


SolPEG Blendgutachten Solarpark Redlin

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in der Nähe von Redlin in Mecklenburg-Vorpommern**

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

 +49 40 79 69 59 36

 +49 40 79 69 59 38

 info@solpeg.com

 www.solpeg.com

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung.....	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	7
3	Ermittlung der potenziellen Blendwirkung	8
3.1	Rechtliche Hinweise	8
3.2	Blendwirkung von PV-Modulen	8
3.3	Berechnung der Blendwirkung	10
3.4	Technische Parameter der PV-Anlage.....	11
3.5	Standorte für die Analyse	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	13
4	Ergebnisse	16
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, L09 südöstlich	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, L09 östlich.....	17
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, L09 nordöstlich	19
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südöstlich	20
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	21
6	Schlussbemerkung	21
7	Anhang	22 - 33

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV-Anlage Redlin

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH verfügt über umfangreiche Erfahrung im Bereich Photovoltaik (PV) und bietet eine breite Palette von Dienstleistungen an. Mit über 800 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Redlin“ für Fahrzeugführer auf angrenzenden Straßen und ggf. für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden. Andererseits soll der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die bestehenden Regelungen für den Immissionsschutz berücksichtigen. Dies gilt auch für Lichtimmissionen durch PV-Anlagen.

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. 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 „Redlin“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für 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 potenziellen Blendwirkung vor Ort ist aufgrund der aktuellen Datenlage nicht erforderlich.

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

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

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet südlich von Redlin, einem Ortsteil der Gemeinde Siggelkow in Mecklenburg-Vorpommern. Östlich der Fläche verläuft die Meyenburger Straße / L09. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen südlich von Redlin in Mecklenburg-Vorpommern. Die Flächen sind überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	49.641°N, 9.814°O, 350 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang L09	ca. 125 m
Abstand zum Fahrbahnrand	ca. 20 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 460 m (nicht relevant)

Übersicht² über den Standort und die PV-Anlage (schematisch)

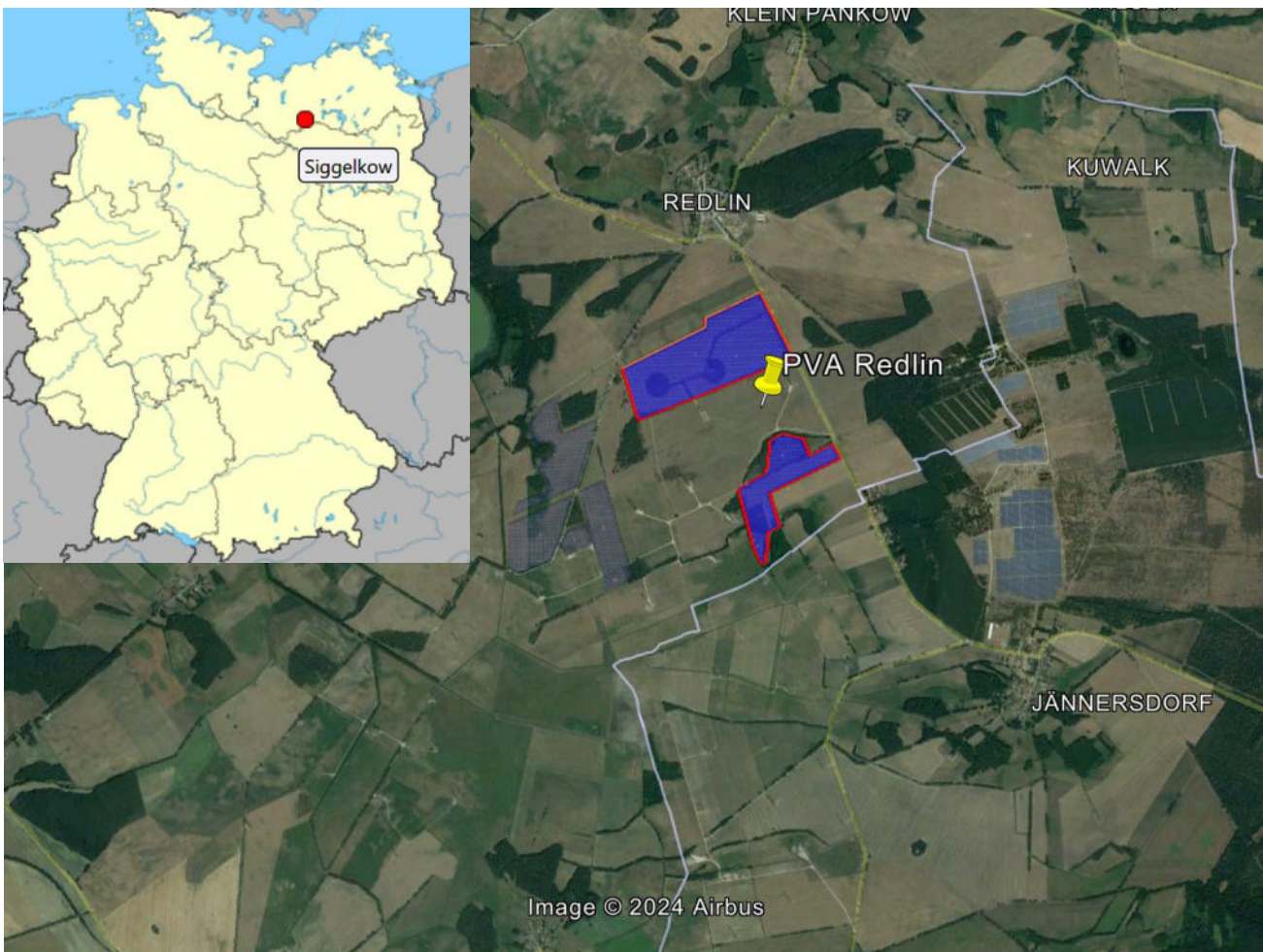


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

Detailansicht der PV-Anlage und Umgebung

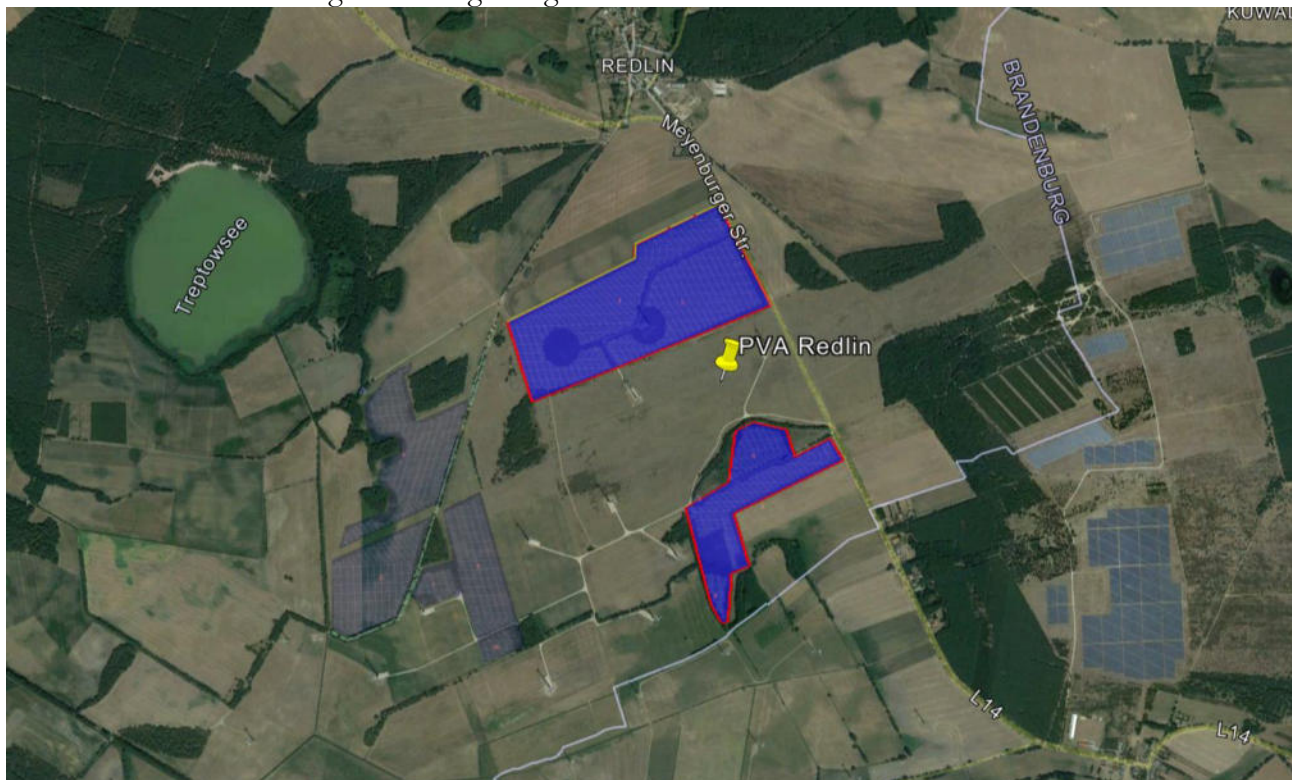


Bild 2.1.2: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Die folgende Skizze zeigt auch die westlich gelegenen PV-Teilflächen, die allerdings aufgrund der abge-
schiedenen Lage in Bezug auf Reflexionen nicht relevant sind und daher nicht weiter analysiert werden.



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

Fotos von der Fläche der PV-Anlage. Blick von Osten nach Westen auf das PV-Feld 1-2.



Bild 2.1.3: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, Mai 2022, Ausschnitt)

Blick von Osten nach Westen auf das PV-Feld 4-5.



Bild 2.1.4: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, Mai 2022, Ausschnitt)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt die PV-Fläche und die relevante Umgebung. Gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude südöstlich der PV-Anlage theoretisch von potenziellen Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden aber aufgrund der großen Entfernung wären diese zu vernachlässigen. Der Standort wird zu Kontrollzwecken dennoch analysiert. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht untersucht. Details sind im Abschnitt 4 aufgeführt.



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

3 Ermittlung der potenziellen 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 mög-
lichst das gesamte einfallende Licht für die Stromproduktion genutzt werden soll. Die Materialforschung
hat mit speziell strukturierten Glasoberflächen (Texturen) und Antireflexionsschichten den Anteil des
reflektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV-Moduls:

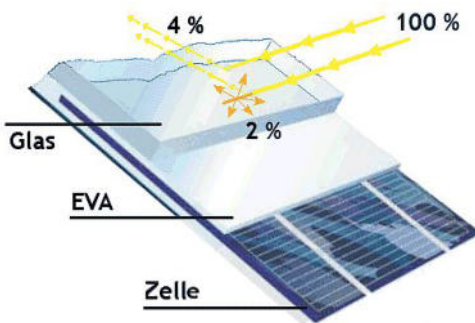


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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



Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/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.

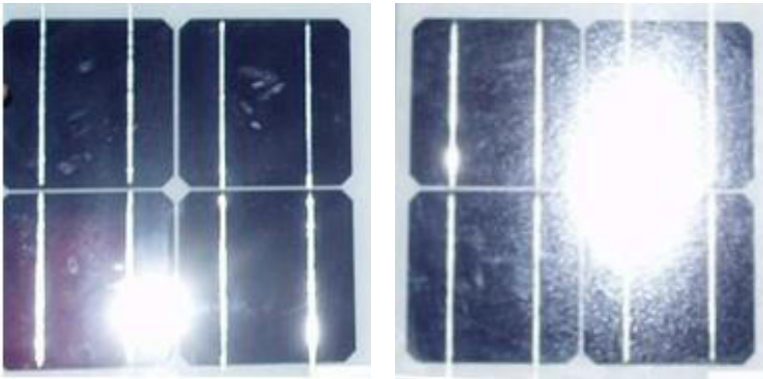


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

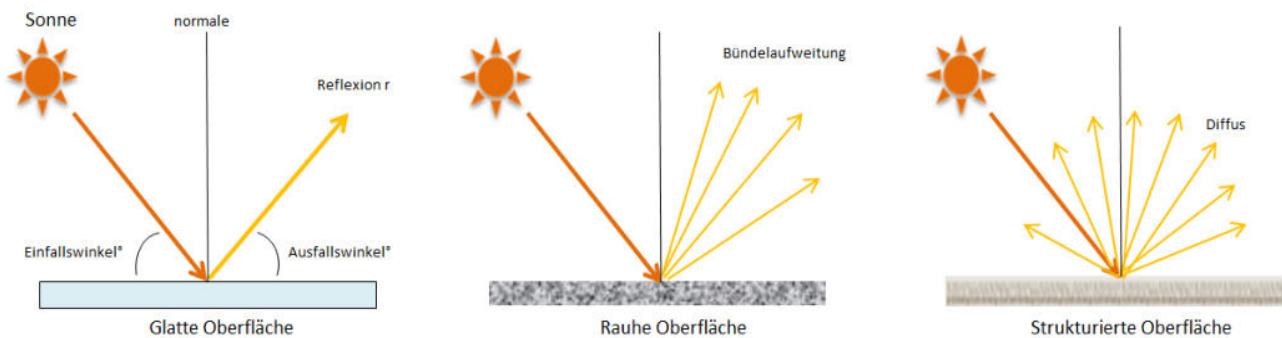


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	144 cells (6 × 24)
Module Dimensions	2102 × 1040 × 35 mm (82.76 × 40.94 × 1.38 inches)
Weight	24.0 kg (52.9lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Berechnung der Blendwirkung

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

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der 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 ist, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

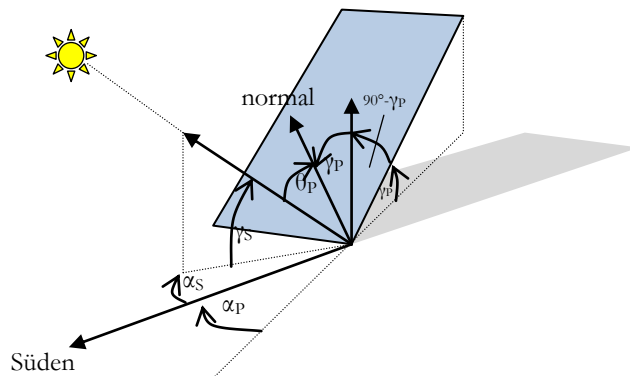


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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-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.

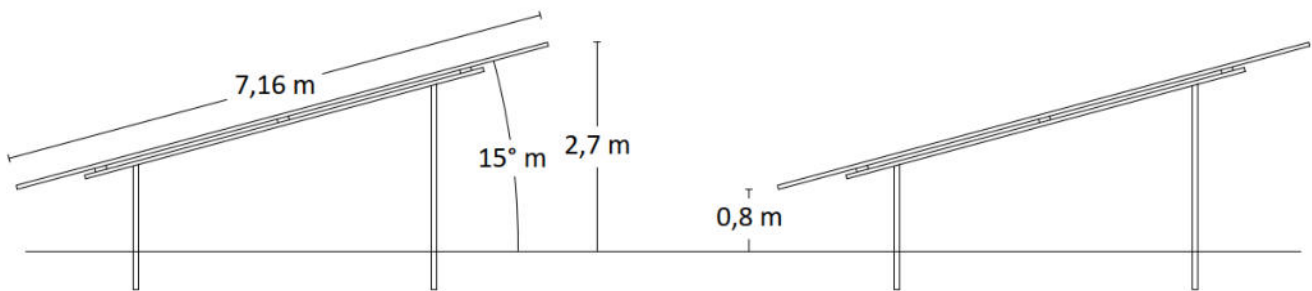


Bild 3.4.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV-Modul	Trina Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	180° (=Süden)
Modulneigung	15°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,80 m - 2,70 m (zulässig max. 3,5 m)
Mittlere Höhe der Modulfläche	Zugführer 2,5 m, Fahrzeugführer 2,0 m (gemittelt ⁷)
Höhe Messpunkte über GOK	Fahrtrichtung +/- 20°, 100 m Sichtweite
Azimut bzw. relevanter Sichtwinkel	

Es existieren keine verbindlichen Vorgaben zum „relevanten Sichtwinkel“ aber in Fachkreisen wird überwiegend angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung⁸ darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen mit einer bestimmten Leuchtdichte eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Unter Berücksichtigung dieser Aspekte wird der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von +/- 20° um die Fahrtrichtung definiert. Die Sichtweite beträgt dabei 100 m.

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

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

3.5 Standorte für die Analyse

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

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

Für die Analyse einer potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Redlin wurden 3 Messpunkte im Verlauf der L09 festgelegt sowie 1 Messpunkt im Bereich der umliegenden Gebäuden. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht untersucht.

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



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

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁹ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

Einfallswinkel der Reflexion

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

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

Entfernung zur Immissionsquelle

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

Die von der SolPEG seit 2015 in über 800 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar¹⁰ basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories¹¹. Die Software wird mittlerweile auch von anderen Gutachtern verwendet und könnte als Stand der Technik bezeichnet werden obwohl (uns) Limitationen bekannt sind. Eine versierte Bedienung der Software ist unerlässlich für korrekte Ergebnisse.

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

⁹ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

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

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

Sonstige Einflüsse

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

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

In der Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY¹²) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2023 eine mittlere Wolkenbedeckung¹³ von ca. 68,8 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1991-2020 liegt bei 62,5 % - 75 %.

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

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

Kategorien von Reflexionen

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

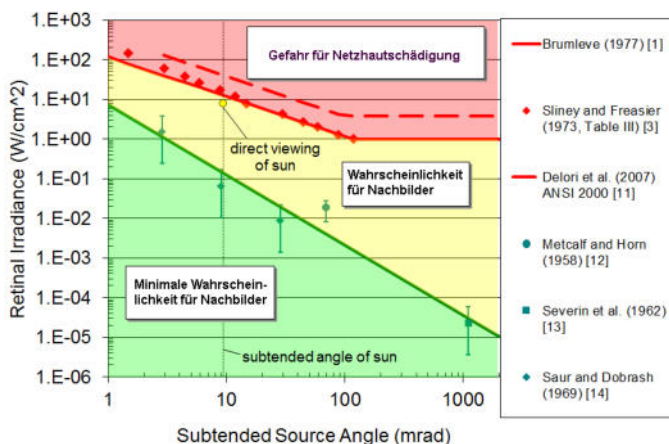


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

¹³ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

Mittelwert 2023: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2023_17.png

Langjähriges Mittel 1991-2020: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/zeitreihen/rcc_eude_cen_cfc_refc9120_17.png

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage „Redlin“ wird für 4 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind unten aufgeführt. Aufgrund des Fahrbahn- bzw. Streckenverlaufes ist es nicht zielführend mehrere/ weitere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Ausrichtung (Azimut) der Strecke und die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Die Höhe der Messpunkte im Bereich der Straße ist auf 2 m über GOK festgelegt. Dies entspricht der gemittelten Sitzhöhe von PKW und LKW inkl. Transporter und SUV. Das ist ein eher konservativer Ansatz, da die Sitzhöhe bei der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt. Eine Sitzhöhe von über 2,5 m liegt außerhalb des Median.

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

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

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

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

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

Die folgende Tabelle zeigt Details zu den einzelnen Messpunkten.

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

Messpunkt Bezeichnung	Breitengrad [°N]	Längengrad [°O]	Geländehöhe ¹⁴ ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 L09 südöstlich	54.000000	12.039058	33,64	35,64	-
P2 L09 östlich	53.353432	12.033587	61,29	63,29	nicht relevant ^W
P3 L09 nordöstlich	53.356358	12.031216	61,45	63,45	nicht relevant ^W
P4 Gebäude südöstlich	53.344819	12.041053	61,73	63,73	nicht relevant ^{DES}

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

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

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, L09 südöstlich

Am Messpunkt P1 auf der Meyenburger Straße / L09 sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, L09 östlich

Am Messpunkt P2 auf der L09 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 03. Mai - 07. August, zwischen 19:37 - 20:21 Uhr, für 5 bis max. 23 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Nordwesten (Redlin) mit ca. -35° bis -60° links (westlich) zur Fahrbahn allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors (Fahrerichtung $\pm 20^\circ$, 100 m Sichtweite). Aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

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

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

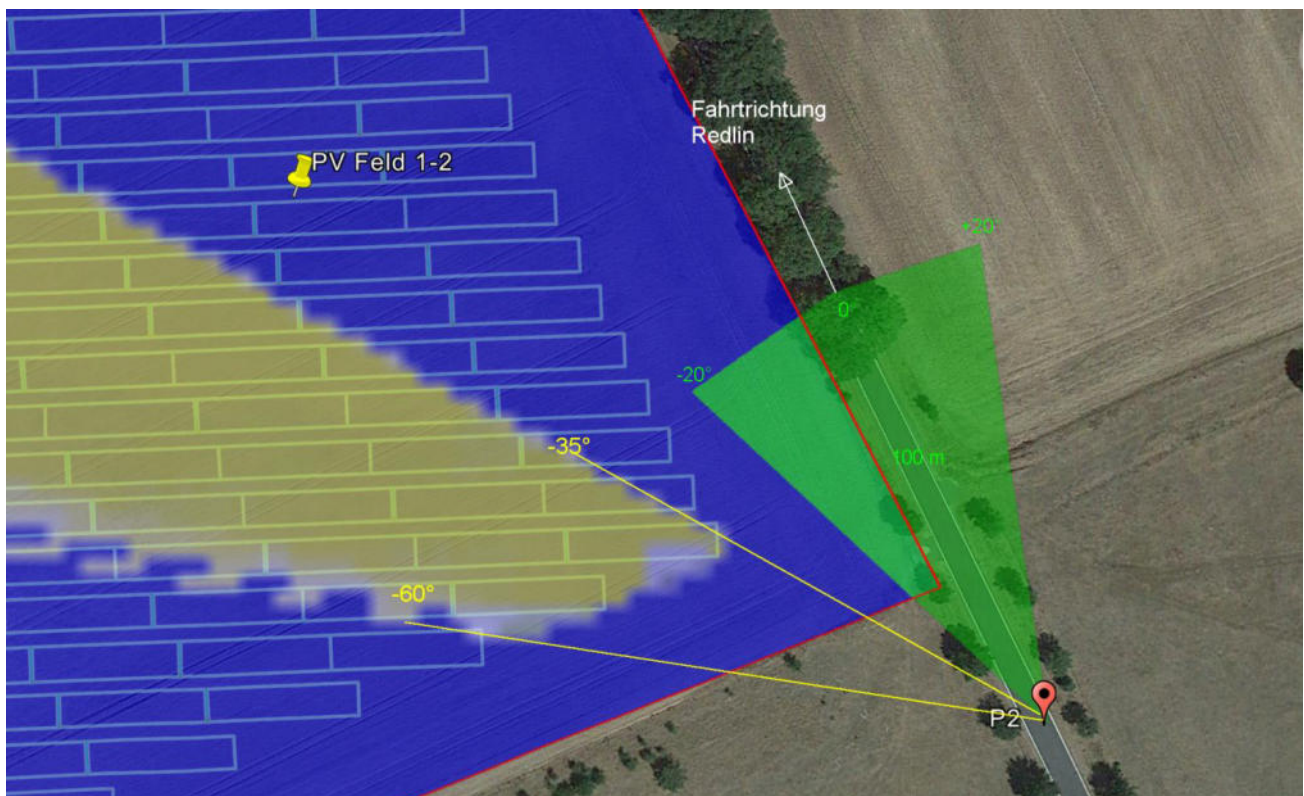


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb/Weiß markierten Bereich westlich der Fahrbahn, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, können rein rechnerisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P2 bei der Fahrt Richtung Nordwesten aus Sicht des Fahrzeugführers aus etwas erhöhter Position (ca. 2,1 m). Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die PV-Fläche evt. links im Bild, hinter dem Straßenbegleitgrün, sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären weiter links, nicht sichtbar außerhalb des Bildes.



Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2 bei der Fahrt Richtung Nordwesten (Quelle: Google StreetView, Mai 2022, Ausschnitt)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, L09 nordöstlich

Am Messpunkt P3 auf der Meyenburger Straße / L09 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 03. Mai - 07. August, zwischen 19:37 - 20:18 Uhr, für 5 bis max. 20 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Nordwesten mit ca. -35° bis -59° links (westlich) zur Fahrbahn allerdings auch in diesem Abschnitt deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Aufgrund der Einfallswinkel und aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden.

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

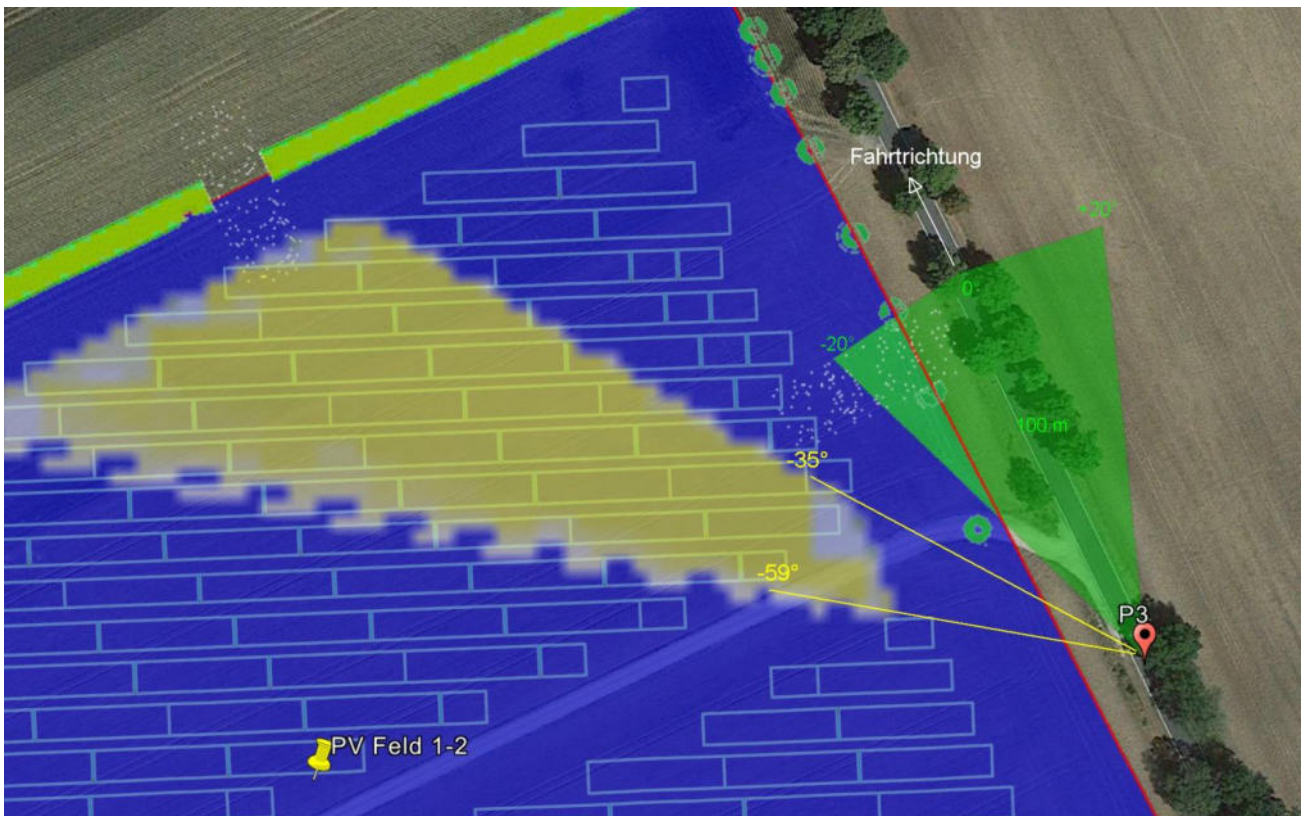


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, 100 m Sichtweite). Im Gelb/ Weiß markierten Bereich westlich der Fahrbahn, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, können rein rechnerisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Bei der Fahrt in Gegenrichtung liegen die Einfallswinkel nochmals deutlicher außerhalb des relevanten Sichtwinkels. Reflexionen können auch zu keinem Zeitpunkt den Rückspiegel¹⁵ erreichen.

¹⁵ Es gibt keine konkreten Vorgaben für den Sichtwinkel von Seiten- und Rückspiegeln, lediglich unkonkrete Formulierungen, dass diese eine "ausreichende Sicht" oder ein "angemessenes Sichtfeld" ermöglichen sollen. Daher wird der Sichtwinkel hier mit $\pm 5^\circ$ zur Fahrtrichtung definiert. Überwiegend ist der Sichtwinkel durch die Größe der Heckscheibe bzw. die C-Säule begrenzt.

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

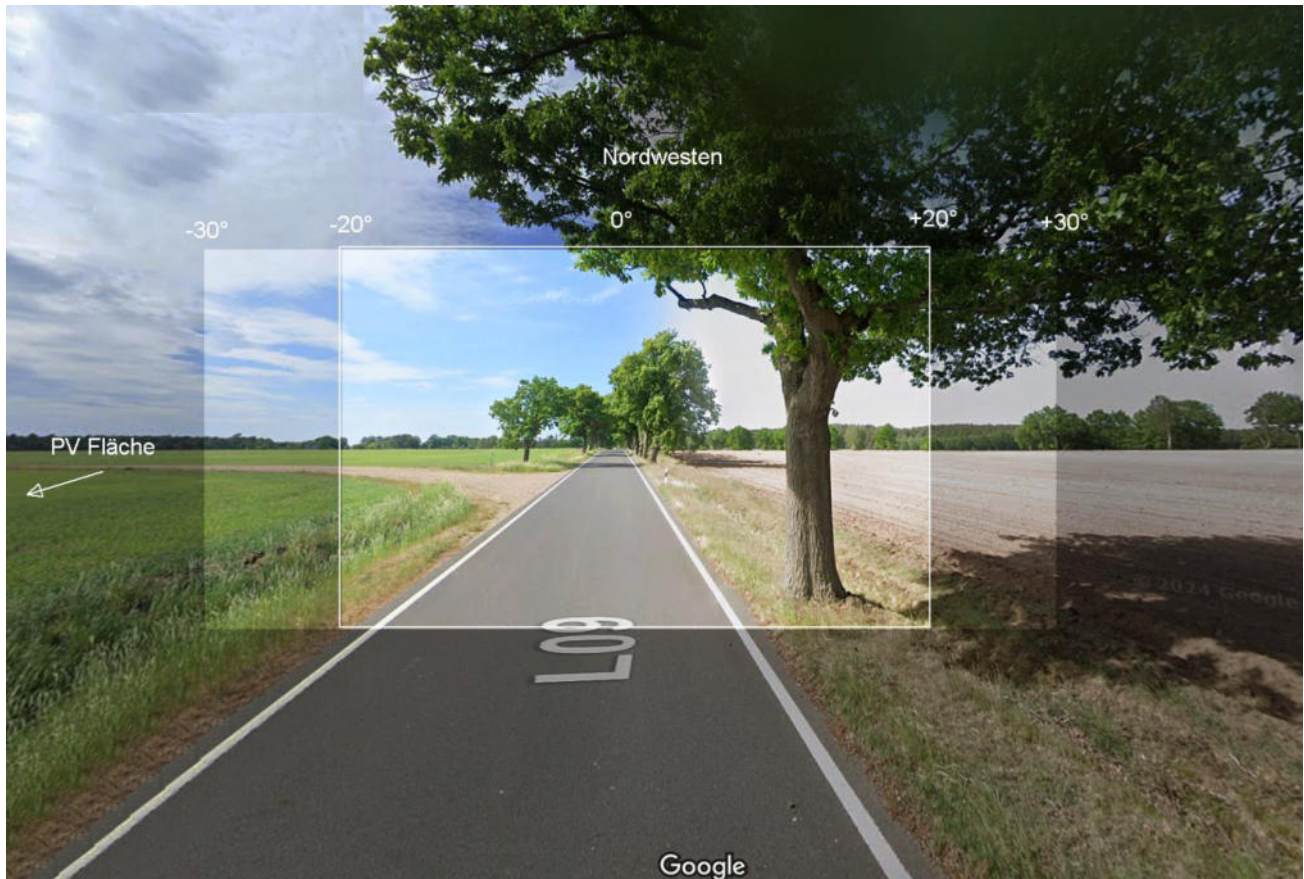


Bild 4.3.2: Foto am Messpunkt P3 bei der Fahrt Richtung Nordwesten (Quelle: Google StreetView, Mai 2022, Ausschnitt)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südöstlich

Am Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude südöstlich der PV-Anlage an der Adresse Neu Redlin 7 (WG Hürdenspringer) können rein rechnerisch an insgesamt nur 458 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Aufgrund der sehr geringen zeitlichen Dauer und auch aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle von über 400 m zur Immissionsquelle kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. „eine erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden.

Darüber hinaus sind die Gebäude von Büschen und Bäumen umgeben, sodass keine direkte Sichtverbindung zur PV Anlage vorhanden ist. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

Im weiteren Umfeld sind keine Gebäude oder schutzwürdigen Zonen vorhanden.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

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

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV-Anlage „Redlin“ mit dem Einsatz von hochwertigen PV-Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von Reflexionen vorgesehen. Die Simulation von potenziellen Reflexionen und die Analyse der Ergebnisse wurde für 4 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV-Anlage durchgeführt.

Im Verlauf der Meyenburger Straße / L09 können zwar rein rechnerisch in geringem Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten, die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die geplante PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des fließenden Verkehrs im Verlauf der L09 ist gewährleistet.

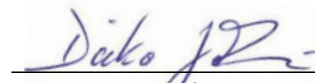
Im Bereich der südöstlich gelegenen Gebäude sind keine relevanten Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. „eine erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Im weiteren Umfeld sind keine Gebäude oder schutzwürdigen Zonen vorhanden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

6 Schlussbemerkung

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

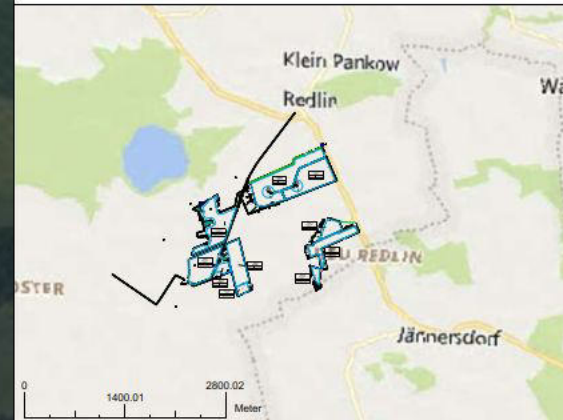
Hamburg, den 14.06.2024


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

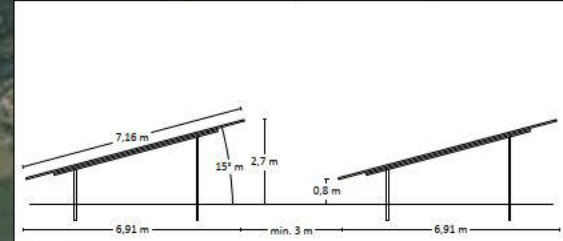



Modullageplan

Redlin



Lage und Größe		Aufstellung	
Bundesland	Brandenburg	Tischformate	3P*27, 3P*9
Landkreis	Ludwigslust-Parchim	Anzahl Tisch	2720, 540
Koordinaten	53.352601, 12.018871	Neigungswinkel	15°
PV-Fläche	100 ha	Reihenabstand	3,1 m
Pachtfläche	103 ha	Ground Cover Ratio (GRZ)	0,58
Module		Wechselrichter	
Hersteller	Trina oder vgl.	Hersteller	Huawei oder vgl.
Typ	TSM-610NEG19RC.20	Typ	SUN2000-330KTL-H1
Nennleistung	610 W	Nennleistung	330 kWac
Anzahl	234.900	Anzahl	410
Installierte Kapazität (DC)	143,89 MWp	DC/AC	1,06



Erstellt von	L.Rabe	wpd solar GmbH Lollfuß 79 D-24837 Schleswig  think energy	
Erstellt am	2024/05/08		
Bearbeitungsstand	Entwurf	Planformat	A3

Vertex N

BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-NEG19RC.20

PRODUCT RANGE: 570-600W

600W

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

22.2%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE , reduced BOS cost, better ROI
- Lowest guaranteed first year and annual degradation
- Optimized compatibility with existing mainstream system components



High power up to 600W

- Up to 22.2% module efficiency
- High density interconnection provides improved power density
- MBB technology improves lighttrapping effect and currentcollection, while lowering series resistance



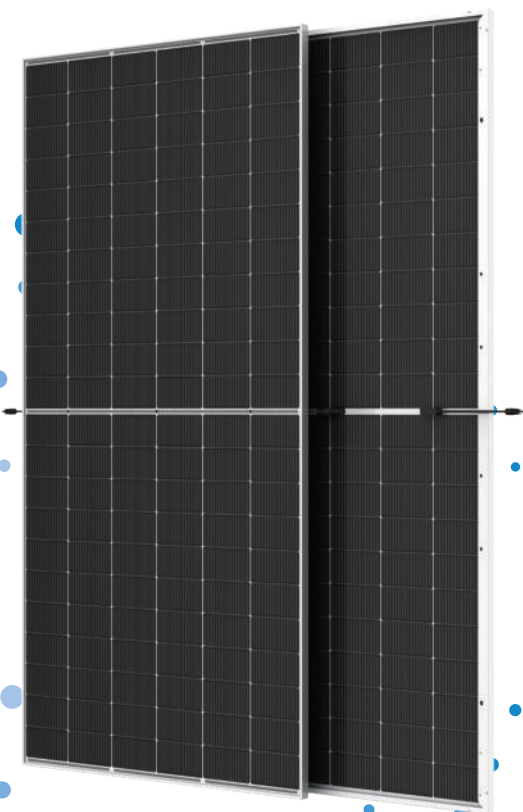
High reliability

- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology minimizes micro-cracking
- Ensured PID resistance through improved cell process and module material control
- Resistant to harsh environments
- Mechanical performance up to +5400/-2400 Pa

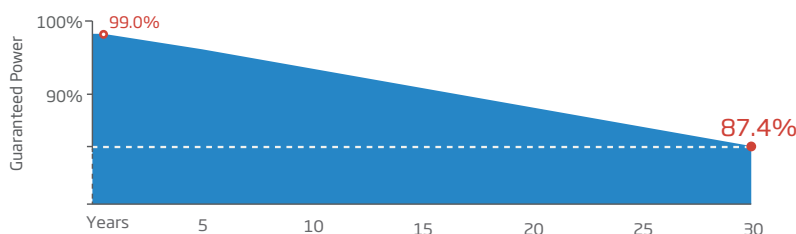


High energy yield

- Excellent IAM and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.30%) and operating temperature
- Up to 30% additional power gain from back side



Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



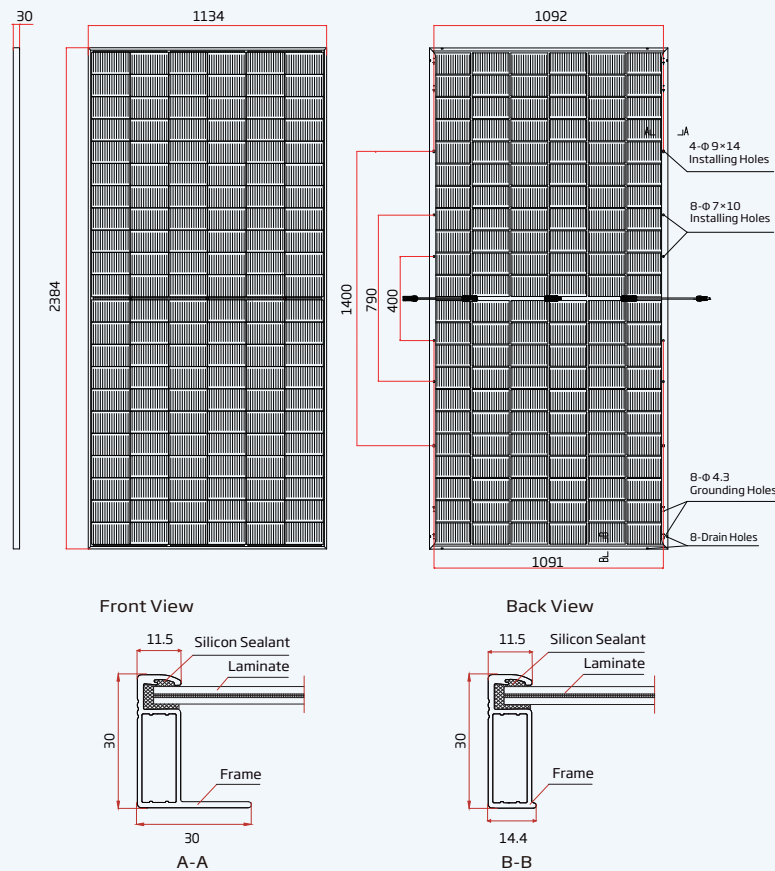
Comprehensive Products and System Certificates



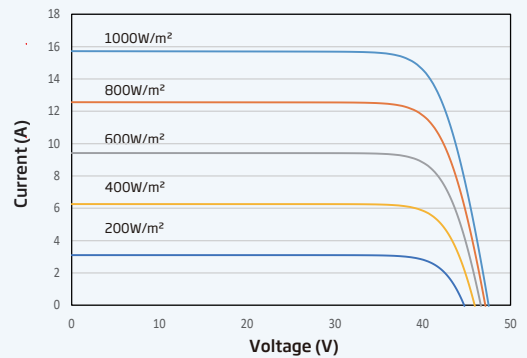
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



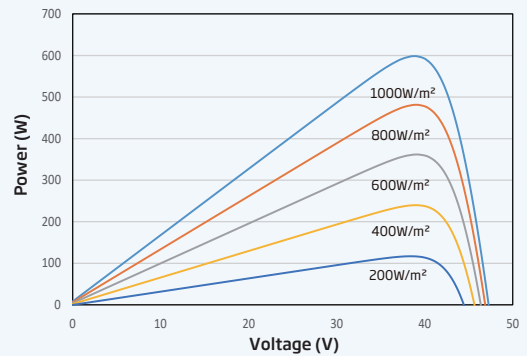
DIMENSIONS OF PV MODULE (mm)



I-V CURVES OF PV MODULE (600W)



P-V CURVES OF PV MODULE (600 W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts - P _{MAX} (Wp)*	570	575	580	585	590	595	600
Power Tolerance - P _{MAX} (W)	0 ~ +5						
Maximum Power Voltage - V _{MPP} (V)	38.6	38.9	39.2	39.5	39.7	40.0	40.3
Maximum Power Current - I _{MPP} (A)	14.75	14.78	14.79	14.82	14.86	14.89	14.91
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	46.6	46.9	47.2	47.5	47.8	48.1	48.4
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	15.61	15.63	15.65	15.68	15.72	15.76	15.80
Module Efficiency η _m (%)	21.1	21.3	21.5	21.6	21.8	22.0	22.2

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power - P _{MAX} (Wp)	616	621	626	632	637	643	648
Maximum Power Voltage - V _{MPP} (V)	38.6	38.9	39.2	39.5	39.7	40.0	40.3
Maximum Power Current - I _{MPP} (A)	15.93	15.96	15.97	16.01	16.05	16.08	16.10
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	46.6	46.9	47.2	47.5	47.8	48.1	48.4
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	16.86	16.88	16.90	16.93	16.98	17.02	17.06
Irradiance ratio (rear/front)	10%						

Power Bifaciality: 80±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power - P _{MAX} (Wp)	434	438	442	446	450	454	458
Maximum Power Voltage - V _{MPP} (V)	36.3	36.5	36.8	37.1	37.3	37.6	37.8
Maximum Power Current - I _{MPP} (A)	11.97	11.99	12.00	12.02	12.05	12.08	12.12
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	44.2	44.5	44.7	45.0	45.3	45.6	45.9
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	12.58	12.59	12.61	12.64	12.67	12.70	12.73

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

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline 210Rmm N-type
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1134×30 mm (93.86×44.65×1.18 in)
Weight	33.7 kg (74.3 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 in), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 in), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	30 mm (1.18 in) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0 mm ² (0.006 in ²) Portrait: 350/280 mm (13.78/11.02 in) Landscape: 1400/1400 mm (55.1/55.1 in) *
Connector	MC4 EVO2 / TS4 PLUS / TS4**

*Length can be customized
**Customer to choose connector type

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{MAX}	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of V _{OC}	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of I _{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	30A*

*This is for customers engineering to decide

WARRANTY

12 Year Product Workmanship Warranty
30 Year Power Warranty
1% First year degradation
0.40% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

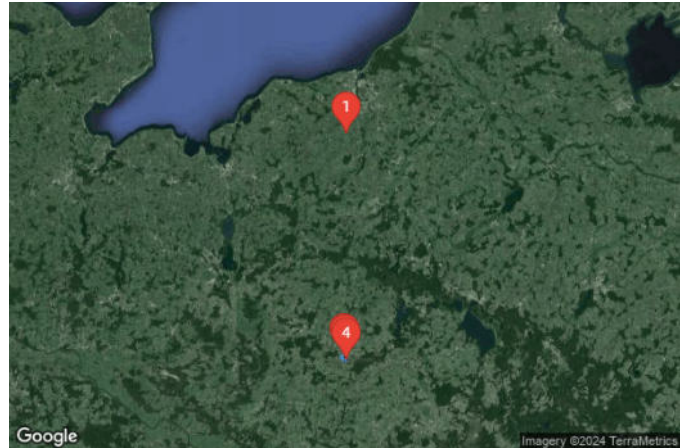
Modules per box: 36 pieces
Modules per 40' container: 504 pieces
Pallets per 40' container: 14

Redlin

Redlin

Created Jun 16, 2024
Updated Jun 16, 2024
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 5.0 deg
Site ID 121739.20936

Project type Advanced
Project status: active
Category 5 MW to 10 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 1-2	15.0	180.0	2,289	4,811	-
PV Feld 4-5	15.0	180.0	1,202	458	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 619,777 m²

Name: PV Feld 1-2
Footprint area: 441,615 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	53.357528	12.029570	63.14	2.00	65.14
2	53.356184	12.024549	61.47	2.00	63.47
3	53.355518	12.024399	62.07	2.00	64.07
4	53.352828	12.015236	60.36	2.00	62.36
5	53.350382	12.016717	61.27	2.00	63.27
6	53.350439	12.018777	62.34	2.00	64.34
7	53.351967	12.025815	62.06	2.00	64.06
8	53.353776	12.032638	62.07	2.00	64.07

Name: PV Feld 4-5
Footprint area: 178,162 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	53.347376	12.030584	60.17	2.00	62.17
2	53.348477	12.030992	61.37	2.00	63.37
3	53.348708	12.032773	60.77	2.00	62.77
4	53.348631	12.033546	61.08	2.00	63.08
5	53.347427	12.034618	61.60	2.00	63.60
6	53.348183	12.037215	61.56	2.00	63.56
7	53.347465	12.037773	61.99	2.00	63.99
8	53.345364	12.030713	59.34	2.00	61.34
9	53.343097	12.031700	59.53	2.00	61.53
10	53.342726	12.030391	58.98	2.00	60.98
11	53.340868	12.030499	58.00	2.00	60.00
12	53.340817	12.030198	59.58	2.00	61.58
13	53.341291	12.029576	59.32	2.00	61.32
14	53.342521	12.028932	59.24	2.00	61.24
15	53.345429	12.027452	58.95	2.00	60.95
16	53.346261	12.030477	60.14	2.00	62.14

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total Elevation m
OP 1	54.000000	12.039058	33.64	2.00	35.64
OP 2	53.353432	12.033587	61.29	2.00	63.29
OP 3	53.356358	12.031216	61.45	2.00	63.45
OP 4	53.344819	12.041053	61.73	2.00	63.73

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt deg	Orientation deg	"Green" Glare min	"Yellow" Glare min	Energy Produced kWh	Data File
PV Feld 1-2	15.0	180.0	2,289	4,811	-	
PV Feld 4-5	15.0	180.0	1,202	458	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld-1-2 (green)	0	0	0	15	187	199	207	57	0	0	0	0
pv-feld-1-2 (yellow)	0	0	0	181	300	175	232	309	0	0	0	0
pv-feld-4-5 (green)	0	0	0	226	244	223	226	263	20	0	0	0
pv-feld-4-5 (yellow)	0	0	0	14	106	147	134	57	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Feld 1-2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	669	2498
OP: OP 3	503	2313
OP: OP 4	1117	0

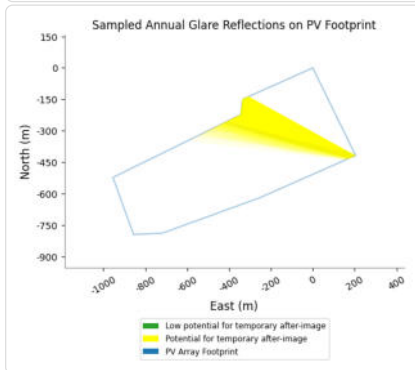
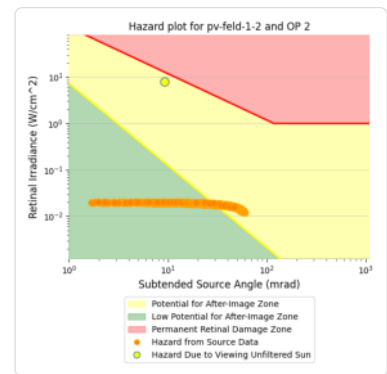
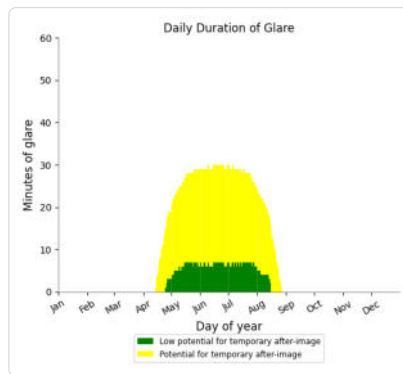
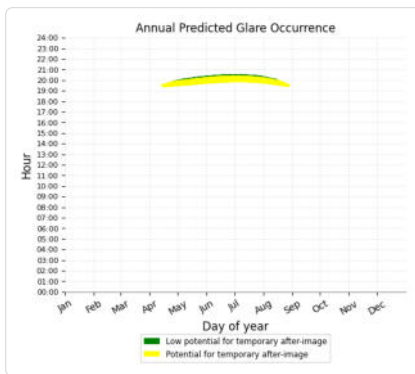
PV Feld 1-2: OP 1

No glare found

PV Feld 1-2: OP 2

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

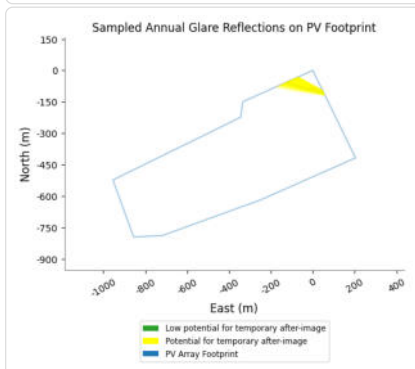
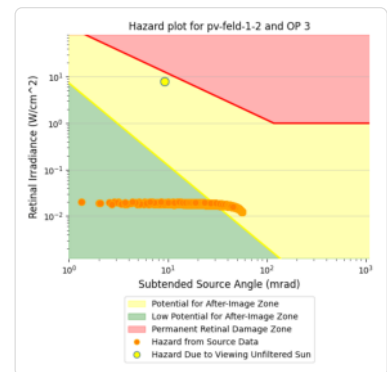
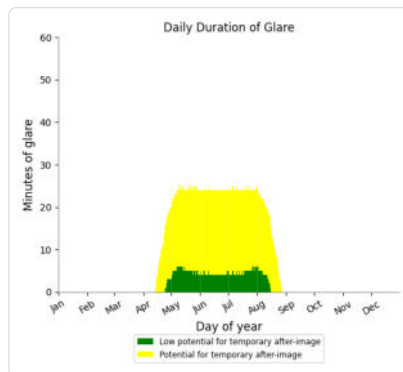
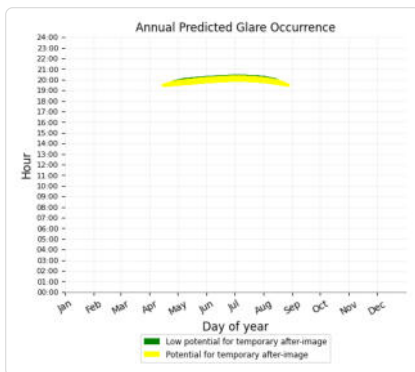
- 669 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,498 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1-2: OP 3

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

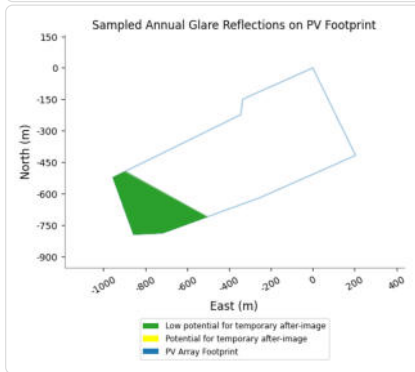
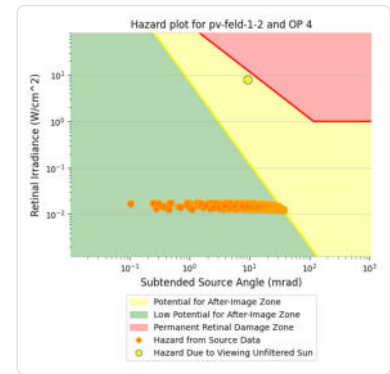
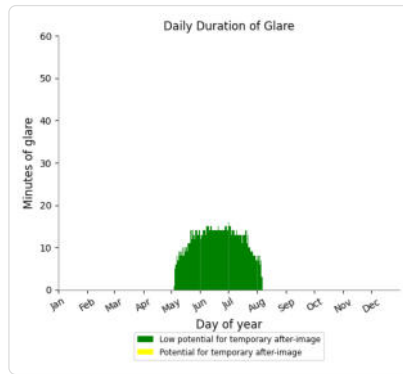
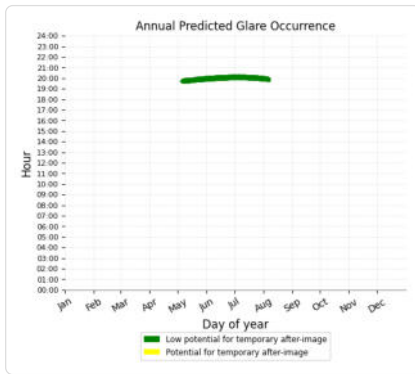
- 503 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,313 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1-2: OP 4

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

- 1,117 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 4-5 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	1202	458

PV Feld 4-5: OP 1

No glare found

PV Feld 4-5: OP 2

No glare found

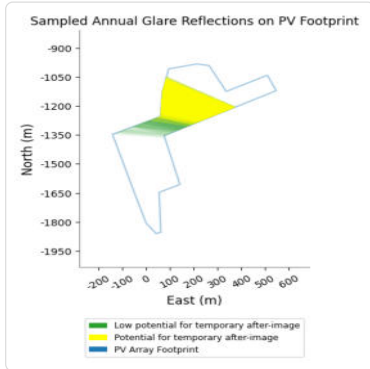
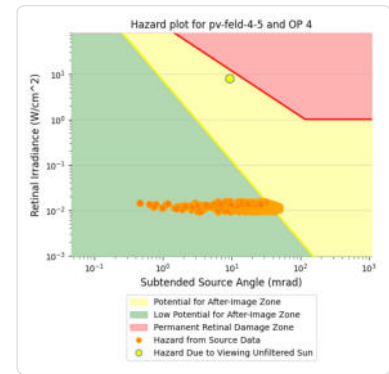
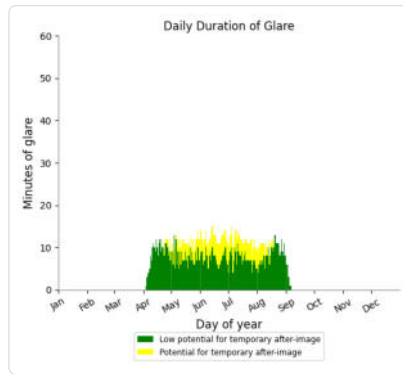
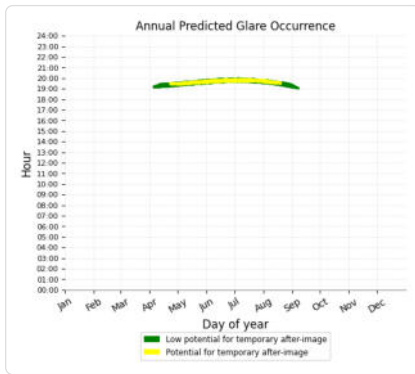
PV Feld 4-5: OP 3

No glare found

PV Feld 4-5: OP 4

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

- 1,202 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 458 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Assumptions

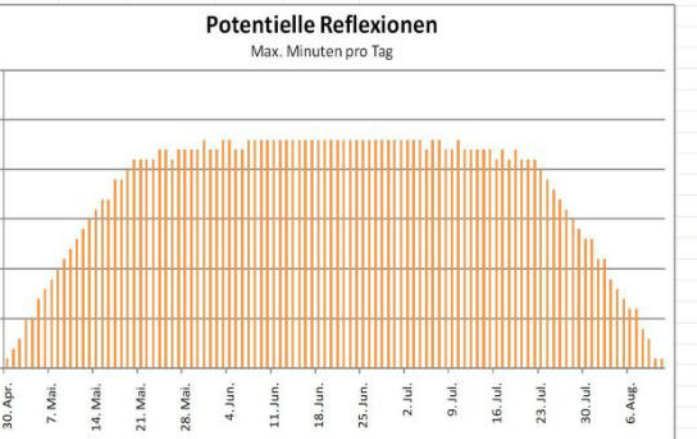
- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not 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	Sun	Sun	Sun	Reflected	Reflected	Reflected	Anzahl Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
								Azimuth	Position	Position	Position	Sun Vector	Sun Vector	Sun Vector				
2024-04-14 19:30:00	0,011361	606,2811	2	0,466409	0,016038	0,046651	5	279	-0,984	0,156	0,088	0,984	-0,179	-0,002	30. Apr.	1	19:36	19:36
2024-04-15 19:29:00	0,011318	611,2343	2	0,455309	0,015785	0,047712	5,3	279,2	-0,983	0,16	0,093	0,983	-0,185	0	1. Mai.	2	19:36	19:37
2024-04-15 19:30:00	0,011403	609,3162	2	0,464631	0,016057	0,046873	5,2	279,4	-0,982	0,163	0,09	0,982	-0,187	-0,004	2. Mai.	3	19:37	19:39
2024-04-15 19:31:00	0,011288	607,3945	2	0,474139	0,016334	0,044489	5	279,6	-0,982	0,167	0,088	0,982	-0,188	-0,008	3. Mai.	5	19:37	19:41
2024-04-16 19:30:00	0,011328	612,3256	2	0,453655	0,015755	0,047942	5,5	279,7	-0,981	0,167	0,095	0,981	-0,192	-0,001	4. Mai.	5	19:38	19:42
2024-04-16 19:31:00	0,0114	610,4187	2	0,462929	0,016027	0,047008	5,3	279,9	-0,981	0,171	0,093	0,981	-0,194	-0,005	5. Mai.	7	19:38	19:44
2024-04-16 19:32:00	0,011253	608,5083	2	0,472388	0,016304	0,044379	5,2	280,1	-0,981	0,174	0,09	0,981	-0,196	-0,009	6. Mai.	8	19:39	19:46
2024-04-16 19:33:00	0,011131	606,5944	2	0,482036	0,016584	0,041891	5	280,3	-0,98	0,177	0,088	0,98	-0,197	-0,013	7. Mai.	9	19:39	19:47
2024-04-17 19:31:00	0,011336	613,418	2	0,452076	0,015729	0,048153	5,6	280,1	-0,98	0,174	0,098	0,98	-0,2	-0,002	8. Mai.	10	19:40	19:49
2024-04-17 19:32:00	0,011395	611,5223	2	0,461305	0,016	0,047121	5,5	280,3	-0,979	0,178	0,095	0,979	-0,201	-0,006	9. Mai.	11	19:40	19:50
2024-04-17 19:33:00	0,011216	609,6231	2	0,470716	0,016276	0,044234	5,3	280,5	-0,979	0,181	0,093	0,979	-0,203	-0,01	10. Mai.	12	19:41	19:52
2024-04-17 19:34:00	0,011136	607,7204	2	0,480315	0,016556	0,042083	5,2	280,7	-0,979	0,184	0,09	0,979	-0,205	-0,014	11. Mai.	13	19:40	19:52
2024-04-17 19:35:00	0,010932	605,8143	2	0,490103	0,01684	0,038879	5	280,9	-0,978	0,188	0,088	0,978	-0,207	-0,018	12. Mai.	14	19:41	19:54
2024-04-18 19:31:00	0,011248	616,3931	2	0,441571	0,015438	0,049091	5,9	280,3	-0,979	0,178	0,103	0,979	-0,205	0	13. Mai.	15	19:41	19:55
2024-04-18 19:32:00	0,011344	614,512	2	0,450576	0,015704	0,048344	5,8	280,5	-0,978	0,181	0,1	0,978	-0,207	-0,004	14. Mai.	16	19:42	19:57
2024-04-18 19:33:00	0,011383	612,6274	2	0,45976	0,015975	0,047167	5,6	280,7	-0,978	0,185	0,098	0,978	-0,209	-0,008	15. Mai.	17	19:42	19:58
2024-04-18 19:34:00	0,011177	610,7393	2	0,469125	0,01625	0,04407	5,5	280,9	-0,978	0,188	0,095	0,978	-0,21	-0,012	16. Mai.	17	19:43	19:59
2024-04-18 19:35:00	0,011136	608,8478	2	0,478676	0,01653	0,042227	5,3	281,1	-0,977	0,191	0,093	0,977	-0,212	-0,016	17. Mai.	19	19:43	20:01
2024-04-18 19:36:00	0,010878	606,9527	2	0,488415	0,016814	0,038574	5,2	281,3	-0,977	0,195	0,09	0,977	-0,214	-0,019	18. Mai.	19	19:45	20:03
2024-04-18 19:37:00	0,010706	605,0543	2	0,498347	0,017102	0,035548	5	281,5	-0,976	0,198	0,088	0,976	-0,216	-0,023	19. Mai.	20	19:45	20:04
2024-04-19 19:31:00	0,011291	619,3447	2	0,440193	0,015463	0,049279	6	280,9	-0,977	0,185	0,105	0,977	-0,213	-0,001	20. Mai.	21	19:45	20:05
2024-04-19 19:32:00	0,011385	617,4781	2	0,449156	0,01573	0,048515	5,9	280,9	-0,977	0,188	0,103	0,977	-0,214	-0,005	21. Mai.	21	19:46	20:06
2024-04-19 19:33:00	0,011396	615,608	2	0,458296	0,016002	0,047122	5,7	281,1	-0,976	0,192	0,1	0,976	-0,216	-0,009	22. Mai.	21	19:46	20:06
2024-04-19 19:34:00	0,011177	613,7344	2	0,467616	0,016278	0,043919	5,6	281,3	-0,976	0,195	0,098	0,976	-0,218	-0,013	23. Mai.	21	19:47	20:07
2024-04-19 19:35:00	0,011167	611,8573	2	0,47712	0,016558	0,042326	5,5	281,5	-0,975	0,198	0,095	0,975	-0,219	-0,017	24. Mai.	22	19:47	20:08
2024-04-19 19:36:00	0,01094	609,9768	2	0,486812	0,016842	0,038935	5,3	281,7	-0,975	0,202	0,092	0,975	-0,221	-0,021	25. Mai.	22	19:47	20:08
2024-04-19 19:37:00	0,01081	608,0929	2	0,496694	0,017131	0,036278	5,2	281,9	-0,975	0,205	0,09	0,975	-0,223	-0,025	26. Mai.	22	19:48	20:08
2024-04-19 19:38:00	0,01155	606,2055	2	0,506771	0,017424	0,040775	5	282,1	-0,974	0,209	0,087	0,974	-0,224	-0,029	27. Mai.	22	19:48	20:09
2024-04-20 19:31:00	0,011194	622,2738	2	0,430146	0,015182	0,050112	6,3	280,9	-0,976	0,188	0,11	0,976	-0,218	0,001	28. Mai.	22	19:48	20:09
2024-04-20 19:32:00	0,0113	620,4215	2	0,438895	0,015444	0,049451	6,2	281,1	-0,976	0,192	0,108	0,976	-0,22	-0,003	29. Mai.	22	19:50	20:11
2024-04-20 19:33:00	0,011391	618,5657	2	0,447817	0,015711	0,048668	6	281,3	-0,975	0,195	0,105	0,975	-0,221	-0,007	30. Mai.	22	19:50	20:11
2024-04-20 19:34:00	0,011367	616,7064	2	0,456914	0,015982	0,047005	5,9	281,5	-0,975	0,199	0,102	0,975	-0,223	-0,011	31. Mai.	23	19:50	20:12
2024-04-20 19:35:00	0,011155	614,8437	2	0,466191	0,016257	0,043857	5,7	281,7	-0,974	0,202	0,1	0,974	-0,225	-0,014	1. Jun.	23	19:51	20:12
2024-04-20 19:36:00	0,01116	612,9776	2	0,475565	0,016537	0,042379	5,6	281,9	-0,974	0,205	0,097	0,974	-0,227	-0,018	2. Jun.	23	19:51	20:12
2024-04-20 19:37:00	0,010864	611,1081	2	0,485295	0,016821	0,038414	5,4	282,1	-0,973	0,209	0,095	0,973	-0,228	-0,022	3. Jun.	23	19:51	20:13
2024-04-20 19:38:00	0,010755	609,2351	2	0,49513	0,017109	0,035925	5,3	282,3	-0,973	0,212	0,092	0,973	-0,23	-0,026	4. Jun.	23	19:51	20:13
2024-04-20 19:39:00	0,01155	607,3587	2	0,505157	0,017402	0,040891	5,2	282,5	-0,972	0,216	0,09	0,972	-0,232	-0,03	5. Jun.	23	19:52	20:14
2024-04-20 19:40:00	0,011509	605,4789	2	0,515381	0,017699	0,039033	5	282,7	-0,972	0,219	0,087	0,972	-0,233	-0,034	6. Jun.	23	19:53	20:14
2024-04-21 19:32:00	0,011205	623,3428	2	0,428969	0,015166	0,050282	6,5	281,3	-0,974	0,195	0,112	0,974	-0,225	0	7. Jun.	23	19:53	20:15
2024-04-21 19:33:00	0,011302	621,5012	2	0,437679	0,015428	0,04955	6,3	281,5	-0,974	0,199	0,11	0,974	-0,227	-0,004	8. Jun.	23	19:53	20:15
2024-04-21 19:34:00	0,011398	619,6562	2	0,446561	0,015695	0,048808	6,2	281,7	-0,973	0,202	0,107	0,973	-0,229	-0,008	9. Jun.	23	19:53	20:15
2024-04-21 19:35:00	0,011331	617,8077	2	0,455618	0,015965	0,046819	6	281,9	-0,973	0,205	0,105	0,973	-0,23	-0,012	10. Jun.	23	19:54	20:16
2024-04-21 19:36:00	0,011165	615,9558	2	0,464852	0,01624	0,044027	5,9	282,1	-0,973	0,209	0,102	0,973	-0,232	-0,016	11. Jun.	23	19:55	20:17
2024-04-21 19:37:00	0,011035	614,1005	2	0,474268	0,016519	0,041469	5,7	282,3	-0,972	0,212	0,1	0,972	-0,234	-0,02	12. Jun.	23	19:55	20:17
2024-04-21 19:38:00	0,010796	612,2418	2	0,483868	0,016802	0,037943	5,6	282,5	-0,972	0,216	0,097	0,972	-0,235	-0,024	13. Jun.	23	19:55	20:17
2024-04-21 19:39:00	0,011568	610,3797	2	0,493656	0,01709	0,042649	5,4	282,7	-0,971	0,219	0,095	0,971	-0,237	-0,028	14. Jun.	23	19:55	20:17
2024-04-21 19:40:00	0,01155	608,5142	2	0,503636	0,017382	0,040986	5,3	282,9	-0,971	0,222	0,092	0,971	-0,239	-0,031	15. Jun.	23	19:56	20:18
2024-04-21 19:41:00	0,011504	606,6454	2	0,51381	0,017679	0,039099	5,1	283,1	-0,97	0,226	0,09	0,97	-0,24	-0,035	16. Jun.	23	19:56	20:18
2024-04-22 19:33:00	0,011245	626,0499	2	0,427873	0,015193	0,050435	6,6	281,7	-0,973	0,202	0,115	0,973	-0,232	-0,002	17. Jun.	23	19:56	20:18

Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2
03. Mai	07. August	23	1852	19:37	20:21	

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 2:
1852 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
1375 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk
477 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk
23 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 3168 Einträgen /-1300):
1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang
2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8° (Standard: min. 10°)
3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)



	Cornel Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 4
2024-04-04 19:12:00	0,007065	609,4934	1	0,38932	0,013459	0,01848	5,1	272,5	-0,995	0,044	0,089	0,995	-0,083	0,055	25. Apr.	1	19:27	19:27	05. Mai	05. Mai	5	5	19:28	19:35		
2024-04-05 19:11:00	0,006358	614,5839	1	0,379559	0,013231	0,009335	5,4	272,8	-0,994	0,048	0,094	0,994	-0,089	0,057	27. Apr.	2	19:28	19:31	07. Mai	07. Mai	5	5	19:29	19:36		
2024-04-05 19:12:00	0,00754	612,5695	1	0,38744	0,013461	0,024942	5,2	273	-0,994	0,052	0,091	0,994	-0,091	0,053	28. Apr.	1	19:32	19:32	09. Mai	09. Mai	5	5	19:30	19:37		
2024-04-05 19:13:00	0,007723	610,5512	1	0,395484	0,013695	0,025608	5,1	273,2	-0,995	0,055	0,089	0,995	-0,092	0,049	29. Apr.	3	19:26	19:29	14. Mai	14. Mai	5	5	19:32	19:38		
2024-04-06 19:12:00	0,006898	615,6117	1	0,377771	0,01319	0,0181	5,6	273,2	-0,994	0,056	0,097	0,994	-0,097	0,056	30. Apr.	2	19:29	19:32	19. Mai	19. Mai	5	5	19:32	19:42		
2024-04-06 19:13:00	0,007637	613,6096	1	0,385611	0,01342	0,02649	5,4	273,4	-0,994	0,059	0,094	0,994	-0,099	0,052	1. Mai.	2	19:27	19:29	24. Mai	24. Mai	5	5	19:34	19:44		
2024-04-06 19:14:00	0,007923	611,6035	1	0,393611	0,013654	0,028375	5,3	273,6	-0,994	0,063	0,092	0,994	-0,1	0,048	2. Mai.	2	19:27	19:33	28. Mai	28. Mai	5	5	19:35	19:42		
2024-04-06 19:15:00	0,007297	609,5935	1	0,401775	0,013891	0,018546	5,1	273,8	-0,994	0,066	0,089	0,994	-0,102	0,044	3. Mai.	3	19:27	19:30	31. Mai	02. Juni	6	16	19:37	19:48		
2024-04-07 19:13:00	0,006869	616,6351	1	0,376035	0,013152	0,017972	5,7	273,7	-0,993	0,063	0,1	0,993	-0,105	0,055	5. Mai.	5	19:28	19:35	05. Juni	06. Juni	5	10	19:39	19:50		
2024-04-07 19:14:00	0,007683	614,6451	1	0,383833	0,013381	0,027351	5,6	273,9	-0,993	0,067	0,097	0,993	-0,106	0,051	6. Mai.	1	19:33	19:33	09. Juni	10. Juni	6	11	19:40	19:52		
2024-04-07 19:16:00	0,007393	610,6534	1	0,399912	0,013851	0,020164	5,3	274,3	-0,993	0,074	0,092	0,993	-0,11	0,043	7. Mai.	5	19:29	19:36	12. Juni	27. Juni	6	83	19:41	19:55		
2024-04-07 19:17:00	0,008095	608,6517	1	0,408199	0,014092	0,027404	5,1	274,4	-0,993	0,077	0,089	0,993	-0,112	0,039	8. Mai.	3	19:30	19:34	29. Juni	01. Juli	6	16	19:45	19:56		
2024-04-08 19:12:00	0,00623	621,599	1	0,366675	0,01293	0,009625	6	273,9	-0,992	0,067	0,105	0,992	-0,111	0,057	9. Mai.	5	19:30	19:37	04. Juli	06. Juli	6	16	19:45	19:56		
2024-04-08 19:13:00	0,007336	619,6289	1	0,374352	0,013156	0,024501	5,9	274,1	-0,992	0,071	0,102	0,992	-0,113	0,053	10. Mai.	3	19:31	19:35	09. Juli	10. Juli	6	11	19:44	19:56		
2024-04-08 19:15:00	0,006178	615,6769	1	0,390025	0,01362	0,003151	5,6	274,5	-0,992	0,078	0,097	0,992	-0,116	0,045	11. Mai.	4	19:30	19:37	13. Juli	13. Juli	5	5	19:44	19:55		
2024-04-08 19:17:00	0,007897	611,7094	1	0,406345	0,014098	0,024948	5,3	274,9	-0,992	0,085	0,092	0,992	-0,119	0,037	12. Mai.	3	19:31	19:35	16. Juli	16. Juli	5	5	19:43	19:54		
2024-04-08 19:18:00	0,007893	609,7198	1	0,414756	0,014343	0,023203	5,1	275,1	-0,992	0,088	0,09	0,992	-0,121	0,033	13. Mai.	4	19:31	19:36	20. Juli	20. Juli	5	5	19:43	19:53		
2024-04-09 19:13:00	0,006776	622,5923	1	0,36516	0,012895	0,018592	6,2	274,3	-0,991	0,075	0,108	0,991	-0,119	0,056	14. Mai.	5	19:32	19:38	25. Juli	25. Juli	5	5	19:44	19:51		
2024-04-09 19:14:00	0,007503	620,6339	1	0,372723	0,01312	0,026964	6	274,5	-0,991	0,078	0,105	0,991	-0,12	0,052	15. Mai.	4	19:33	19:38	27. Juli	27. Juli	6	6	19:43	19:50		
2024-04-09 19:15:00	0,007783	618,6718	1	0,38044	0,01335	0,028833	5,9	274,7	-0,991	0,082	0,103	0,991	-0,122	0,048	16. Mai.	2	19:35	19:39	29. Juli	29. Juli	5	5	19:42	19:49		
2024-04-09 19:16:00	0,007031	616,7057	1	0,388315	0,013583	0,017056	5,7	274,9	-0,991	0,085	0,1	0,991	-0,124	0,044	17. Mai.	4	19:34	19:40	31. Juli	02. August	5	15	19:40	19:50		
2024-04-09 19:17:00	0,006626	614,7358	1	0,39635	0,013819	0,009105	5,6	275,1	-0,991	0,089	0,097	0,991	-0,126	0,04	18. Mai.	3	19:35	19:38	05. August	05. August	5	5	19:39	19:45		
2024-04-09 19:18:00	0,008375	612,762	1	0,404549	0,01406	0,030885	5,4	275,3	-0,991	0,092	0,095	0,991	-0,127	0,036	19. Mai.	5	19:32	19:42	07. August	07. August	5	5	19:36	19:43		
2024-04-09 19:19:00	0,008404	610,7845	1	0,412915	0,014304	0,029571	5,3	275,5	-0,991	0,096	0,092	0,991	-0,129	0,032	20. Mai.	3	19:36	19:39								
2024-04-09 19:20:00	0,007797	608,8031	1	0,421452	0,014553	0,020543	5,1	275,7	-0,991	0,099	0,09	0,991	-0,131	0,028	21. Mai.	3	19:37	19:43								
2024-04-10 19:14:00	0,006575	625,3229	1	0,363624	0,012897	0,018292	6,3	274,7	-0,99	0,082	0,11	0,99	-0,126	0,055	22. Mai.	3	19:33	19:38								
2024-04-10 19:15:00	0,007582	623,3846	1	0,371149	0,013123	0,027966	6,2	274,9	-0,99	0,086	0,108	0,99	-0,128	0,051	23. Mai.	3	19:37	19:44								
2024-04-10 19:18:00	0,007777	617,5467	1	0,394655	0,013823	0,025377	5,7	275,5	-0,99	0,096	0,1	0,99	-0,133	0,039	24. Mai.	5	19:34	19:44								
2024-04-10 19:19:00	0,008389	615,5931	1	0,402812	0,014064	0,031006	5,6	275,7	-0,99	0,1	0,098	0,99	-0,135	0,035	25. Mai.	3	19:34	19:39								
2024-04-10 19:20:00	0,007475	613,6357	1	0,411134	0,014309	0,017993	5,5	275,9	-0,99	0,103	0,095	0,99	-0,137	0,031	26. Mai.	4	19:38	19:45								
2024-04-10 19:22:00	0,007827	609,7096	1	0,428289	0,014811	0,019155	5,2	276,3	-0,99	0,11	0,09	0,99	-0,14	0,023	27. Mai.	3	19:35	19:39								
2024-04-10 19:23:00	0,008809	607,7409	1	0,437128	0,015068	0,029096	5	276,5	-0,99	0,113	0,087	0,99	-0,142	0,019	28. Mai.	5	19:35	19:42								
2024-04-11 19:13:00	0,006195	630,1422	1	0,354807	0,012681	0,011073	6,6	276,5	-0,99	0,086	0,116	0,99	-0,132	0,057	29. Mai.	4	19:40	19:47								
2024-04-11 19:14:00	0,007174	628,2231	1	0,362145	0,012904	0,024207	6,5	275,2	-0,99	0,09	0,113	0,99	-0,134	0,053	30. Mai.	2	19:40	19:41								
2024-04-11 19:15:00	0,007575	626,3001	1	0,369632	0,01313	0,027819	6,3	275,4	-0,99	0,093	0,111	0,99	-0,136	0,049	31. Mai.	5	19:37	19:44								
2024-04-11 19:17:00	0,00641	622,4427	1	0,385066	0,013594	0,007317	6,1	275,8	-0,989	0,1	0,105	0,989	-0,139	0,041	1. Jun.	6	19:37	19:48								
2024-04-11 19:18:00	0,006785	620,5083	1	0,393019	0,013832	0,011498	5,9	276	-0,989	0,103	0,103	0,989	-0,141	0,037	2. Jun.	5	19:41	19:48								
2024-04-11 19:19:00	0,008438	618,5701	1	0,401134	0,014073	0,031503	5,8	276,2	-0,989	0,107	0,1	0,989	-0,143	0,033	3. Jun.	3	19:38	19:45								
2024-04-11 19:20:00	0,007202	616,6281	1	0,409413	0,014319	0,014115	5,6	276,4	-0,989	0,111	0,098	0,989	-0,144	0,029	4. Jun.	4	19:38	19:45								
2024-04-11 19:21:00	0,008475	614,6824	1	0,41786	0,014568	0,028623	5,5	276,6	-0,989	0,114	0,095	0,989	-0,146	0,025	5. Jun.	5	19:39	19:50								
2024-04-11 19:23:00	0,00896	610,7798	1	0,435271	0,015079	0,030647	5,2	277	-0,989	0,121	0,09	0,989	-0,15	0,018	6. Jun.	5	19:39	19:50								
2024-04-11 19:24:00	0,007725	608,8228	1	0,444241	0,01534	0,014229	5	277,2	-0,988	0,124	0,087	0,988	-0,152	0,014	7. Jun.	4	19:44	19:47								
2024-04-12 19:14:00	0,00563	631,0961	1	0,35342	0,012651	0,001063	6,8	275,4	-0,989	0,093	0,118	0,989	-0,14	0,056	8. Jun.	3	19:40	19:47								
2024-04-12 19:15:00	0,007413	629,1883	1	0,360722	0,012873	0,027644	6,6	275,6	-0,989	0,097	0,116	0,989	-0,142	0,052	9. Jun.	6	19:40	19:51								
2024-04-12 19:16:00	0,00769	627,2767	1	0,368173	0,013099	0,0295	6,5	275,8	-0,988	0,1	0,113	0,988	-0,144	0,048	10. Jun.	5	19:41	19:52								
2024-04-12 19:17:00	0,006798	625,3613	1	0,375775	0,013328	0,015553	6,4	276	-0,988	0,104	0,111	0,988	-0,145	0,044	11. Jun.	4	19:41	19:52								
2024-04-12 19:18:00	0,008116	623,4422	1	0,38353	0,013562	0,031328	6,2	276,2	-0,988	0,107	0,108	0,988	-0,147	0,04	12. Jun.	5	19:41	19:52								
2024-04-12 19:19:00	0,008288	621,5192	1	0,391444	0,013799	0,031663	6,1	276,4	-0,988	0,111	0,105	0,988	-0,149	0,036</												