

Blendgutachten Solarpark Vollrathsrue

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Vollrathsrue in Mecklenburg-Vorpommern**

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

FON: +49 (0)40 79 69 59 36
FAX: +49 (0)40 79 69 59 38
info@solpeg.de
<http://www.solpeg.de>

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude	7
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....	8
3.1	Rechtliche Hinweise.....	8
3.2	Blendwirkung von PV Modulen	8
3.3	Berechnung der Blendwirkung.....	10
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	11
3.5	Standorte für die Analyse	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren.....	13
4	Ergebnisse.....	17
4.1	Ergebnisübersicht.....	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südöstlich	18
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke nordöstlich	19
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude nordwestlich	21
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude nordöstlich.....	22
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	23
5.1	Zusammenfassung.....	23
5.2	Beurteilung der Ergebnisse	23
6	Schlussbemerkung	23
7	Anhang	24 - 36

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Vollrathsrue

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH ist durch die Energiepark Linstow GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Vollrathsrue“ für die Bahnstrecke Neustrelitz-Warnemünde 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. Lichtleitlinie¹, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Lichtleitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage „Vollrathsrue“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für die Bahnstrecke Neustrelitz-Warnemünde und Anwohner von umliegenden Gebäuden.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Lichtleitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV Anlage und darüber hinaus wurden die örtlichen Gegebenheiten im Rahmen einer Ortsbegehung aufgenommen.

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.

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 östlich der Ortschaft Vollrathruhe und ca. 6,5 km südöstlich von Langhagen in Mecklenburg-Vorpommern. Östlich der Fläche verläuft auf ca. 960 m Länge die Bahnstrecke Neustrelitz-Warnemünde². Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen östlich der Ortschaft Vollrathruhe, ca. 6,5 km südöstlich von Langhagen in Mecklenburg-Vorpommern.
Koordinaten (Mitte)	53.640°N, 12.498°O 75 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang der Bahntrasse	ca. 960 m
Abstand zur Bahntrasse	ca. 35 - 50 m
Abstand zu umliegenden Straßen	Nicht relevant
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 220 m (kleinste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

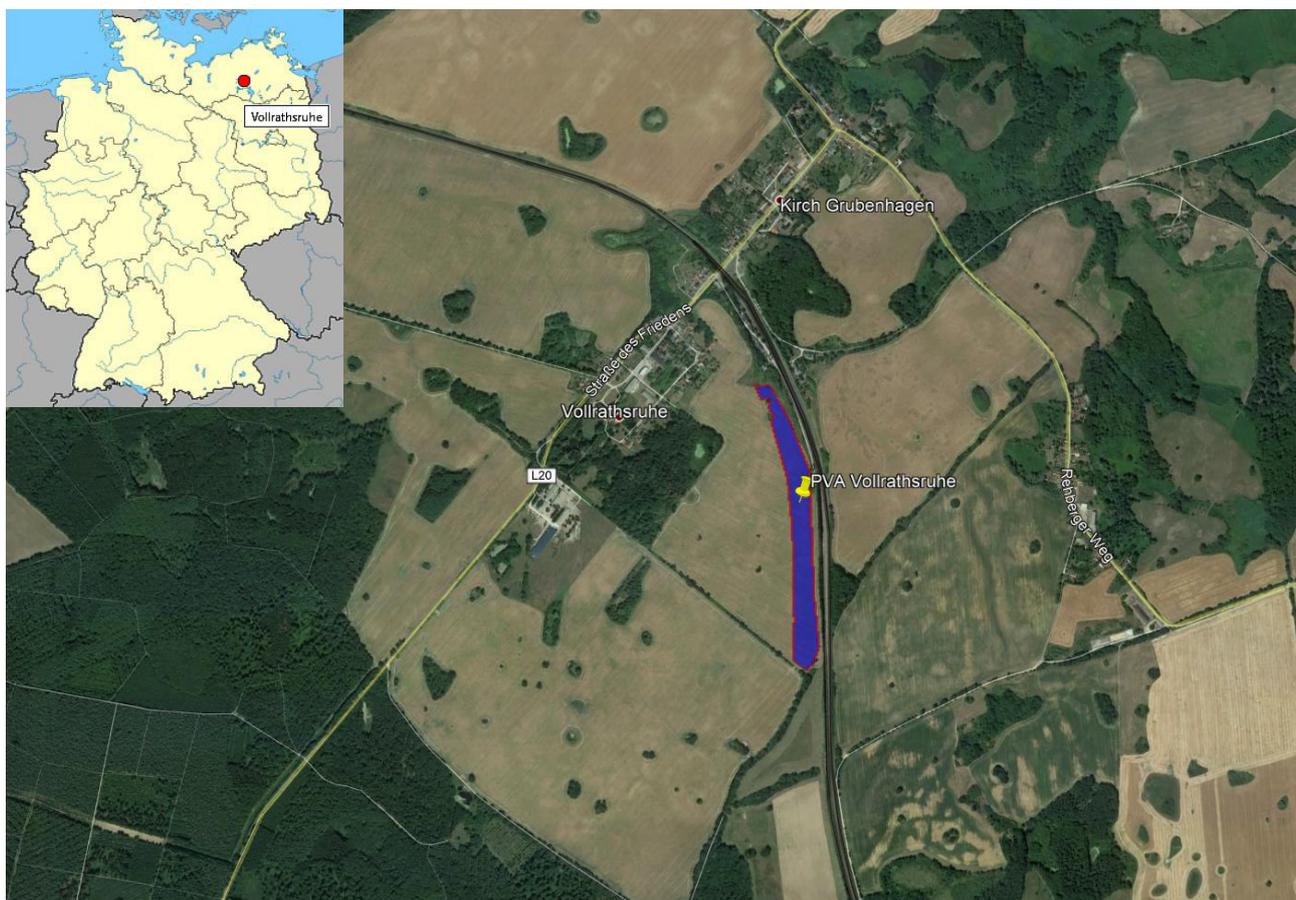


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

² DB Streckennummer 205 (Rostock–Neustrelitz)

Detailansicht der PV Flächen und Umgebung.



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

Aktuelle Fotos von den PV Flächen. Blick Richtung Norden.



Bild 2.1.4: Detailansicht der PV Fläche Nord (Quelle: SolPEG)

Blick Richtung Süden.



Bild 2.1.5 Detailansicht der PV Fläche Süd (Quelle: SolPEG)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt die Gebäude östlich der PV Fläche Nord. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz könnten Gebäude in diesem Bereich von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage theoretisch erreicht werden. Zwischen den Gebäuden und der PV Anlage befinden sich allerdings teilweise Büsche und Bäume, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Die Standorte werden dennoch analysiert. Andere Gebäude in der Umgebung, z.B. einzelne landwirtschaftliche Gebäude sind aufgrund der Lage, des Einfallswinkels und der Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV Anlage betroffen und werden nicht weiter analysiert. Details sind im Abschnitt 4 aufgeführt.



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

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Lichtleitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes.

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 reflektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV Moduls:

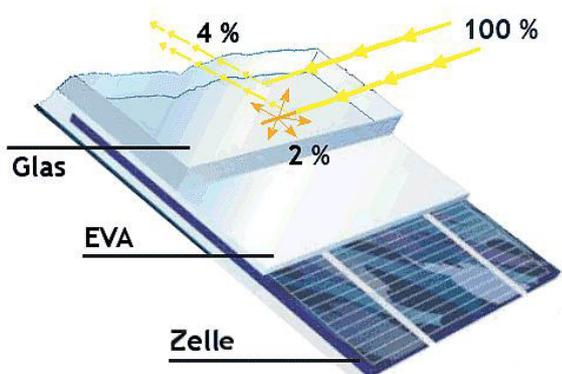


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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



Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Das mittlere Modul entspricht den aktuell marktüblichen PV Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird das Sonnenlicht diffus mit einer stärkeren Streuung reflektiert und die Leuchtdichte ist entsprechend vermindert. Das Modul rechts im Bild zeigt aufgrund der speziellen Oberfläche praktisch keine direkte, sondern durch die starke Bündelaufweitung der Lichtstrahlen, ausschließlich diffuse Reflexion.



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

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

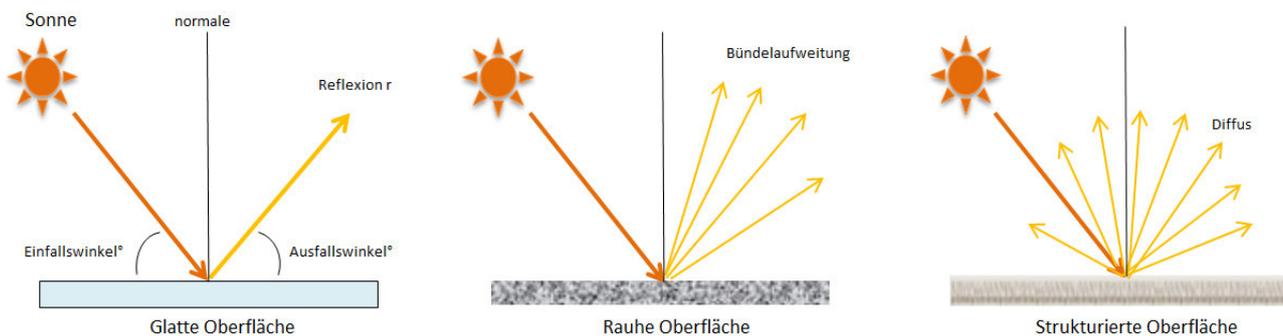


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Planungsunterlagen sollen PV Module des Herstellers LONGi zum Einsatz kommen, die lt. vorliegender Stellungnahme des Herstellers über Anti-Reflexions-Eigenschaften verfügen. 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 Parameters	Operating Parameters
Cell Orientation: 144 (6x24)	Operational Temperature: -40°C ~ +85°C
Junction Box: IP68, three diodes	Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W
Output Cable: 4mm ² , 300mm in length, length can be customized	Voc and Isc Tolerance: ±3%
Glass: Dual glass 2.0mm coated tempered glass	Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)
	Maximum Series Fuse Rating: 25A
	Nominal Operating Cell Temperature: 45±2°C

Bild 3.2.5: Auszug aus LONGi 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 Lichtleitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA³ 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 ist, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

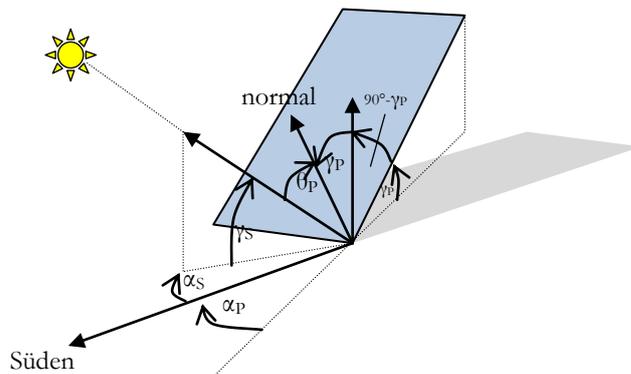


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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-Leitlinie⁴ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁵, New Mexico überprüft.

³ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths: <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

⁴ Lichtleitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁵ 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.

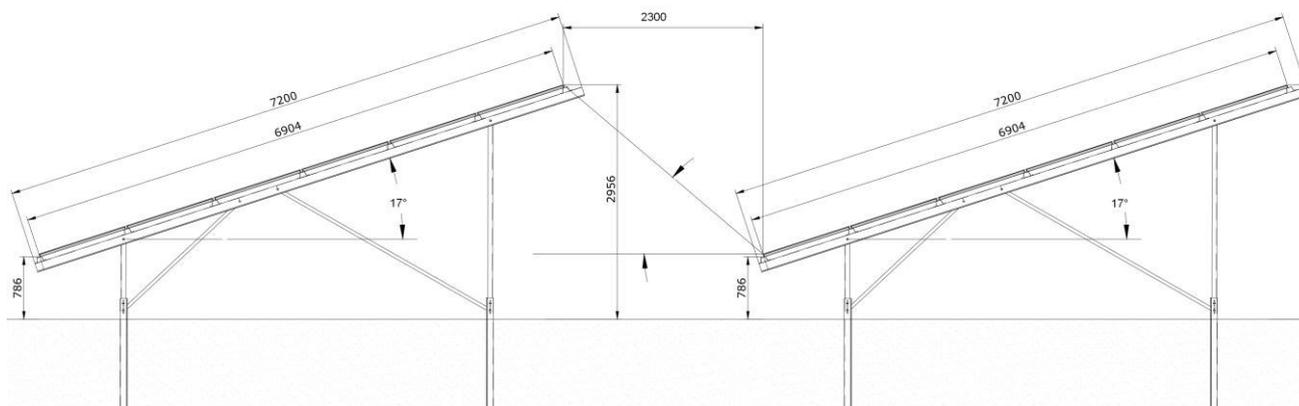


Bild 3.3.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Planungsunterlagen/SolPEG)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul Hersteller / Typ	LONGi, Monokristallin
Moduloberfläche	Hochtransparentes Anti-Reflexions-Glas
Unterkonstruktion	Modultische mit fester Neigung
Modulinstallation	6 Module quer übereinander
Achsen-Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	17°
Höhe der Modulfläche über Boden	ca. 0,8 m bis ca. 2,95 m
Mittlere Höhe der Modulfläche für Simulation	2 m
Anzahl Messpunkte Bahnstrecke	2 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte Gebäude	2 Messpunkte
Höhe Messpunkte über Boden	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 Lichtleitlinie 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 Vollrathsrue wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke sowie 2 Messpunkte im Bereich der umliegenden Gebäude.

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 4 gewählten Messpunkte P1-P4:



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 Lichtleitlinie 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 Lichtleitlinie 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 Lichtleitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁶ 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 Leutdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Lichtleitlinie 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. Lichtleitlinie "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.

⁶ Lichtleitlinie "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 einiger 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.

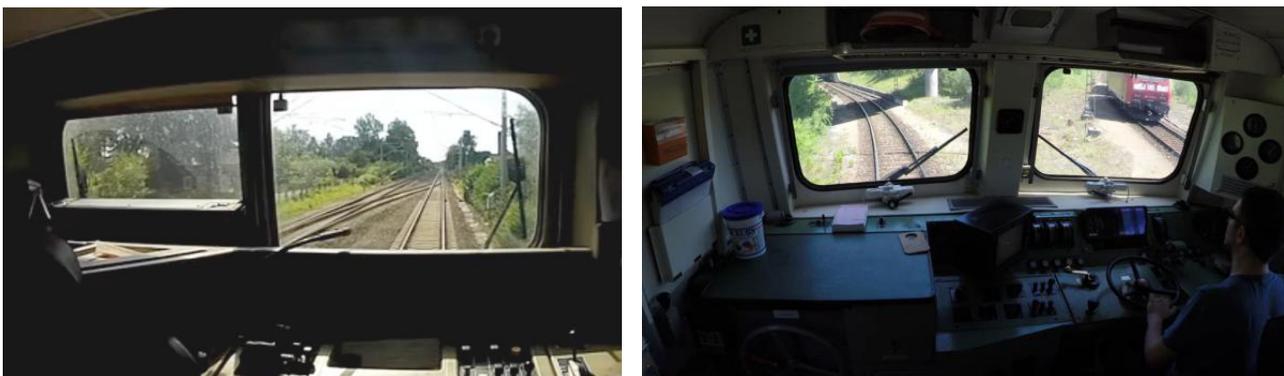


Bild 3.6.2: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

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 Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY⁷) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2020 eine mittlere Wolkenbedeckung⁸ von ca. 78 % 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 Lichtleitlinie 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.

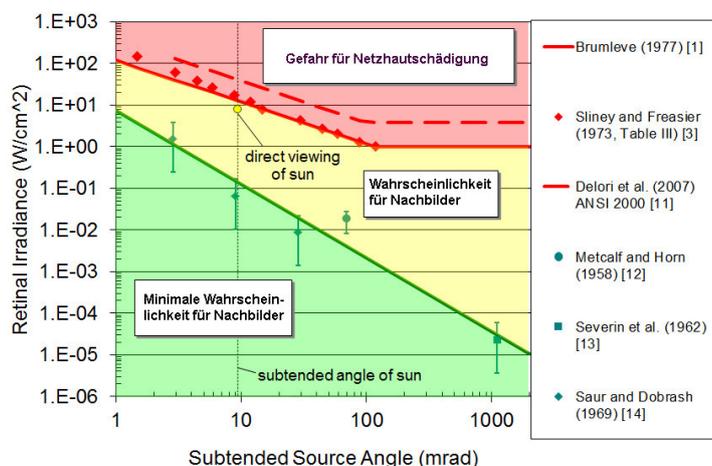


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

⁸ 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_2020_17.png

4 Ergebnisse

4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Vollrathruhe wird für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen Reflexionen auftreten können und daraus resultierend ggf. eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“.

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

Die folgende Tabelle 3 zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen zu verwenden. Diese werden im weiteren Verlauf von Abschnitt 4 für die jeweiligen Messpunkte gesondert beschrieben.

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

Messpunkt	PV Feld
P1 Bahnstrecke südöstlich	-
P2 Bahnstrecke nordöstlich	-
P4 Gebäude westlich	2520 ^{EG}
P5 Gebäude östlich	1890 ^{EG}

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südöstlich

Am Messpunkt P1 auf der Bahnstrecke können rein rechnerisch in bestimmten Jahreszeiten bei der Fahrt Richtung Norden Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen allerdings mit ca. -46° bis -107° links (westlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Blickwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$). Eine Beeinträchtigung von Zugführern kann daher mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Auch die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Zur Veranschaulichung werden dennoch in der folgenden Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P1 dargestellt.



Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P1, Blick Richtung Westen (Quelle: SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Zugführer relevanten Sichtwinkel ($\pm 20^\circ$ zur Fahrtrichtung, ca. 100 m). Im gelb/weiß markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Diese liegen jedoch außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke nordöstlich

Auch am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke können rein rechnerisch in bestimmten Jahreszeiten bei der Fahrt Richtung Norden Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen allerdings auch hier mit ca. -35° bis -61° links (westlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Blickwinkels. Eine Beeinträchtigung von Zugführern kann daher mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Auch die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Zur Veranschaulichung werden dennoch in der folgenden Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P2 dargestellt.

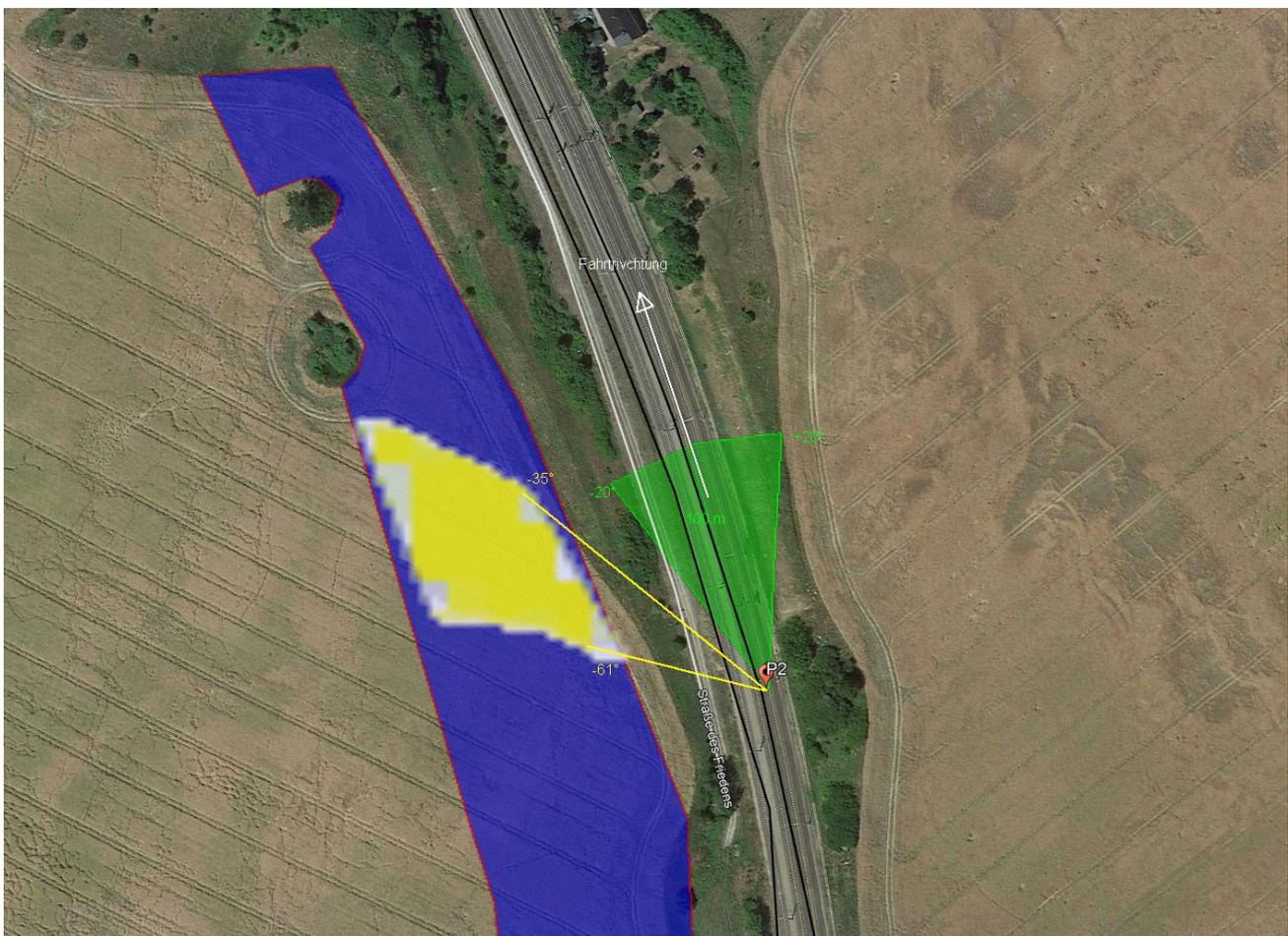


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Zugführer relevanten Sichtwinkel ($\pm 20^\circ$ zur Fahrtrichtung, ca. 100 m). Im gelb/weiß markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Diese liegen jedoch außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen.

Entscheidend ist allerdings der Umstand, dass auch am Messpunkt P2 die Flächen der PV Anlage aufgrund des Höhenunterschiedes nicht einsehbar sind. Der theoretisch berechnete Strahlengang ist in der Realität nicht anwendbar.

Die folgende Skizze (Pseudo 3D) zeigt die Situation am Messpunkt P2 bei der Fahrt Richtung Norden und verdeutlicht, dass potentielle Reflexionen aufgrund der örtlichen Gegebenheiten für den Zugführer nicht wahrnehmbar sind.

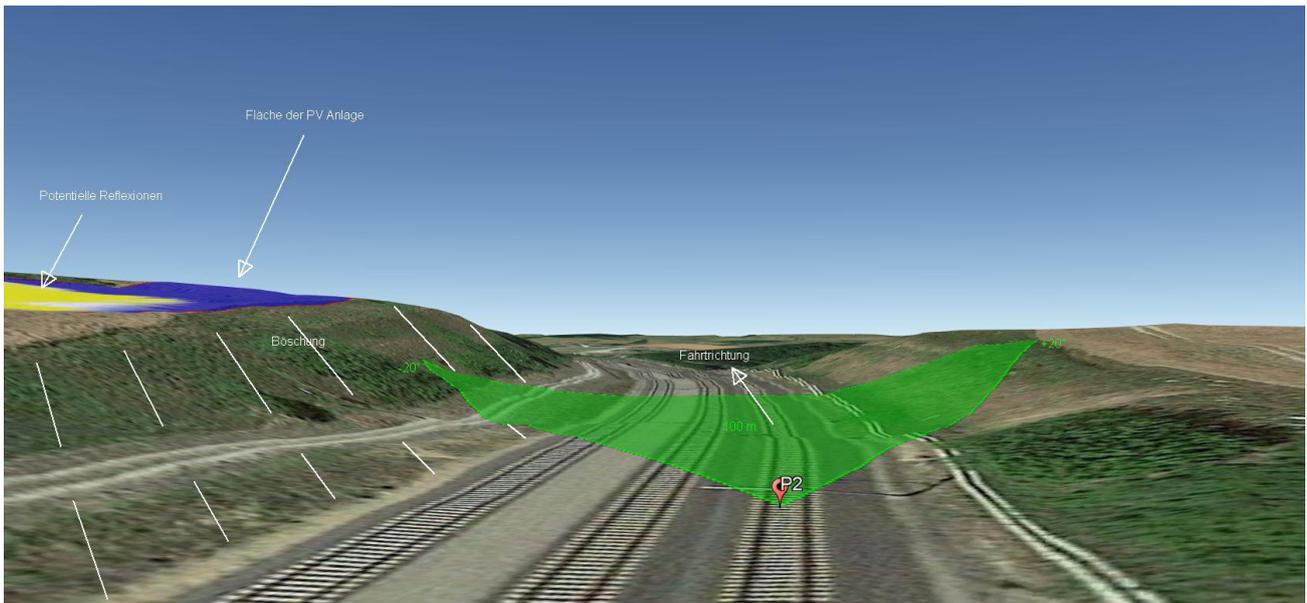


Bild 4.3.2: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Das folgende Foto zeigt den Blick am Messpunkt P2 Richtung Norden in der Realität. Die Fläche der PV Anlage ist aufgrund des Höhenunterschiedes nicht einsehbar.



Bild 4.3.2: Blick entlang der Bahnstrecke nach Norden (Quelle: SolPEG)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude nordwestlich

Am Messpunkt P3 im Bereich der Gebäude im Lindenweg und weiter westlich sind bereits vor Bereinigung der Rohdaten nur an insgesamt 57 Minuten Reflexionen durch die PV Anlage möglich. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind diese zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung im Sinne der LAI Lichtleitlinie ist nicht gegeben.

Darüber hinaus zeigt die Analyse des Geländeverlaufes, dass kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage besteht. Die folgende Skizze zeigt den Geländeverlauf.

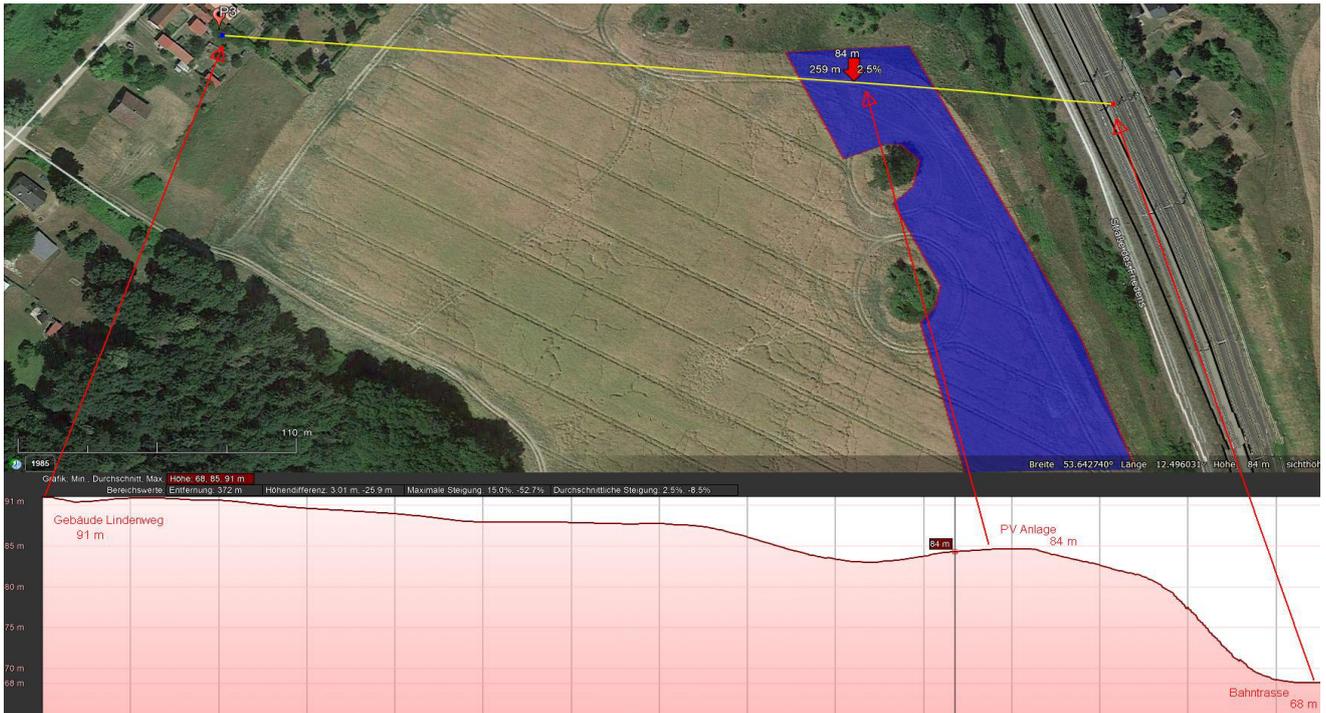


Bild 4.4.1: Geländeverlauf zwischen Messpunkt P3 und der PV Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Das folgende Bild zeigt den Bereich am Messpunkt P3, Blick Richtung Norden.



Bild 4.4.2: Blick Richtung Norden am Messpunkt P3 (Quelle: SolPEG, bearbeitet)

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude nordöstlich

Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude nordöstlich der PV Anlage, östlich der Bahnstrecke wurde zu Kontrollzwecken untersucht, da aufgrund des Strahlenverlaufes nicht mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß sind keine Reflexionen nachweisbar. Darüber hinaus liegen die Gebäude im Bereich von Messpunkt P4 tiefer als die Bahnstrecke, sodass kein direkter Sichtkontakt zur Bahntrasse und folglich auch nicht zur PV Anlage besteht.

Das folgende Foto zeigt die Gebäude östlich der Bahnstrecke.



Bild 4.6.1: Blick Richtung Osten auf den Messpunkt P4 (Quelle: SolPEG, bearbeitet)

Das momentan noch bewohnte Gebäude des ehemaligen Bahnhofs Vollrathruhe liegt nördlich der PV Anlage und kann lt. Strahlenverlauf gemäß Reflexionsgesetz nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Eine weitere Analyse ist nicht erforderlich.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

5.1 Zusammenfassung

Lt. Planungsunterlagen werden bei der geplanten PV Anlage Vollrathsrue PV Module des Herstellers LONGi mit Anti-Reflexionsschicht eingesetzt. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt für die 2 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke Neustrelitz-Warnemünde lediglich eine theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Aufgrund des Höhenunterschiedes von ca. 6 m - 7 m zwischen der Bahnstrecke und der Fläche der PV Anlagen können potentielle Reflexionen den Zugführer nicht erreichen. Auch die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Reflexionen im Bereich der umliegenden Gebäude sind theoretisch möglich aber aufgrund der örtlichen Gegebenheiten (Geländeverlauf) und der sehr geringen zeitlichen Dauer nicht relevant. Beeinträchtigungen von schutzwürdigen Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie sind nicht gegeben. Andere Gebäude wurden aufgrund von Entfernung und/oder Einfallswinkel nicht weiter analysiert.

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

5.2 Beurteilung der Ergebnisse

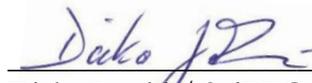
Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Vollrathsrue kann als „geringfügig“ klassifiziert⁹ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“.

Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. natürlichem Sichtschutz, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) ist mit hinreichender Wahrscheinlichkeit davon auszugehen, dass potentielle Reflexion durch die PV Anlage keine Relevanz haben. Zug- und Fahrzeugführer (PKW/LKW) und auch Anwohner werden nicht beeinträchtigt. Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten.

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. weiterer Maßnahmen erfolgen, kann nicht übernommen werden.

Hamburg, den 02.07.2021


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

⁹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

vorhabenbezogenen Bebauungsplan Nr. 1 "Photovoltaikanlage Vollrathsrue"

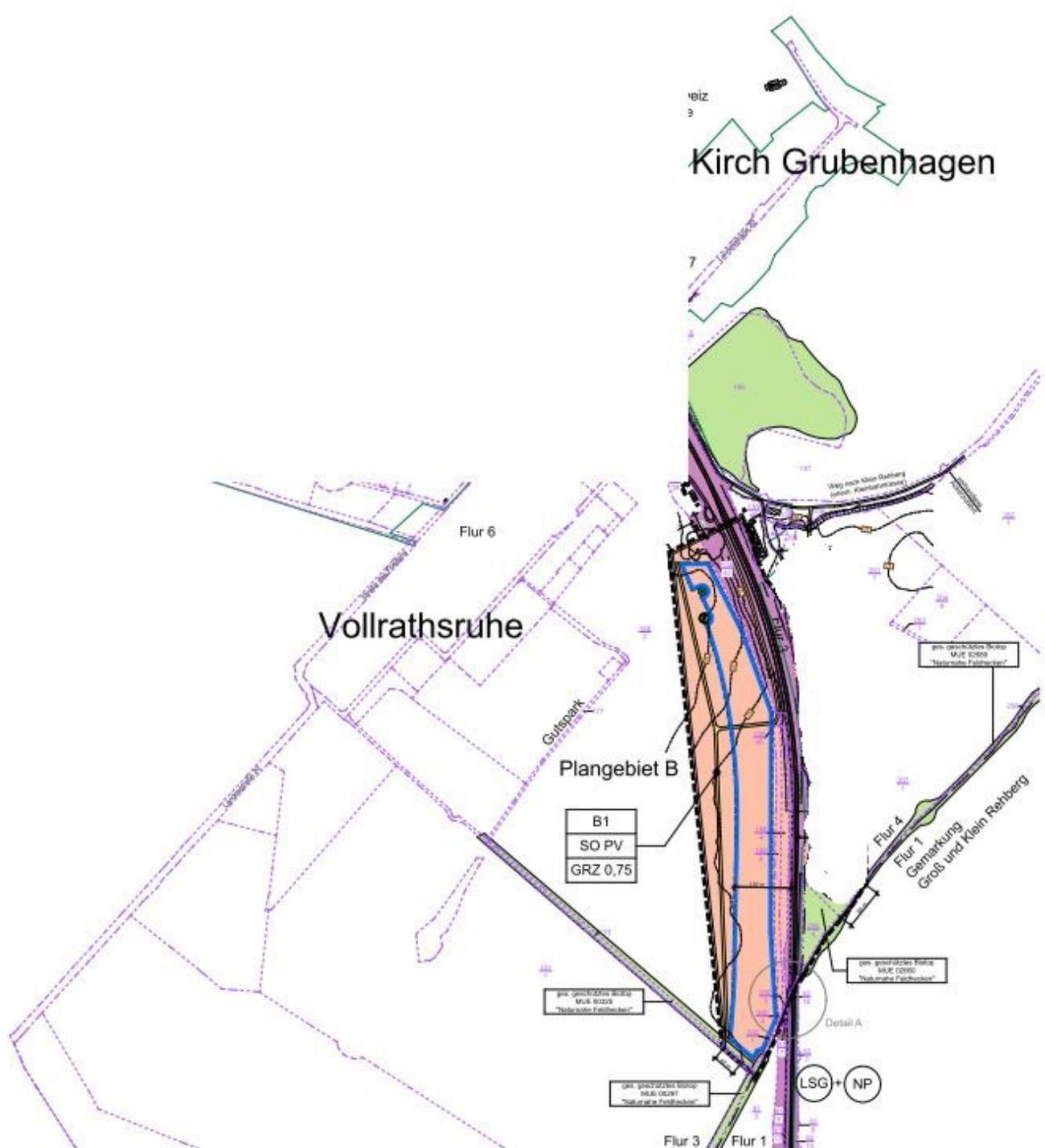
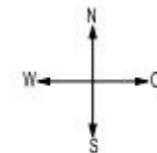
Gemarkung Kirch Grubenhagen Flur 3 und 4

Plangebietsgröße 26,4 ha (Plangebiet A) + 26,3 ha (Plangebiet B) = ca. 52,7 ha

Planzeichnung (Teil A)

Es gilt die Verordnung über die bauliche Nutzung der Grundstücke (BauNVO) in der Fassung vom 21. November 2017 (BOBl. I S. 3786) und die Planzeichenverordnung (PlanZVO) in der Fassung vom 18. Dezember 1990 (BOBl. 1991 I S. 58), zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 04. Mai 2017 (BOBGBl. I S. 1057).

Entsteht auf der Grundlage des Auszugs des Liegenschaftskatasters des Kataster- und Vermessungsamtes des Landkreises Mecklenburgische Seenplatte vom 26.03.2020 als "Vollrathsrue".



- Normative Festsetzungen**
- Art der baulichen Nutzung
(§ 9 Abs. 1 Nr. 1 BauGB, § 1-11 BauNVO)
- Sondergebiet Photovoltaikanlage
- Maß der baulichen Nutzung
(§ 9 Abs. 1 Nr. 1 BauGB, § 16 BauNVO)
- | | |
|----------|---|
| A1 | Bezeichnung Baufeld |
| SO PV | Baugbiet |
| GRZ 0,75 | maximale zulässige Größe der Grundflächenzahl |
- Baulinien, Baugrenzen
(§ 9 Abs. 1 Nr. 2 BauGB, § 23 BauNVO)
- Baugrenze
- Verkehrflächen
(§ 9 Abs. 1 Nr. 11 BauGB)
- Straßenverkehrsfläche
 - Bahnanlagen
- Umgrenzung von Schutzgebieten und Schutzobjekten im Sinne des Naturschutzrechts
(§ 9 Abs. 6 BauGB)
- geschützte Biotope
 - geschütztes Biotop "MUE 0036"
 - Grenze des Landschaftsschutzgebietes und des Naturparks "Mecklenburgische Schweiz und Kummerow See"
- Sonstige Planzeichen
- Grenze des räumlichen Geltungsbereiches des Bebauungsplanes (§ 9 Abs. 7 BauGB)
- Darstellungen ohne Normcharakter**
- Flurstücksbezeichnung
 - Flurstücksgrenze
 - Flurgrenze
 - Geländehöhen in m ü. NN
 - Wassergaben mit Durchlass

Gemeinde Vollrathsrue
vorhabenbezogener
Bebauungsplan Nr. 1
"Photovoltaikanlage Vollrathsrue"
Maßstab 1:5.000

**Vorentwurf für
frühzeitige Öffentlichkeits- und
Behördenbeteiligung**

Planung: Dipl.-Ing. Wolfgang Dornik 11.06.2020
© 2020 alle Rechte vorbehalten



LR4-72HBD 425~455M

Hi-MO 4

NEW

**High Efficiency
Low LID Bifacial PERC with
Half-cut Technology**

*Both 6BB & 9BB are available

10-year Warranty for Materials and Processing;
30-year Warranty for Extra Linear Power Output



Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC61730, UL61730
ISO 9001:2008: ISO Quality Management System
ISO 14001: 2004: ISO Environment Management System
TS62941: Guideline for module design qualification and type approval
OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety



*Specifications subject to technical changes and tests. LONGi Solar reserves the right of interpretation.

Front side performance equivalent to conventional low LID mono PERC:

- High module conversion efficiency (up to 20.9%)
- Better energy yield with excellent low irradiance performance and temperature coefficient
- First year power degradation < 2%

Bifacial technology enables additional energy harvesting from rear side (up to 25%)

Glass/glass lamination ensures 30 year product lifetime, with annual power degradation < 0.45%, 1500V compatible to reduce BOS cost

Solid PID resistance ensured by solar cell process optimization and careful module BOM selection

Reduced resistive loss with lower operating current

Higher energy yield with lower operating temperature

Reduced hot spot risk with optimized electrical design and lower operating current

LONGi

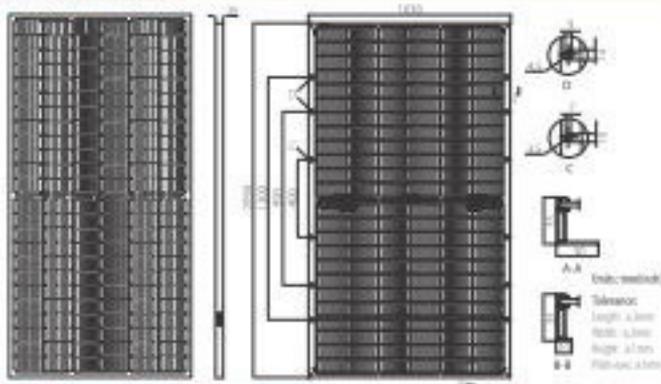
Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

20200220-01a11

LR4-72HBD 425~455M

Design (mm)



Mechanical Parameters

Cell Orientation: 144 (6x24)
 Junction Box: IP68, three diodes
 Output Cable: 4mm², 300mm in length,
 length can be customized
 Glass: Dual glass
 2.0mm coated tempered glass
 Frame: Anodized aluminum alloy frame
 Weight: 27.5kg
 Dimension: 2084*1058*35mm
 Packaging: 32pcs per pallet
 150pcs per 20'GP
 660pcs per 40'HC

Operating Parameters

Operational Temperature: -40°C ~ +85°C
 Power Output Tolerance: 0 ~ +5W
 Voc and Isc Tolerance: ±3%
 Maximum System Voltage: DC1500V (IEC61215)
 Maximum Series Fuse Rating: 25A
 Nominal Operating Cell Temperature: 45±2°C
 Safety Class: Class II
 Fire Rating: UL type 3
 Bifaciality: Glazing:70%

Electrical Characteristics

Test uncertainty for Pmax: ±3%

Model Number	LR4-72HBD-425M		LR4-72HBD-430M		LR4-72HBD-435M		LR4-72HBD-440M		LR4-72HBD-445M		LR4-72HBD-450M		LR4-72HBD-455M	
Testing Condition	STC	NOCT												
Maximum Power (Pmax/W)	425	316.0	430	319.7	435	323.5	440	327.2	445	330.9	450	334.6	455	338.3
Open Circuit Voltage (Voc/V)	48.7	45.4	48.9	45.6	49.1	45.7	49.2	45.8	49.4	46.0	49.6	46.2	49.8	46.4
Short Circuit Current (Isc/A)	11.22	9.08	11.30	9.14	11.36	9.20	11.45	9.27	11.52	9.32	11.58	9.38	11.65	9.43
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	40.4	37.5	40.6	37.7	40.8	37.9	41.0	38.1	41.2	38.3	41.4	38.4	41.6	38.6
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.52	8.42	10.60	8.49	10.66	8.54	10.73	8.60	10.80	8.65	10.87	8.70	10.93	8.76
Module Efficiency(%)	19.6		19.8		20.0		20.2		20.5		20.7		20.9	

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Spectra at AM1.5
 NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/s

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 445W front)

Pmax /W	Voc/V	Isc/A	Vmp/V	Imp /A	Pmax gain
467	49.4	12.09	41.2	11.34	5%
490	49.4	12.67	41.2	11.88	10%
512	49.5	13.24	41.3	12.42	15%
534	49.5	13.82	41.3	12.96	20%
556	49.5	14.40	41.3	13.50	25%

Temperature Ratings (STC)

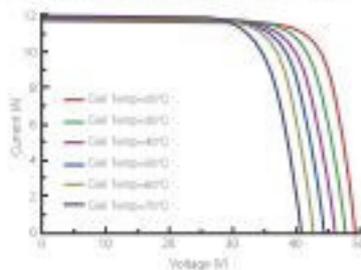
Temperature Coefficient of Isc: +0.050%/°C
 Temperature Coefficient of Voc: -0.284%/°C
 Temperature Coefficient of Pmax: -0.350%/°C

Mechanical Loading

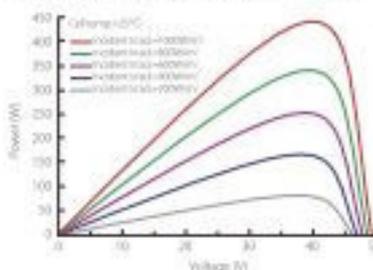
Front Side Maximum Static Loading: 5400Pa
 Rear Side Maximum Static Loading: 2400Pa
 Hailstone Test: 25mm Hailstone at the speed of 23m/s

I-V Curve

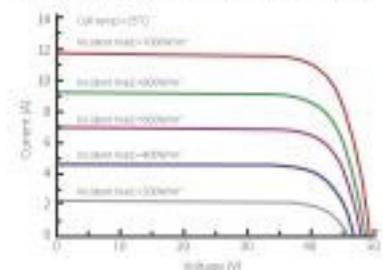
Current-Voltage Curve (LR4-72HBD-440M)



Power-Voltage Curve (LR4-72HBD-440M)



Current-Voltage Curve (LR4-72HBD-440M)



LONGI

Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
 Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGI Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGI have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consulting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

20200220-Draft

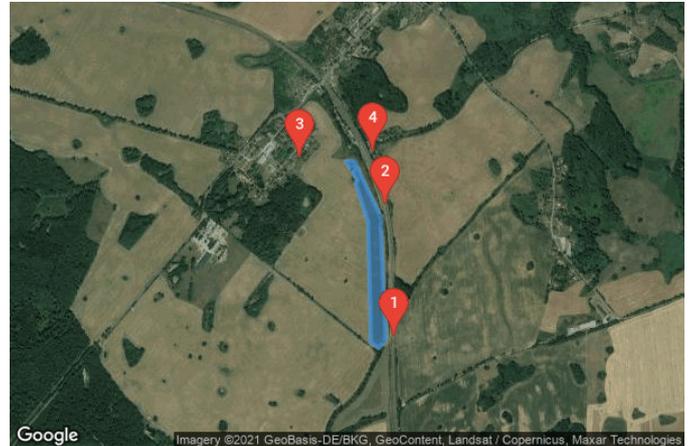
PV Projekt

Vollrathsrue

Site description:

Created July 2, 2021
Updated July 2, 2021
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Site ID 55969.1215

Project type V1
Project status: active



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**

Analysis Methodologies:

- Observation point: **Version 1**
- 2-Mile Flight Path: **Version 1**
- Route: **Version 1**

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	17.0	180.0	0	7,319	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 56,729 m²

Name: PV Feld
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 17.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Footprint area: 56,729 m²
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	53.642791	12.495792	82.97	2.00	84.97
2	53.642803	12.496436	83.61	2.00	85.61
3	53.640310	12.498410	73.91	2.00	75.91
4	53.634687	12.498839	71.70	2.00	73.70
5	53.634273	12.498281	73.93	2.00	75.93
6	53.634534	12.497702	74.78	2.00	76.78
7	53.640017	12.497477	76.04	2.00	78.04
8	53.641779	12.496543	84.64	2.00	86.64
9	53.641932	12.496672	83.90	2.00	85.90
10	53.642307	12.496307	86.83	2.00	88.83
11	53.642403	12.496500	85.58	2.00	87.58
12	53.642549	12.496415	85.20	2.00	87.20
13	53.642473	12.496093	86.56	2.00	88.56

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	53.634814	12.499494	71.05	2.00	73.05
OP 2	53.640832	12.498796	69.49	2.00	71.49
OP 3	53.642975	12.492263	91.33	2.00	93.33
OP 4	53.643268	12.497820	63.41	2.00	65.41

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	17.0	180.0	0	7,319	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld (yellow)	0	0	289	891	1412	1546	1527	1115	538	1	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

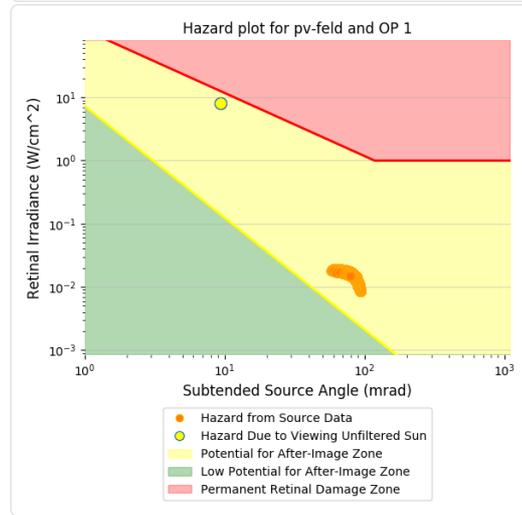
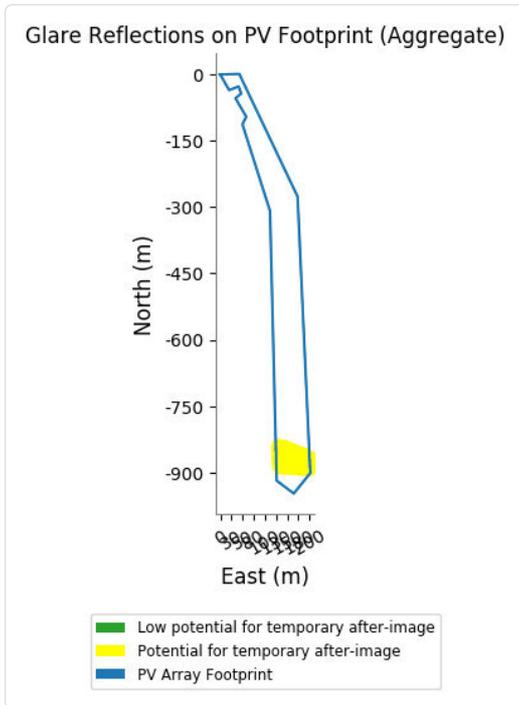
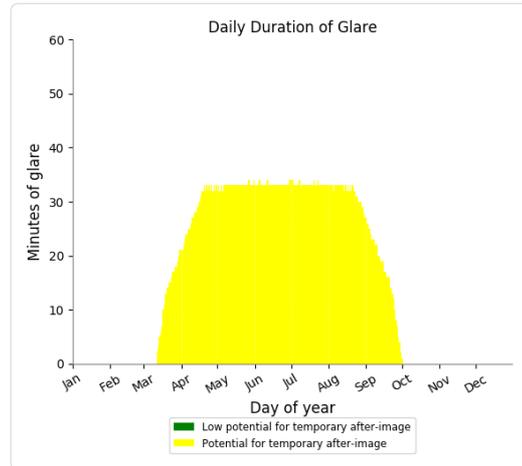
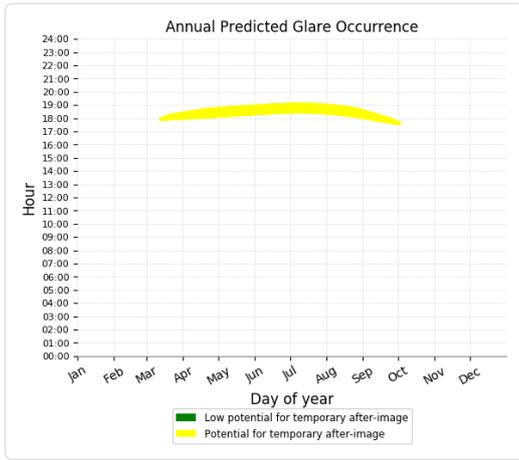
PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	5665
OP: OP 2	0	1597
OP: OP 3	0	57
OP: OP 4	0	0

PV Feld - OP Receptor (OP 1)

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

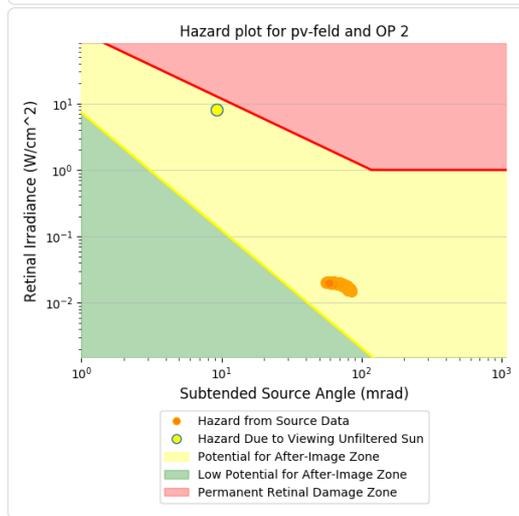
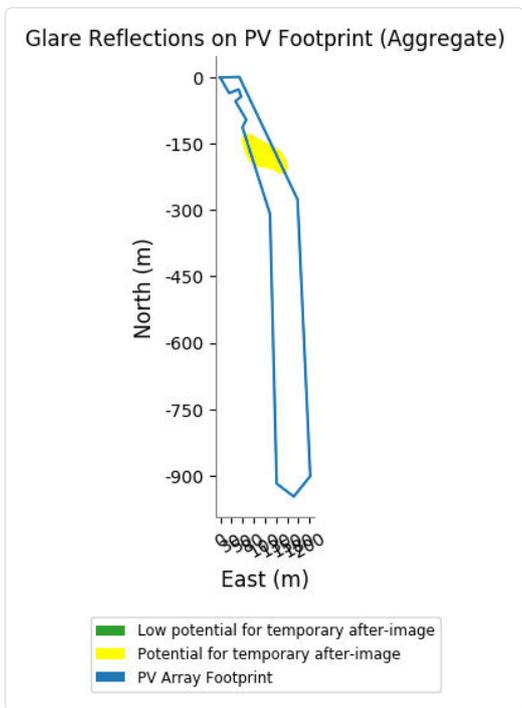
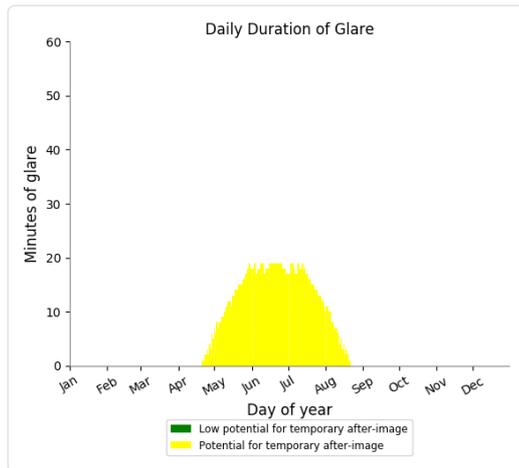
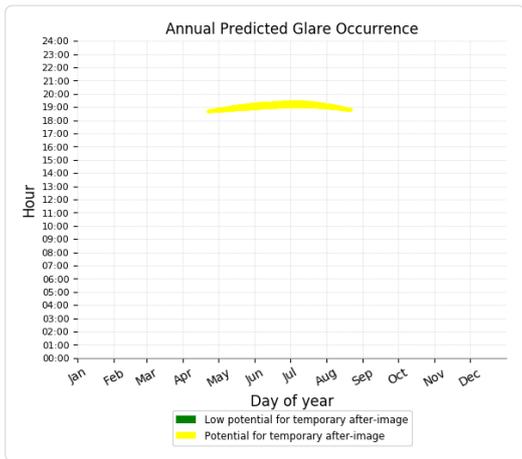
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 5,665 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 2)

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

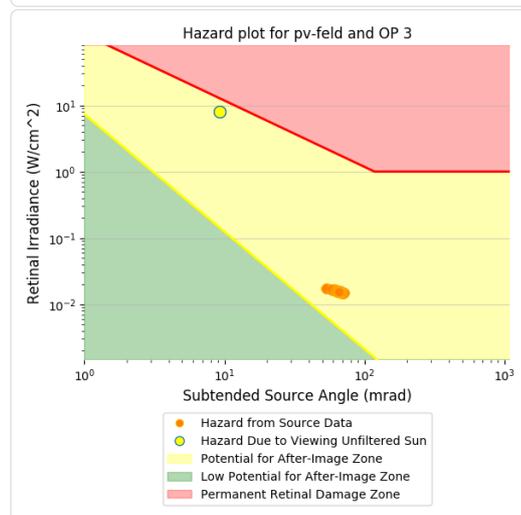
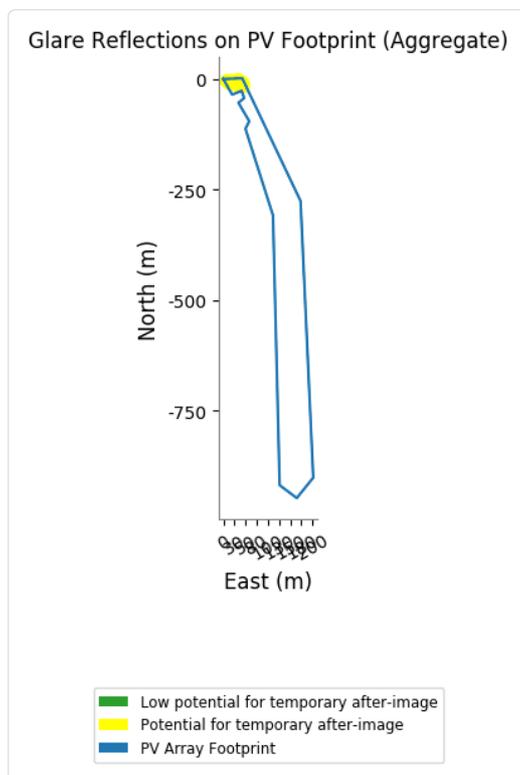
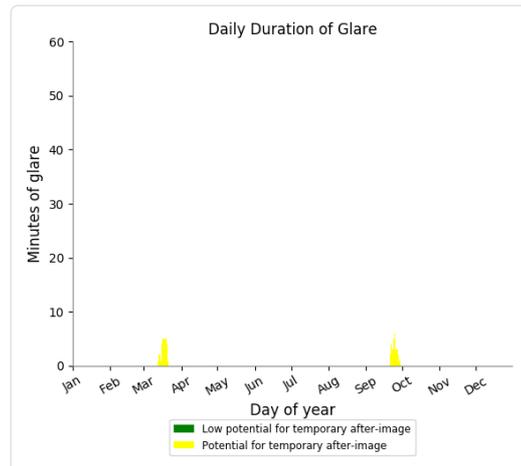
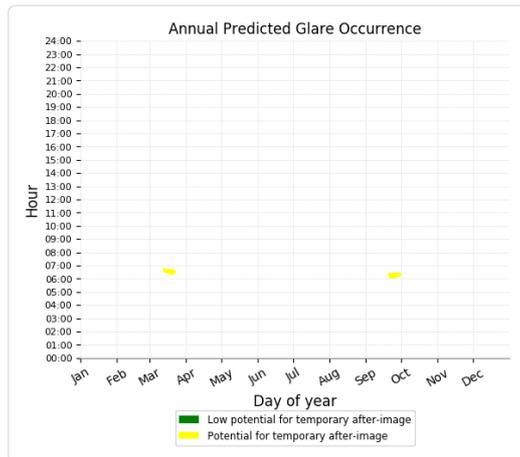
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,597 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 3)

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

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



PV Feld - OP Receptor (OP 4)

No glare found

Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not 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.
- Glare vector plots are simplified representations of analysis data. Actual glare emanations and results may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity y	Retinal Irradiance	Subtended Glare	Sun Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	u	v	Tag	Anzahl	Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2
2021-04-21 18:41:00	0,016084	601,8228	2	0,571691	0,019514	0,059362	283,3	4,6	-0,97	0,229	0,081	0,97	-0,235	-0,061			25. Mai	1	18:54	18:54	30.05.2021	14.07.2021	13	438	18:56	19:15		
2021-04-22 18:42:00	0,016141	603,0077	2	0,570626	0,019516	0,060967	283,7	4,8	-0,968	0,236	0,083	0,968	-0,242	-0,063			26. Mai	2	18:54	18:55								
2021-04-23 18:42:00	0,0161701	606,0553	2	0,558161	0,019186	0,063716	283,9	5,1	-0,967	0,239	0,088	0,967	-0,247	-0,061			27. Mai	2	18:55	18:56								
2021-04-23 18:43:00	0,016645	604,1952	2	0,569655	0,019521	0,06208	284,1	4,9	-0,966	0,242	0,086	0,966	-0,249	-0,065			28. Mai	3	18:55	18:57								
2021-04-24 18:43:00	0,017018	607,2348	2	0,557328	0,019195	0,06515	284,3	5,2	-0,965	0,246	0,09	0,965	-0,254	-0,062			29. Mai	4	18:56	18:59								
2021-04-24 18:44:00	0,016827	605,3854	2	0,568781	0,01953	0,062906	284,5	5	-0,964	0,249	0,088	0,964	-0,256	-0,066			30. Mai	5	18:56	19:00								
2021-04-25 18:42:00	0,017162	612,085	2	0,545399	0,018934	0,066863	284,5	5,5	-0,964	0,249	0,095	0,964	-0,26	-0,06			31. Mai	5	18:57	19:01								
2021-04-25 18:43:00	0,017292	610,2529	2	0,556593	0,019265	0,066109	284,7	5,3	-0,963	0,252	0,093	0,963	-0,261	-0,064			1. Jun.	6	18:57	19:02								
2021-04-25 18:44:00	0,016968	608,4174	2	0,568008	0,019601	0,063281	284,9	5,2	-0,963	0,256	0,09	0,963	-0,262	-0,068			2. Jun.	7	18:57	19:03								
2021-04-26 18:43:00	0,017477	613,2501	2	0,5448	0,018949	0,068193	284,9	5,6	-0,962	0,255	0,097	0,962	-0,266	-0,062			3. Jun.	8	18:57	19:04								
2021-04-26 18:44:00	0,017457	611,4284	2	0,555959	0,01928	0,066783	285,1	5,4	-0,961	0,259	0,095	0,961	-0,268	-0,066			4. Jun.	8	18:57	19:04								
2021-04-27 18:43:00	0,017448	616,227	2	0,533394	0,018643	0,069309	285,1	5,9	-0,961	0,259	0,102	0,961	-0,271	-0,06			5. Jun.	7	18:59	19:06								
2021-04-27 18:44:00	0,017691	614,419	2	0,544304	0,018968	0,069047	285,3	5,7	-0,96	0,262	0,1	0,96	-0,273	-0,064			6. Jun.	9	18:59	19:07								
2021-04-27 18:45:00	0,017533	612,6078	2	0,555429	0,019299	0,067039	285,5	5,6	-0,959	0,265	0,097	0,959	-0,274	-0,068			7. Jun.	9	18:59	19:07								
2021-04-27 18:46:00	0,016471	610,7934	2	0,566773	0,019635	0,060781	285,7	5,4	-0,959	0,269	0,095	0,959	-0,276	-0,072			8. Jun.	10	18:59	19:08								
2021-04-28 18:44:00	0,017757	617,3896	2	0,533033	0,018665	0,070546	285,5	6	-0,959	0,265	0,104	0,959	-0,278	-0,062			9. Jun.	10	18:59	19:08								
2021-04-28 18:45:00	0,017848	615,592	2	0,543913	0,018991	0,069624	285,7	5,8	-0,958	0,269	0,102	0,958	-0,279	-0,066			10. Jun.	11	19:00	19:10								
2021-04-28 18:47:00	0,016572	611,9871	2	0,566317	0,019657	0,061177	286,1	5,5	-0,957	0,275	0,097	0,957	-0,282	-0,074			11. Jun.	9	19:01	19:10								
2021-04-29 18:44:00	0,017657	620,3408	2	0,522134	0,018371	0,071311	285,7	6,2	-0,957	0,268	0,109	0,957	-0,283	-0,06			12. Jun.	10	19:01	19:11								
2021-04-29 18:45:00	0,017967	618,5566	2	0,532777	0,018692	0,071319	285,8	6,1	-0,957	0,272	0,106	0,957	-0,284	-0,064			13. Jun.	11	19:01	19:11								
2021-04-29 18:46:00	0,017906	616,7692	2	0,543629	0,019017	0,069765	286	6	-0,956	0,275	0,104	0,956	-0,286	-0,068			14. Jun.	11	19:01	19:11								
2021-04-29 18:47:00	0,016986	614,9787	2	0,554692	0,019348	0,064385	286,2	5,8	-0,955	0,278	0,101	0,955	-0,287	-0,072			15. Jun.	12	19:02	19:13								
2021-04-29 18:48:00	0,016904	613,1849	2	0,565972	0,019684	0,062647	286,4	5,7	-0,954	0,282	0,099	0,954	-0,289	-0,076			16. Jun.	12	19:02	19:13								
2021-04-29 18:49:00	0,016431	611,3881	2	0,577472	0,020025	0,059002	286,6	5,5	-0,954	0,285	0,096	0,954	-0,29	-0,08			17. Jun.	12	19:02	19:13								
2021-04-30 18:45:00	0,01796	621,5021	2	0,522013	0,018401	0,072457	286	6,4	-0,955	0,275	0,111	0,955	-0,289	-0,062			18. Jun.	12	19:02	19:13								
2021-04-30 18:46:00	0,018077	619,7281	2	0,53263	0,018722	0,071657	286,2	6,2	-0,954	0,278	0,108	0,954	-0,291	-0,066			19. Jun.	12	19:02	19:13								
2021-04-30 18:48:00	0,017145	616,1706	2	0,554491	0,019378	0,064987	286,6	5,9	-0,953	0,285	0,103	0,953	-0,294	-0,074			20. Jun.	12	19:03	19:14								
2021-04-30 18:49:00	0,017122	614,387	2	0,565742	0,019714	0,063539	286,8	5,8	-0,952	0,288	0,101	0,952	-0,295	-0,078			21. Jun.	13	19:03	19:15								
2021-04-30 18:50:00	0,01604	612,6004	2	0,577211	0,020056	0,056915	287	5,6	-0,952	0,291	0,098	0,952	-0,296	-0,081			22. Jun.	13	19:03	19:15								
2021-05-01 18:45:00	0,017816	624,4289	2	0,511609	0,018119	0,073004	286,2	6,6	-0,954	0,278	0,115	0,954	-0,294	-0,06			23. Jun.	12	19:03	19:14								
2021-05-01 18:46:00	0,018164	622,6681	2	0,522001	0,018435	0,073157	286,4	6,5	-0,953	0,281	0,113	0,953	-0,296	-0,064			24. Jun.	12	19:03	19:14								
2021-05-01 18:47:00	0,018163	620,9042	2	0,532595	0,018756	0,071873	286,6	6,3	-0,952	0,284	0,11	0,952	-0,297	-0,068			25. Jun.	12	19:04	19:15								
2021-05-01 18:48:00	0,017118	619,1371	2	0,543396	0,019082	0,066065	286,8	6,2	-0,952	0,288	0,108	0,952	-0,299	-0,072			26. Jun.	12	19:04	19:15								
2021-05-01 18:49:00	0,017449	617,3669	2	0,554406	0,019413	0,066214	287	6	-0,951	0,291	0,105	0,951	-0,3	-0,076			27. Jun.	12	19:04	19:15								
2021-05-01 18:50:00	0,017174	615,5935	2	0,565629	0,019749	0,063636	287,2	5,9	-0,95	0,294	0,103	0,95	-0,301	-0,079			28. Jun.	12	19:04	19:15								
2021-05-01 18:51:00	0,016311	613,8171	2	0,577007	0,02009	0,058142	287,4	5,8	-0,949	0,298	0,1	0,949	-0,303	-0,083			29. Jun.	11	19:05	19:15								
2021-05-02 18:45:00	0,018159	627,3374	2	0,51173	0,018208	0,074051	286,6	6,7	-0,952	0,284	0,117	0,952	-0,301	-0,062			30. Jun.	10	19:05	19:15								
2021-05-02 18:46:00	0,018334	625,5898	2	0,522102	0,018525	0,073485	286,8	6,6	-0,951	0,287	0,114	0,951	-0,302	-0,066			1. Jul.	10	19:05	19:15								
2021-05-02 18:48:00	0,017462	622,085	2	0,543452	0,019175	0,067915	287,2	6,3	-0,95	0,294	0,109	0,95	-0,305	-0,074			2. Jul.	9	19:05	19:14								
2021-05-02 18:49:00	0,017697	620,328	2	0,554438	0,019507	0,06693	287,4	6,1	-0,949	0,297	0,107	0,949	-0,306	-0,077			3. Jul.	11	19:04	19:14								
2021-05-02 18:50:00	0,016716	618,5678	2	0,565637	0,019845	0,061112	287,6	6	-0,948	0,3	0,105	0,948	-0,308	-0,081			4. Jul.	10	19:05	19:14								
2021-05-02 18:51:00	0,015941	616,8045	2	0,577052	0,020188	0,055866	287,8	5,9	-0,947	0,304	0,102	0,947	-0,309	-0,085			5. Jul.	10	19:05	19:14								
2021-05-03 18:45:00	0,017992	630,228	2	0,501808	0,017937	0,074471	286,8	7	-0,95	0,287	0,121	0,95	-0,305	-0,06			6. Jul.	9	19:05	19:13								
2021-05-03 18:46:00	0,018357	628,4933	2	0,511964	0,01825	0,074679	287	6,8	-0,95	0,29	0,119	0,95	-0,307	-0,064			7. Jul.	7	19:05	19:12								
2021-05-03 18:47:00	0,018398	626,7556	2	0,522317	0,018568	0,073576	287,2	6,7	-0,949	0,293	0,116	0,949	-0,308	-0,068			8. Jul.	7	19:05	19:12								
2021-05-03 18:48:00	0,017545	625,0147	2	0,532871	0,01889	0,068731	287,4	6,5	-0,948	0,297	0,114	0,948	-0,31	-0,072			9. Jul.	8	19:04	19:11								
2021-05-03 18:49:00	0,017895	623,2707	2	0,543628	0,019218	0,068927	287,6	6,4	-0,947	0,3	0,111	0,947	-0,311	-0,075			10. Jul.	7	19:05	19:11								
2021-05-03 18:50:00	0,017735	621,5236	2	0,554593	0,01955	0,066928	287,8	6,3	-0,947	0,303	0,109	0,947	-0,312	-0,079			11. Jul.	6	19:05	19:10								
2021-05-03 18:51:00	0,017011	619,7734	2	0,565768	0,019888	0,062332	288	6,1	-0,946	0,307	0,106	0,946																

