

SolPEG Blendgutachten Solarpark Penzling

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in der Nähe von Penzling in Bayern**

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

☎ +49 40 79 69 59 36

📞 +49 40 79 69 59 38

@ info@solpeg.com

🌐 www.solpeg.com

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung.....	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	6
3	Ermittlung der potenziellen 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	Ergebnisse am Messpunkt P1, DEG29 westlich	16
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Gebäude südlich	17
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	17
6	Schlussbemerkung	17
7	Anhang	18 - 27

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV-Anlage Penzling

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 900 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Penzling“ auf die umliegenden Straßen sowie auf 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 „Penzling“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für die umliegenden Straßen sowie ggf. 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 widergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet im Norden der Gemeinde Aholming im Gemeindeteil Penzling in Bayern. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen im Gemeindeteil Penzling in Bayern. Die Flächen sind eben.
Koordinaten (Mitte)	48.722°N, 12.904°O, 330 m ü.N.N.
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 250 m
Grenzlänge zur Straße	ca. 220 m

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

PV-Anlage und Umgebung.



Bild 2.1.2: PV-Fläche und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV-Anlage inkl. Flur Nummern. Flur Nummer 562 ist eine Ausgleichsfläche.



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

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt die PV-Fläche und die relevante Umgebung. Aufgrund der Lage der Gebäude und deren Entfernung sind diese wahrscheinlich nicht von Reflexionen betroffen, der Standort wird zu Kontrollzwecken dennoch untersucht. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden.



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:

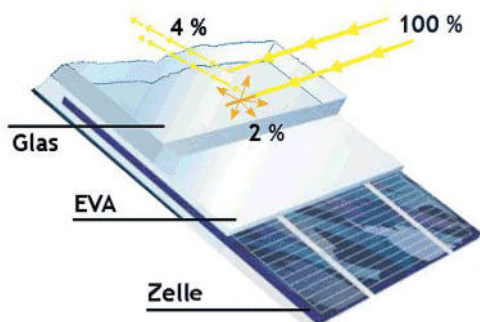


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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.Bayern.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.

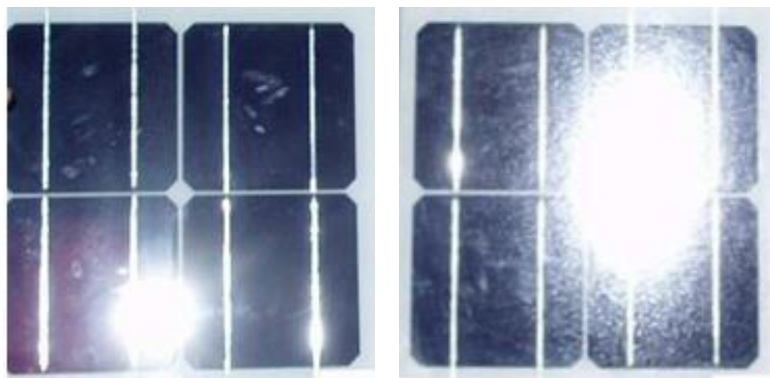


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

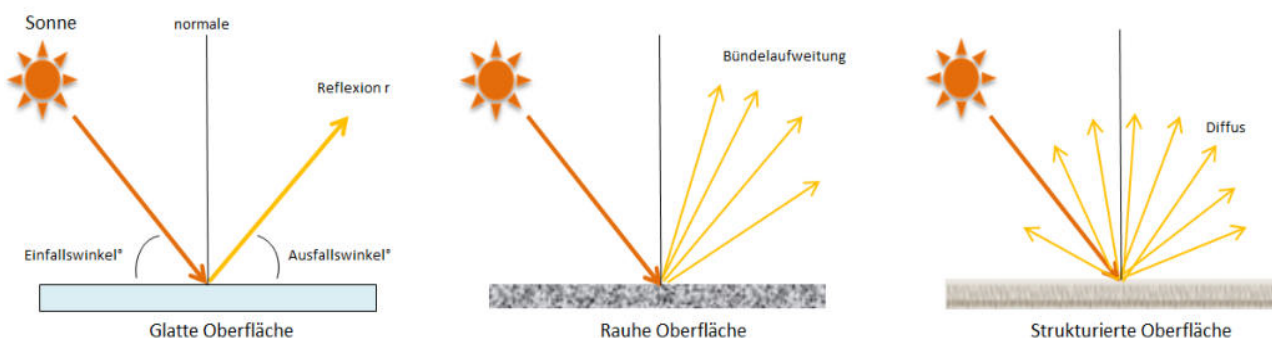


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Planungsunterlagen sollen hochwertige PV-Module des Herstellers Canadian Solar zum Einsatz kommen, die lt. vorliegender Stellungnahme des Herstellers über Anti-Reflexions-Eigenschaften verfügen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt. Es können aber auch Module eines anderen Herstellers mit ähnlichen Eigenschaften verwendet werden. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	TOPCon cells
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 33 mm (93.9 x 51.3 x 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with <u>anti-reflective coating</u>
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	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 sind, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

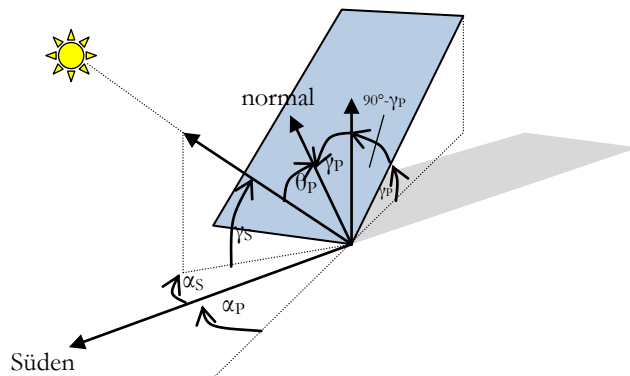


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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-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 einfachen Modulen. Dennoch sind Reflexionen nicht ausgeschlossen, insbesondere wenn das Sonnenlicht abends und morgens in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

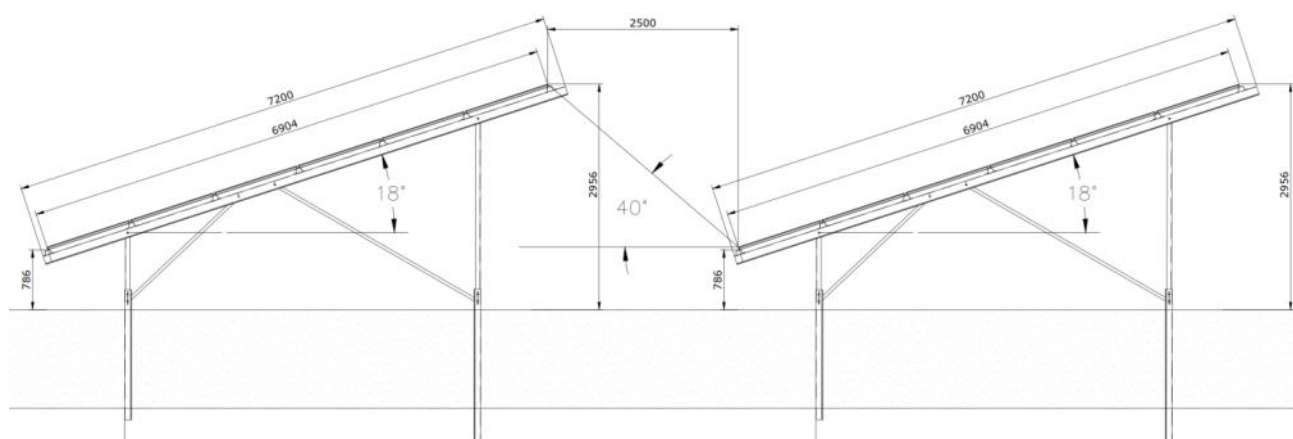


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Planungsunterlagen, Bsp.)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV-Modul	Canadian Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Modulneigung	20°
Ausrichtung (Azimut)	unterschiedlich, 157-180° (180° = Süden)
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. ca. 0,80 m, max. 2,96 m
Mittlere Höhe der Modulfläche	2 m (gemittelt)
Höhe Messpunkte über GOK	2,0 m über Boden ⁷
Relevanter Sichtwinkel/Sektor	Fahrtrichtung +/- 20° bzw. +/-30°, 100 m Sichtweite

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. Aufgrund dieser Aspekte kann der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von +/- 20° um die Fahrtrichtung und 100 m Sichtweite definiert werden.

⁷ Eine Höhe von 2 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt 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 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 Penzling wurden insgesamt 2 Messpunkte festgelegt. 1 Messpunkt im Verlauf der angrenzenden Straße sowie 1 Messpunkt an umliegenden Gebäuden. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdigen Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden.

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

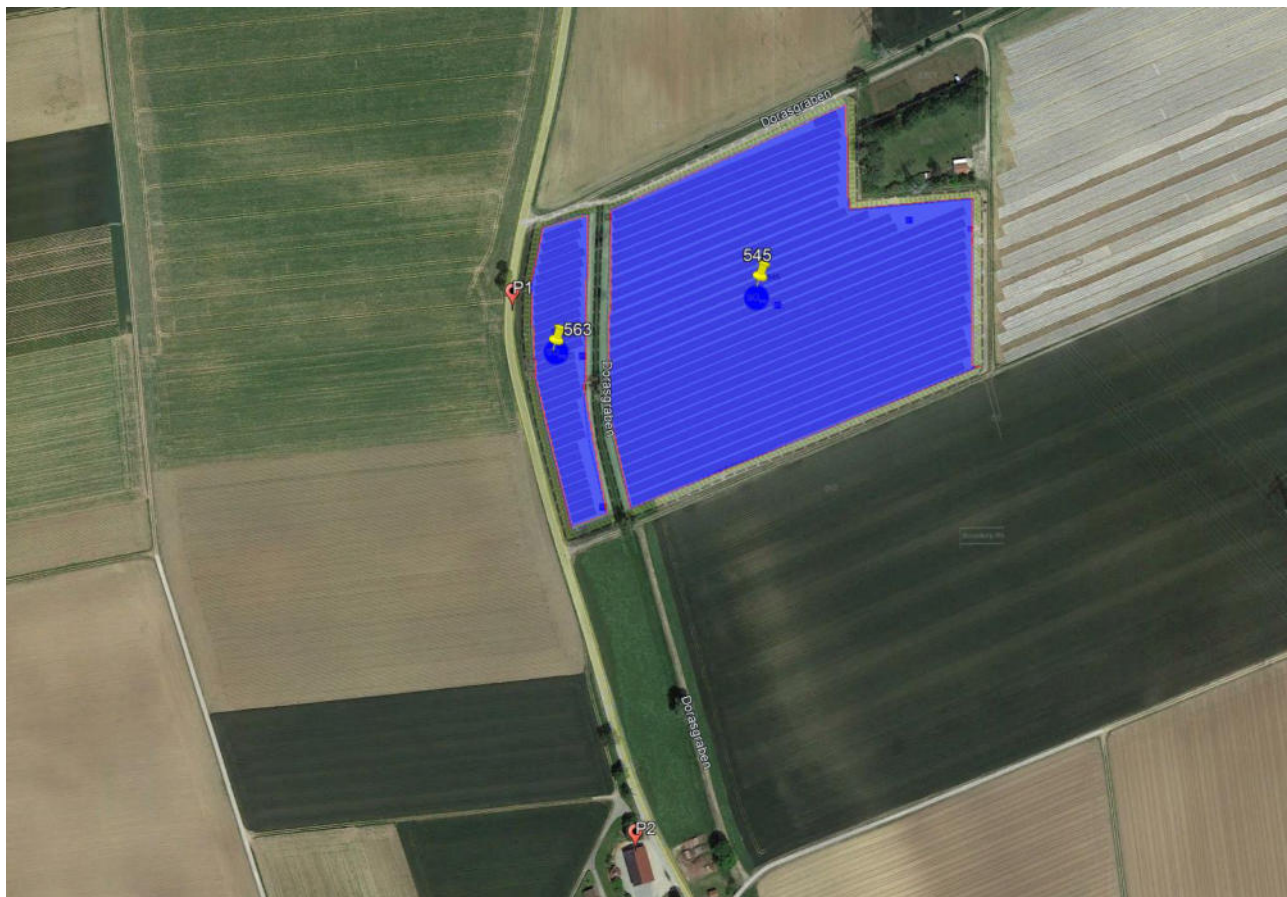


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV-Anlage und die Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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 belastigende 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 900 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 Licht-Leitlinie 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 Tagesadaption 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.

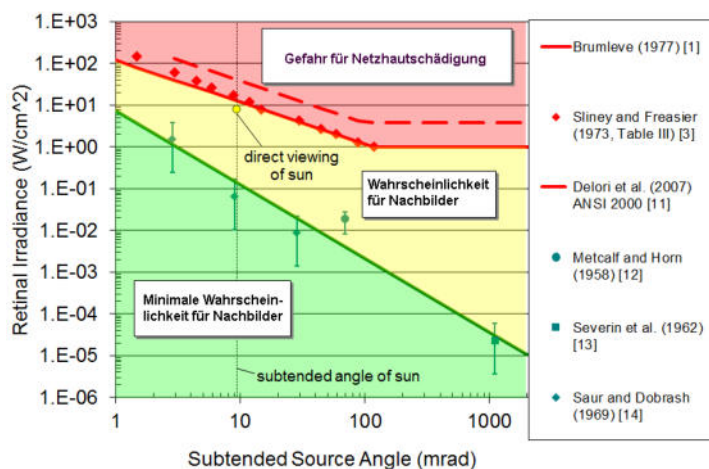


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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 Penzling wird für 2 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 Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen, die zwischen 22 Uhr abends und 06 Uhr morgens auftreten (sofern möglich), sind relativiert zu bewerten 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 werden die örtlichen Gegebenheiten und die 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 DEG29	48.722288	12.902109	327,16	329,16	nicht relevant ^W
P2 Gebäude Penzling 12	48.718854	12.903318	329,00	331,00	-

^W = Aufgrund des Einfallswinkels nicht relevant, ^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, DEG29 westlich

Am Messpunkt P1 auf der DEG29 können bei der Fahrt Richtung Norden theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 03. April - 04. September zwischen 06:56 - 07:25 Uhr für max. 9 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Bei der Fahrt Richtung Norden liegen die Einfallswinkel mit ca. $+55^\circ$ bis $+80^\circ$ rechts (östlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, 100 m Sichtweite). Aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz können zu keiner Zeit Reflexionen den Rückspiegel¹⁵ erreichen.

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

Zur Veranschaulichung zeigt die folgende Skizze die potenziellen Reflexionen am Messpunkt P1.



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

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich kleiner bzw. schmaler. Die Einfallswinkel von Reflexionen liegen deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind diese nicht relevant.

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.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Gebäude südlich

Messpunkt P2 im Bereich der Gebäude südlich der PV-Anlage an der Adresse Penzling 12 wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV-Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigen die Simulationsergebnisse am Messpunkt P3 keine Ergebnisse und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

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 „Penzling“ mit dem Einsatz von hochwertigen PV-Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von Reflexionen vorgesehen. Die Simulation von potentiellen Reflexionen und die Analyse der Ergebnisse wurde für 2 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV-Anlage durchgeführt. Die Flur-Nummern der hier behandelten PV-Flächen sind in Abschnitt 2.1 aufgeführt. Andere Teilflächen der PV-Anlage Aholming sind in separaten Dokumenten analysiert.

Auch auf der westlich verlaufenden Straße DEG29 können rein rechnerisch in geringem Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden.

Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können Gebäude der Ortschaft Penzling nicht von Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ist ausgeschlossen. 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 21.11.2024


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

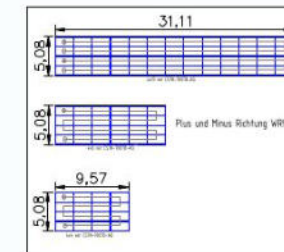


TECHNISCHE DATEN	
PV GENERATOR Modul Type: C57N-7007B-AG Canadian Solar Modul Abmessungen (mm): 2384L x 1303B x 33H Modul Leistung: 700 Wp Modul Anzahl: 11.320 DC Leistung: 7.924,00 kWp Anzahl der Strings mit 26 Module: 392 Anzahl der Strings mit 24 Module: 56 Anzahl der Strings mit 16 Module: 19 Gesamtanzahl der Strings: 467 WECHSELRICHTER WR Type: Huawei SUN2000-330KTL-H1 Wechselrichter Maximalleistung: 330 kW Wechselrichter Anzahl: 24 Strings per Inverter: 19 + 20 Anzahl Strings pro Inverter: 19 + 20	GELÄNDE DATEN: Geländebereich: 63.834 m² Zaunfläche: 19.423 m² Koordinaten: 48°21'N, 12°03'O Höhe: 326 - 331 m über Meer Gemarkung: Ahlerting Fl.Nr.: 563, 545, 562 Koordinatensystem: UTM33J (EPSC: 25833) GRZ: 6,52

LEGENDE	
	Grundstücksgrenze
	Geländebereich
	Zaun l= 1.467m
	Baugrenze
	Mast
	15m Anbaueverbotszone
	Gewässer
	10m Abstand zum Gewässer

PV Tisch Design:

- 4x13 landscape
Anzahl: 180
Module pro Tisch: 52
2 Strings à 26 Module
- 4x6 landscape
Anzahl: 56
Module pro Tisch: 24
1 String à 24 Module
- 4x4 landscape
Anzahl: 19
Module pro Tisch: 16
1 String à 16 Module



Tischneigung: 20°
Tisch Azimuth: 0° - 23°
Sonnenwinkel: 17,88°

Reihenabstand: 1,51m - 3,24m

Verschattung in Tischebene: 2,00m, durchschnittlich 1,81m

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

Index	Changes	from	Date
02	Abstand zu Gewässer / Straße	JE:BB	30.10.24
01	Ausgleichsfläche verkleinert	JE:BB	11.12.23

Architekt	Titel of drawing Entwurfplanung - Übersicht		
Gestaltung	Projekt Ahlerting 563		
Maßstab	Scale 1:1000	Datum 29.09.2022	
Modell	Modell M1	Gezeichnet JE	



TOPBiHiKu7

N-type Bifacial TOPCon Technology

675 W ~ 705 W

CS7N-675 | 680 | 685 | 690 | 695 | 700 | 705TB-AG



MORE POWER



Module power up to 705 W
Module efficiency up to 22.7 %



Up to 85% Power Bifaciality,
more power from the back side



Excellent anti-LeTID & anti-PID performance.
Low power degradation, high energy yield



Lower temperature coefficient (Pmax): -0.29%/°C,
increases energy yield in hot climate



Lower LCOE & system cost

MORE RELIABLE



Minimizes micro-crack impacts



Heavy snow load up to 5400 Pa,
wind load up to 2400 Pa*



**Enhanced Product Warranty on Materials
and Workmanship***



Linear Power Performance Warranty*

**1st year power degradation no more than 1%
Subsequent annual power degradation no more than 0.4%**

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001: 2015 / Quality management system
ISO 14001: 2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety
IEC 62941: 2019 / Photovoltaic module manufacturing quality system

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA / CGC
CEC listed (US California) / FSEC (US Florida)
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 22 years, it has successfully delivered over 100 GW of premium-quality solar modules across the world.

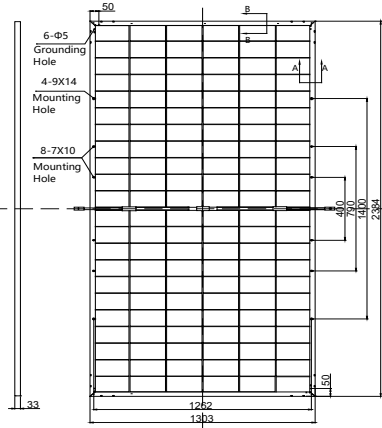
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CSI Solar Co., Ltd.

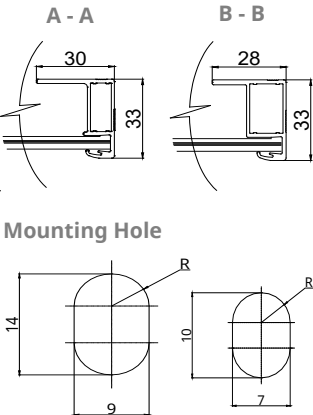
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)

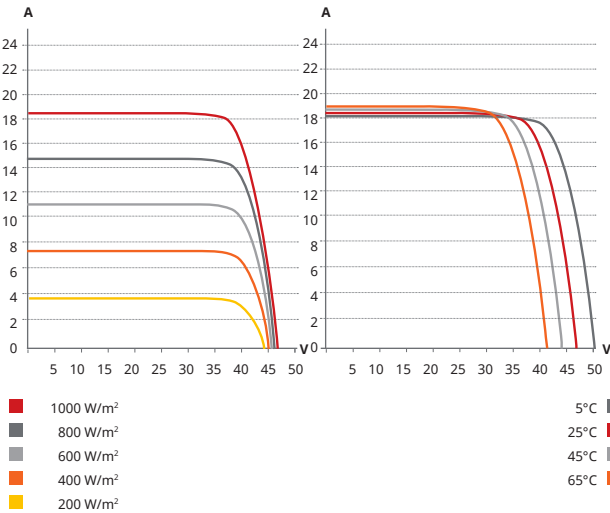
Rear View



Frame Cross Section



CS7N-680TB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS7N-675TB-AG	675 W	39.0 V	17.31 A	46.9 V	18.24 A	21.7%
Bifacial Gain**	5%	709 W	39.0 V	18.19 A	46.9 V	22.8%
	10%	743 W	39.0 V	19.04 A	46.9 V	23.9%
	20%	810 W	39.0 V	20.77 A	46.9 V	26.1%
CS7N-680TB-AG	680 W	39.2 V	17.35 A	47.1 V	18.29 A	21.9%
Bifacial Gain**	5%	714 W	39.2 V	18.22 A	47.1 V	23.0%
	10%	748 W	39.2 V	19.09 A	47.1 V	24.1%
	20%	816 W	39.2 V	20.82 A	47.1 V	26.3%
CS7N-685TB-AG	685 W	39.4 V	17.39 A	47.3 V	18.34 A	22.1%
Bifacial Gain**	5%	719 W	39.4 V	18.26 A	47.3 V	23.1%
	10%	754 W	39.4 V	19.14 A	47.3 V	24.3%
	20%	822 W	39.4 V	20.87 A	47.3 V	26.5%
CS7N-690TB-AG	690 W	39.6 V	17.43 A	47.5 V	18.39 A	22.2%
Bifacial Gain**	5%	725 W	39.6 V	18.31 A	47.5 V	23.3%
	10%	759 W	39.6 V	19.17 A	47.5 V	24.4%
	20%	828 W	39.6 V	20.92 A	47.5 V	26.7%
CS7N-695TB-AG	695 W	39.8 V	17.47 A	47.7 V	18.44 A	22.4%
Bifacial Gain**	5%	730 W	39.8 V	18.34 A	47.7 V	23.5%
	10%	765 W	39.8 V	20.18 A	47.7 V	24.6%
	20%	834 W	39.8 V	20.96 A	47.7 V	26.8%
CS7N-700TB-AG	700 W	40.0 V	17.51 A	47.9 V	18.49 A	22.5%
Bifacial Gain**	5%	735 W	40.0 V	18.39 A	47.9 V	23.7%
	10%	770 W	40.0 V	20.22 A	47.9 V	24.8%
	20%	840 W	40.0 V	21.01 A	47.9 V	27.0%
CS7N-705TB-AG	705 W	40.2 V	17.55 A	48.1 V	18.54 A	22.7%
Bifacial Gain**	5%	740 W	40.2 V	18.43 A	48.1 V	23.8%
	10%	776 W	40.2 V	20.27 A	48.1 V	25.0%
	20%	846 W	40.2 V	21.06 A	48.1 V	27.2%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.
** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 10 W
Power Bifaciality*	80 %

* Power Bifaciality = $P_{max_{rear}} / P_{max_{front}}$, both $P_{max_{rear}}$ and $P_{max_{front}}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: $\pm 5 \%$

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.
Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-675TB-AG	510 W	36.9 V	13.84 A	44.4 V	14.71 A
CS7N-680TB-AG	514 W	37.1 V	13.88 A	44.6 V	14.75 A
CS7N-685TB-AG	518 W	37.2 V	13.91 A	44.8 V	14.79 A
CS7N-690TB-AG	522 W	37.4 V	13.94 A	45.0 V	14.83 A
CS7N-695TB-AG	526 W	37.6 V	13.97 A	45.2 V	14.87 A
CS7N-700TB-AG	529 W	37.8 V	14.00 A	45.4 V	14.91 A
CS7N-705TB-AG	533 W	38.0 V	14.03 A	45.5 V	14.95 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	TOPCon cells
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 33 mm (93.9 x 51.3 x 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 250 mm (9.8 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or MC4-EVO2 or MC4-EVO2A
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces or 495 pieces (only for US & Canada)

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.25 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 $\pm$ 3°C

PARTNER SECTION

Aholming

Penzling

Created Nov 01, 2024
Updated Nov 20, 2024
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 5.0 deg
Site ID 132989.22654

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



Misc. Analysis Settings

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

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

Summary of Results

Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV array 1	20.0	180.0	790	991	-
PV array 2	20.0	157.0	196	805	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 55,529 m²

Name: PV array 1

Footprint area: 8,095 m²

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 20.0 deg

Orientation: 180.0 deg

Rated power: -

Panel material: Smooth glass with AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.722771	12.902313	326.74	2.00	328.74
2	48.722923	12.902865	326.27	2.00	328.27
3	48.721610	12.902822	326.23	2.00	328.23
4	48.720917	12.903037	326.73	2.00	328.73
5	48.720842	12.902693	327.60	2.00	329.60
6	48.721826	12.902307	326.85	2.00	328.85
7	48.722134	12.902205	327.01	2.00	329.01

Name: PV array 2

Footprint area: 47,434 m²

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 20.0 deg

Orientation: 157.0 deg

Rated power: -

Panel material: Smooth glass with AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.723005	12.903273	325.51	2.00	327.51
2	48.723592	12.905317	325.19	2.00	327.19
3	48.722944	12.905413	327.31	2.00	329.31
4	48.723019	12.906663	329.48	2.00	331.48
5	48.721908	12.906663	330.09	2.00	332.09
6	48.721048	12.903536	327.68	2.00	329.68
7	48.721614	12.903289	326.79	2.00	328.79

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.722288	12.902109	327.16	2.00	329.16
OP 2	48.718854	12.903318	329.00	2.00	331.00

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV array 1	20.0	180.0	790	991	-	
PV array 2	20.0	157.0	196	805	-	

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-array-1 (green)	0	0	2	118	159	160	173	150	28	0	0	0
pv-array-1 (yellow)	0	0	1	196	192	186	177	196	43	0	0	0
pv-array-2 (green)	0	0	0	0	43	85	68	0	0	0	0	0
pv-array-2 (yellow)	0	0	0	0	100	469	236	0	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

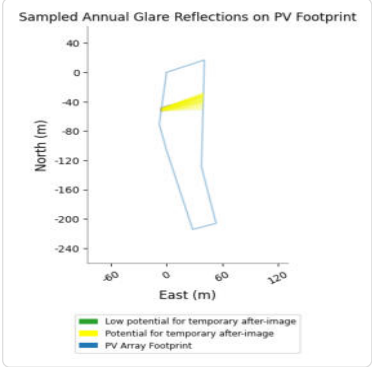
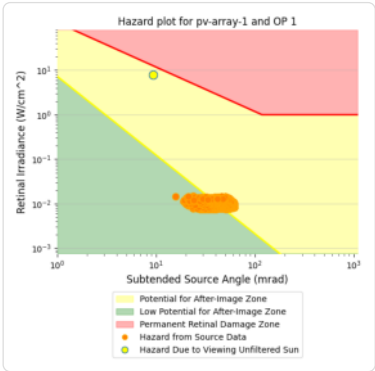
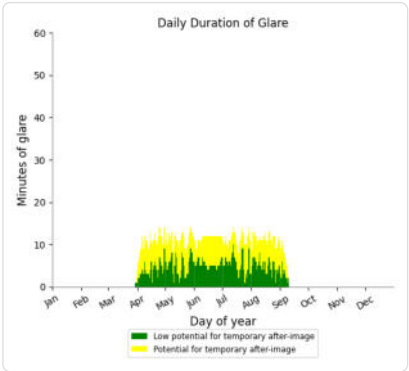
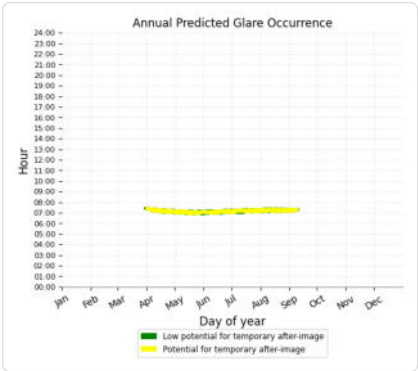
PV array 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	790	991
OP: OP 2	0	0

PV array 1: OP 1

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

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



PV array 1: OP 2

No glare found

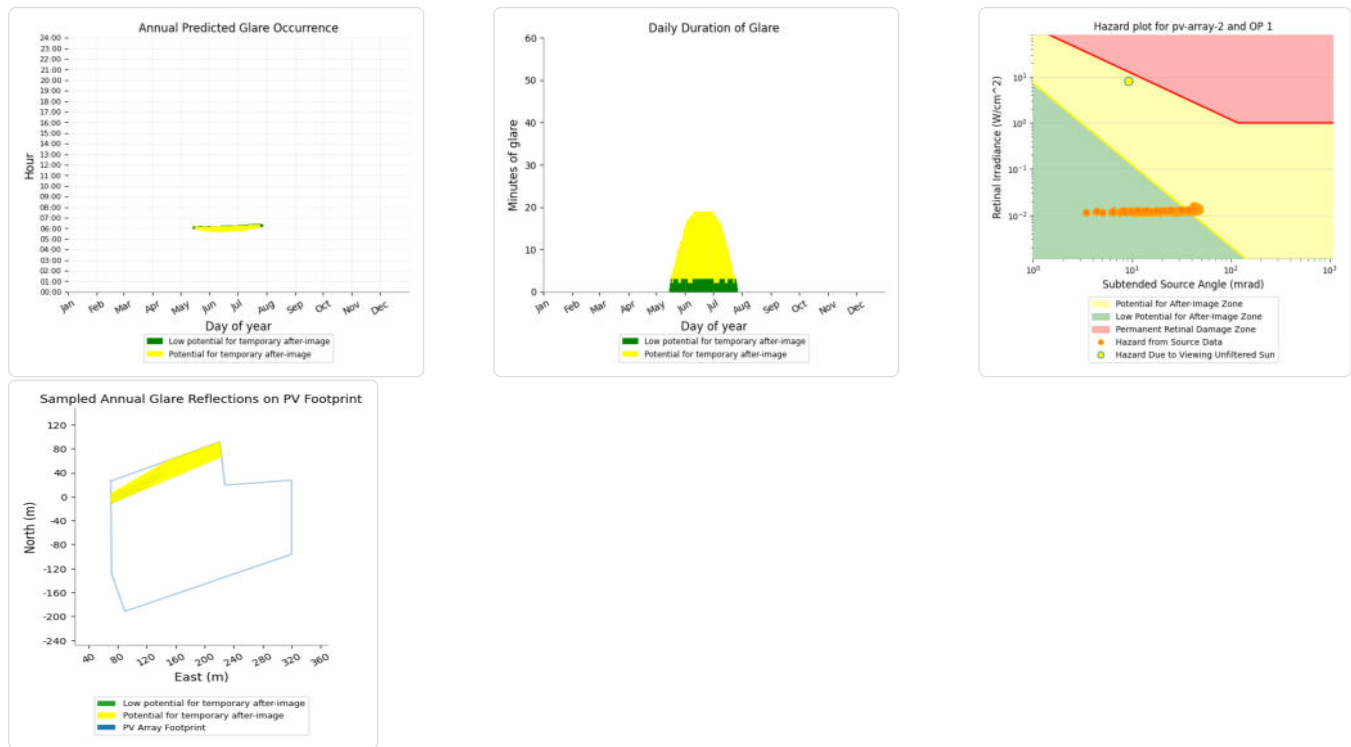
PV array 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	196	805
OP: OP 2	0	0

PV array 2: OP 1

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

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



PV array 2: OP 2

No glare found

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.

	Cornel Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflexivity y	Reflexal Irradiance	Subtended Glare	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	S	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt P1
2024-03-30 07:28:00	0,007945	607,5769	1	0,367321	0,012658	0,035793	5	90,2	0,996	-0,004	0,088	-0,996	-0,053	0,07		31. Mrz.	1	07:26	07:26	03. April	06. Mai	9	226	06:59	07:25	
2024-03-31 07:26:00	0,00858	607,8992	2	0,368437	0,012703	0,042452	5,2	89,8	0,996	0,004	0,09	-0,996	-0,061	0,067		1. Apr.	3	07:24	07:26	08. Mai	12. Mai	8	30	06:58	07:11	
2024-03-31 07:27:00	0,007564	609,9976	1	0,360019	0,012457	0,032697	5,3	90	0,996	0	0,093	-0,996	-0,06	0,071		2. Apr.	4	07:22	07:26	14. Mai	02. Juni	9	128	06:56	07:10	
2024-04-01 07:24:00	0,008259	608,2152	2	0,378187	0,013046	0,036574	5,1	89,1	0,996	0,015	0,089	-0,996	-0,069	0,059		3. Apr.	5	07:19	07:25	07. Juni	30. Juni	8	160	07:00	07:14	
2024-04-01 07:25:00	0,008215	610,302	2	0,369581	0,012793	0,037885	5,3	89,3	0,996	0,012	0,092	-0,996	-0,068	0,063		4. Apr.	5	07:17	07:24	02. Juli	04. Juli	6	16	07:05	07:14	
2024-04-01 07:26:00	0,008435	612,3845	2	0,36117	0,012545	0,042048	5,5	89,5	0,995	0,008	0,095	-0,995	-0,067	0,068		5. Apr.	6	07:17	07:24	08. Juli	12. Juli	6	26	07:11	07:17	
2024-04-01 07:27:00	0,00701	614,4628	1	0,352949	0,012301	0,027879	5,6	89,7	0,995	0,005	0,098	-0,995	-0,067	0,072		6. Apr.	8	07:14	07:23	14. Juli	22. Juli	7	54	07:06	07:19	
2024-04-02 07:22:00	0,008215	608,5244	2	0,388215	0,013399	0,039735	5,1	88,5	0,996	0,026	0,089	-0,996	-0,077	0,051		7. Apr.	7	07:13	07:23	24. Juli	28. Juli	9	40	07:07	07:20	
2024-04-02 07:23:00	0,009068	610,5996	2	0,379385	0,013139	0,043367	5,3	88,7	0,996	0,023	0,092	-0,996	-0,076	0,056		8. Apr.	6	07:13	07:22	30. Juli	01. August	8	18	07:08	07:20	
2024-04-02 07:24:00	0,009038	612,6706	2	0,370755	0,012884	0,045809	5,4	88,9	0,995	0,019	0,095	-0,995	-0,076	0,06		9. Apr.	6	07:13	07:22	03. August	09. August	6	40	07:09	07:22	
2024-04-02 07:25:00	0,007862	614,7375	1	0,36232	0,012633	0,034998	5,6	89,1	0,995	0,016	0,097	-0,995	-0,075	0,064		10. Apr.	7	07:14	07:21	11. August	#####	8	169	07:09	07:22	
2024-04-02 07:26:00	0,008196	616,8001	2	0,354076	0,012387	0,040603	5,8	89,3	0,995	0,013	0,1	-0,995	-0,074	0,069		11. Apr.	8	07:11	07:21							
2024-04-02 07:27:00	0,006423	618,8585	1	0,346019	0,012145	0,019229	5,9	89,4	0,995	0,01	0,103	-0,995	-0,074	0,073		12. Apr.	7	07:11	07:21							
2024-04-03 07:19:00	0,009402	604,8493	2	0,388528	0,013672	0,04405	5,1	87,9	0,995	0,037	0,088	-0,995	-0,085	0,044		13. Apr.	6	07:11	07:19							
2024-04-03 07:20:00	0,00947	606,9264	2	0,389468	0,013407	0,046406	5,2	88,1	0,995	0,034	0,091	-0,995	-0,084	0,048		14. Apr.	8	07:09	07:19							
2024-04-03 07:21:00	0,007509	608,9994	1	0,380614	0,013147	0,026847	5,4	88,2	0,995	0,03	0,094	-0,995	-0,084	0,052		15. Apr.	9	07:09	07:19							
2024-04-03 07:22:00	0,008553	611,0683	2	0,371959	0,012892	0,040867	5,6	88,4	0,995	0,027	0,097	-0,995	-0,083	0,057		16. Apr.	5	07:09	07:19							
2024-04-03 07:23:00	0,008426	613,133	2	0,363501	0,012641	0,04127	5,7	88,6	0,995	0,024	0,1	-0,995	-0,082	0,061		17. Apr.	9	07:06	07:18							
2024-04-03 07:24:00	0,007492	615,1935	1	0,355233	0,012395	0,032266	5,9	88,8	0,995	0,021	0,103	-0,995	-0,082	0,065		18. Apr.	7	07:07	07:17							
2024-04-03 07:25:00	0,008229	617,2498	2	0,347153	0,012154	0,038175	6,1	89	0,994	0,017	0,105	-0,994	-0,081	0,07		19. Apr.	6	07:07	07:17							
2024-04-04 07:17:00	0,009519	605,1651	2	0,409132	0,014043	0,042773	5	87,2	0,995	0,048	0,088	-0,995	-0,093	0,036		20. Apr.	7	07:05	07:17							
2024-04-04 07:18:00	0,008098	607,2309	1	0,399838	0,013771	0,029654	5,2	87,4	0,995	0,045	0,09	-0,995	-0,092	0,041		21. Apr.	6	07:04	07:16							
2024-04-04 07:19:00	0,008517	609,2925	2	0,390754	0,013504	0,036236	5,4	87,6	0,995	0,041	0,093	-0,995	-0,092	0,045		22. Apr.	6	07:05	07:15							
2024-04-04 07:20:00	0,009569	611,3501	2	0,381875	0,013241	0,048381	5,5	87,8	0,995	0,038	0,096	-0,995	-0,091	0,049		23. Apr.	9	07:03	07:15							
2024-04-04 07:22:00	0,007479	615,4528	1	0,364713	0,012731	0,029552	5,9	88,2	0,994	0,032	0,102	-0,994	-0,09	0,058		24. Apr.	8	07:03	07:15							
2024-04-04 07:23:00	0,008079	617,4979	2	0,356423	0,012483	0,038603	6	88,4	0,994	0,028	0,105	-0,994	-0,089	0,062		25. Apr.	7	07:03	07:15							
2024-04-04 07:24:00	0,008181	619,5388	2	0,348319	0,01224	0,044722	6,2	88,5	0,994	0,025	0,108	-0,994	-0,089	0,066		26. Apr.	6	07:02	07:14							
2024-04-04 07:25:00	0,007397	621,5766	1	0,340399	0,012001	0,034104	6,3	88,7	0,994	0,022	0,111	-0,994	-0,088	0,071		27. Apr.	7	07:02	07:13							
2024-04-05 07:17:00	0,009141	609,5767	2	0,401183	0,013871	0,040248	5,3	87	0,994	0,053	0,093	-0,994	-0,1	0,037		28. Apr.	7	07:02	07:13							
2024-04-05 07:18:00	0,0076	611,6231	1	0,392074	0,013601	0,024711	5,5	87,2	0,994	0,049	0,096	-0,994	-0,099	0,042		29. Apr.	6	07:02	07:13							
2024-04-05 07:19:00	0,008824	613,6653	2	0,38317	0,013337	0,040602	5,6	87,4	0,994	0,046	0,098	-0,994	-0,099	0,046		30. Apr.	5	07:06	07:13							
2024-04-05 07:20:00	0,009267	615,7035	2	0,374467	0,013077	0,046686	5,8	87,5	0,994	0,043	0,101	-0,994	-0,098	0,05		1. Mai.	5	07:01	07:13							
2024-04-05 07:21:00	0,007735	617,7376	1	0,36596	0,012822	0,032078	6	87,7	0,994	0,039	0,104	-0,994	-0,097	0,054		2. Mai.	7	07:01	07:13							
2024-04-05 07:22:00	0,008065	619,7675	2	0,357645	0,012572	0,037795	6,1	87,9	0,994	0,036	0,107	-0,994	-0,097	0,059		3. Mai.	6	07:01	07:12							
2024-04-05 07:23:00	0,008204	621,7933	2	0,349518	0,012326	0,04114	6,3	88,1	0,993	0,033	0,11	-0,993	-0,096	0,063		4. Mai.	6	07:00	07:11							
2024-04-05 07:24:00	0,008167	623,815	2	0,341575	0,012085	0,042505	6,5	88,3	0,993	0,03	0,113	-0,993	-0,095	0,067		5. Mai.	7	06:59	07:11							
2024-04-05 07:25:00	0,007077	625,8324	1	0,333811	0,011849	0,03113	6,6	88,5	0,993	0,026	0,116	-0,993	-0,095	0,072		6. Mai.	6	06:59	07:11							
2024-04-06 07:13:00	0,007409	605,7688	1	0,421468	0,014481	0,015874	5,1	86,2	0,994	0,067	0,089	-0,994	-0,108	0,025		7. Mai.	4	06:59	07:11							
2024-04-06 07:14:00	0,009831	607,8121	2	0,411908	0,0142	0,044648	5,3	86,3	0,994	0,064	0,092	-0,994	-0,108	0,03		8. Mai.	5	07:00	07:11							
2024-04-06 07:15:00	0,008453	609,8514	1	0,402563	0,013925	0,03267	5,4	86,5	0,994	0,06	0,095	-0,994	-0,107	0,034		9. Mai.	5	06:58	07:10							
2024-04-06 07:16:00	0,008258	611,8867	1	0,393429	0,013654	0,032323	5,6	86,7	0,994	0,057	0,098	-0,994	-0,107	0,038		10. Mai.	8	06:58	07:10							
2024-04-06 07:17:00	0,010121	613,918	2	0,3845	0,013388	0,052227	5,8	86,9	0,993	0,054	0,101	-0,993	-0,106	0,043		11. Mai.	7	06:58	07:10							
2024-04-06 07:18:00	0,008329	615,9452	2	0,375772	0,013128	0,036785	5,9	87,1	0,993	0,05	0,103	-0,993	-0,105	0,047		12. Mai.	5	07:03	07:10							
2024-04-06 07:19:00	0,008528	617,9683	2	0,367241	0,012872	0,040728	6,1	87,3	0,993	0,047	0,106	-0,993	-0,105	0,051		13. Mai.	4	07:03	07:10							
2024-04-06 07:20:00	0,00907	619,9874	2	0,358903	0,012621	0,047911	6,3	87,5	0,993	0,044	0,109	-0,993	-0,104	0,055		14. Mai.	8	06:57	07:10							
2024-04-06 07:21:00	0,00908	622,0023	2	0,350752	0,012374	0,04997	6,4	87,7	0,993	0,041	0,112	-0,993	-0,103	0,06		15. Mai.	7	06:57	07:09							
2024-04-06 07:22:00	0,007832	624,0131	2	0,342785	0,012132	0,038373	6,6	87,8	0,993	0,037	0,115	-0,993	-0,103	0,061		16. Mai.	8	06:57	07:09							
2024-04-06 07:23:00	0,007947	626,0199	2	0,334998	0,011895	0,041476	6,8	88	0,992	0,034	0,118	-0,992	-0,102	0,068		17. Mai.	9	06:57	07:09							
2024-04-06 07:24:00	0,006441	628,0224	1	0,327387	0,011662	0,023561	6,9	88,2	0,992	0,031	0,121	-0,992	-0,101	0,073		18. Mai.	8	06:57	07:08							

Potentielle Reflexionen am Messpunkt P1:
907 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
534 Minuten im Juni

	Cornel Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectiv y	Refinal Irradiance	Subtended Glare	Sr Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector		Anzahl Minuten	Tag	Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt P1
2024-05-15 06:00:00	0,006302	602,9688	1	0,370965	0,012687	0,012817	5,1	66,8	0,915	0,393	0,089	-0,893	-0,445	0,065		17. Mai.	1	06:04	06:04		22. Mai	19. Juli		780	05:49	06:13	
2024-05-16 06:06:00	0,007085	602,8027	1	0,374396	0,012801	0,023378	5,1	66,4	0,913	0,398	0,089	-0,891	-0,449	0,062		18. Mai.	2	06:03	06:04								
2024-05-16 06:07:00	0,00607	604,5625	1	0,366445	0,012565	0,009898	5,3	66,6	0,914	0,395	0,092	-0,891	-0,448	0,066		19. Mai.	3	06:02	06:04								
2024-05-17 06:04:00	0,008434	602,4871	2	0,386127	0,013195	0,037462	5	65,9	0,909	0,406	0,087	-0,889	-0,454	0,055		20. Mai.	3	06:01	06:03								
2024-05-17 06:05:00	0,007751	604,2398	1	0,377949	0,012953	0,031316	5,2	66,1	0,911	0,403	0,09	-0,889	-0,453	0,059		21. Mai.	4	06:00	06:03								
2024-05-17 06:06:00	0,006927	605,9896	1	0,369938	0,012715	0,022202	5,3	66,3	0,912	0,4	0,092	-0,89	-0,452	0,063		22. Mai.	5	05:59	06:03								
2024-05-17 06:07:00	0,005841	607,7364	1	0,362091	0,012481	0,006522	5,5	66,5	0,913	0,397	0,095	-0,89	-0,452	0,067		23. Mai.	6	05:58	06:03								
2024-05-18 06:03:00	0,008838	602,2897	2	0,389869	0,013318	0,040869	5	65,6	0,907	0,412	0,088	-0,887	-0,458	0,051		24. Mai.	7	05:57	06:03								
2024-05-18 06:04:00	0,008305	604,0389	2	0,381628	0,013075	0,036889	5,2	65,8	0,908	0,409	0,09	-0,888	-0,457	0,055		25. Mai.	8	05:57	06:04								
2024-05-18 06:05:00	0,007597	605,7852	1	0,373554	0,012835	0,030283	5,3	66	0,909	0,406	0,093	-0,888	-0,457	0,059		26. Mai.	9	05:56	06:04								
2024-05-18 06:06:00	0,006748	607,5285	1	0,365646	0,012599	0,0205	5,5	66,1	0,91	0,403	0,095	-0,888	-0,456	0,063		27. Mai.	10	05:55	06:04								
2024-05-19 06:02:00	0,009125	602,0769	2	0,393444	0,013446	0,042883	5	65,3	0,905	0,417	0,088	-0,886	-0,462	0,048		28. Mai.	9	05:55	06:03								
2024-05-19 06:03:00	0,008738	603,8226	2	0,385437	0,0132	0,040649	5,2	65,5	0,906	0,414	0,09	-0,886	-0,461	0,052		29. Mai.	10	05:54	06:03								
2024-05-19 06:04:00	0,008175	605,5653	2	0,377299	0,012959	0,036253	5,3	65,6	0,907	0,411	0,093	-0,886	-0,461	0,056		30. Mai.	11	05:53	06:03								
2024-05-19 06:05:00	0,007445	607,3052	1	0,369326	0,012722	0,029191	5,5	65,8	0,908	0,408	0,096	-0,886	-0,46	0,06		31. Mai.	12	05:52	06:03								
2024-05-19 06:06:00	0,006566	609,0422	1	0,361517	0,012488	0,018648	5,6	66	0,909	0,405	0,098	-0,886	-0,459	0,064		1. Jun.	13	05:51	06:03								
2024-05-20 06:01:00	0,009352	601,8488	2	0,397756	0,013578	0,044196	5	65	0,902	0,422	0,088	-0,884	-0,466	0,045		2. Jun.	13	05:52	06:04								
2024-05-20 06:02:00	0,009044	603,5911	2	0,389381	0,01333	0,042855	5,2	65,1	0,904	0,419	0,091	-0,884	-0,465	0,049		3. Jun.	14	05:51	06:04								
2024-05-20 06:03:00	0,008636	605,3304	2	0,381176	0,013087	0,040363	5,3	65,3	0,905	0,416	0,093	-0,884	-0,465	0,053		4. Jun.	15	05:50	06:04								
2024-05-20 06:04:00	0,008044	607,0669	1	0,373137	0,012848	0,035561	5,5	65,5	0,906	0,413	0,096	-0,884	-0,464	0,057		5. Jun.	15	05:50	06:04								
2024-05-20 06:05:00	0,007293	608,8005	1	0,365262	0,012613	0,028039	5,6	65,7	0,907	0,41	0,098	-0,884	-0,463	0,061		6. Jun.	16	05:49	06:04								
2024-05-20 06:06:00	0,006382	610,5312	1	0,357547	0,012381	0,016633	5,8	65,9	0,908	0,407	0,101	-0,884	-0,462	0,065		7. Jun.	16	05:49	06:04								
2024-05-21 06:00:00	0,009539	601,6059	2	0,401912	0,013714	0,04506	5,1	64,6	0,9	0,427	0,088	-0,882	-0,47	0,041		8. Jun.	16	05:50	06:05								
2024-05-21 06:01:00	0,009283	603,3448	2	0,393466	0,013465	0,044279	5,2	64,8	0,901	0,424	0,091	-0,882	-0,469	0,045		9. Jun.	15	05:50	06:04								
2024-05-21 06:02:00	0,008963	605,0808	2	0,38519	0,013219	0,042796	5,4	65	0,902	0,421	0,093	-0,882	-0,468	0,049		10. Jun.	16	05:49	06:04								
2024-05-21 06:03:00	0,008531	606,8139	2	0,377083	0,012978	0,04001	5,5	65,2	0,904	0,418	0,096	-0,882	-0,468	0,053		11. Jun.	16	05:49	06:04								
2024-05-21 06:04:00	0,007914	608,5441	1	0,36914	0,012741	0,034818	5,7	65,4	0,905	0,415	0,099	-0,882	-0,467	0,057		12. Jun.	16	05:49	06:04								
2024-05-21 06:05:00	0,007143	610,2715	1	0,361358	0,012508	0,026828	5,8	65,6	0,906	0,412	0,101	-0,883	-0,466	0,061		13. Jun.	16	05:50	06:05								
2024-05-21 06:06:00	0,006195	611,996	1	0,353794	0,012279	0,014427	6	65,7	0,907	0,409	0,104	-0,883	-0,465	0,065		14. Jun.	16	05:50	06:05								
2024-05-22 05:59:00	0,009728	602,9516	2	0,406215	0,013892	0,045645	5,1	64,3	0,898	0,431	0,088	-0,88	-0,474	0,038		15. Jun.	16	05:50	06:05								
2024-05-22 06:00:00	0,009503	604,6807	2	0,397695	0,01364	0,045206	5,2	64,5	0,899	0,428	0,091	-0,88	-0,473	0,042		16. Jun.	16	05:50	06:05								
2024-05-22 06:01:00	0,009239	606,407	2	0,389348	0,013391	0,041337	5,4	64,7	0,9	0,425	0,093	-0,88	-0,472	0,046		17. Jun.	16	05:51	06:06								
2024-05-22 06:02:00	0,008905	608,1304	2	0,381168	0,013147	0,04271	5,5	64,9	0,901	0,422	0,096	-0,881	-0,471	0,05		18. Jun.	16	05:51	06:06								
2024-05-22 06:03:00	0,008947	609,8509	2	0,373155	0,012907	0,03961	5,7	65,1	0,902	0,42	0,099	-0,881	-0,471	0,054		19. Jun.	16	05:51	06:06								
2024-05-22 06:04:00	0,007804	611,5686	1	0,365303	0,012671	0,034029	5,8	65,2	0,903	0,417	0,101	-0,881	-0,47	0,058		20. Jun.	16	05:51	06:06								
2024-05-22 06:05:00	0,007011	613,2834	1	0,357611	0,012439	0,025559	6	65,4	0,905	0,414	0,104	-0,881	-0,469	0,062		21. Jun.	16	05:51	06:06								
2024-05-22 06:06:00	0,006017	614,9954	1	0,350075	0,012211	0,011979	6,1	65,6	0,906	0,411	0,106	-0,881	-0,468	0,066		22. Jun.	16	05:52	06:07								
2024-05-23 05:58:00	0,009871	602,6776	2	0,410673	0,014038	0,046013	5,1	64	0,896	0,436	0,088	-0,878	-0,477	0,034		23. Jun.	16	05:52	06:07								
2024-05-23 05:59:00	0,009673	604,4035	2	0,402076	0,013783	0,045837	5,2	64,2	0,897	0,433	0,091	-0,878	-0,476	0,038		24. Jun.	16	05:52	06:07								
2024-05-23 06:00:00	0,009443	606,1265	2	0,393853	0,013533	0,045332	5,4	64,4	0,898	0,43	0,093	-0,879	-0,476	0,042		25. Jun.	16	05:52	06:07								
2024-05-23 06:01:00	0,00917	607,8466	2	0,385399	0,013287	0,044371	5,5	64,6	0,899	0,427	0,096	-0,879	-0,475	0,047		26. Jun.	16	05:53	06:08								
2024-05-23 06:02:00	0,008825	609,5639	2	0,377312	0,013045	0,042596	5,7	64,8	0,9	0,424	0,099	-0,879	-0,474	0,051		27. Jun.	16	05:53	06:08								
2024-05-23 06:03:00	0,008342	611,2784	2	0,369388	0,012807	0,039192	5,8	64,9	0,901	0,421	0,101	-0,879	-0,474	0,055		28. Jun.	16	05:53	06:08								
2024-05-23 06:04:00	0,007675	612,99	1	0,361624	0,012573	0,0332	6	65,1	0,902	0,418	0,104	-0,879	-0,473	0,059		29. Jun.	16	05:53	06:08								
2024-05-23 06:05:00	0,006863	614,6987	1	0,354018	0,012343	0,024231	6,1	65,3	0,903	0,415	0,106	-0,879	-0,472	0,063		30. Jun.	16	05:53	06:08								
2024-05-23 06:06:00	0,00582	616,4045	1	0,346566	0,012116	0,009301	6,3	65,5	0,904	0,412	0,109	-0,879	-0,471	0,067		1. Jul.	16	05:54	06:09								
2024-05-24 05:57:00	0,010001	602,39	2	0,41529	0,014189	0,046216	5,1	63,7	0,893	0,441	0,088	-0,876	-0,481	0,031		2. Jul.	16	05:55	06:10								
2024-05-24 05:58:00	0,009822	604,1126	2	0,406613	0,013932	0,046235	5,2	63,9	0,894	0,438	0,091	-0,877	-0,48	0,035		3. Jul.	16	05:55	06:10								
2024-05-24 05:59:00	0,009619	605,8324	2	0,398111	0,01368	0,04601	5,4	64,1	0,896	0,435	0,093	-0,877	-0,479	0,039		4. Jul.	16	05:55									