

SolPEG Blendgutachten Solarpark Kandel-Mitte

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Kandel-Mitte in Rheinland-Pfalz**

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	6
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....	7
3.1	Rechtliche Hinweise.....	7
3.2	Blendwirkung von PV Modulen	7
3.3	Berechnung der Blendwirkung.....	9
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	10
3.5	Standorte für die Analyse	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren.....	12
4	Ergebnisse.....	15
4.1	Ergebnisübersicht.....	15
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, A65 Süd	16
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, A65 Mitte.....	17
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, Einmündung auf L549	17
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude westlich der A65.....	19
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P5	20
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	21
5.1	Zusammenfassung.....	21
5.2	Beurteilung der Ergebnisse	21
6	Schlussbemerkung	21

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Kandel-Mitte

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für PV Anlagen ist die SolPEG GmbH durch die Energetic Immobilien GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Kandel-Mitte“ für die Verkehrsteilnehmer auf der Bundesautobahn A65, der L549 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 „Kandel-Mitte“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Verkehrsteilnehmer auf der A65 und L549 sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV Anlage. Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung vor Ort wird momentan nicht als notwendig angesehen da die Anlagendokumentation ausreichend ist, um einen Eindruck zu vermitteln.

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

Einzelne Aspekte der 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

Das Gelände der geplanten PV Anlage befindet sich östlich der Ortschaft Kandel, ca. 5 km nordwestlich von Wörth am Rhein in Rheinland-Pfalz. Westlich der Fläche verläuft die Autobahn A65 bzw. die Ausfahrt.. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche östlich von Kandel in Rheinland-Pfalz. Die Fläche ist eben.
Koordinaten (Mitte)	49.086°N, 8.216°O, 117 m ü. NN
Grenzlänge entlang der A65 (Ausfahrt)	ca. 180 m
Abstand zur A65	ca. 90 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 180 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)

Detailansicht der PV Anlage



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

Das folgende Foto zeigt den Blick von Norden über die Fläche der PV Anlage Richtung Südwesten. Rechts (westlich) im Bild befindet sich eine Böschung von ca. 3 - 4 m Höhe mit Baumbestand. Dahinter verläuft die Ausfahrt der A65 in Richtung der L549 (Rheinabener Straße).



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

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt die PV Anlage sowie die Gebäude des Lidl Verbrauchermarktes westlich der A65. Gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude theoretisch von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. In der Realität besteht allerdings kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle. Der Standort wird dennoch analysiert.



Bild 2.2.1: Gebäude des Lidl Verbrauchermarktes östlich der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes.

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:

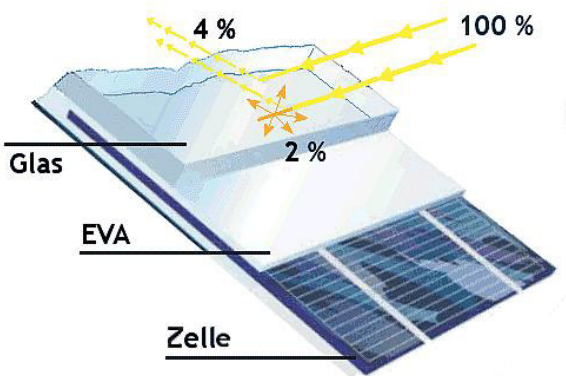


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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

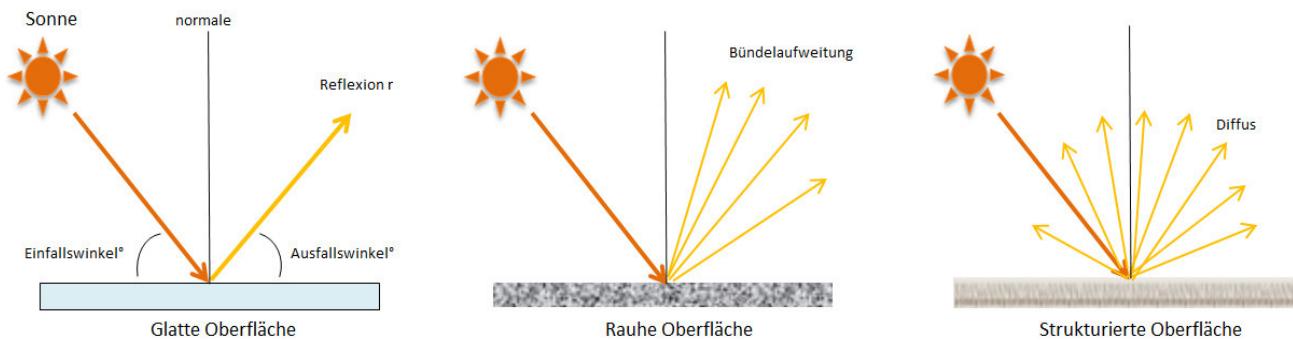


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Jinko 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 Characteristics	
Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm
No.of cells	60 (6×10)
Dimensions	1665×1002×35mm (65.55×39.45×1.38 inch)
Weight	19.0 kg (41.9 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Berechnung der Blendwirkung

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

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA² zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

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

Der grundlegende Ansatz zur Berechnung der Reflexion ist wie folgt. Wenn die Position der Sonne und die Ausrichtung des PV Moduls (Neigung: γ_p , Azimut α_p) bekannt sind, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

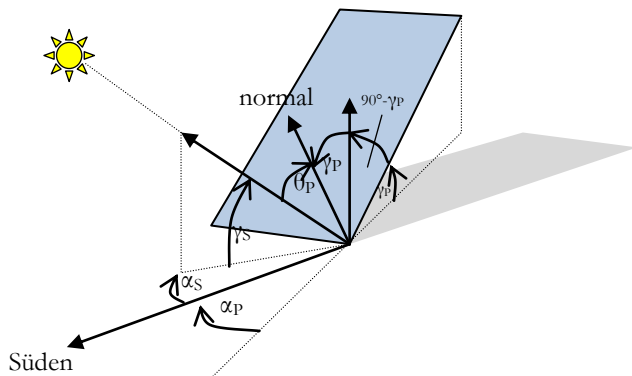


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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-Leitlinie³ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁴, New Mexico überprüft.

² US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths: <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

³ Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁴ 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 Modulinstallation.

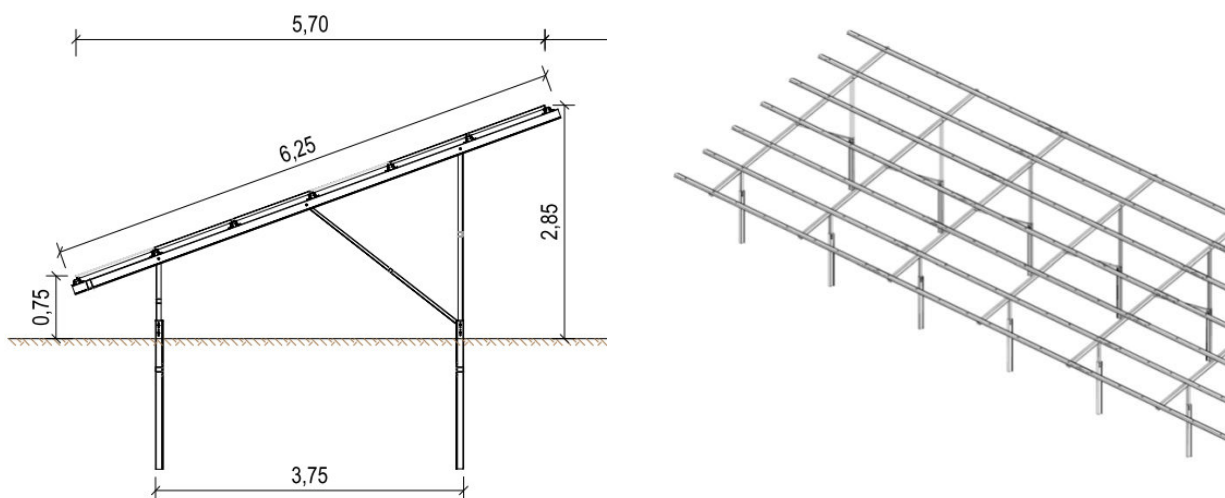


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Planungsunterlagen)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	Jinko Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	6 Module quer übereinander
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden), 150°, 128°
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,75 m, max. 2,85 m
Mittlere Höhe der Modulfläche	2 m
Anzahl Messpunkte auf der A65	2 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte Straße	1 Messpunkt
Anzahl Messpunkte Gebäude	2 Messpunkte
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (Mittlere Sitzhöhe PKW/LKW Fahrer)

3.5 Standorte für die Analyse

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

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Kandel-Mitte wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der A65, 1 Messpunkt im Bereich der Auffahrt auf die L549 und 2 Messpunkt im Bereich der umliegenden Gebäude. Andere Gebäude wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV Anlage und die 5 gewählten Messpunkte P1-P5:



Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die Messpunkte P1–P5 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Lichtleitlinie

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist in Deutschland die sog. Lichtleitlinie, 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 belästigenden 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 belästigende 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 fehlt⁵ 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.

⁵ Lichtleitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

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. TMY⁶) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2019 eine mittlere Wolkenbedeckung⁷ von ca. 60 % 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.

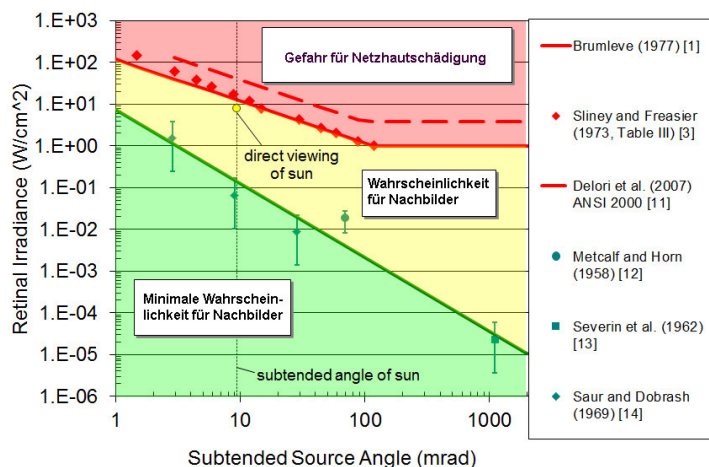


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

⁶ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

⁷ 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_eur_cfc_mean_2019_17.png

4 Ergebnisse

4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Großenaspe wird für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann.

Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.1 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 (sofern möglich), 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 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. Details zu den jeweiligen Messpunkten werden im weiteren Verlauf von Abschnitt 4 beschrieben.

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

Messpunkt	PV Feld 1	PV Feld 2	PV Feld 3
P1 A65, Süd	-	-	-
P2 A65 Mitte	-	-	-
P3 Ausfahrt auf L549	-	-	3457 ^{GW}
P4 Gebäude westlich	-	-	769 ^{GE}
P5 Gebäude nördlich	-	-	-

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, A65 Süd

Am Messpunkt P1 auf der A65 können rein rechnerisch bei der Fahrt Richtung Norden Reflexionen durch die PV Anlage (Feld 2) auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten sind allerdings keine Reflexionen mehr nachweisbar und somit ist eine weitere Analyse für Messpunkt P1 nicht plausibel. Entscheidend allerdings ist der Umstand, dass potentielle Reflexionen nur in einem Einfallswinkel auftreten können, der mit $+55^\circ$ bis $+67^\circ$ rechts (östlich) der Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegt (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$). Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P1 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.



Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/weiß markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Selbst mit den hier zu Grunde liegenden Rohdaten kann eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Das folgende Bild zeigt den Bereich am Messpunkt P1 bei der Fahrt Richtung Norden. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Die PV Anlage ist durch dichten Bewuchs/Wald verdeckt.



Bild 4.2.2: Messpunkt P1, Fahrt Richtung Norden (Quelle: Youtube [Video 5frijqSWdAw](https://www.youtube.com/watch?v=5frijqSWdAw) von "wobifan", 07:13)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, A65 Mitte

Am Messpunkt P2 auf der A65 sind aufgrund der Ausrichtung (Azimut) theoretisch Reflexionen nur durch das östliche PV Feld 3 möglich. Nach Bereinigung der Rohdaten sind allerdings keine Reflexionen mehr nachweisbar und somit ist eine weitere Analyse nicht plausibel. Eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer kann mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, Einmündung auf L549

Am Messpunkt P3 im Bereich der Einmündung der A65 auf die L549 (in Zukunft Kreisverkehr) sind rein rechnerisch in bestimmten Jahreszeiten in den frühen Morgenstunden Reflexionen durch das PV Feld 3 möglich. Potentielle Reflexionen können allerdings auch hier nur in einem Einfallswinkel auftreten, der mit $+44^\circ$ bis $+96^\circ$ rechts (östlich) der Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegt (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$). Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P3 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.



Bild 4.4.1: Situation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/weiß markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Selbst mit den hier zu Grunde liegenden Rohdaten kann eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Der Kreisverkehr liegt nördlich der PV Anlage und kann aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden.

Im Bereich der Ausfahrt befindet sich rechts der Fahrbahn eine mit Büschen und Bäumen bewachsene Böschung die einen direkten Sichtkontakt mit der Immissionsquelle verhindert (siehe auch Bild 2.1.3). Darüber hinaus zeigt die Analyse des Geländeverlaufes, dass die Fläche der PV Anlage ca. 3 m unterhalb der Fahrbahn liegt. Die Fläche der PV Anlage ist nicht einsehbar.

Die folgende Skizze verdeutlicht den Geländeverlauf in diesem Bereich.



Bild 4.4.2: Geländeverlauf im Bereich von Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die folgende Skizze verdeutlicht den Bereich am Messpunkt P3 und potentielle Reflexionen.

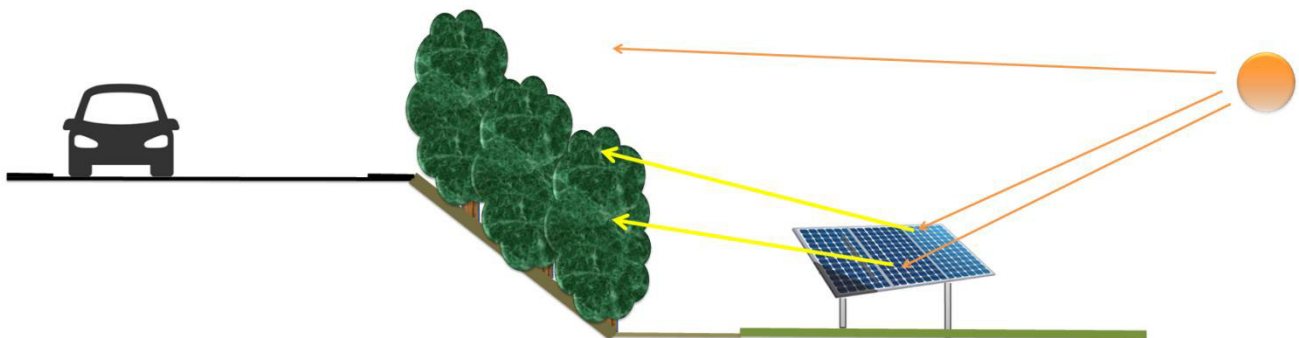


Bild 4.4.23: Geländeverlauf im Bereich von Messpunkt P3 (Quelle: SolPEG)

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude westlich der A65

Am Messpunkt P4 im Bereich des Lidl Verbrauchermarktes westlich der A65 können rein rechnerisch insgesamt nur an 769 Minuten pro Jahr und maximal 13 Minuten pro Tag⁸ Reflexion durch die PV Feld 3 auftreten und sind daher zu vernachlässigen.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse in der Übersicht.

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

Zeitraum Beginn	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag (max.)	Minuten im Zeitraum	Erstes Auftreten	Letztes Auftreten
06. Mai	07. August	13	769	06:00	06:27

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

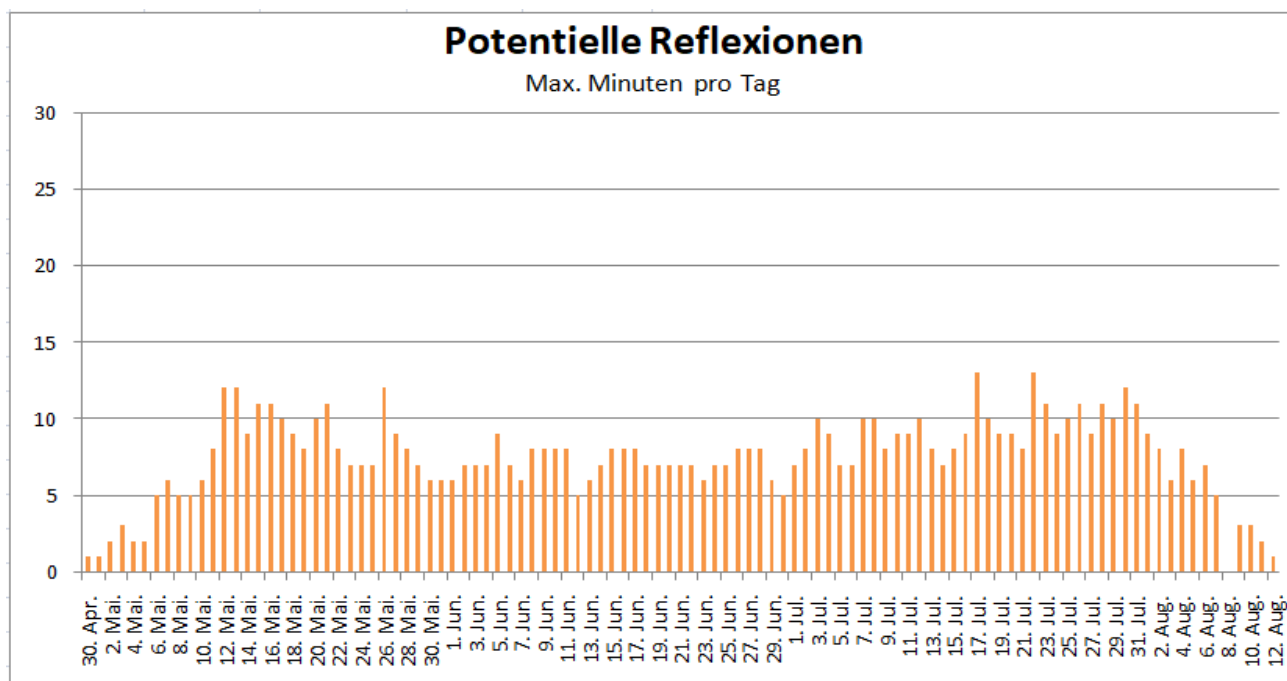


Bild 4.5.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Potentielle Reflexionen sind aufgrund der zeitlichen Dauer im Sinne der LAI Lichtleitlinie zu vernachlässigen. Das Gebäude liegt in einer großen Entfernung zur Immissionsquelle (ca. 270 m) und ist von einem natürlichen Sichtschutz aus Büschen und Bäumen umgeben, sodass ein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle nicht vorhanden ist. Die ohnehin geringen Werte sind daher nochmals zu reduzieren. Allgemein wird angenommen, dass ein Sichtschutz durch unbelaubte Baumstämme, Äste und Zweige in der Zeit zwischen Oktober bis Mai bereits mit ca. 20-30% anzusetzen ist. Ein Sichtschutz bzw. eine Reduzierung der Lichtdurchlässigkeit durch ausgeprägtes Blattwerk in der Zeit zwischen Anfang Juni bis Ende August wird mit mindestens 50-70% angenommen. Wald wird als nahezu lichtundurchlässig angesehen (horizontaler Blick).

Eine Beeinträchtigung von Mitarbeitern im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

⁸ Generell wird das Auftreten von Reflexionen an weniger als 5 Minuten pro Tag nicht berücksichtigt (Messunsicherheit)

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P4. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.2 und 3.6 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Der Wert von 1442 Minuten entspricht den unbereinigten Rohdaten und dieser Wert liegt bereits unterhalb der Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie.

Weitere Details auch zu den anderen Messpunkten finden sich im Anhang.

PV Feld 3 - OP Receptor (OP 4)

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

- 56 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,442 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

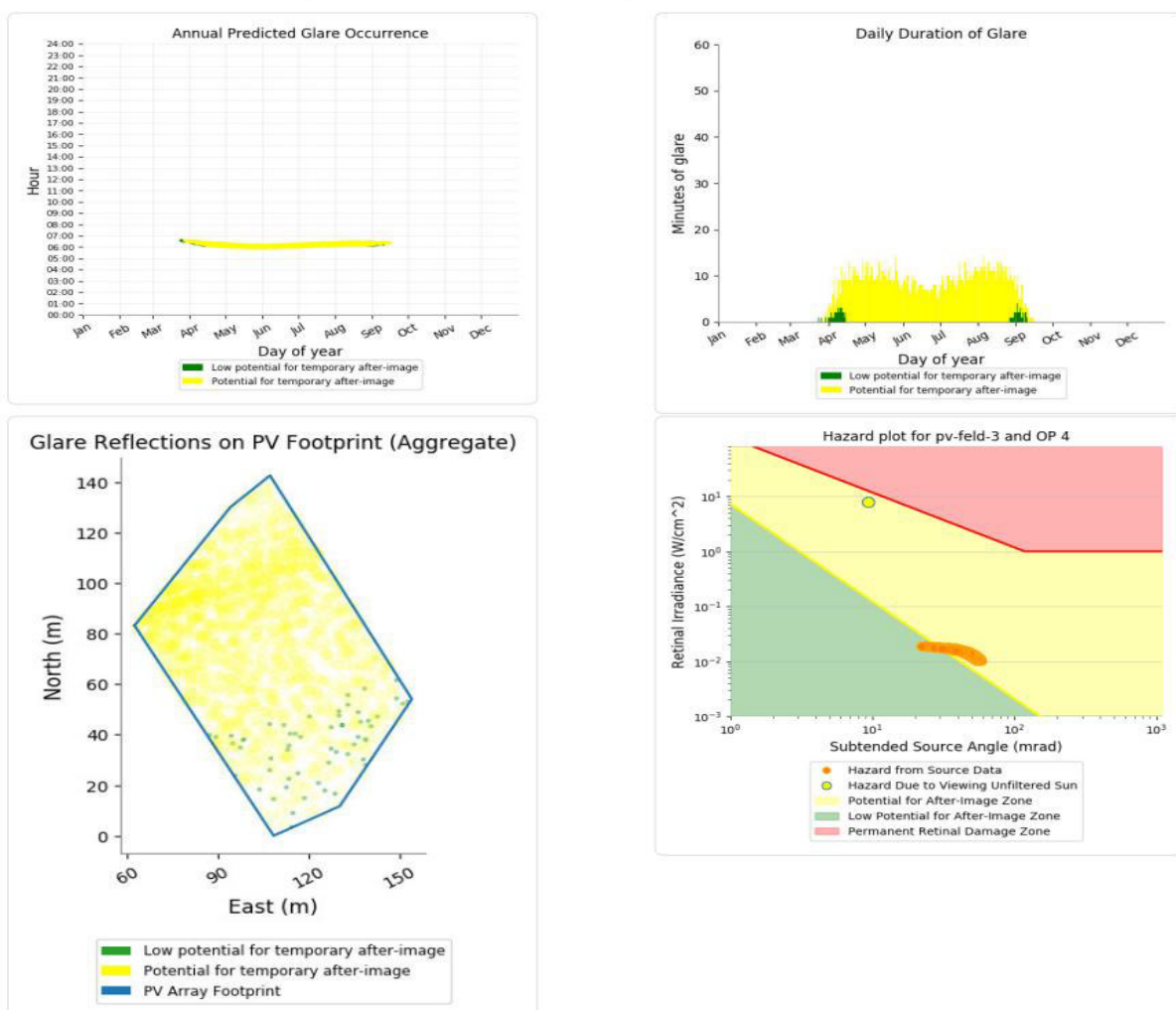


Bild 4.5.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P4 (Quelle: Simulationsergebnisse)

4.6 Ergebnisse am Messpunkt P5

Messpunkt P5 liegt nördlich der PV Anlage und wurde nur zu Kontrollzwecken untersucht. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz kann der Standort nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und die Simulation zeigt erwartungsgemäß keine Ergebnisse. Eine Beeinträchtigung durch Reflexionen durch die PV Anlage kann ausgeschlossen werden.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

5.1 Zusammenfassung

Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten im Bereich der geplanten PV Anlage Kandel-Mitte ergibt eine theoretische aber geringfügige Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind keine relevanten Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar.

Aber auch ohne Bereinigung der Rohdaten könnten Verkehrsteilnehmer auf der A65 bzw. der L549 nicht durch die geplante PV Anlage beeinträchtigt werden, da potentielle Reflexionen außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegen.

Im Bereich des Lidl Verbrauchermarktes westlich der A65 besteht kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage und das nördlich gelegene Gebäude kann nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern oder Mitarbeitern durch Reflexionen im Sinne der Licht-Leitlinie ist nicht gegeben. Andere Gebäude wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

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 „Kandel-Mitte“ 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. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als äußerst gering eingestuft werden. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern und Fahrzeugführern (PKW/LKW) durch Reflexionen kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

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 24.02.2021


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

⁹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



DIESE ZEICHNUNG IST EIGENTUM DER ENERGETIC IMMOBILIEN GMBH UND DARF OHNE ZUSTIMMUNG NICHT VERVIELFÄLTIGT WERDEN

PROJEKTENTWICKLER
 ENERGETIC IMMOBILIEN GMBH
 DORFSTR. 13
 97253 WOLKSHAUSEN
 TEL. 0163 - 153 66 85
 TK@ENERGETIC.IMMOBILIEN

GEMEINDE
 VERBANDSGEMEINDE KANDEL
 GARTENSTR. 8
 76870 KANDEL
 TEL. 07275 - 960 - 0
 WWW.VG-KANDEL.DE

STADTPLANUNG
 PLANKULTUR - SILKE NEU
 LISE-MEITNER-STR. 18
 76829 LANDAU
 TEL. 06341 - 950 32 66
 INFO@PLANKULTUR.DE

LANDSCHAFTSPLANUNG
 BETTINA KRELL GMBH
 UNTERDORFSTR. 37
 76889 OBERROTTERBACH
 TEL. 06342-923 01 81
 INFO@KRELL-GMBH.DE

ENERGIEVERSORGER
 PFALZWERKE NETZ AG
 KURFÜRSTENSTR. 29
 67061 LUDWIGSHAFEN
 TEL 0621-585-2945
 VERSORGUNGSMANAGEMENT@PFALZWERKE-NETZ.DE

INSTALLATEUR

VERÖFFENTLICHT / REVISION		
NR	DATUM	BESCHREIBUNG
1.0	20.8.2020	ENTWURFSZEICHNUNG

PROJEKT NAME
 SOLARPARK KANDEL-MITTE

PROJEKT ADRESSE
 RHEINZABENER STR.
 76870 KANDEL

GEMARKUNG
 KANDEL

FLURSTÜCKSNR.
 9025, 9031, 9032, 9033

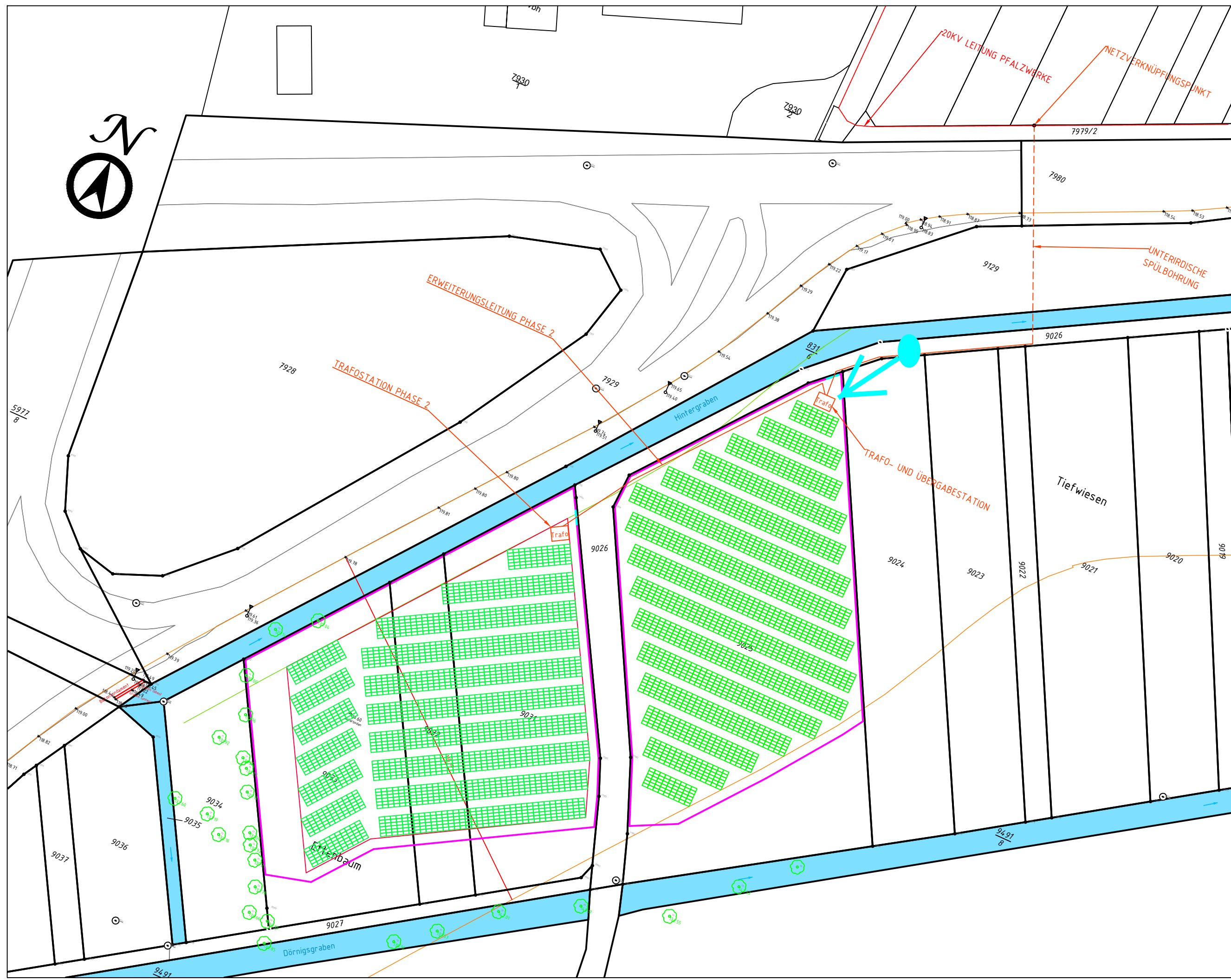
GPS KOORDINATEN
 49.086448, 8.216344

ZEICHNER
 THOMAS KREUTZER

MAßSTAB
 NICHT MAßSTABSGERECHT

ZEICHNUNGSTITEL
 ÜBERSICHTSPLAN

DATUM 20.8.2020	ZEICHNUNGS NR. A - 002
---------------------------	----------------------------------



Cheetah 60M-V 315-335 Watt

MONO PERC MODULE

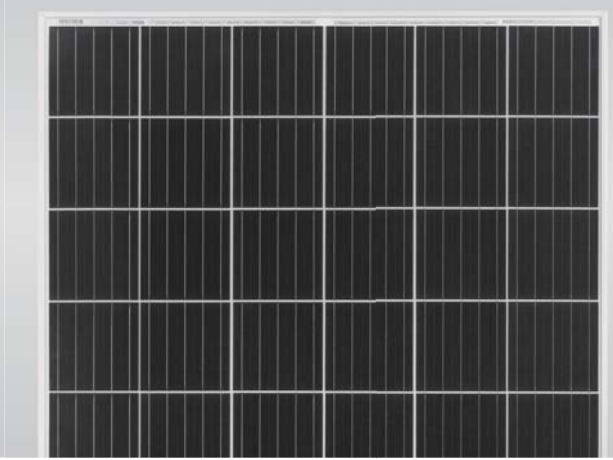
Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory

IEC61215, IEC61730, UL1703 certified product



PERC



KEY FEATURES



5 Busbar Solar Cell

5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



High Voltage

UL and IEC 1500V certified; lowers BOS costs and yields better LCOE



High Efficiency

Higher module conversion efficiency (up to 20.08%) benefit from Passivated Emmitter Rear Contact (PERC) technology.



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for mass production.



Low-light Performance

Advanced glass and cell surface textured design ensure excellent performance in low-light environment.



Severe Weather Resilience

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



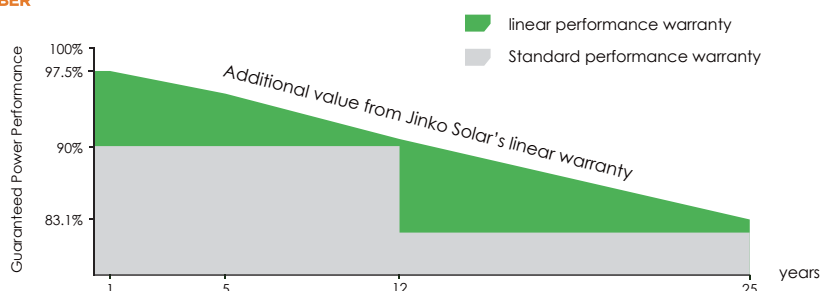
Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

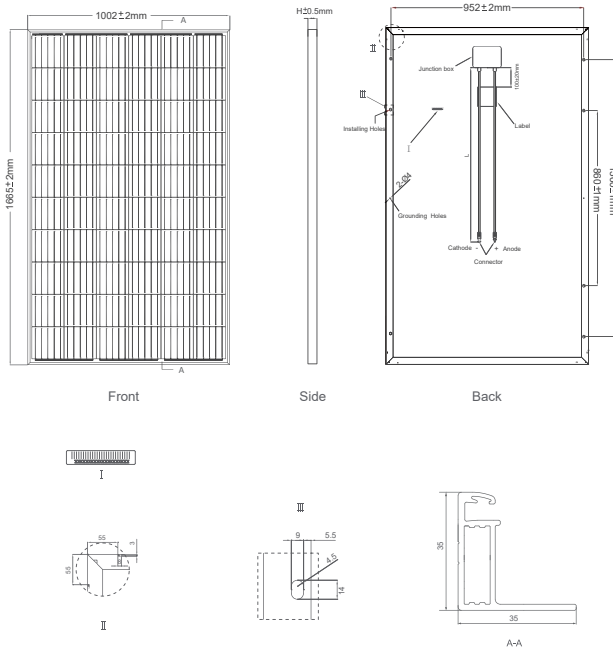


LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

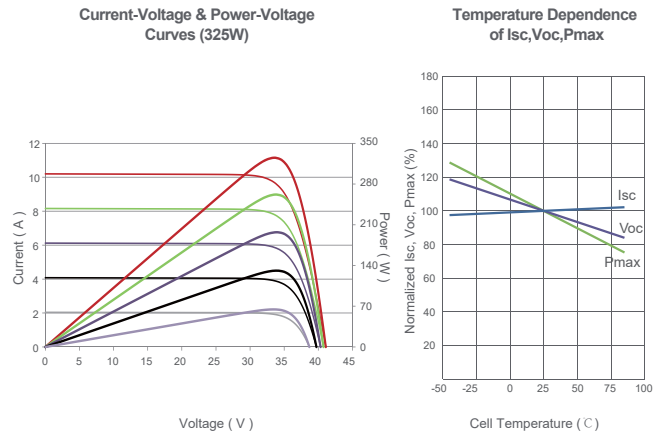
12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



Engineering Drawings



Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono PERC	158.75 × 158.75mm
No. of cells	60 (6 × 10)	
Dimensions	1665 × 1002 × 35mm	(65.55 × 39.45 × 1.38 inch)
Weight	19.0 kg	(41.9 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass	
Frame	Anodized Aluminium Alloy	
Junction Box	IP67 Rated	
Output Cables	TÜV 1 × 4.0mm ² ; Length 900mm or Customized Length	

Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallet, 62pcs/stack, 868pcs/40'HQ Container

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM315M-60-V		JKM320M-60-V		JKM325M-60-V		JKM330M-60-V		JKM335M-60-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	315Wp	235Wp	320Wp	239Wp	325Wp	242Wp	330Wp	246Wp	335Wp	250Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	33.2V	31.2V	33.4V	31.4V	33.6V	31.6V	33.8V	31.8V	34.0V	32.0V
Maximum Power Current (Imp)	9.49A	7.56A	9.59A	7.62A	9.68A	7.66A	9.77A	7.74A	9.87A	7.82A
Open-circuit Voltage (Voc)	40.7V	37.6V	40.9V	37.8V	41.1V	38.0V	41.3V	38.2V	41.5V	38.4V
Short-circuit Current (Isc)	10.04A	8.33A	10.15A	8.44A	10.20A	8.54A	10.31A	8.65A	10.36A	8.74A
Module Efficiency STC (%)	18.88%		19.18%		19.48%		19.78%		20.08%	
Operating Temperature (°C)	-40°C ~ +85°C									
Maximum System Voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	20A									
Power Tolerance	0 ~ +3%									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.37%/°C									
Temperature Coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature Coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45 ± 2°C									

STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 📏 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5

NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 📏 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. JKM315-335M-60-V-A2-EN

Site Configuration: Kandel-Mitte



Created **Feb. 23, 2021 12:31 p.m.**
 Updated **Feb. 23, 2021 1:36 p.m.**
 DNI **varies** and peaks at **1,000.0 W/m²**
 Analyze every **1 minute(s)**
0.5 ocular transmission coefficient
0.002 m pupil diameter
0.017 m eye focal length
9.3 mrad sun subtended angle
 Timezone **UTC+1**
 Site Configuration ID: 50107.1215

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

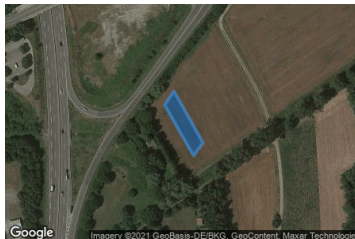
PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld 1	20.0	128.0	0	0	-
PV Feld 2	20.0	150.0	33	1,555	-
PV Feld 3	20.0	180.0	62	7,961	-

Component Data

PV Array(s)

Name: PV Feld 1
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 128.0 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
Approx. area: 838 sq-m

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.085667	8.215320	116.53	2.00	118.53
2	49.085789	8.215443	116.52	2.00	118.52
3	49.085332	8.215838	116.82	2.00	118.82
4	49.085218	8.215709	116.72	2.00	118.72



Name: PV Feld 2**Axis tracking:** Fixed (no rotation)**Tilt:** 20.0 deg**Orientation:** 150.0 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**Approx. area:** 4,365 sq-m

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.085815	8.215473	116.60	2.00	118.60
2	49.086273	8.216033	116.91	2.00	118.91
3	49.085785	8.216489	117.26	2.00	119.26
4	49.085637	8.216583	117.08	2.00	119.08
5	49.085349	8.215878	116.82	2.00	118.82

**Name:** PV Feld 3**Axis tracking:** Fixed (no rotation)**Tilt:** 20.0 deg**Orientation:** 180.0 deg**Rated power:** -**Panel material:** Smooth glass with AR coating**Vary reflectivity with sun position?** Yes**Correlate slope error with surface type?**

Yes

Slope error: 8.43 mrad**Approx. area:** 6,968 sq-m

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.086416	8.216173	116.95	2.00	118.95
2	49.086837	8.216608	117.52	2.00	119.52
3	49.086950	8.216787	116.59	2.00	118.59
4	49.086154	8.217431	116.49	2.00	118.49
5	49.085773	8.217104	117.06	2.00	119.06
6	49.085667	8.216804	116.86	2.00	118.86






Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	49.084835	8.214017	118.27	2.00	120.27
OP 2	49.086275	8.213904	119.21	2.00	121.21
OP 3	49.086669	8.215953	120.18	2.00	122.18
OP 4	49.085618	8.212783	118.60	2.00	120.60
OP 5	49.087547	8.215674	119.70	2.00	121.70

PV Array Results

Summary of PV Glare Analysis PV configuration and predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File 
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld 1	20.0	128.0	0	0	-	-
PV Feld 2	20.0	150.0	33	1,555	-	
PV Feld 3	20.0	180.0	62	7,961	-	

Click the name of the PV array to scroll to its results

PV & Receptor Analysis Results detailed results for each PV array and receptor

PV Feld 1 no glare found



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

No glare found

PV Feld 2 potential temporary after-image

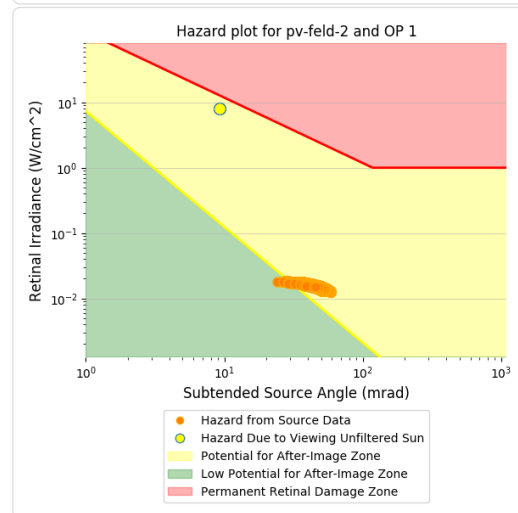
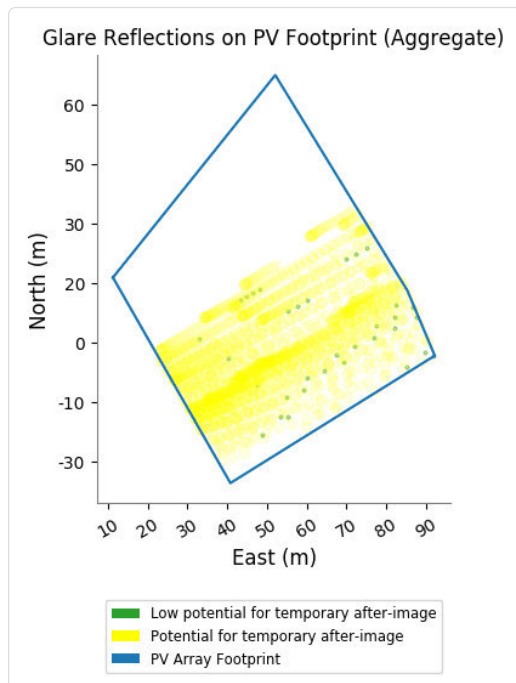
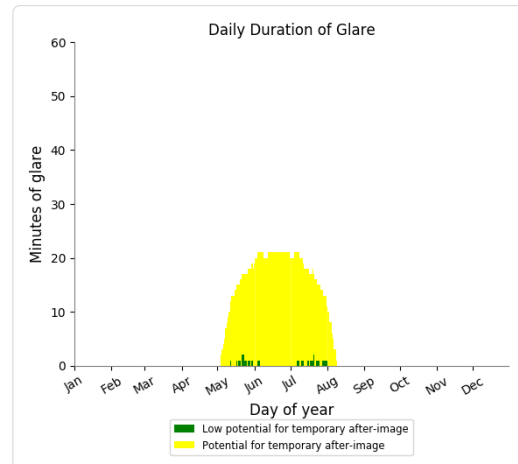
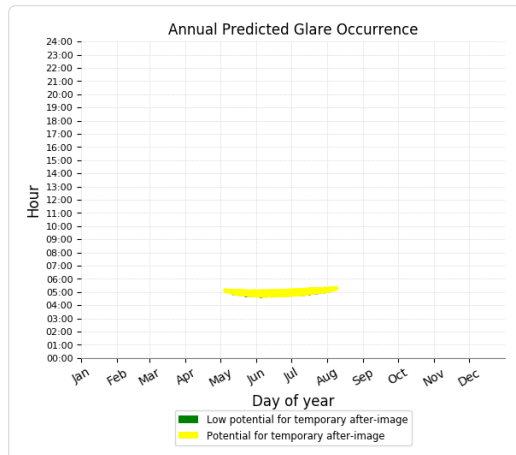


Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	33	1555
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 1)

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

- 33 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,555 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2 - OP Receptor (OP 2)

No glare found

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 4)

No glare found

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 5)

No glare found



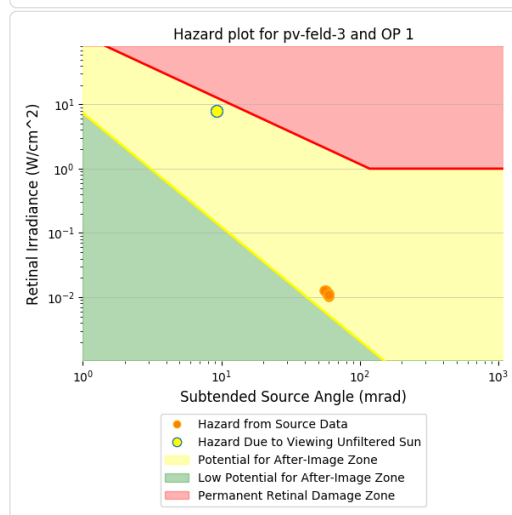
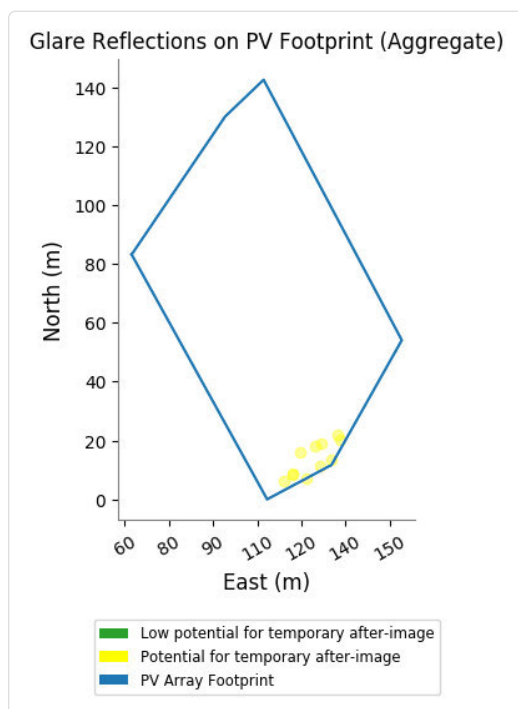
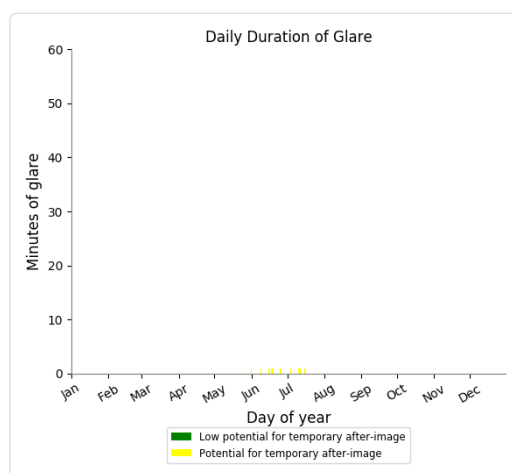
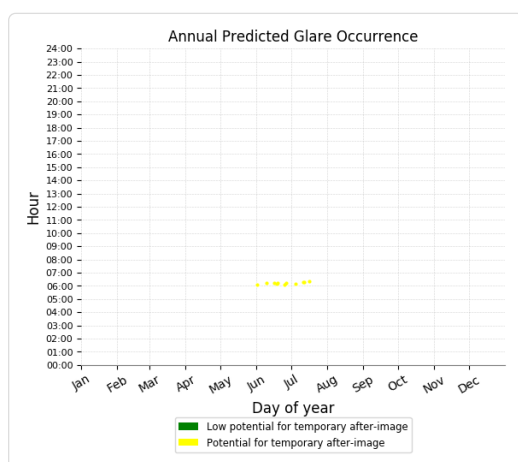
PV Feld 3 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	11
OP: OP 2	6	593
OP: OP 3	0	5915
OP: OP 4	56	1442
OP: OP 5	0	0

PV Feld 3 - OP Receptor (OP 1)

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

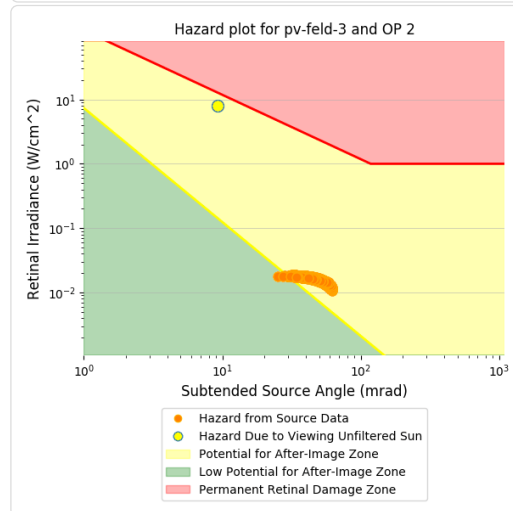
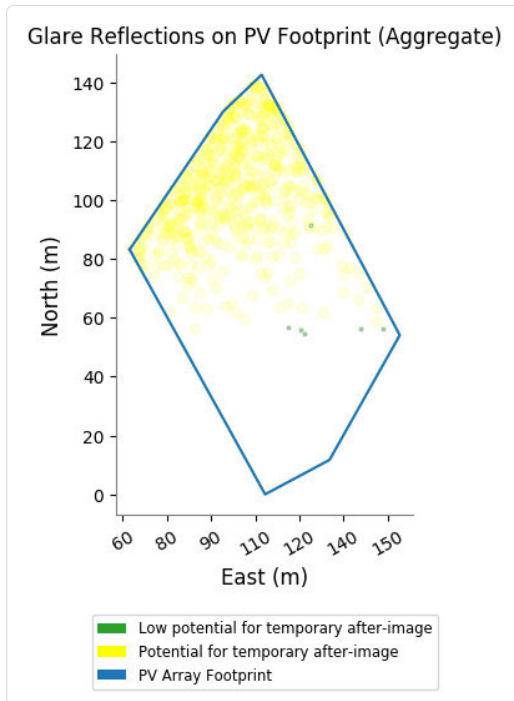
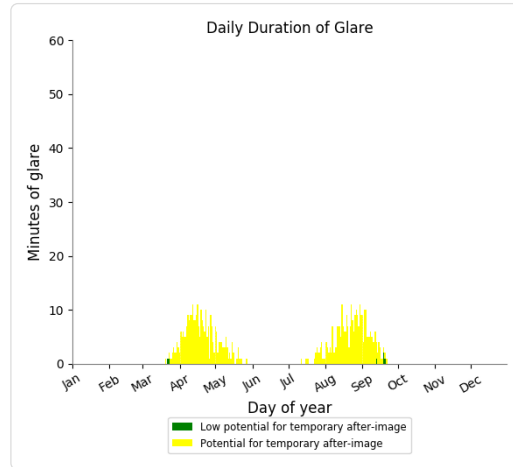
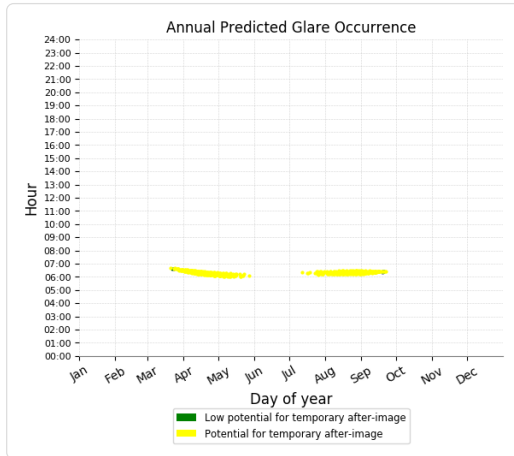
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 11 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 3 - OP Receptor (OP 2)

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

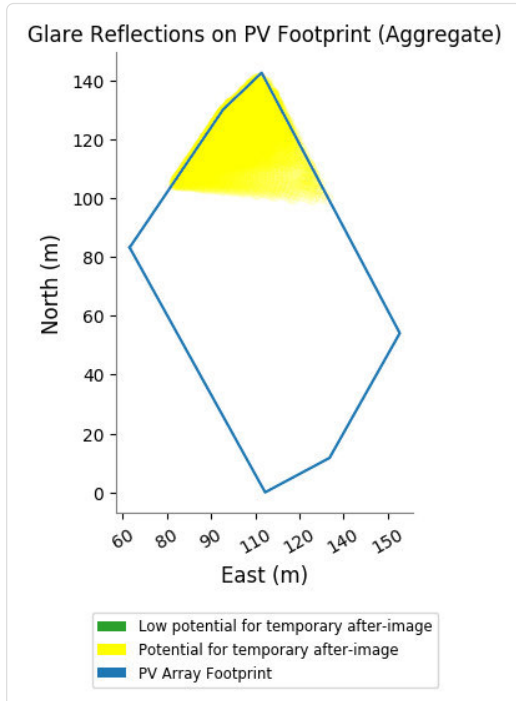
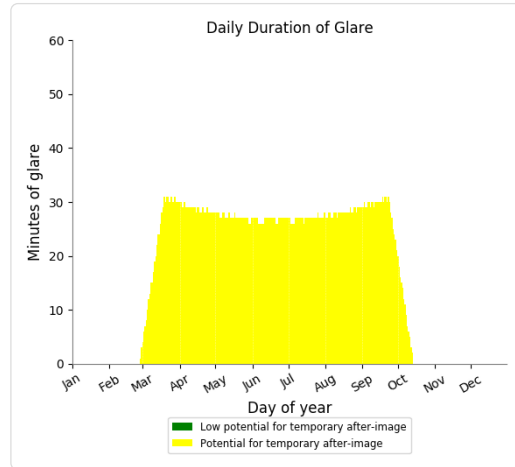
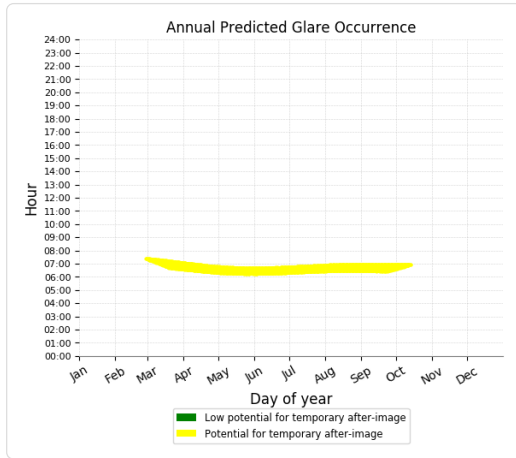
- 6 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 593 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 3 - OP Receptor (OP 3)

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

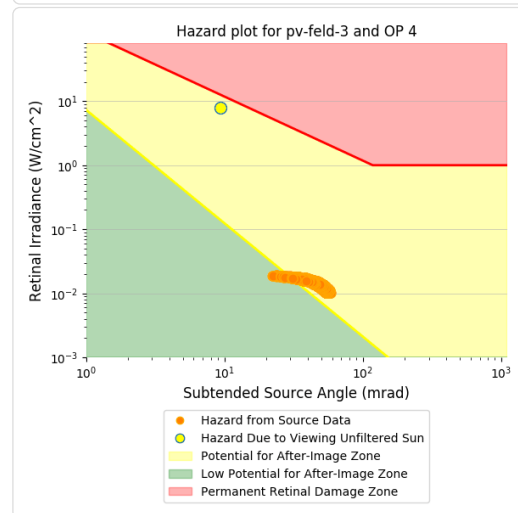
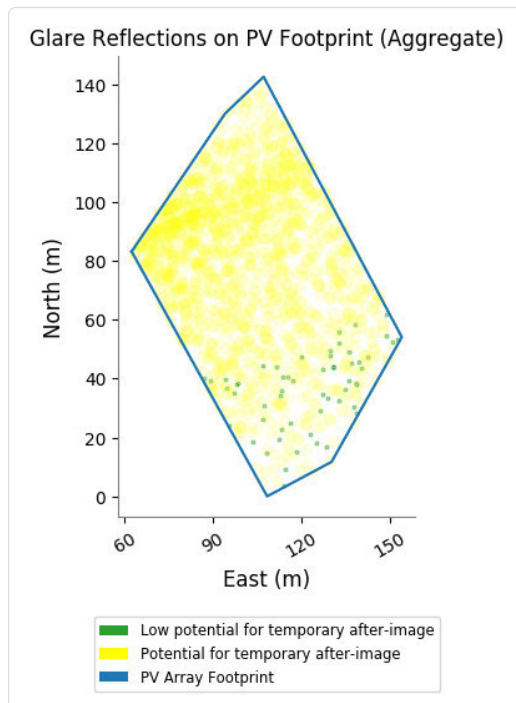
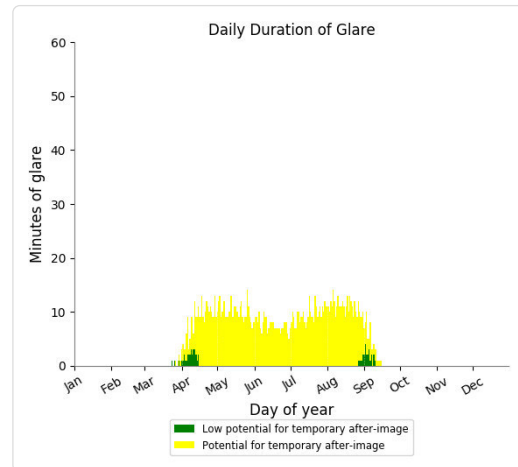
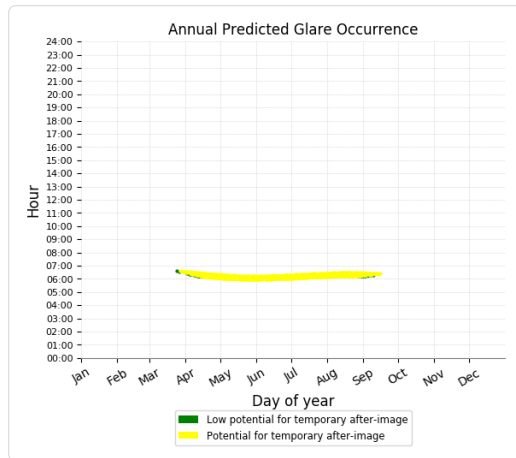
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 5,915 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 3 - OP Receptor (OP 4)

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

- 56 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,442 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 3 - OP Receptor (OP 5)

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 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 section 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.
- Glare analysis methods used: OP V1, FP V1, Route V1
- Refer to the **Help page** for 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	Anzahl				Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum		Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt 3		
	Tag	Minuten	Anfang	Ende															Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit											
2021-02-27 07:24:00	0,011645	541,961	2	0,365559	0,011237	0,076842	104	0,1	0,97	-0,242	0,002	-0,97	0,184	0,157	9. Apr.	1	06:58	06:58	12.04.2021	31.08.2021	28	3457	06:14	06:56								
2021-02-28 07:22:00	0,011847	542,368	2	0,374764	0,011529	0,076235	103,4	0,1	0,973	-0,232	0,001	-0,973	0,177	0,15	10. Apr.	2	06:56	06:57														
2021-02-28 07:23:00	0,011734	544,999	2	0,366459	0,011328	0,07681	103,6	0,2	0,972	-0,235	0,004	-0,972	0,177	0,154	11. Apr.	4	06:54	06:57														
2021-02-28 07:24:00	0,011611	547,6246	2	0,358343	0,01113	0,077319	103,8	0,4	0,971	-0,238	0,007	-0,971	0,178	0,158	12. Apr.	5	06:52	06:56														
2021-03-01 07:20:00	0,012061	542,7966	2	0,384214	0,011829	0,075668	102,8	0	0,975	-0,221	0,001	-0,975	0,169	0,143	13. Apr.	7	06:49	06:55														
2021-03-01 07:21:00	0,011921	545,4104	2	0,375682	0,011622	0,0761	103	0,2	0,975	-0,224	0,004	-0,975	0,17	0,147	14. Apr.	8	06:48	06:55														
2021-03-01 07:22:00	0,011817	548,0188	2	0,367342	0,011418	0,076744	103,2	0,4	0,974	-0,228	0,006	-0,974	0,17	0,151	15. Apr.	9	06:46	06:54														
2021-03-01 07:23:00	0,011681	550,622	2	0,359192	0,011218	0,07719	103,3	0,5	0,973	-0,231	0,009	-0,973	0,171	0,155	16. Apr.	11	06:44	06:54														
2021-03-02 07:17:00	0,012169	540,6438	2	0,393917	0,012079	0,074793	102,2	0	0,978	-0,21	0	-0,978	0,161	0,136	17. Apr.	12	06:42	06:53														
2021-03-02 07:18:00	0,012077	543,2457	2	0,385151	0,011867	0,075531	102,3	0,2	0,977	-0,214	0,003	-0,977	0,162	0,14	18. Apr.	13	06:40	06:52														
2021-03-02 07:19:00	0,011935	545,8424	2	0,376583	0,011659	0,075956	102,5	0,3	0,976	-0,217	0,006	-0,976	0,162	0,144	19. Apr.	15	06:38	06:52														
2021-03-02 07:20:00	0,011833	548,4338	2	0,36821	0,011454	0,076617	102,7	0,5	0,975	-0,22	0,009	-0,975	0,163	0,148	20. Apr.	16	06:37	06:52														
2021-03-02 07:21:00	0,011713	551,02	2	0,360027	0,011252	0,077167	102,9	0,7	0,975	-0,223	0,011	-0,975	0,164	0,152	21. Apr.	18	06:34	06:51														
2021-03-02 07:22:00	0,011586	553,6009	2	0,352029	0,011053	0,077657	103,1	0,8	0,974	-0,227	0,014	-0,974	0,164	0,157	22. Apr.	19	06:32	06:50														
2021-03-03 07:16:00	0,012182	541,1317	2	0,394873	0,012119	0,074629	101,7	0,1	0,979	-0,203	0,002	-0,979	0,154	0,132	23. Apr.	20	06:31	06:50														
2021-03-03 07:17:00	0,012093	543,7246	2	0,386071	0,011906	0,075386	101,9	0,3	0,978	-0,206	0,005	-0,978	0,155	0,137	24. Apr.	22	06:29	06:50														
2021-03-03 07:18:00	0,011995	546,3123	2	0,37747	0,011696	0,076086	102,1	0,5	0,978	-0,21	0,008	-0,978	0,155	0,141	25. Apr.	22	06:28	06:49														
2021-03-03 07:19:00	0,011848	548,8948	2	0,369064	0,01149	0,076484	102,3	0,6	0,977	-0,213	0,011	-0,977	0,156	0,145	26. Apr.	24	06:25	06:48														
2021-03-03 07:20:00	0,011741	551,4721	2	0,360848	0,011287	0,077114	102,5	0,8	0,976	-0,216	0,014	-0,976	0,157	0,149	27. Apr.	25	06:24	06:48														
2021-03-03 07:21:00	0,011622	554,0442	2	0,352819	0,011087	0,077664	102,7	0,9	0,976	-0,219	0,016	-0,976	0,157	0,154	28. Apr.	26	06:22	06:47														
2021-03-03 07:22:00	0,011487	556,6109	2	0,344972	0,010891	0,078105	102,9	1,1	0,975	-0,222	0,019	-0,975	0,158	0,158	29. Apr.	27	06:21	06:47														
2021-03-04 07:14:00	0,012327	541,6367	2	0,404855	0,012437	0,073596	101,1	0,1	0,981	-0,192	0,002	-0,981	0,146	0,125	30. Apr.	28	06:20	06:47														
2021-03-04 07:15:00	0,012251	544,2127	2	0,395814	0,012217	0,074452	101,3	0,3	0,981	-0,196	0,005	-0,981	0,147	0,129	1. Mai.	28	06:20	06:47														
2021-03-04 07:16:00	0,012164	546,7836	2	0,386978	0,012001	0,075235	101,5	0,4	0,98	-0,199	0,008	-0,98	0,147	0,134	2. Mai.	28	06:18	06:45														
2021-03-04 07:17:00	0,012067	549,3493	2	0,378343	0,011788	0,075953	101,7	0,6	0,979	-0,202	0,01	-0,979	0,148	0,138	3. Mai.	28	06:18	06:45														
2021-03-04 07:18:00	0,011962	551,9099	2	0,369905	0,011579	0,076615	101,8	0,8	0,979	-0,205	0,013	-0,979	0,149	0,142	4. Mai.	28	06:18	06:45														
2021-03-04 07:19:00	0,011811	554,4653	2	0,361657	0,011373	0,07699	102	0,9	0,978	-0,209	0,016	-0,978	0,149	0,146	5. Mai.	27	06:18	06:44														
2021-03-04 07:20:00	0,011685	557,0155	2	0,353598	0,011171	0,077512	102,2	1,1	0,977	-0,212	0,019	-0,977	0,15	0,151	6. Mai.	27	06:18	06:44														
2021-03-04 07:21:00	0,011553	559,5604	2	0,345721	0,010972	0,077983	102,4	1,2	0,976	-0,215	0,022	-0,976	0,151	0,155	7. Mai.	28	06:17	06:44														
2021-03-05 07:12:00	0,012446	542,1587	2	0,415104	0,012765	0,072387	100,5	0,1	0,983	-0,182	0,001	-0,983	0,138	0,118	8. Mai.	28	06:17	06:44														
2021-03-05 07:13:00	0,01239	544,718	2	0,405817	0,012538	0,073374	100,7	0,2	0,983	-0,185	0,004	-0,983	0,139	0,122	9. Mai.	27	06:17	06:43														
2021-03-05 07:14:00	0,012317	547,2722	2	0,396742	0,012315	0,074264	100,8	0,4	0,982	-0,188	0,007	-0,982	0,14	0,126	10. Mai.	27	06:17	06:43														
2021-03-05 07:15:00	0,012233	549,8213	2	0,387872	0,012096	0,075071	101	0,6	0,981	-0,191	0,01	-0,981	0,14	0,131	11. Mai.	27	06:17	06:43														
2021-03-05 07:16:00	0,012137	552,3654	2	0,379205	0,01188	0,075811	101,2	0,7	0,981	-0,195	0,013	-0,981	0,141	0,135	12. Mai.	28	06:16	06:43														
2021-03-05 07:17:00	0,012033	554,9043	2	0,370734	0,011668	0,076491	101,4	0,9	0,98	-0,198	0,016	-0,98	0,142	0,139	13. Mai.	28	06:16	06:43														
2021-03-05 07:18:00	0,011878	557,438	2	0,362456	0,01146	0,076857	101,6	1	0,979	-0,201	0,018	-0,979	0,142	0,143	14. Mai.	27	06:16	06:42														
2021-03-05 07:19:00	0,011766	559,9666	2	0,354367	0,011255	0,077473	101,8	1,2	0,979	-0,204	0,021	-0,979	0,143	0,148	15. Mai.	27	06:16	06:42														
2021-03-05 07:20:00	0,011636	562,4899	2	0,34646	0,011053	0,07797	102	1,4	0,978	-0,207	0,024	-0,978	0,144	0,152	16. Mai.	27	06:16	06:42														
2021-03-05 07:21:00	0,0115	565,008	2	0,338734	0,010855	0,078421	102,2	1,5	0,977	-0,211	0,027	-0,977	0,144	0,156	17. Mai.	28	06:15	06:42														
2021-03-06 07:10:00	0,012528	542,6965	2	0,425627	0,013101	0,070931	99,8	0,1	0,985	-0,171	0,001	-0,985	0,13	0,111	18. Mai.	27	06:15	06:41														
2021-03-06 07:11:00	0,012499	545,2393	2	0,416088	0,012868	0,072101	100	0,2	0,985	-0,174	0,004	-0,985	0,131	0,115	19. Mai.	27	06:15	06:41														
2021-03-06 07:12:00	0,012448	547,777	2	0,406767	0,012638	0,073134	100,2	0,4	0,984	-0,177	0,007	-0,984	0,132	0,119	20. Mai.	27	06:15	06:41														
2021-03-06 07:13:00	0,01238	550,3097	2	0,397658	0,012412	0,074061	100,4	0,5	0,984	-0,181	0,009	-0,984	0,132	0,123	21. Mai.	27	06:15	06:41														
2021-03-06 07:14:00	0,012299	552,8374	2	0,388756	0,01219	0,074899	100,6	0,7	0,983	-0,184	0,012	-0,983	0,133	0,128	22. Mai.	27	06:15	06:41														
2021-03-06 07:15:00	0,012205	555,36	2	0,380056	0,011971	0,075661	100,8	0,9	0,982	-0,187	0,015	-0,982	0,134	0,132	23. Mai.	27	06:14	06:40														

	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	Anzahl				Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt 4
																	Tag	Minuten	Anfang	Ende							
2021-03-27 06:35:00	0,01027	564,8964	2	0,536587	0,017192	0,031149	88,9	1,7	0,999	0,02	0,029	-0,999	-0,034	0,01			30. Apr	1	06:19	06:19	06.05.2021	07.08.2021	13	769	06:00	06:27	
2021-03-29 06:32:00	0,01033	568,2556	2	0,539212	0,017379	0,030679	88	2	0,999	0,036	0,034	-0,999	-0,049	0,003			1. Mai	1	06:19	06:19							
2021-03-30 06:33:00	0,010377	573,2738	2	0,516319	0,016788	0,034361	87,9	2,4	0,998	0,037	0,042	-0,998	-0,055	0,009			2. Mai	2	06:15	06:16							
2021-03-31 06:32:00	0,010226	575,9714	2	0,505899	0,016527	0,034464	87,6	2,7	0,998	0,041	0,048	-0,998	-0,064	0,01			3. Mai	3	06:14	06:17							
2021-04-01 06:30:00	0,010406	576,4727	2	0,518974	0,016969	0,03363	87	2,7	0,998	0,052	0,047	-0,998	-0,071	0,003			4. Mai	2	06:13	06:17							
2021-04-01 06:32:00	0,010456	580,788	2	0,495721	0,01633	0,037629	87,4	3	0,998	0,046	0,053	-0,998	-0,069	0,011			5. Mai	2	06:14	06:15							
2021-04-02 06:30:00	0,01027	581,2564	2	0,508558	0,016766	0,033519	86,7	3	0,997	0,057	0,052	-0,997	-0,077	0,004			6. Mai	5	06:11	06:17							
2021-04-02 06:31:00	0,010493	583,3958	2	0,497039	0,016447	0,037293	86,9	3,2	0,997	0,054	0,055	-0,997	-0,077	0,008			7. Mai	6	06:08	06:16							
2021-04-02 06:32:00	0,010185	585,5311	2	0,48578	0,016133	0,036322	87,1	3,3	0,997	0,05	0,058	-0,997	-0,076	0,012			8. Mai	5	06:07	06:16							
2021-04-03 06:32:00	0,010228	590,2013	2	0,465294	0,015576	0,039925	87	3,8	0,996	0,052	0,066	-0,996	-0,082	0,018			9. Mai	5	06:06	06:13							
2021-04-04 06:29:00	0,010462	588,5008	2	0,488459	0,016304	0,037824	86,2	3,6	0,996	0,066	0,063	-0,996	-0,091	0,006			10. Mai	6	06:04	06:14							
2021-04-04 06:30:00	0,010428	590,6043	2	0,477406	0,015992	0,039285	86,4	3,8	0,996	0,063	0,066	-0,996	-0,09	0,01			11. Mai	8	06:03	06:14							
2021-04-05 06:24:00	0,010597	580,602	2	0,536751	0,017676	0,031493	85	3,1	0,995	0,067	0,054	-0,995	-0,101	-0,015			12. Mai	12	06:02	06:15							
2021-04-05 06:25:00	0,010601	582,7148	2	0,524623	0,017339	0,033339	85,2	3,2	0,995	0,084	0,057	-0,995	-0,1	-0,01			13. Mai	12	06:01	06:15							
2021-04-05 06:26:00	0,010573	584,8237	2	0,512767	0,017009	0,034893	85,4	3,4	0,995	0,08	0,059	-0,995	-0,1	-0,006			14. Mai	9	06:00	06:10							
2021-04-05 06:29:00	0,010197	591,1266	2	0,47877	0,016052	0,036895	86	3,9	0,995	0,07	0,068	-0,995	-0,098	0,007			15. Mai	11	06:00	06:13							
2021-04-05 06:31:00	0,01044	595,3087	2	0,457357	0,015443	0,04254	86,3	4,2	0,995	0,064	0,074	-0,995	-0,096	0,015			16. Mai	11	06:00	06:13							
2021-04-06 06:22:00	0,010496	581,044	2	0,53827	0,017739	0,030244	84,6	3,2	0,994	0,095	0,056	-0,994	-0,109	-0,018			17. Mai	10	06:00	06:14							
2021-04-06 06:24:00	0,01029	585,2423	2	0,514238	0,01707	0,032011	84,9	3,5	0,994	0,088	0,062	-0,994	-0,107	-0,009			18. Mai	9	06:00	06:14							
2021-04-06 06:25:00	0,010543	587,3356	2	0,502623	0,016744	0,036084	85,1	3,7	0,994	0,085	0,065	-0,994	-0,106	-0,005			19. Mai	8	06:00	06:10							
2021-04-06 06:27:00	0,01043	591,5104	2	0,480169	0,016109	0,038639	85,5	4	0,994	0,078	0,07	-0,994	-0,105	0,004			20. Mai	10	06:00	06:12							
2021-04-06 06:28:00	0,010049	593,5919	2	0,469317	0,015801	0,037003	85,7	4,2	0,995	0,075	0,073	-0,995	-0,104	0,008			21. Mai	11	06:00	06:12							
2021-04-06 06:29:00	0,010433	595,6694	2	0,458708	0,015498	0,042159	85,9	4,4	0,995	0,072	0,076	-0,995	-0,104	0,012			22. Mai	8	06:00	06:11							
2021-04-06 06:30:00	0,010124	597,7429	2	0,448338	0,0152	0,041205	86,1	4,5	0,995	0,068	0,079	-0,995	-0,103	0,017			23. Mai	7	06:00	06:13							
2021-04-07 06:29:00	0,010143	600,1402	2	0,449702	0,015307	0,040739	85,6	4,7	0,994	0,076	0,081	-0,994	-0,11	0,013			24. Mai	7	06:00	06:13							
2021-04-08 06:20:00	0,010722	586,0456	2	0,54142	0,017996	0,030901	83,7	3,5	0,992	0,11	0,061	-0,992	-0,123	-0,024			25. Mai	7	06:00	06:13							
2021-04-08 06:27:00	0,010522	600,4572	2	0,461523	0,015718	0,04166	85	4,6	0,993	0,087	0,081	-0,993	-0,118	0,006			26. Mai	12	06:00	06:11							
2021-04-08 06:29:00	0,010053	604,5396	2	0,44092	0,015118	0,041052	85,4	4,9	0,993	0,08	0,086	-0,993	-0,117	0,014			27. Mai	9	06:00	06:11							
2021-04-09 06:20:00	0,010587	590,5438	2	0,530831	0,01778	0,030843	83,4	3,8	0,991	0,114	0,066	-0,991	-0,13	-0,023			28. Mai	8	06:00	06:12							
2021-04-09 06:21:00	0,010805	592,5953	2	0,518878	0,01744	0,034583	83,6	3,9	0,991	0,111	0,069	-0,991	-0,129	-0,019			29. Mai	7	06:00	06:13							
2021-04-09 06:23:00	0,010737	596,6868	2	0,495764	0,016778	0,03757	84	4,3	0,992	0,104	0,074	-0,992	-0,128	-0,01			30. Mai	6	06:00	06:13							
2021-04-09 06:26:00	0,010549	602,7952	2	0,462989	0,015829	0,041255	84,6	4,7	0,992	0,095	0,083	-0,992	-0,126	0,003			31. Mai	6	06:00	06:13							
2021-04-09 06:27:00	0,01032	604,8235	2	0,452547	0,015524	0,041031	84,7	4,9	0,992	0,091	0,086	-0,992	-0,125	0,007			1. Jun.	6	06:01	06:13							
2021-04-09 06:28:00	0,010185	606,8479	2	0,442339	0,015225	0,041591	84,9	5,1	0,992	0,088	0,088	-0,992	-0,124	0,011			2. Jun.	7	06:01	06:11							
2021-04-10 06:18:00	0,010823	590,8925	2	0,532486	0,017846	0,032585	83	3,9	0,99	0,122	0,068	-0,99	-0,137	-0,026			3. Jun.	7	06:00	06:11							
2021-04-10 06:19:00	0,010721	592,933	2	0,520508	0,017505	0,033506	83,2	4,1	0,99	0,119	0,071	-0,99	-0,136	-0,022			4. Jun.	7	06:00	06:12							
2021-04-10 06:20:00	0,010413	594,9697	2	0,508796	0,01717	0,032586	83,4	4,2	0,991	0,115	0,074	-0,991	-0,136	-0,018			5. Jun.	9	06:00	06:12							
2021-04-10 06:22:00	0,010373	599,0317	2	0,486148	0,016517	0,035843	83,7	4,5	0,991	0,109	0,079	-0,991	-0,134	-0,009			6. Jun.	7	06:00	06:12							
2021-04-10 06:26:00	0,010068	607,1095	2	0,443799	0,015282	0,040222	84,5	5,2	0,991	0,096	0,091	-0,991	-0,132	0,008			7. Jun.	6	06:00	06:09							
2021-04-10 06:27:00	0,010275	609,1192	2	0,433795	0,014987	0,04378	84,7	5,4	0,991	0,092	0,093	-0,991	-0,131	0,012			8. Jun.	8	06:00	06:13							
2021-04-10 06:28:00	0,009934	611,125	2	0,424014	0,014697	0,042517	84,9	5,5	0,991	0,089	0,096	-0,991	-0,13	0,017			9. Jun.	8	06:00	06:13							
2021-04-11 06:17:00	0,010648	591,3542	2	0,534186	0,017917	0,030659	82,5	4	0,989	0,129	0,07	-0,989	-0,144	-0,029			10. Jun.	8	06:00	06:14							
2021-04-11 06:19:00	0,010629	595,4194	2	0,510447	0,017238	0,034134	82,9	4,3	0,99	0,123	0,076	-0,99	-0,143	-0,021			11. Jun.	8	06:00	06:14							
2021-04-11 06:26:00	0,010161	609,5274	2	0,435274	0,015048	0,042433	84,2	5,5	0,99	0,1	0,096	-0,99	-0,138	0,009			12. Jun.	5	06:00	06:14							
2021-04-12 06:15:00	0,010861	591,6767	2	0,548233	0,018398	0,030028	81,9	4	0,988	0,14	0,069	-0,988	-0,152	-0,037			13. Jun.	6	06:00	06:14							
2021-04-12 06:17:00	0,010548	595,7204	2	0,523906	0,017702	0,030916	82,3	4,3	0,988	0,134	0,075	-0,988	-0,151	-0,028			14. Jun.	7	06:00	06:14							
2021-04-12 06:18:00	0,010913	597,7366	2	0,512144	0,017363	0,035917	82,5	4,5	0,988	0,13	0,078	-0,988	-0,15	-0,024			15. Jun.	8	06:00	06:15							
2021-04-12 06:20:00	0,010528	601,7576	2	0,489397	0,016703	0,036177	82,9	4,8	0,989	0,124	0,084	-0,989	-0,149	-0,016			16. Jun.	8	06:00	06:13							
2021-04-12 06:22:00	0,010457	605,7635	2	0,467646	0,016067	0,039113	83,2	5,1	0,989	0,117	0,089																