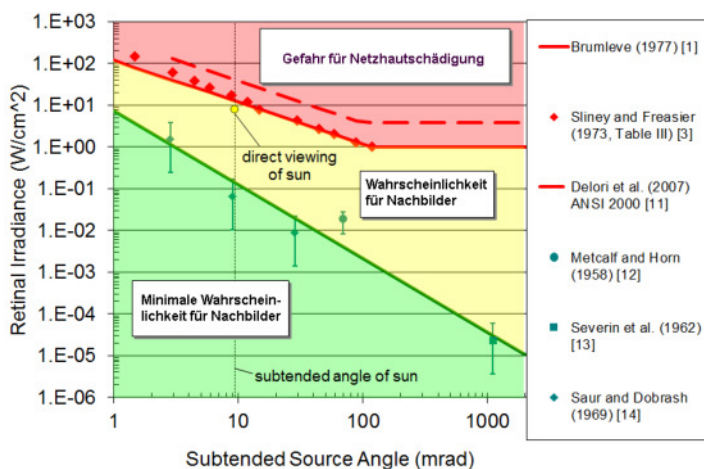


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

⁹ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

¹⁰ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2022_17.png

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Eglseer Breite wird für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann. Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.3 auch als farbige Flächen dargestellt:

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

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen, die vor 6 Uhr morgens auftreten, sind zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen/Hinweisen zu verwenden.

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

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

Messpunkt	PV Feld
P1 Bahnstrecke westlich	2106 ^W
P2 Bahnstrecke südlich	2144 ^W
P3 SRS11 südöstlich / Einmündung	-
P2 SRS12 südlich	-
P5 Gebäude südwestlich	-

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

- nicht nachweisbar

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke westlich

Am Messpunkt P1 auf der Bahnstrecke westlich der PV Anlage können bei der Fahrt Richtung Südosten Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 21. April und dem 21. August zwischen 05:55 - 06:26 Uhr für 5 bis max. 19 Minuten pro Tag¹¹ aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen mit -27° bis -55° links (östlich) zur Fahrtrichtung überwiegend außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m) und daher sind Reflexionen zu vernachlässigen. Darüber hinaus ist entlang der Geländegrenze eine Begrünung geplant, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist.

Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage im Bereich von Messpunkt P1 kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

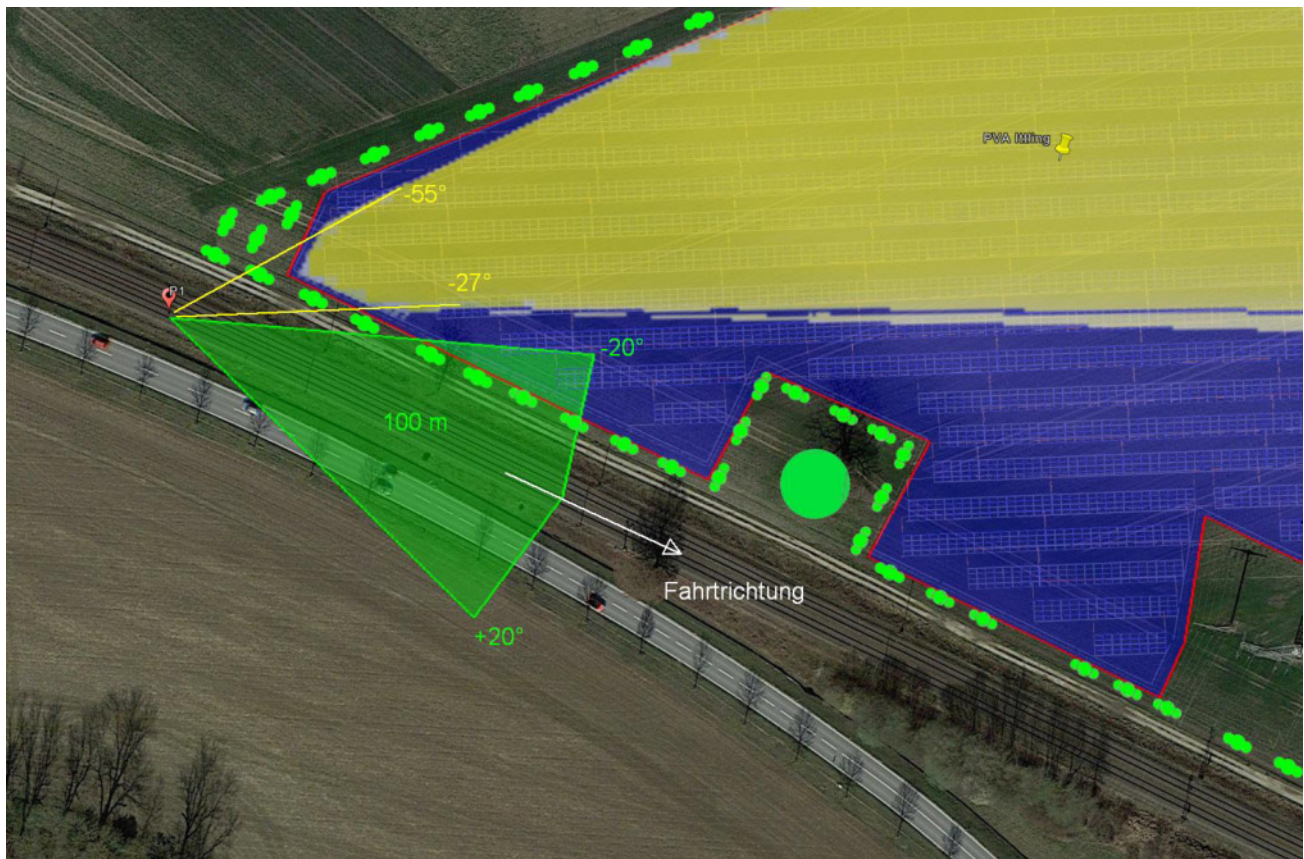


Bild 4.1.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

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

¹¹ Generell wird das Auftreten von Reflexionen an weniger als 5 Minuten pro Tag nicht berücksichtigt (Messunsicherheit)

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke südlich

Am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke südlich der PV Anlage können bei der Fahrt Richtung Südosten Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 22. April und dem 21. August zwischen 05:55 - 06:25 Uhr für 5 bis max. 20 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen auch in diesem Abschnitt deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m) und daher sind Reflexionen zu vernachlässigen. Darüber hinaus ist auch in diesem Abschnitt entlang der Geländegrenze eine Begrünung geplant, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist.

Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage im Bereich von Messpunkt P2 kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

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

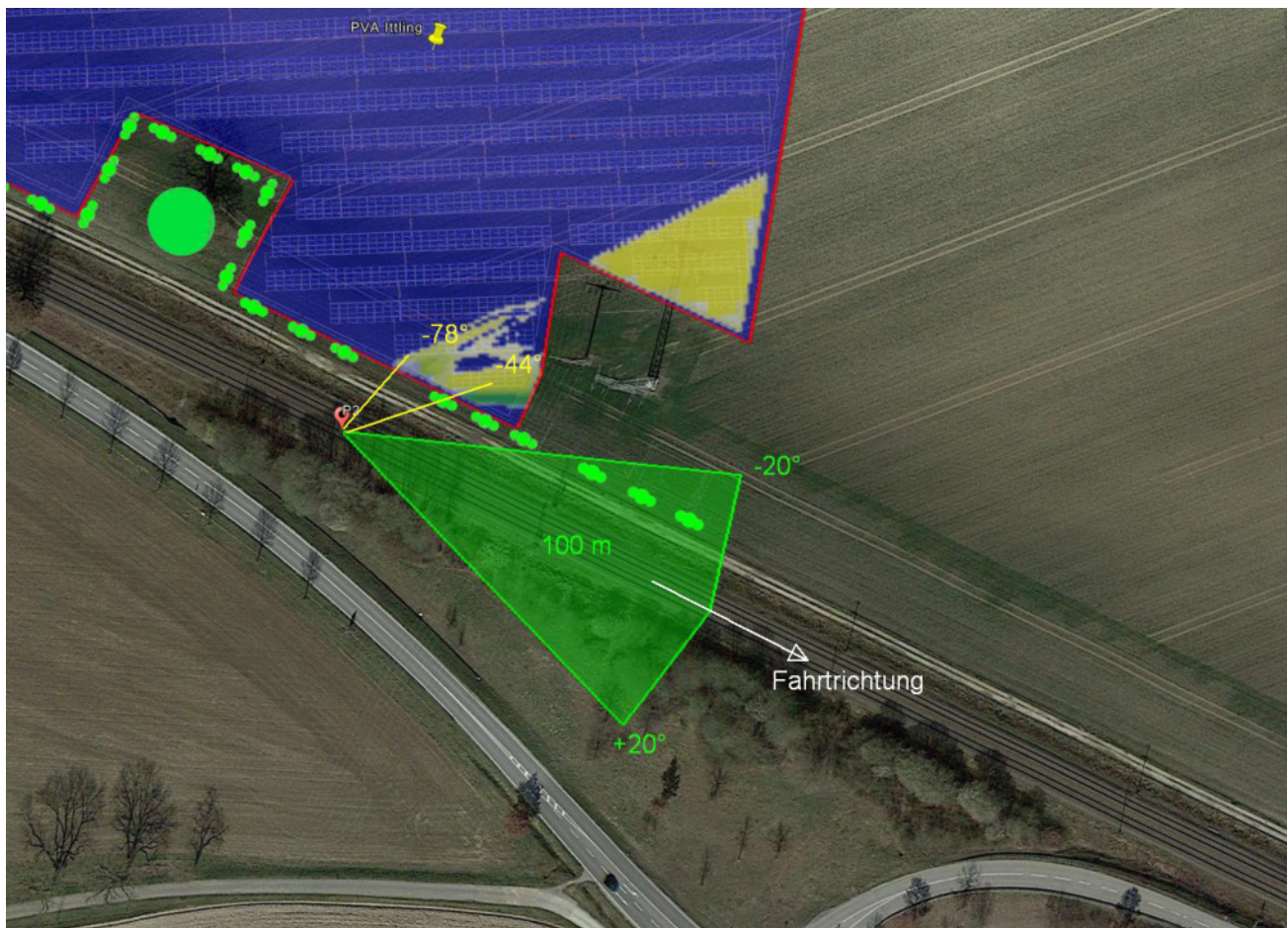


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Aufgrund der Ausrichtung der PV Anlage sind bei der Fahrt Richtung Nordwesten (Straubing) keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Zur Veranschaulichung zeigt das folgende Foto die Situation auf der Bahnstrecke bei der Fahrt Richtung Nordwesten aus Sicht des Zugführers. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt,



Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2, Blick Richtung Nordwesten (Quelle: Youtube Video, Ausschnitt bearbeitet.)

Das Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV Anlage zwar im Randbereich sichtbar ist aber überwiegend außerhalb des relevanten Sichtwinkels. Reflexionen wären nicht sichtbar.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, SRS11 südöstlich / Einmündung

Messpunkt P3 auf der SRS11 im Bereich der Einmündung wurde zu Kontrollzwecken analysiert, da aufgrund des Strahlenganges gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, SRS12 südlich

Am Messpunkt P4 auf der SRS12 sind nach Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Zu Kontrollzwecken wurden auch die unbereinigten Daten überprüft und demnach können bei der Fahrt Richtung Südosten nur an insgesamt nur 102 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Aufgrund der kurzen zeitlichen Dauer wären potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Entscheidend für die Beurteilung einer potentiellen Blendwirkung ist allerdings der Umstand, dass die Einfallswinkel der Reflexionen mit -48° bis -60° links (östlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m) liegen.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage im Bereich von Messpunkt P4 und im weiteren Verlauf der SRS12 kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

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

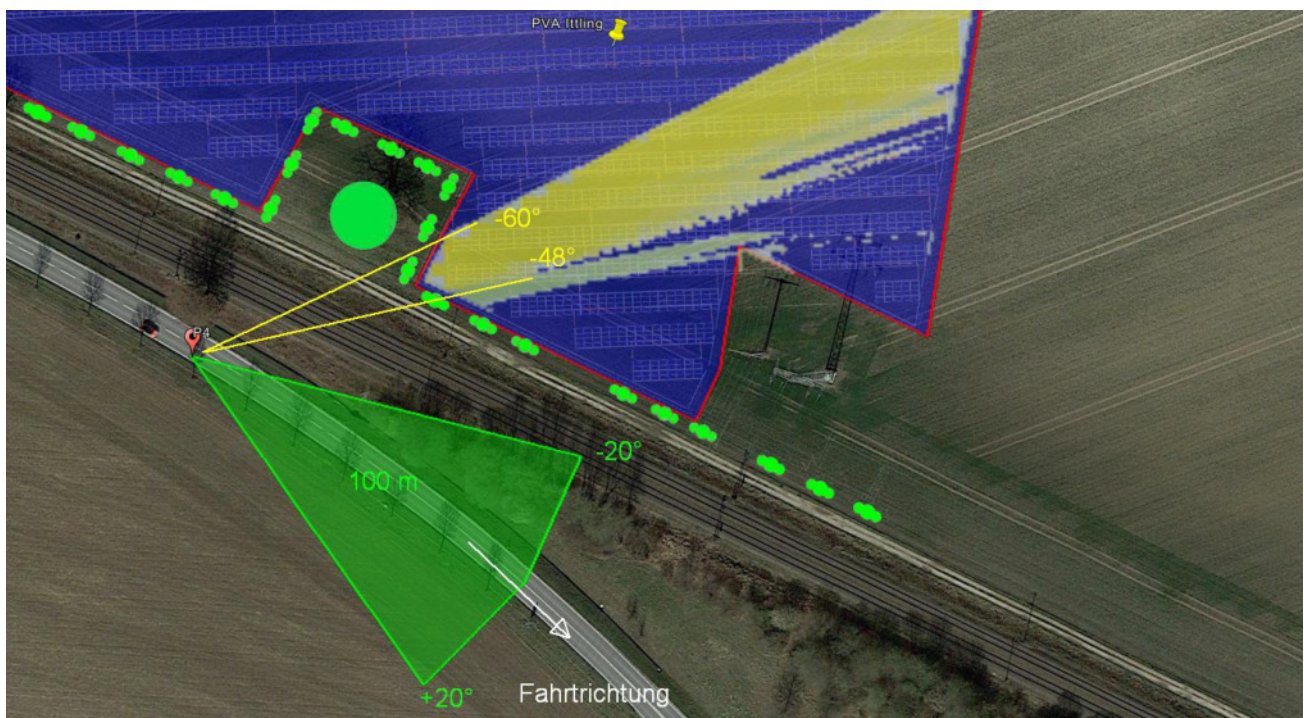


Bild 4.4.1: Situation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/weiß markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten sind keine Reflexionen nachweisbar.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude südwestlich

Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude des Gut Eglsee südwestlich der PV Anlage wurde zu Kontrollzwecken analysiert, da aufgrund des Strahlenganges gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern und Mitarbeitern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Eglseer Breite kann als „geringfügig“ klassifiziert¹² 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 durch den Einsatz von hochwertigen PV Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten im Umfeld der PV Flächen zeigt für die Bahnstrecke Passau–Obertraubling nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen überwiegend deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Darüber hinaus ist lt. Planungsunterlagen ein Grünstreifen / Begrünung entlang der Geländegrenze vorgesehen, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist.

Für Verkehrsteilnehmer auf der südlich verlaufenden SRS12 und auch im Bereich der Einmündung der SRS11 sind keine relevanten Reflexionen nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden

Im Bereich der Gebäude des Gut Eglsee sind keine relevanten Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern oder Mitarbeitern bzw. eine „erhebliche Belästigung“ durch Reflexionen im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden. Im weiteren Umfeld sind keine relevanten Gebäude und schutzwürdige Zonen vorhanden.

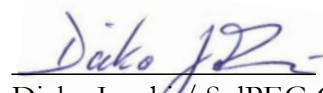
Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

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

6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 20.04.2023


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹² Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



TECHNISCHE DATEN	
PV GENERATOR Modul Typ: RSM 120-B-BHGD Rosen Tran Modul Abmessungen (mm): 2172L x 1302B x 82D Modul Leistung: 600 Wp Modul Anzahl: 9.872	
GELÄNDE DATEN: Geländegleich 41.137 m ² Zwerflache: 36.383 m ² Koordinaten: 48.872°N, 12.816°O Höhe: 224 - 228 m über Meer Orientierung: Hing Fl.Nr.: 792, 776	
WECHSELRICHTER WR Typ: GOODWE 618 280kV-4T Wechselrichter Leistung: 250 kW Wechselrichter Anzahl: 14 Strings pro inverter: 14 x 15 DC Leistung: 3.500 kW	
WECHSELRICHTER Koordinatensystem: UTM33 (EPSG: 28831) ORZ: 0,44	

LEGENDE	
	Grundstücksrenze
	Geltungsbereich
	Zaun L= 932m
	Baugrenze
	Mast
	3-reihige Hecke als Sichtschutz

PV Tisch Design:

4x16 landscape
 Anzahl: 93
 Module pro Tisch: 64
 2 Strings à 32 Module

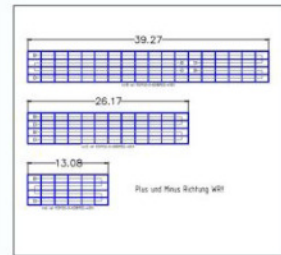
4x8 landscape
 Anzahl: 15
 Module pro Tisch: 32
 1 String à 32 Module

4x5 landscape
 Anzahl: 12
 Module pro Tisch: 20
 1 String à 20 Module

Tischneigung: 20°
 Tisch Azimuth: 28°
 Sonnenwinkel: 17,71°

Reihenzwischenabstand theor.: 4,82m - 7,30m
 Reihenzwischenabstand prakt.: 3,31m - 5,82m

Verschattung in Tischebene: bis zu 1,20m



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

Index	Changings	from	Date
G5	Ausrichtung auf Süd geändert	JE	03.04.23
G4	Neue Konfiguration / Anpassung BG	JE	13.02.23
G3	Heckeneingrenzung geändert	JE	14.10.22

approved	Title of Drawing Entwurfsplanung - Übersicht	
approved	Project Hing 792 - Gut Egisee	
address	1.750	30.09.2022
author	M1	checker UE

solea Solea AG
 Gutlieb-Dainfer-Str. 10
 9447 Prutting
 Tel.: 09331 / 8969935
 Fax: 09331 / 8969975
 info@solea-ag.com



HIGH PERFORMANCE MONOCRYSTALLINE PERC MODULE



RSM120-8-580M-605M

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

KEY SALIENT FEATURES

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



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

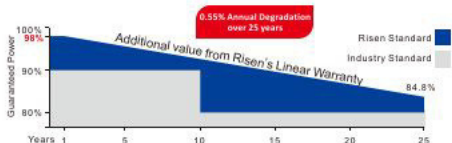
RISEN ENERGY CO., LTD.

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

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

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty

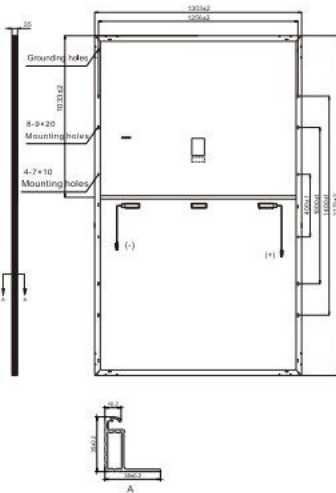


* Please check the valid version of Limited Product Warranty which is officially released by Risen Energy Co., Ltd.



THE POWER OF RISING VALUE

Dimensions of PV Module Unit: mm



ELECTRICAL DATA (STC)

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

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

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

ELECTRICAL DATA (NMOT)

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

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

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

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

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

PACKAGING CONFIGURATION

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

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

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

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

Our Partners:



Ittling Itling

Created Feb. 28, 2023
Updated April 21, 2023
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Site ID 85375.15079

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



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² peak)
Ocular transmission coefficient: 0.5
Pupil diameter: 0.002 m
Eye focal length: 0.017 m
Sun subtended angle: 9.3 mrad

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

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld	20.0	180.0	3,267	6,713	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 36,346 m²

Name: PV Field
Footprint area: 36,346 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.872269	12.613307	325.59	2.00	327.59
2	48.872494	12.613479	325.03	2.00	327.03
3	48.873401	12.617057	323.02	2.00	325.02
4	48.873302	12.617464	325.26	2.00	327.26
5	48.871531	12.616960	325.80	2.00	327.80
6	48.871729	12.616327	325.05	2.00	327.05
7	48.871499	12.616290	324.97	2.00	326.97
8	48.871330	12.616188	325.35	2.00	327.35
9	48.871672	12.615158	324.24	2.00	326.24
10	48.871909	12.615351	325.07	2.00	327.07
11	48.872092	12.614798	324.73	2.00	326.73
12	48.871845	12.614621	325.45	2.00	327.45

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.872209	12.612875	326.61	2.50	329.11
OP 2	48.871406	12.615536	327.01	2.50	329.51
OP 3	48.870183	12.616964	327.65	2.00	329.65
OP 4	48.871528	12.614474	326.49	2.00	328.49
OP 5	48.870714	12.611839	327.82	2.00	329.82

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld	20.0	180.0	3,267	6,713	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld (green)	0	0	90	236	264	306	288	286	150	2	0	0
pv-feld (yellow)	0	0	107	473	439	451	447	453	280	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

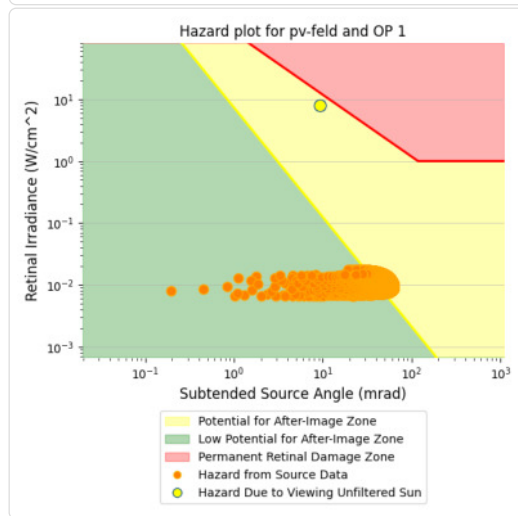
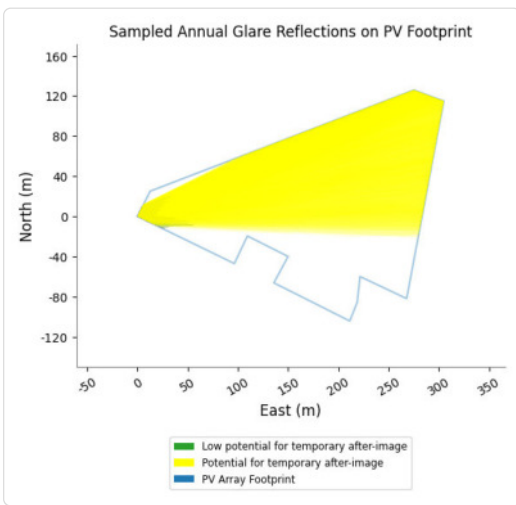
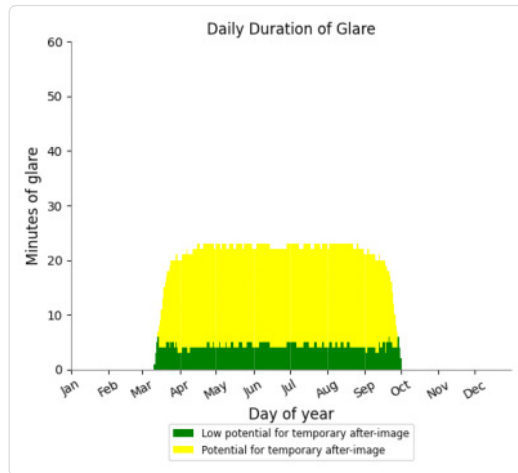
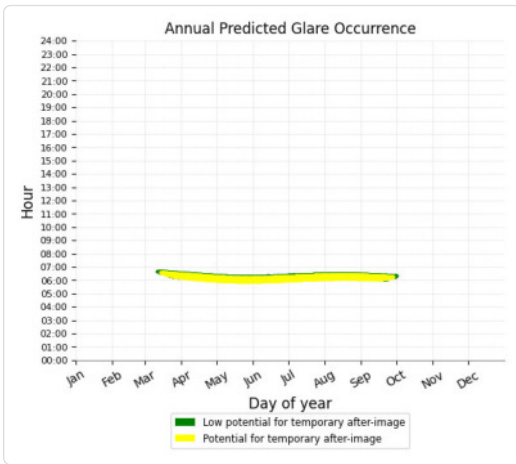
PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	871	3398
OP: OP 2	1061	3187
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	692	102
OP: OP 5	643	26

PV Feld - OP Receptor (OP 1)

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

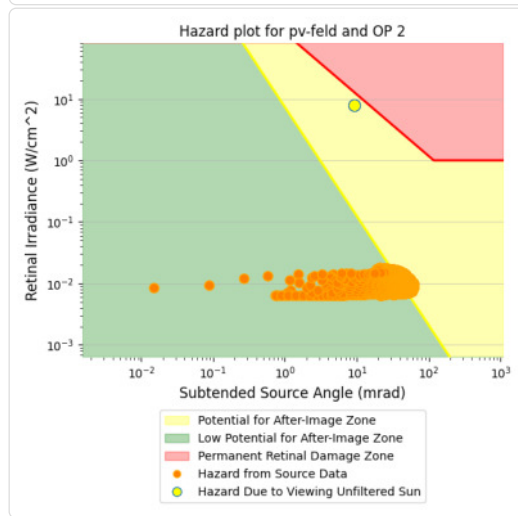
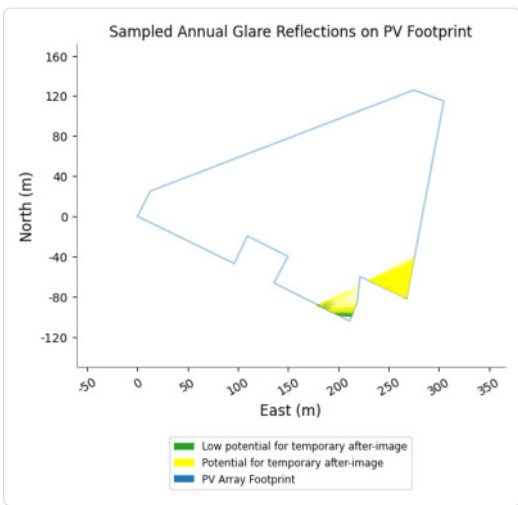
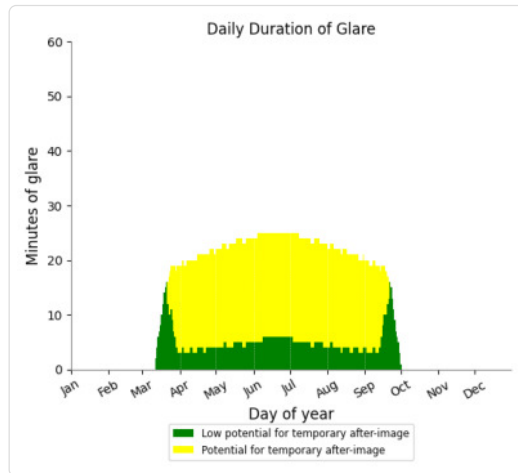
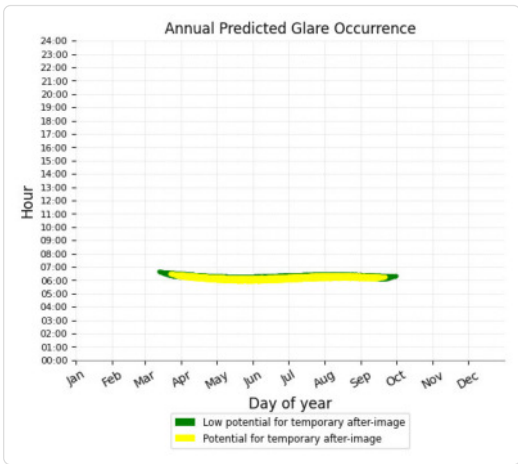
- 871 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,398 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 2)

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

- 1,061 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,187 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



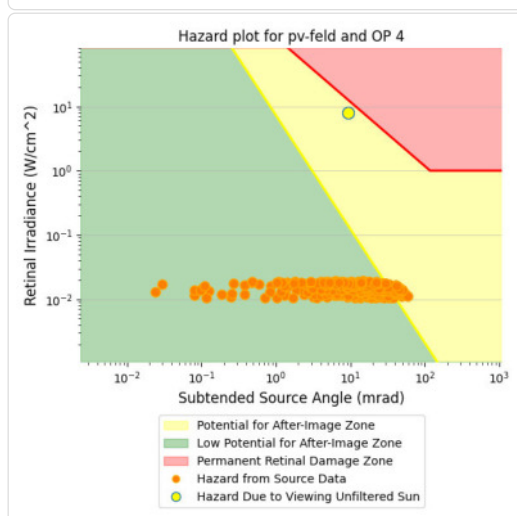
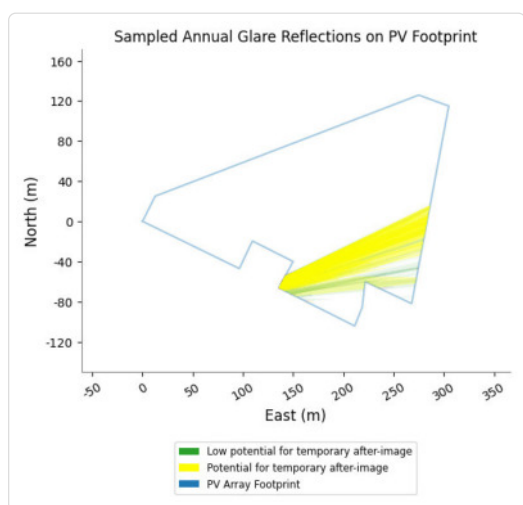
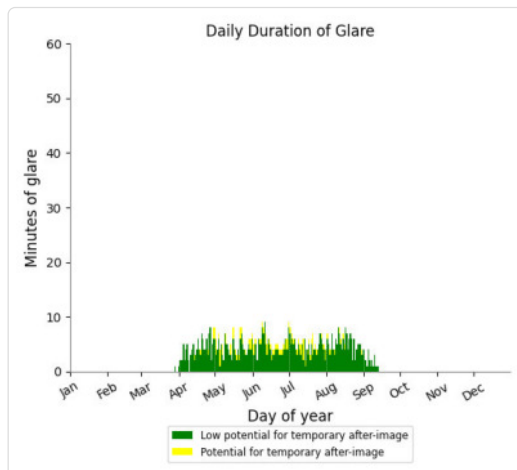
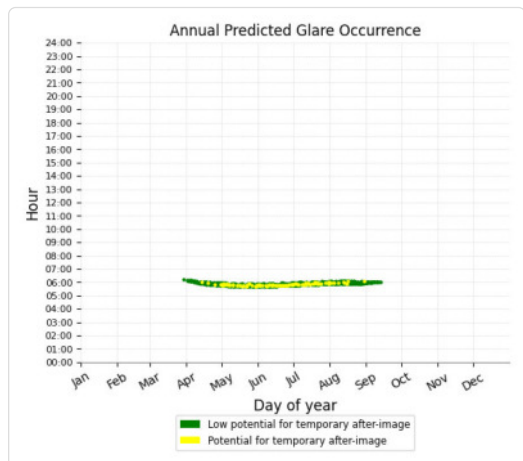
PV Feld - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV Feld - OP Receptor (OP 4)

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

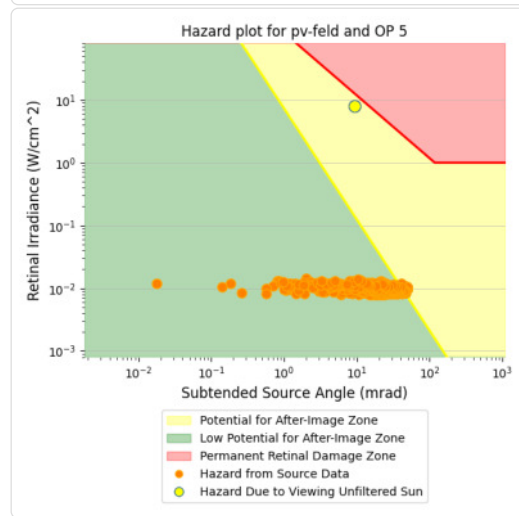
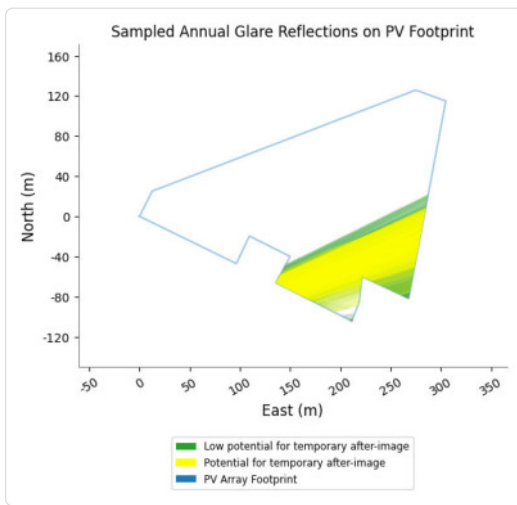
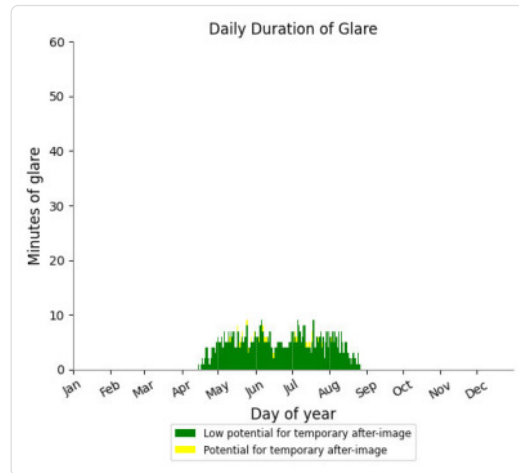
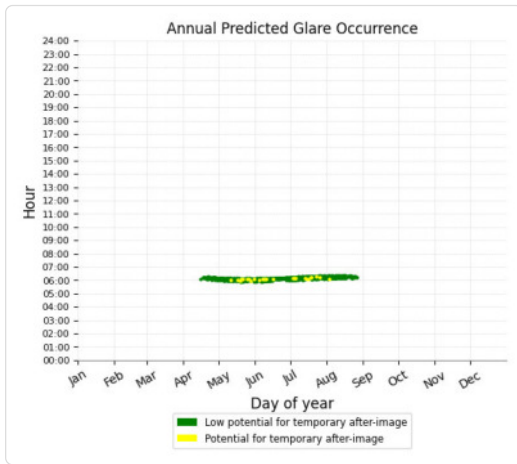
- 692 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 102 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 5)

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

- 643 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 26 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
2023-03-12 06:40:00	0,007767	542,7416	1	0,482626	0,014857	0,018068	0,1	96,2	0,994	-0,108	0,002	-0,994	0,082	0,071	19. Apr.	1
2023-03-12 06:41:00	0,006875	545,2023	1	0,471705	0,014586	0,007273	0,3	96,4	0,994	-0,112	0,004	-0,994	0,083	0,075	20. Apr.	2
2023-03-13 06:37:00	0,008351	540,9341	1	0,495058	0,015189	0,023111	0,1	95,6	0,995	-0,097	0,001	-0,995	0,074	0,063	21. Apr.	4
2023-03-13 06:38:00	0,008101	543,3839	1	0,483844	0,014912	0,021922	0,2	95,8	0,995	-0,1	0,004	-0,995	0,074	0,068	22. Apr.	5
2023-03-13 06:39:00	0,007586	545,829	1	0,472887	0,01464	0,017173	0,4	96	0,995	-0,104	0,007	-0,995	0,075	0,072	23. Apr.	6
2023-03-13 06:40:00	0,006614	548,2695	1	0,46218	0,014372	0,004714	0,6	96,1	0,994	-0,107	0,01	-0,994	0,076	0,076	24. Apr.	8
2023-03-14 06:35:00	0,008713	541,5988	1	0,50782	0,015599	0,024663	0	90,719	0,996	-0,086	0,001	-0,996	0,066	0,056	25. Apr.	9
2023-03-14 06:36:00	0,008554	544,0332	1	0,496308	0,015314	0,024667	0,2	95,1	0,996	-0,089	0,004	-0,996	0,066	0,06	26. Apr.	11
2023-03-14 06:37:00	0,008353	546,463	1	0,485058	0,015034	0,024145	0,4	95,3	0,996	-0,093	0,006	-0,996	0,067	0,064	27. Apr.	12
2023-03-14 06:38:00	0,008064	548,8881	1	0,474065	0,014759	0,022498	0,5	95,6	0,995	-0,096	0,009	-0,995	0,068	0,069	28. Apr.	14
2023-03-14 06:39:00	0,007428	551,3087	1	0,463323	0,014488	0,016088	0,7	95,7	0,995	-0,099	0,012	-0,995	0,068	0,073	29. Apr.	15
2023-03-14 06:40:00	0,006356	553,7247	1	0,452827	0,014222	0,001528	0,9	95,9	0,995	-0,102	0,015	-0,995	0,069	0,077	30. Apr.	16
2023-03-15 06:33:00	0,008974	542,2694	1	0,520922	0,016022	0,024937	0	94,9	0,997	-0,075	0	-0,997	0,057	0,048	1. Mai.	17
2023-03-15 06:34:00	0,008878	544,6885	1	0,509103	0,015728	0,025702	0,2	94,5	0,997	-0,078	0,003	-0,997	0,058	0,053	2. Mai.	18
2023-03-15 06:35:00	0,008741	547,1031	1	0,497554	0,015439	0,025988	0,3	94,7	0,997	-0,082	0,006	-0,997	0,059	0,057	3. Mai.	18
2023-03-15 06:36:00	0,008566	549,5131	1	0,486268	0,015156	0,025823	0,5	94,9	0,996	-0,085	0,009	-0,996	0,059	0,061	4. Mai.	18
2023-03-15 06:37:00	0,008342	551,9186	1	0,475241	0,014877	0,025053	0,7	95,1	0,996	-0,088	0,012	-0,996	0,06	0,066	5. Mai.	18
2023-03-15 06:38:00	0,008004	554,3194	1	0,464465	0,014603	0,022806	0,8	95,2	0,996	-0,091	0,014	-0,996	0,061	0,07	6. Mai.	19
2023-03-15 06:39:00	0,007258	556,7157	1	0,453935	0,014333	0,01481	1	95,4	0,995	-0,095	0,017	-0,995	0,061	0,074	7. Mai.	19
2023-03-16 06:31:00	0,009027	540,5371	1	0,522238	0,016011	0,025584	0,1	93,8	0,998	-0,067	0,003	-0,998	0,05	0,045	8. Mai.	18
2023-03-16 06:32:00	0,008949	542,9525	1	0,510383	0,015717	0,026543	0,3	94,0	0,998	-0,07	0,005	-0,998	0,05	0,049	9. Mai.	18
2023-03-16 06:33:00	0,008836	545,3634	1	0,498798	0,015429	0,027112	0,5	94,2	0,997	-0,074	0,008	-0,997	0,051	0,054	10. Mai.	18
2023-03-16 06:34:00	0,008683	547,7697	1	0,487478	0,015145	0,02721	0,6	94,4	0,997	-0,077	0,011	-0,997	0,052	0,058	11. Mai.	18
2023-03-16 06:35:00	0,008494	550,1716	1	0,476416	0,014866	0,026876	0,8	94,6	0,997	-0,08	0,014	-0,997	0,052	0,062	12. Mai.	19
2023-03-16 06:36:00	0,008248	552,5689	1	0,465607	0,014592	0,025825	1	94,8	0,996	-0,084	0,017	-0,996	0,053	0,067	13. Mai.	19
2023-03-16 06:37:00	0,007844	554,9616	1	0,455045	0,014323	0,02272	1,1	95	0,996	-0,087	0,02	-0,996	0,054	0,071	14. Mai.	19
2023-03-16 06:38:00	0,00702	557,3497	1	0,444724	0,014059	0,013359	1,3	95,2	0,996	-0,09	0,023	-0,996	0,054	0,075	15. Mai.	19
2023-03-17 06:29:00	0,009207	541,2334	1	0,535721	0,016445	0,024902	0,1	93,2	0,998	-0,056	0,002	-0,998	0,041	0,038	16. Mai.	18
2023-03-17 06:30:00	0,009158	543,6337	1	0,523552	0,016143	0,026185	0,3	93,4	0,998	-0,059	0,005	-0,998	0,042	0,042	17. Mai.	18
2023-03-17 06:31:00	0,009085	546,0295	1	0,511661	0,015846	0,02722	0,5	93,6	0,998	-0,063	0,008	-0,998	0,043	0,046	18. Mai.	19
2023-03-17 06:32:00	0,008993	548,4209	1	0,500042	0,015554	0,028027	0,6	93,8	0,998	-0,066	0,011	-0,998	0,043	0,051	19. Mai.	19
2023-03-17 06:33:00	0,008862	550,8078	1	0,488687	0,015267	0,028414	0,8	94	0,998	-0,069	0,014	-0,998	0,044	0,055	20. Mai.	19
2023-03-17 06:34:00	0,008693	553,1902	1	0,477592	0,014985	0,028346	0,9	94,2	0,997	-0,072	0,016	-0,997	0,045	0,059	21. Mai.	19
2023-03-17 06:35:00	0,008486	555,5681	1	0,46675	0,014708	0,027826	1,1	94,3	0,997	-0,076	0,019	-0,997	0,046	0,063	22. Mai.	19
2023-03-17 06:36:00	0,008211	557,9415	1	0,456156	0,014435	0,026446	1,3	94,5	0,997	-0,079	0,022	-0,997	0,046	0,068	23. Mai.	19
2023-03-17 06:37:00	0,007696	560,3103	1	0,445804	0,014168	0,021923	1,4	94,7	0,996	-0,082	0,025	-0,996	0,047	0,072	24. Mai.	19
2023-03-17 06:38:00	0,006833	562,6745	1	0,435688	0,013904	0,011691	1,6	94,9	0,996	-0,085	0,028	-0,996	0,048	0,076	25. Mai.	19
2023-03-18 06:27:00	0,008875	541,9324	1	0,54956	0,016892	0,018565	0,1	92,6	0,999	-0,045	0,002	-0,999	0,033	0,03	26. Mai.	19
2023-03-18 06:28:00	0,009327	544,3177	1	0,53707	0,016581	0,025361	0,3	92,8	0,999	-0,048	0,005	-0,999	0,034	0,034	27. Mai.	19
2023-03-18 06:29:00	0,009284	546,6987	1	0,524866	0,016275	0,026728	0,4	92,9	0,999	-0,051	0,007	-0,999	0,035	0,039	28. Mai.	19
2023-03-18 06:30:00	0,009218	549,0753	1	0,51294	0,015974	0,027841	0,6	93,1	0,998	-0,055	0,01	-0,998	0,035	0,043	29. Mai.	19
2023-03-18 06:31:00	0,009133	551,4474	1	0,501287	0,015679	0,028746	0,8	93,3	0,998	-0,058	0,013	-0,998	0,036	0,047	30. Mai.	19
2023-03-18 06:32:00	0,009025	553,8151	1	0,489899	0,015388	0,029399	0,9	93,5	0,998	-0,061	0,016	-0,998	0,037	0,052	31. Mai.	19
2023-03-18 06:33:00	0,008878	556,1783	1	0,478771	0,015103	0,029615	1,1	93,7	0,998	-0,064	0,019	-0,998	0,037	0,056	1. Jun.	19
2023-03-18 06:34:00	0,008692	558,537	1	0,467897	0,014823	0,029391	1,2	93,9	0,997	-0,068	0,022	-0,997	0,038	0,06	2. Jun.	19
2023-03-18 06:35:00	0,008467	560,8913	1	0,457272	0,014547	0,028674	1,4	94,1	0,997	-0,071	0,025	-0,997	0,039	0,065	3. Jun.	19
2023-03-18 06:36:00	0,008158	563,2409	1	0,446889	0,014276	0,026898	1,6	94,3	0,997	-0,074	0,028	-0,997	0,039	0,069	4. Jun.	19
2023-03-18 06:37:00	0,007541	565,5861	1	0,436743	0,01401	0,021002	1,7	94,5	0,997	-0,078	0,03	-0,997	0,04	0,073	5. Jun.	20
2023-03-18 06:38:00	0,006631	567,9267	1	0,426828	0,013749	0,009728	1,9	94,6	0,996	-0,081	0,033	-0,996	0,041	0,077	6. Jun.	20

Minuten	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2
22. April	21. August	20	2144	05:55 06:25
Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 2: 2144 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 1471 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 673 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 20 Minuten pro Tag (Max)				
Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 4249 Einträgen /-1061): 1.: Zeitraum ab 05:50 Uhr bis Sonnenuntergang 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°) 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)				

