

SolPEG Blendgutachten

Solarpark Neutiefenweg

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in der Nähe von Neutiefenweg 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	8
3.1	Rechtliche Hinweise	8
3.2	Blendwirkung von PV-Modulen	8
3.3	Berechnung der Blendwirkung	10
3.4	Technische Parameter der PV-Anlage	11
3.5	Standorte für die Analyse	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	13
4	Ergebnisse	16
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, Gebäude	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Gebäude	19
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude	20
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude	21
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude	22
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	23
6	Schlussbemerkung	23
7	Anhang (Auszug)	24 - 35

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV-Anlage Neutiefenweg

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 „Neutiefenweg“ 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 „Neutiefenweg“ 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 Gemeindeteil Neutiefenweg, im Westen der Gemeinde Aholming in Bayern. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche im Gemeindeteil Neutiefenweg in Bayern. Die Flächen sind eben.
Koordinaten (Mitte)	48.731°N, 12.865°O, 324 m ü.N.N.
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 20 m – 35 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

Übersicht den Teilbereich Nord inkl. Flur Nummern. Flur Nummer 4119 ist eine Ausgleichsfläche.



Bild 2.1.2: Teilbereich Nord und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV-Anlage, Bereich Süd.



Bild 2.1.3: Teilbereich Süd (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 folgenden Skizzen zeigen die PV-Flächen und die relevante Umgebung. Aufgrund der Lage der Gebäude und aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle sind diese überwiegend nicht von Reflexionen betroffen, die Standorte werden 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)

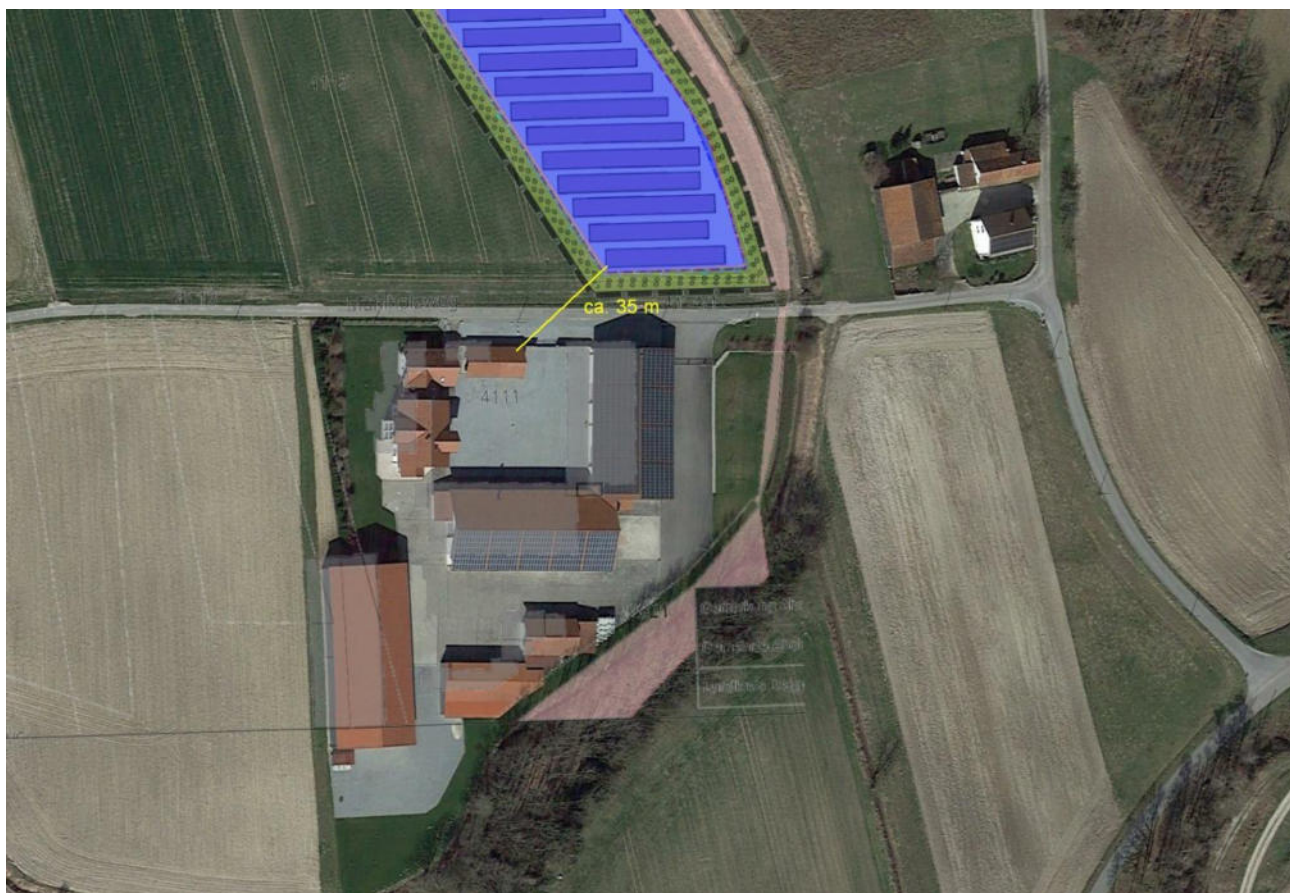


Bild 2.2.2: PV-Anlage und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

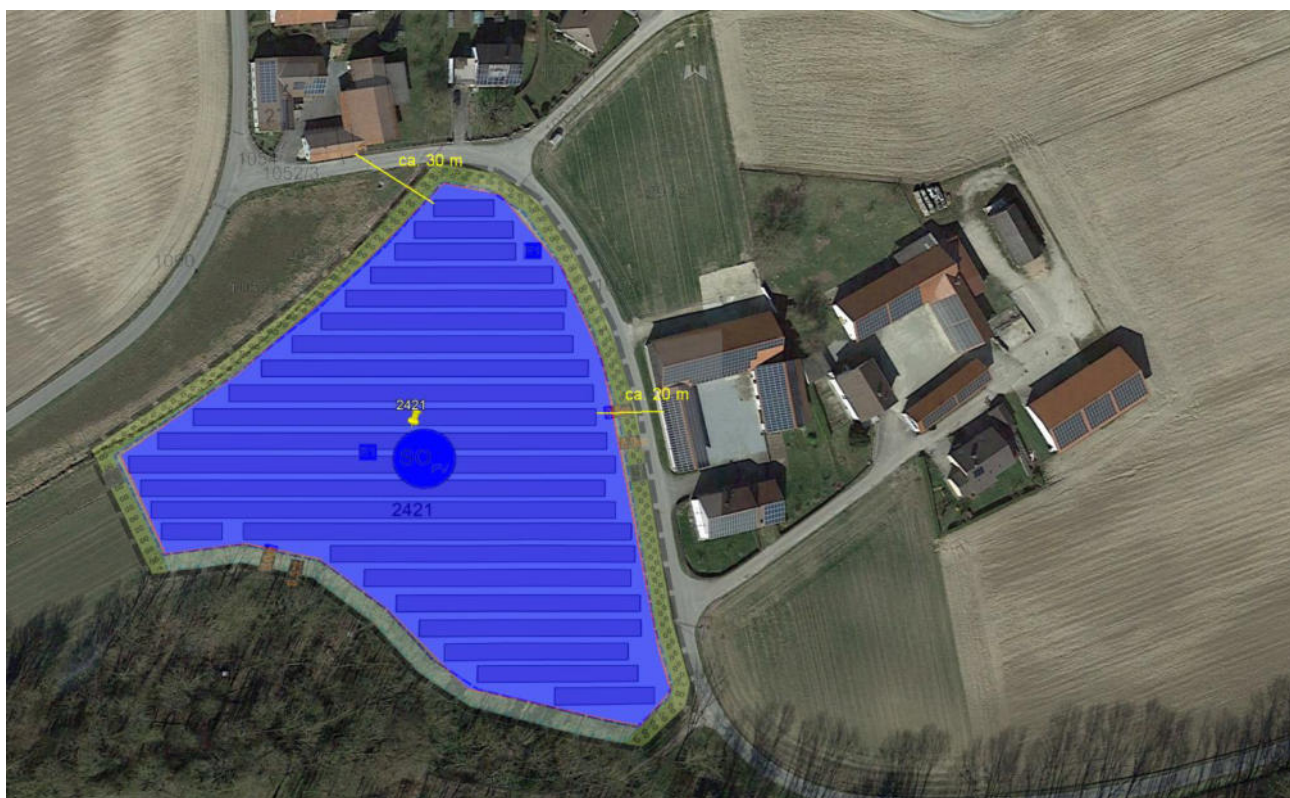


Bild 2.2.3: PV-Anlage und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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:

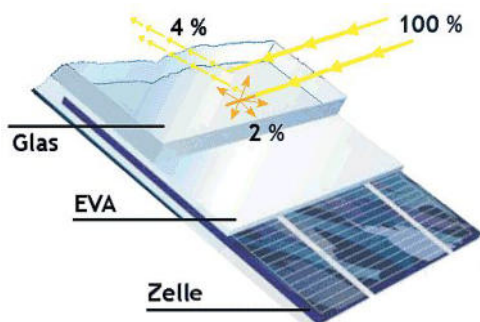


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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-stoert-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.

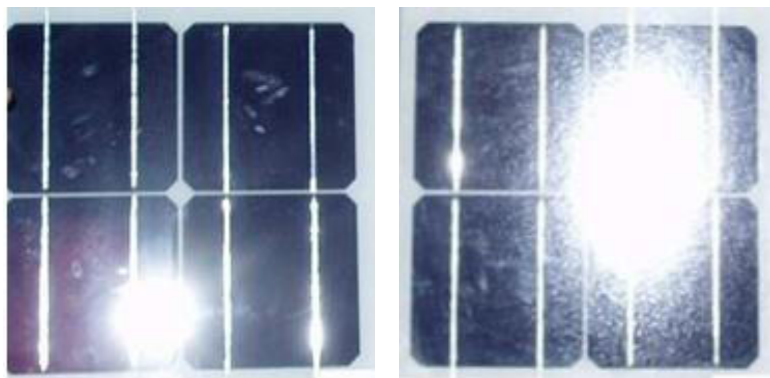


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

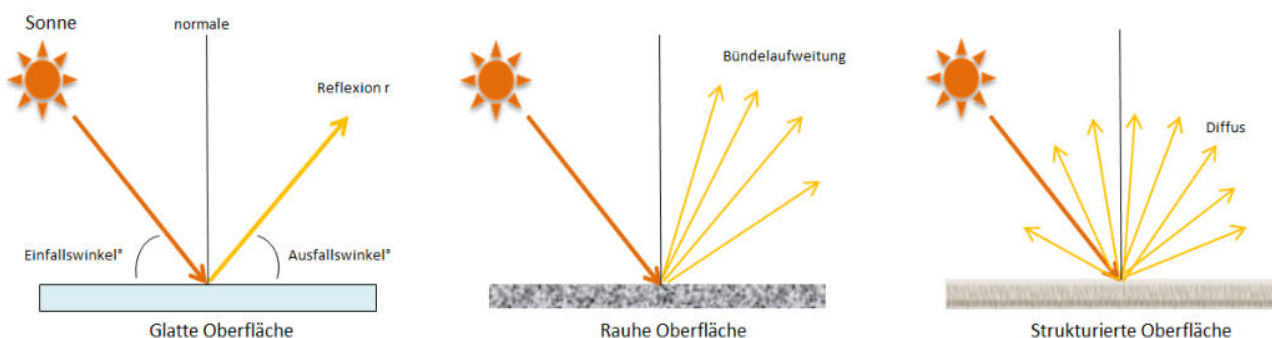


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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:

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

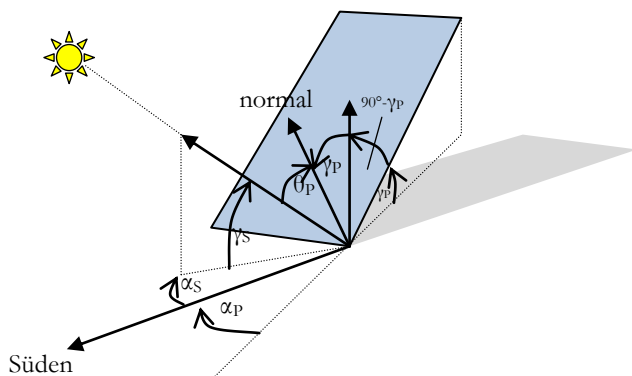


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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.

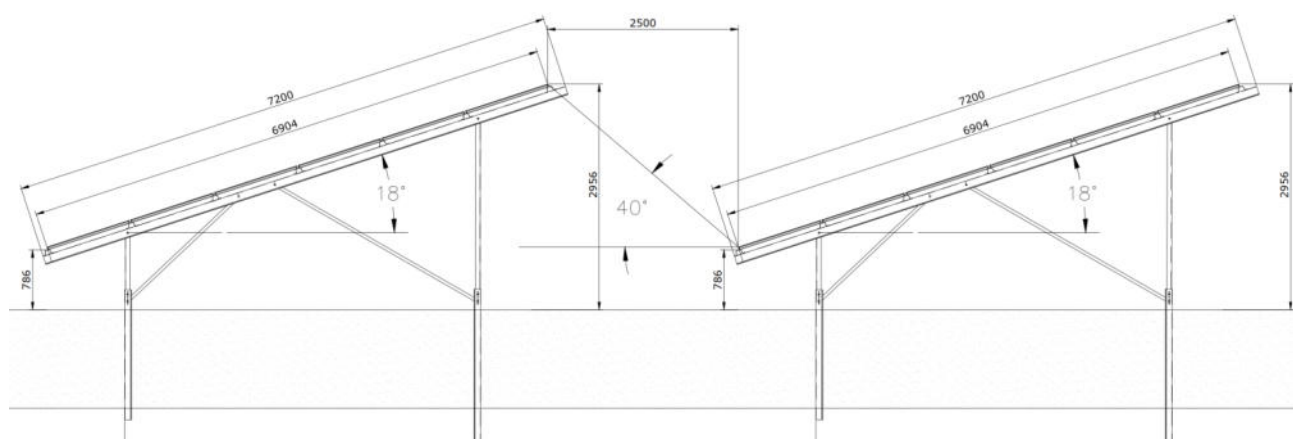


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Planungsunterlagen, Bsp.)

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, 153-184° (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 Neutiefenweg wurden insgesamt 5 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte im Bereich von umliegenden Gebäuden und Straßen festgelegt. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden.

Die folgenden Skizzen zeigen die jeweiligen PV-Flächen 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.

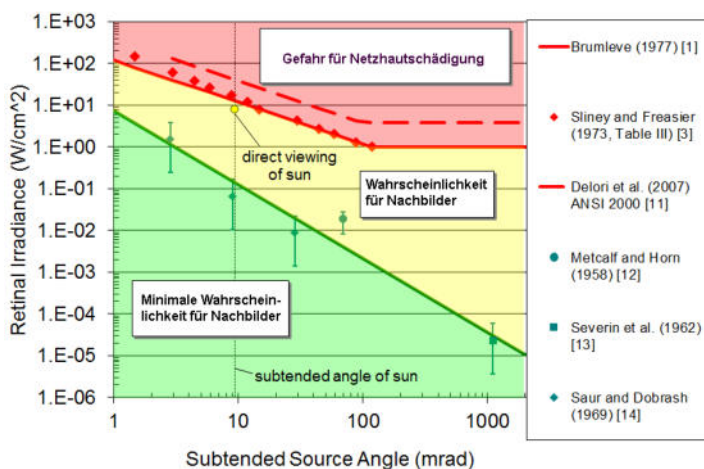


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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 Neutiefenweg wird für bestimmte, 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, sind zu relativieren bzw. zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse teilweise 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 Gebäude Mühlholzweg	48.730309	12.864789	326,00	328,00	nicht relevant ^{DS}
P2 Gebäude Mühlholzweg	48.728980	12.864222	325,18	327,18	nicht relevant ^D
P3 Gebäude Pöringer Straße	48.729107	12.871441	324,46	326,46	-
P4 Gebäude Altentiefenweg	48.725653	12.864060	326,08	328,08	nicht relevant ^S
P5 Gebäude Mühlholzweg	48.724874	12.865621	326,38	328,38	nicht relevant ^{DSE}

^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, Gebäude

Am Messpunkt P1 im Bereich der Gebäude an der Adresse Mühlholzweg 17a können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 03. Mai - 08. August, zwischen 06:26 - 06:56 Uhr, für max. 20 Minuten aus östlicher Richtung auftreten.

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der aufgeführten Minuten pro Tag im Jahresverlauf.

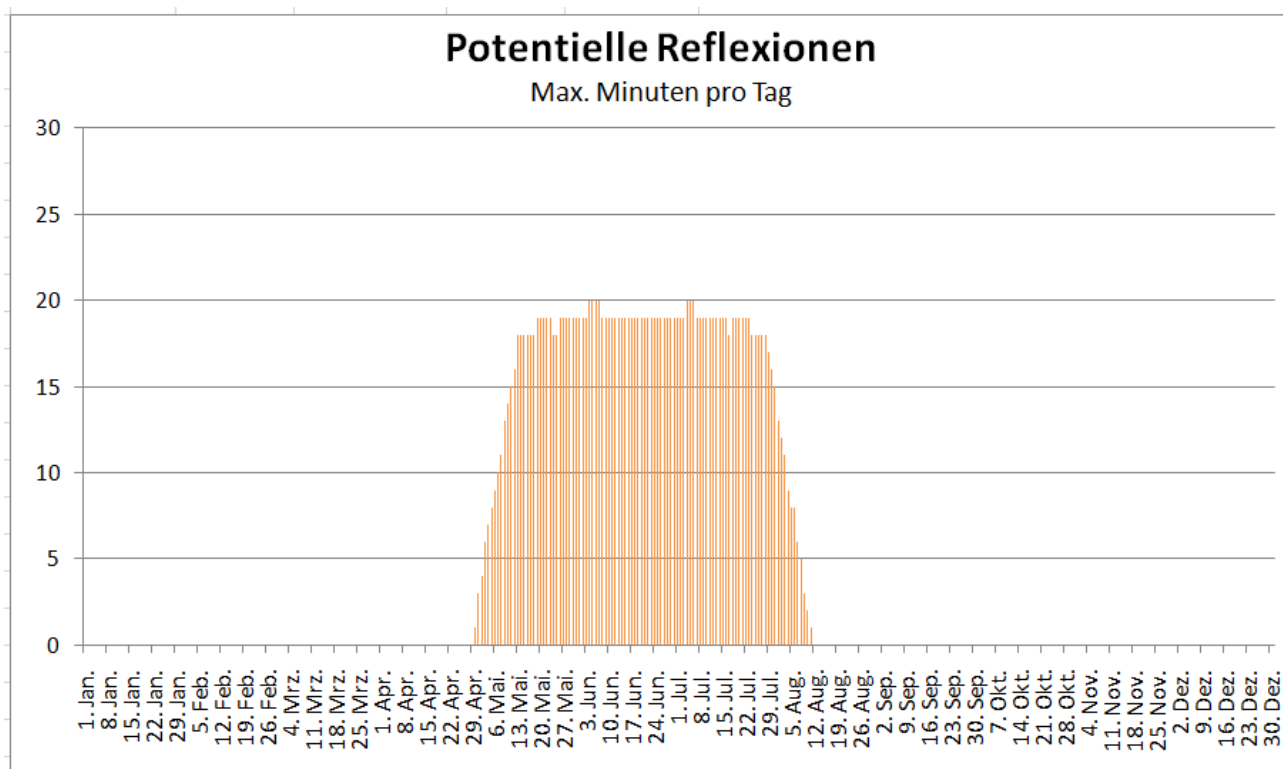


Bild 4.1.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf am Messpunkt P1 (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Die Summe von Minuten mit Reflexionen pro Jahr und auch pro Tag liegt unter bzw. im Rahmen der Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten besteht überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle und daher sind die rechnerisch ermittelten Reflexionen zu vernachlässigen - sofern diese überhaupt wahrnehmbar sind.

Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

U.a. lt. einem Urteil des OLG Braunschweig vom 10. August 2022¹⁵ ist die LAI Lichtleitlinie allerdings nicht maßgeblich für die Beurteilung von Reflexionen durch PV-Anlagen, diese wird in der Urteilsbegründung nicht erwähnt.

Aufgrund der Lage und Entfernung sind andere Gebäude in der Umgebung nicht von potenziellen Reflexionen durch die PV-Anlage betroffen.

¹⁵ <https://oberlandesgericht-braunschweig.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stoert-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>

Darüber hinaus ist entlang der Geländegrenze der PV-Fläche eine Begrünung geplant, sodass auch unter diesem Aspekt überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur PV-Anlage vorhanden ist. Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P1 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

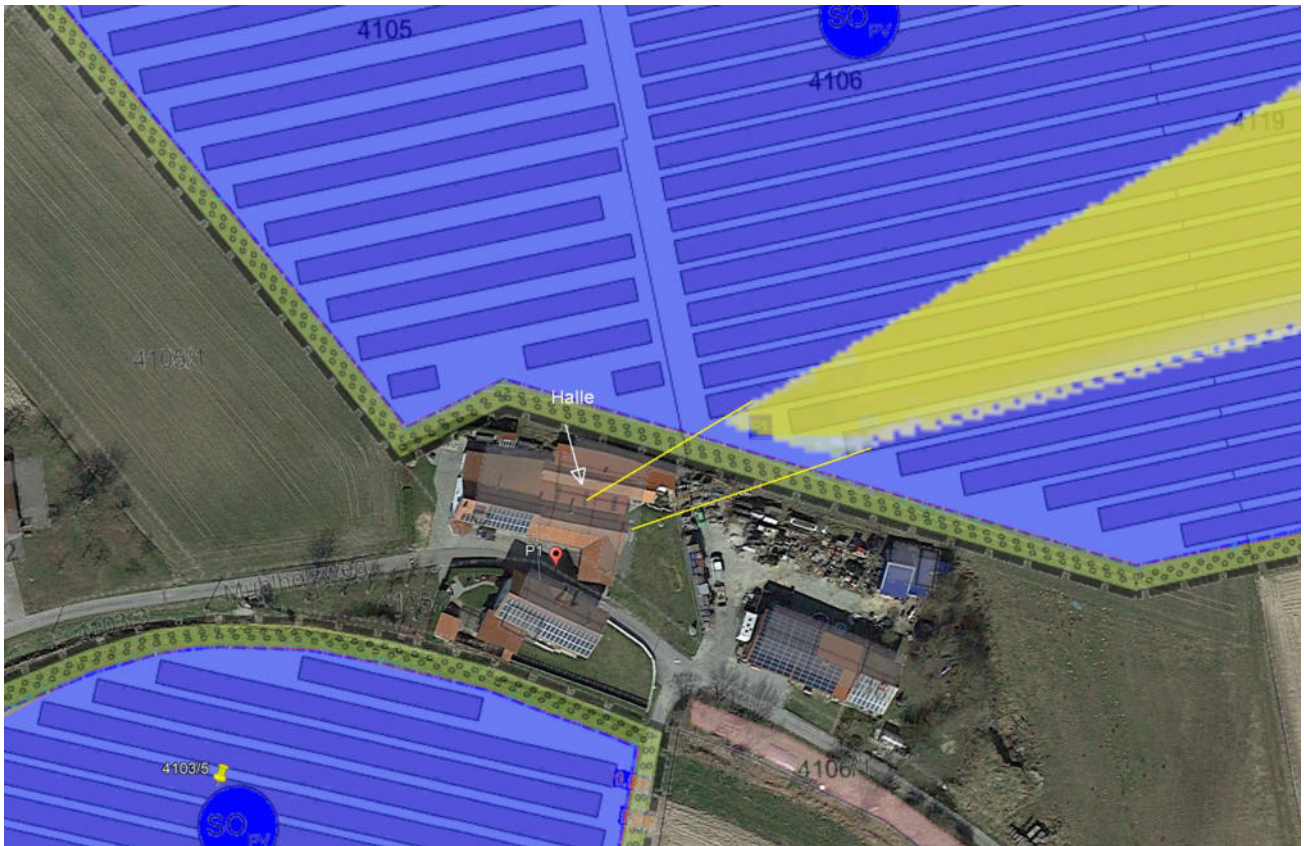


Bild 4.1.2: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Gebäude

Am Messpunkt P2 im Bereich der Gebäude an der Adresse Mühlholzweg 15 können theoretisch nur an insgesamt 201 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 08. Juni - 02. Juli, zwischen 19:44 - 19:56 Uhr, für max. 9 Minuten aus westlicher Richtung auftreten.

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der aufgeführten Minuten pro Tag im Jahresverlauf.

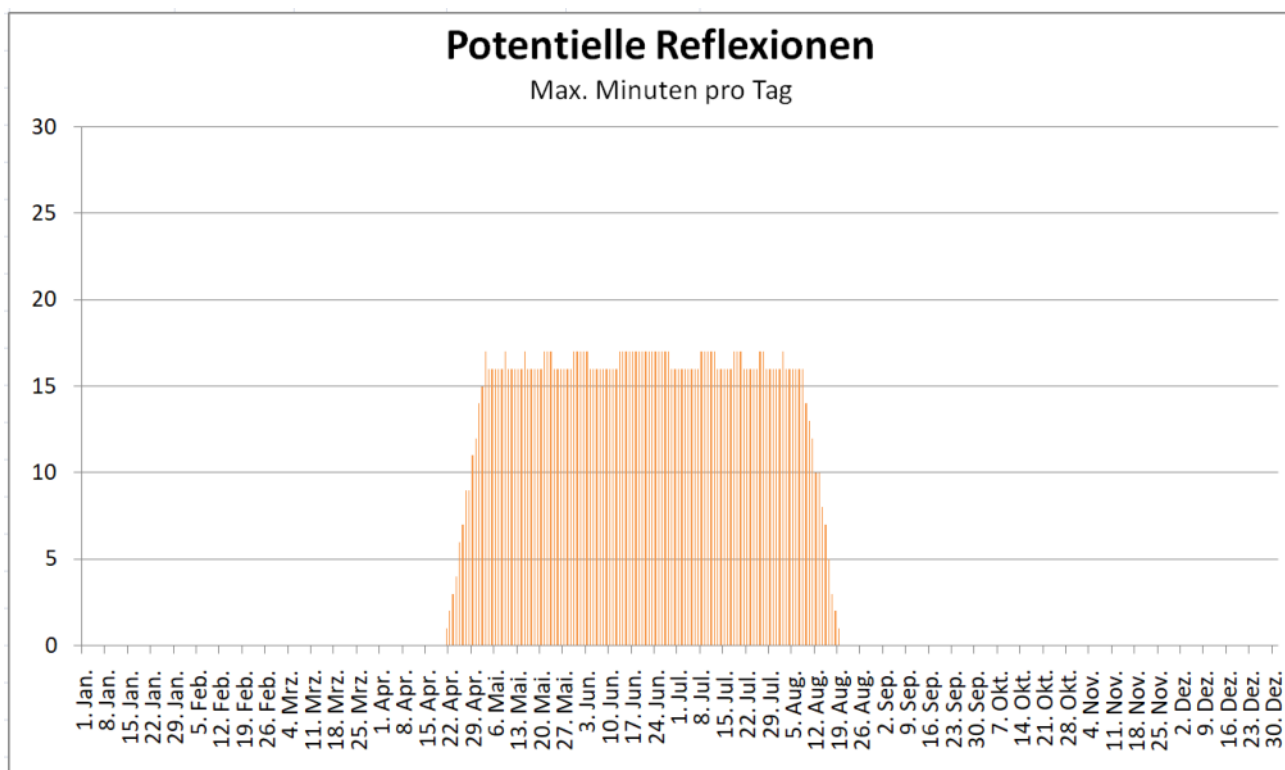


Bild 4.2.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf am Messpunkt P2 (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Die Summe von Minuten mit Reflexionen pro Jahr und auch pro Tag liegt deutlich unter den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie. Aufgrund der sehr geringen zeitlichen Dauer sind potenzielle Reflexionen zu vernachlässigen und daher 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.

Aufgrund der Lage und Entfernung sind andere Gebäude in der Umgebung nicht von potenziellen Reflexionen durch die PV-Anlage betroffen.

Darüber hinaus ist auch hier entlang der Geländegrenze der PV-Fläche eine Begrünung geplant, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur PV-Anlage vorhanden ist. Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P2 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

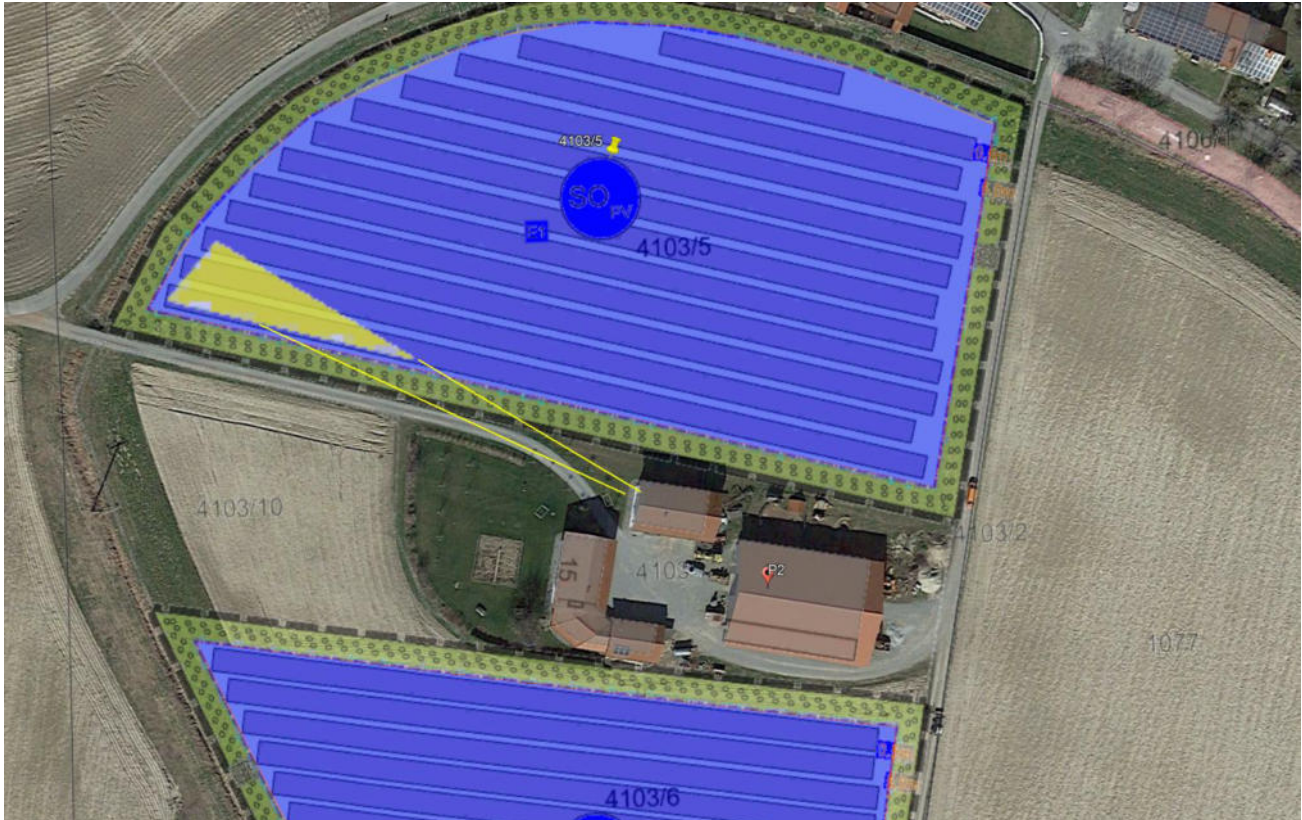


Bild 4.2.2: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude

Am Messpunkt P3 im Bereich der Gebäude an der Adresse Pöringer Straße 52 können keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ist ausgeschlossen.

Im Bereich der Gebäude an der Adresse Waldstraße 5 besteht aufgrund der örtlichen Gegebenheiten (u.a. andere Gebäude) kein direkter Sichtkontakt zu den PV-Flächen.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude

Am Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude an der Adresse Altiefenweg 8 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 11. April - 30. August, zwischen 18:54 - 19:25 Uhr, für max. 19 Minuten aus westlicher Richtung auftreten.

Die Summe von Minuten mit Reflexionen pro Jahr liegt über den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie, die Summe pro Tag liegt darunter. Sofern die Analyse Kriterien ohne Toleranz angewendet werden (u.a. ganzjährig wolkenloser Himmel), ist die Gesamtsumme pro Jahr problematisch aber unter Berücksichtigung der Gegebenheiten vor Ort sind diese deutlich zu relativieren. Insbesondere da die Gebäude keine Fenster in Richtung der PV-Fläche aufweisen, sind die rechnerisch ermittelten Ergebnisse in der Realität nicht anwendbar.

Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P4 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

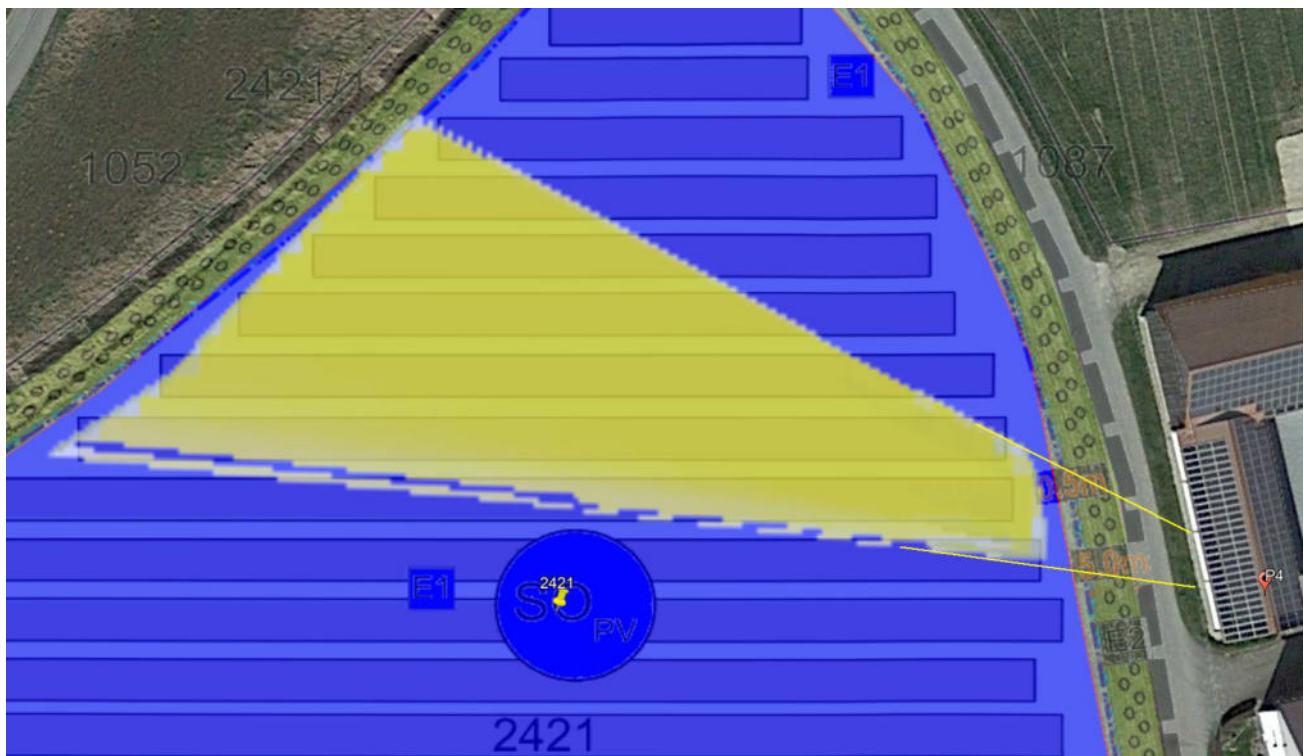


Bild 4.4.2: Simulation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Das folgende Foto zeigt den Blick von Süden Richtung Norden auf die (fensterlosen) Gebäude am Messpunkt P4.



Bild 4.4.3: Blick von Süden Richtung Norden auf Messpunkt P4 (Quelle: Google StreetView, Mai 2022, Ausschnitt)

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude

Am Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude an der Adresse Mühlholzweg 5 können theoretisch an insgesamt 370 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die westlich gelegene PV-Fläche (Flur Nummer 4105/4106) auftreten. Aufgrund der sehr geringen zeitlichen Dauer sind potenzielle Reflexionen zu vernachlässigen. Aber auch aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle von über 380 m kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden.

Im Bereich der Gebäude an der Adresse Waldstraße 5 besteht aufgrund der örtlichen Gegebenheiten (u.a. andere Gebäude) kein direkter Sichtkontakt zu den PV-Flächen.

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 „Neutiefenweg“ 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 5 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld von insgesamt 7 Teilflächen der PV-Anlage durchgeführt. Für die Simulation wurden teilweise PV-Felder sinnvoll zusammengefasst oder aufgrund der Lage nur intern analysiert. 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.

Überwiegend sind im Bereich der jeweils umliegenden Gebäude keine Reflexionen durch die jeweiligen PV-Felder nachweisbar. An einzelnen Messpunkten können in geringem Umfang Reflexionen durch die einzelne PV-Felder auftreten. Die Ergebnisse liegen allerdings teilweise deutlich unter bzw. im Rahmen der Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie. Aufgrund der zeitlichen Dauer kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Andere/weitere Gebäude sind aufgrund der Lage und/oder der großen Entfernung zur Immissionsquelle nicht von Reflexionen betroffen.

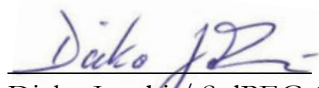
An den untersuchten Messpunkten auf den zumeist einspurigen Straßen sind keine relevanten Reflexionen durch die jeweiligen PV-Felder nachweisbar bzw. liegen die Einfallswinkel von Reflexionen deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. 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 20.11.2024


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH





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.

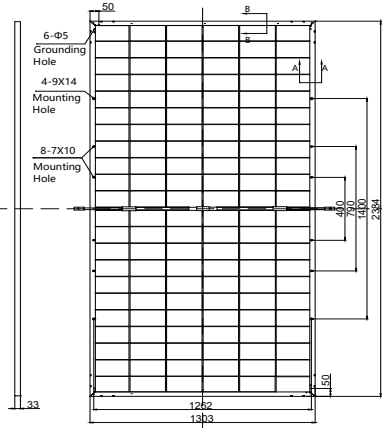
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CSI Solar Co., Ltd.

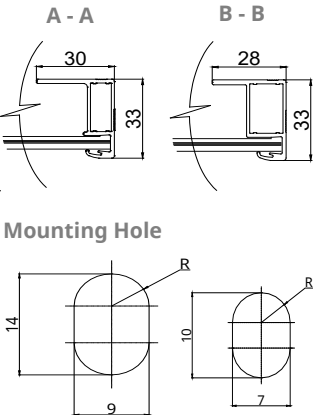
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)

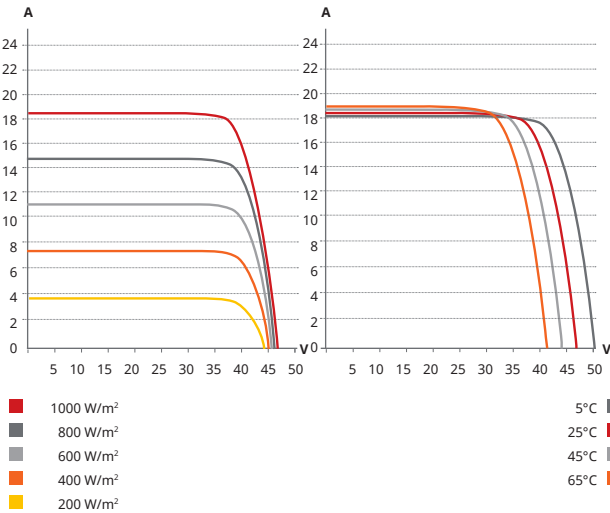
Rear View



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	19.15 A	22.8%
		10%	743 W	39.0 V	19.04 A	20.06 A	23.9%
		20%	810 W	39.0 V	20.77 A	21.89 A	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	19.20 A	23.0%
		10%	748 W	39.2 V	19.09 A	20.12 A	24.1%
		20%	816 W	39.2 V	20.82 A	21.95 A	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	19.26 A	23.1%
		10%	754 W	39.4 V	19.14 A	20.17 A	24.3%
		20%	822 W	39.4 V	20.87 A	22.01 A	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	19.31 A	23.3%
		10%	759 W	39.6 V	19.17 A	20.23 A	24.4%
		20%	828 W	39.6 V	20.92 A	22.07 A	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	19.36 A	23.5%
		10%	765 W	39.8 V	20.18 A	20.28 A	24.6%
		20%	834 W	39.8 V	20.96 A	22.13 A	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	19.41 A	23.7%
		10%	770 W	40.0 V	20.22 A	20.34 A	24.8%
		20%	840 W	40.0 V	21.01 A	22.19 A	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	19.47 A	23.8%
		10%	776 W	40.2 V	20.27 A	20.39 A	25.0%
		20%	846 W	40.2 V	21.06 A	22.25 A	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



PV Array(s)

Total PV footprint area: 86,886 m²

Name: PV array 1
Footprint area: 8,880 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 189.0 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	48.728814	12.862718	322.97	2.00	324.97
2	48.728669	12.864611	323.50	2.00	325.50
3	48.728036	12.864536	323.49	2.00	325.49
4	48.728128	12.863088	323.71	2.00	325.71

Name: PV array 2
Footprint area: 11,222 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 191.0 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	48.730019	12.863850	322.94	2.00	324.94
2	48.729810	12.864933	323.01	2.00	325.01
3	48.729131	12.864762	323.59	2.00	325.59
4	48.729496	12.862455	323.26	2.00	325.26
5	48.729849	12.862911	323.42	2.00	325.42

Name: PV array 3
Footprint area: 53,450 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 170.0 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	48.731410	12.863208	323.53	2.00	325.53
2	48.730546	12.864303	323.97	2.00	325.97
3	48.730638	12.864560	323.94	2.00	325.94
4	48.730200	12.866684	324.05	2.00	326.05
5	48.730327	12.867371	323.73	2.00	325.73
6	48.732167	12.866770	323.20	2.00	325.20
7	48.732294	12.865311	323.23	2.00	325.23
8	48.733009	12.865118	323.58	2.00	325.58
9	48.732627	12.864775	322.36	2.00	324.36
10	48.732294	12.864045	322.37	2.00	324.37

Name: PV array 4
Footprint area: 13,335 m^2
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	48.731457	12.869304	321.79	2.00	323.79
2	48.730944	12.870291	322.25	2.00	324.25
3	48.729748	12.871696	322.35	2.00	324.35
4	48.729252	12.871911	323.32	2.00	325.32
5	48.729270	12.871192	323.22	2.00	325.22
6	48.731117	12.869395	322.49	2.00	324.49
7	48.731347	12.869320	322.27	2.00	324.27

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.730309	12.864789	326.00	2.00	328.00
OP 2	48.728980	12.864222	325.18	2.00	327.18
OP 3	48.729107	12.871441	324.46	2.00	326.46

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	189.0	0	0	-	-
PV array 2	20.0	191.0	1,169	201	-	
PV array 3	20.0	170.0	1,145	2,571	-	
PV array 4	20.0	180.0	4,470	0	-	

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-2 (green)	0	0	0	0	348	324	477	20	0	0	0	0
pv-array-2 (yellow)	0	0	0	0	0	186	15	0	0	0	0	0
pv-array-3 (green)	0	0	0	51	337	287	373	97	0	0	0	0
pv-array-3 (yellow)	0	0	0	146	598	817	695	315	0	0	0	0
pv-array-4 (green)	0	0	0	306	540	666	548	467	5	0	0	0
pv-array-4 (yellow)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV array 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

No glare found

PV array 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	1169	201
OP: OP 3	0	0

Aholming

Neutiefenweg 2

Created Nov 14, 2024
Updated Nov 14, 2024
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 5.0 deg
Site ID 134093.22654

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	686	2,867	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 14,123 m^2

Name: PV array 1
Footprint area: 14,123 m^2
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	48.725511	12.864484	323.58	2.00	325.58
2	48.725451	12.864848	323.94	2.00	325.94
3	48.724966	12.865278	325.05	2.00	327.05
4	48.724063	12.865498	325.03	2.00	327.03
5	48.724173	12.864854	325.37	2.00	327.37
6	48.724428	12.864360	324.38	2.00	326.38
7	48.724502	12.864012	324.05	2.00	326.05
8	48.724484	12.863566	324.36	2.00	326.36
9	48.724835	12.863304	323.70	2.00	325.70
10	48.725054	12.863829	323.33	2.00	325.33



Google Imagery ©2024 Airbus, GeoBasis-DE/BKG, Maxar Technologies

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.725653	12.864060	326.08	2.00	328.08
OP 2	48.724874	12.865621	326.38	2.00	328.38

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	686	2,867	-	

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	22	108	124	139	127	115	51	0	0	0
pv-array-1 (yellow)	0	0	16	506	560	535	558	559	133	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	0	0
OP: OP 2	686	2867

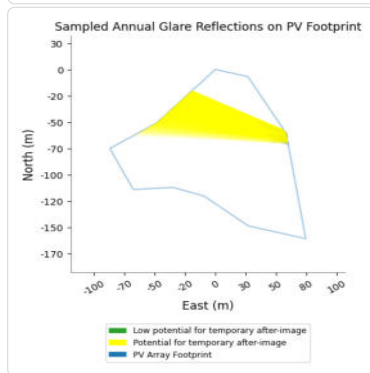
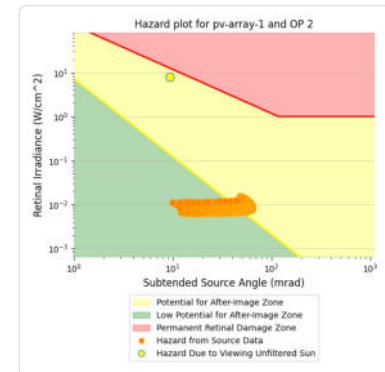
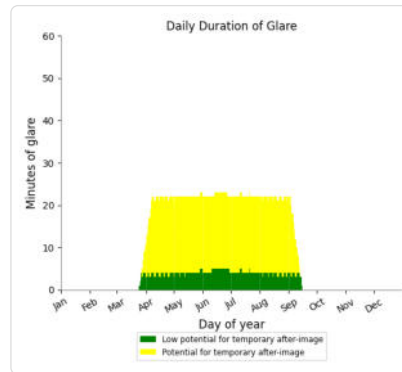
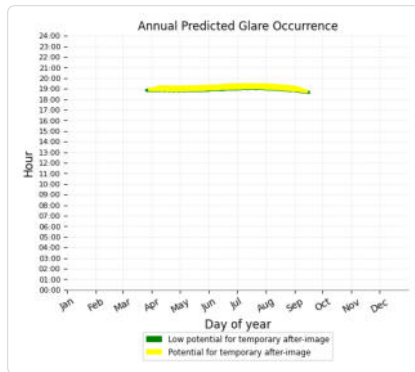
PV array 1: OP 1

No glare found

PV array 1: OP 2

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

- 686 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,867 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combine 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.

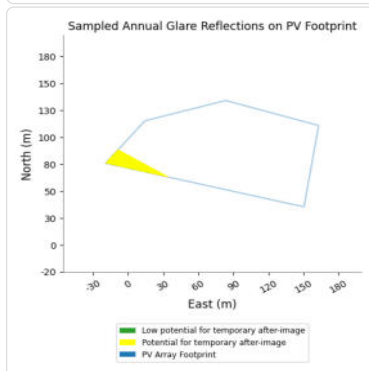
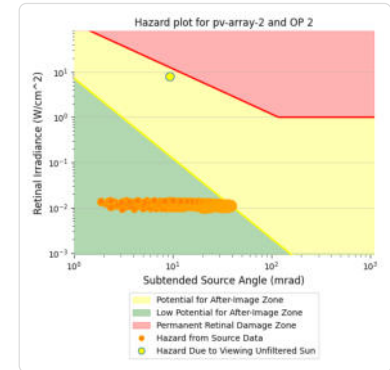
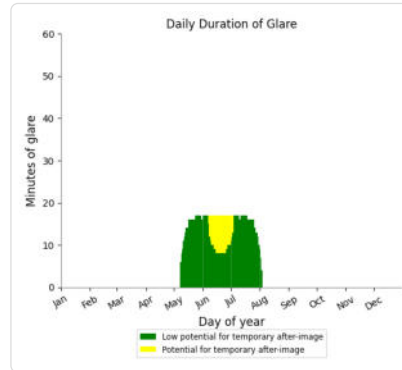
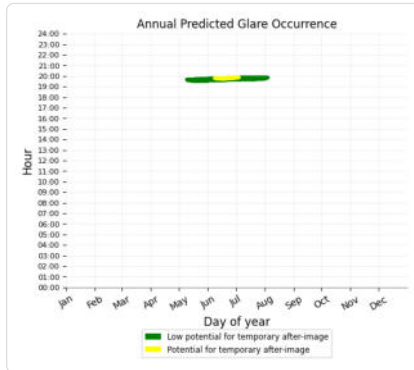
PV array 2: OP 1

No glare found

PV array 2: OP 2

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

- 1,169 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 201 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV array 2: OP 3

No glare found

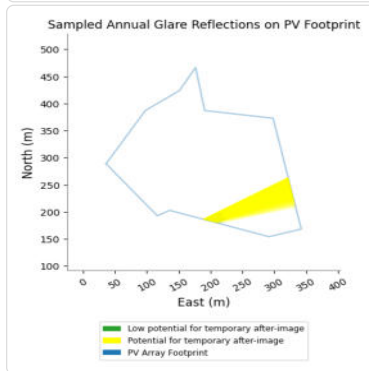
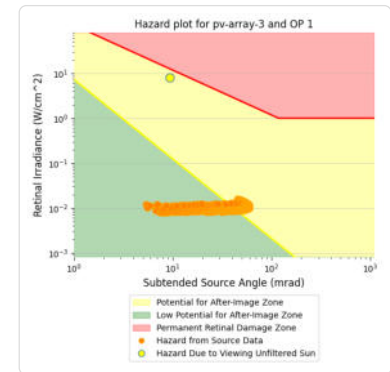
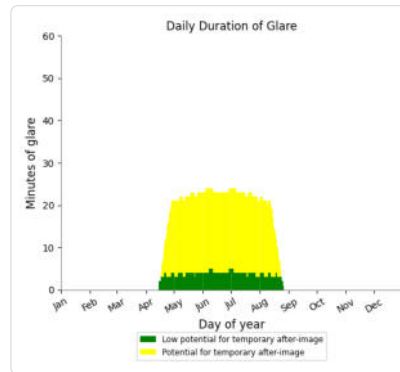
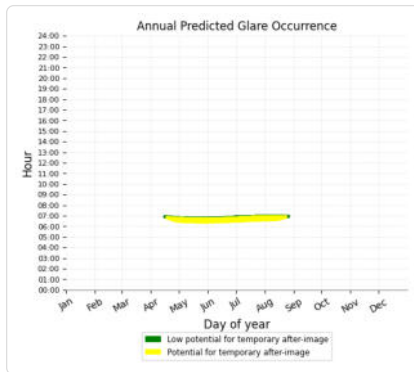
PV array 3 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	499	2188
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	646	383

PV array 3: OP 1

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

- 499 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,188 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



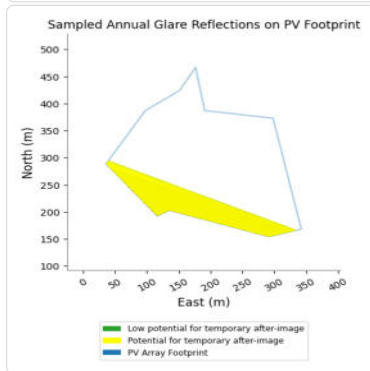
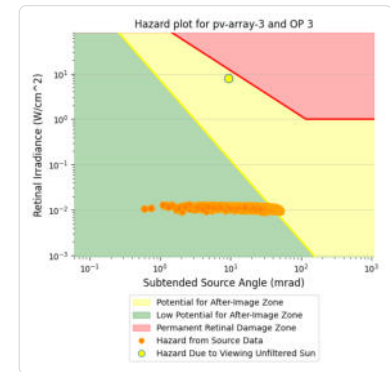
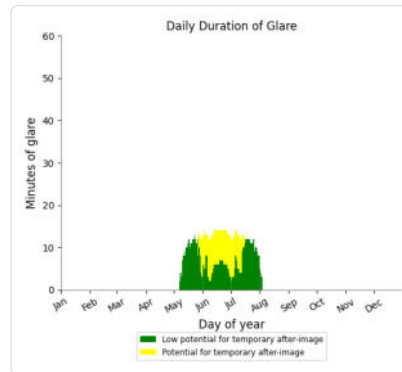
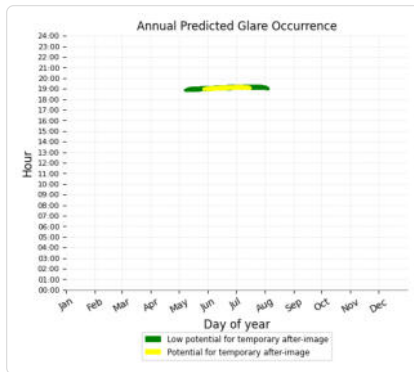
PV array 3: OP 2

No glare found

PV array 3: OP 3

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

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



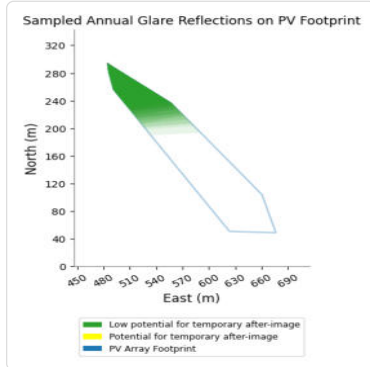
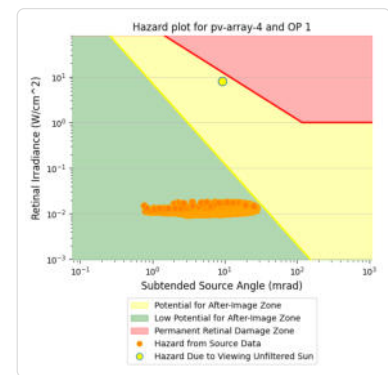
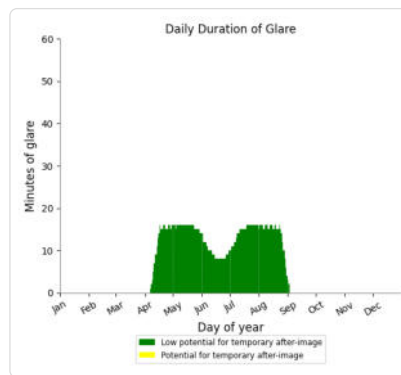
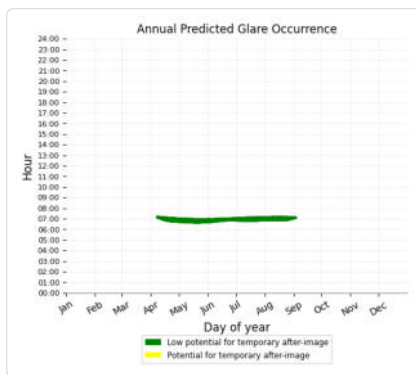
PV array 4 low potential for temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	1948	0
OP: OP 2	2395	0
OP: OP 3	127	0

PV array 4: OP 1

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

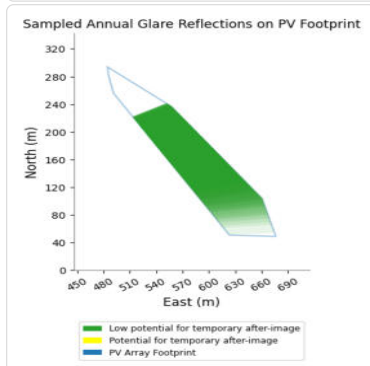
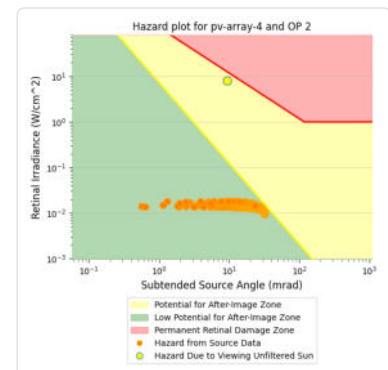
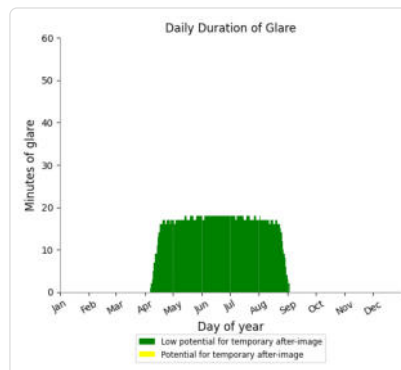
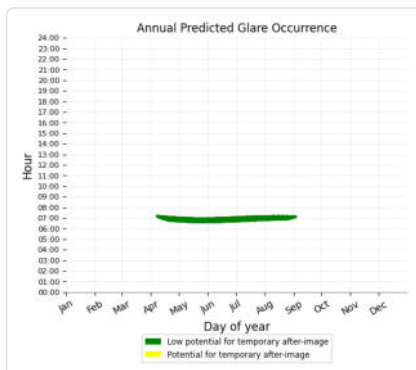
- 1,948 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV array 4: OP 2

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

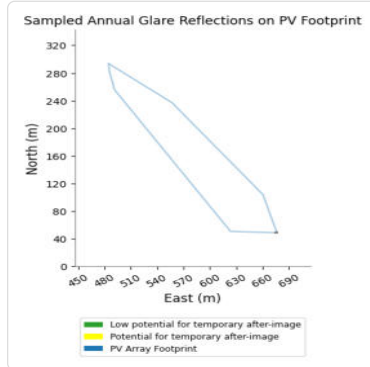
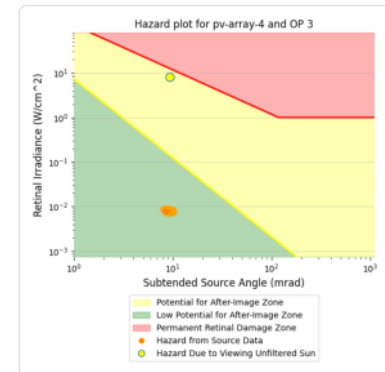
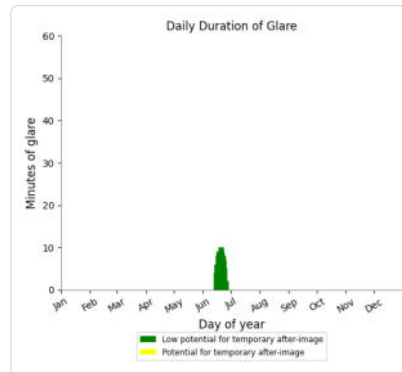
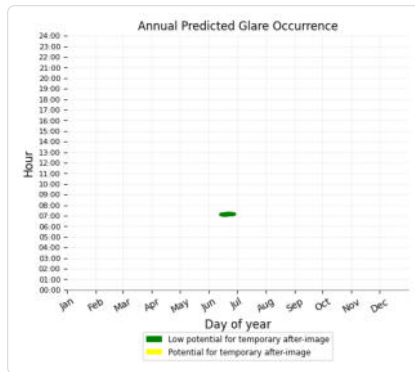
- 2,395 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV array 4: OP 3

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

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



Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combine 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 #	Reflectivity	Refinal Irradiance	Subtended Glare	Sr Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt P2
2024-03-25 18:52:00	0,005813	606,8506	1	0,330242	0,011367	0,01583	5	266,7	-0,995	-0,057	0,087	0,995	-0,013	0,103	8. Apr.	1	18:55	18:55	11. April	30. August	19	2432	18:54	19:25	Potentielle Reflexionen am Messpunkt P2: 2432 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 1569 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 863 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 19 Minuten pro Tag (Max)
2024-03-26 18:52:00	0,005882	610,1171		0,323603	0,011198	0,013184	5,3	267	-0,994	-0,052	0,092	0,994	-0,02	0,104	9. Apr.	3	18:55	18:57							
2024-03-26 18:53:00	0,006286	607,9677		0,331145	0,011419	0,02324	5,1	267,2	-0,995	-0,049	0,09	0,995	-0,02	0,1	10. Apr.	4	18:54	18:57							
2024-03-27 18:52:00	0,005337	613,3368		0,317114	0,011032	0,010049	5,6	267,3	-0,994	-0,047	0,098	0,994	-0,027	0,105	11. Apr.	6	18:54	18:59							
2024-03-27 18:53:00	0,006087	611,2057		0,324505	0,011249	0,02153	5,4	267,5	-0,995	-0,044	0,095	0,995	-0,027	0,101	12. Apr.	7	18:55	19:01							
2024-03-27 18:54:00	0,006696	609,0701	1	0,332069	0,011471	0,028941	5,3	267,6	-0,995	-0,041	0,092	0,995	-0,028	0,097	13. Apr.	8	18:55	19:02							
2024-03-27 18:55:00	0,007235	606,9301	1	0,339809	0,011698	0,034428	5,1	267,8	-0,995	-0,038	0,089	0,995	-0,028	0,092	14. Apr.	10	18:54	19:03							
2024-03-28 18:52:00	0,005884	614,591	1	0,318018	0,011086	0,019595	5,7	267,7	-0,994	-0,04	0,1	0,994	-0,034	0,102	15. Apr.	12	18:54	19:05							
2024-03-28 18:53:00	0,006514	612,4682	1	0,325431	0,011305	0,027702	5,6	267,9	-0,995	-0,036	0,097	0,995	-0,035	0,098	16. Apr.	13	18:54	19:06							
2024-03-28 18:54:00	0,007067	610,3141	1	0,333016	0,011528	0,033594	5,4	268,1	-0,995	-0,033	0,094	0,995	-0,035	0,094	17. Apr.	14	18:55	19:08							
2024-03-28 18:55:00	0,007569	608,2094	2	0,340778	0,011756	0,038137	5,3	268,3	-0,995	-0,03	0,092	0,995	-0,036	0,089	18. Apr.	16	18:54	19:09							
2024-03-28 18:56:00	0,008027	606,0734	2	0,348722	0,011987	0,041687	5,1	268,5	-0,996	-0,026	0,089	0,996	-0,037	0,085	19. Apr.	17	18:54	19:10							
2024-03-29 18:52:00	0,005671	617,748	1	0,311682	0,010921	0,017383	6	268	-0,994	-0,035	0,105	0,994	-0,041	0,103	20. Apr.	18	18:54	19:11							
2024-03-29 18:53:00	0,006327	615,642	1	0,318946	0,011137	0,026332	5,9	268,2	-0,994	-0,032	0,102	0,994	-0,042	0,099	21. Apr.	19	18:54	19:12							
2024-03-29 18:54:00	0,006895	613,5328	1	0,326381	0,011358	0,032672	5,7	268,4	-0,995	-0,028	0,1	0,995	-0,042	0,095	22. Apr.	18	18:54	19:11							
2024-03-29 18:55:00	0,007407	611,4192	1	0,333988	0,011582	0,037513	5,6	268,6	-0,995	-0,025	0,097	0,995	-0,043	0,09	23. Apr.	18	18:54	19:11							
2024-03-29 18:56:00	0,007876	609,3012	2	0,341772	0,011811	0,041303	5,4	268,7	-0,995	-0,022	0,094	0,995	-0,044	0,086	24. Apr.	18	18:54	19:11							
2024-03-29 18:57:00	0,008295	607,1789	2	0,349738	0,012044	0,044185	5,2	268,9	-0,996	-0,019	0,091	0,996	-0,044	0,082	25. Apr.	18	18:54	19:11							
2024-03-29 18:58:00	0,008649	605,0522	2	0,357889	0,012282	0,046144	5,1	269,1	-0,996	-0,015	0,088	0,996	-0,045	0,077	26. Apr.	19	18:54	19:12							
2024-03-30 18:52:00	0,005448	620,8605	1	0,305493	0,010758	0,014813	6,3	268,3	-0,993	-0,03	0,111	0,993	-0,048	0,104	27. Apr.	18	18:54	19:11							
2024-03-30 18:53:00	0,006137	618,7734	1	0,312614	0,010971	0,02481	6,2	268,4	-0,994	-0,027	0,108	0,994	-0,049	0,1	28. Apr.	18	18:54	19:11							
2024-03-30 18:54:00	0,00672	616,6819	1	0,3199	0,011189	0,031656	6	268,6	-0,994	-0,024	0,105	0,994	-0,049	0,096	29. Apr.	18	18:54	19:11							
2024-03-30 18:55:00	0,007243	614,5861	1	0,327356	0,011411	0,036819	5,9	268,8	-0,995	-0,02	0,102	0,995	-0,05	0,091	30. Apr.	18	18:54	19:11							
2024-03-30 18:56:00	0,007721	612,4859	2	0,334985	0,011637	0,040857	5,7	269	-0,995	-0,017	0,099	0,995	-0,051	0,087	1. Mai.	18	18:54	19:11							
2024-03-30 18:57:00	0,008153	610,3814	2	0,342791	0,011867	0,043963	5,5	269,2	-0,995	-0,014	0,096	0,995	-0,051	0,083	2. Mai.	18	18:55	19:12							
2024-03-30 18:58:00	0,008524	608,2726	2	0,35078	0,012102	0,046159	5,4	269,4	-0,996	-0,011	0,093	0,996	-0,052	0,078	3. Mai.	18	18:55	19:12							
2024-03-30 18:59:00	0,008803	606,1995	2	0,358954	0,012341	0,047256	5,2	269,6	-0,996	-0,007	0,09	0,996	-0,052	0,074	4. Mai.	18	18:55	19:12							
2024-03-30 19:00:00	0,008993	604,0421	2	0,367318	0,012584	0,04742	5	269,8	-0,996	-0,004	0,088	0,996	-0,053	0,07	5. Mai.	18	18:54	19:11							
2024-03-31 18:51:00	0,005232	625,9987	1	0,299452	0,010632	0,011827	6,6	268,5	-0,993	-0,026	0,116	0,993	-0,055	0,105	6. Mai.	18	18:54	19:11							
2024-03-31 18:52:00	0,005962	623,9335		0,306431	0,010844	0,023116	6,5	268,7	-0,993	-0,022	0,113	0,993	-0,055	0,101	7. Mai.	19	18:54	19:12							
2024-03-31 18:53:00	0,006564	621,8639		0,313572	0,011106	0,030537	6,3	268,9	-0,994	-0,019	0,11	0,994	-0,056	0,097	8. Mai.	18	18:55	19:12							
2024-03-31 18:54:00	0,0071	619,79		0,32088	0,01128	0,036052	6,2	269,1	-0,994	-0,016	0,107	0,994	-0,057	0,092	9. Mai.	18	18:55	19:12							
2024-03-31 18:55:00	0,00759	617,7117		0,328357	0,011504	0,040347	6	269,3	-0,994	-0,013	0,104	0,994	-0,057	0,088	10. Mai.	18	18:55	19:12							
2024-03-31 18:56:00	0,008034	615,6291	2	0,336008	0,011733	0,043679	5,8	269,5	-0,995	-0,009	0,101	0,995	-0,058	0,084	11. Mai.	18	18:55	19:12							
2024-03-31 18:57:00	0,008423	613,5422	2	0,343837	0,011965	0,046105	5,7	269,6	-0,995	-0,006	0,099	0,995	-0,059	0,079	12. Mai.	18	18:55	19:12							
2024-03-31 18:58:00	0,008728	611,451	2	0,351848	0,012202	0,047496	5,5	269,8	-0,995	-0,003	0,096	0,995	-0,059	0,075	13. Mai.	19	18:55	19:13							
2024-03-31 18:59:00	0,008905	609,3555	2	0,360016	0,012444	0,047542	5,3	270	-0,996	0	0,093	0,996	-0,06	0,071	14. Mai.	18	18:56	19:13							
2024-03-31 19:00:00	0,009252	607,2558	2	0,368433	0,01269	0,049146	5,2	270,2	-0,996	0,004	0,09	0,996	-0,061	0,067	15. Mai.	18	18:56	19:13							
2024-04-01 18:52:00	0,005762	626,9674	1	0,300396	0,010682	0,021218	6,8	269	-0,993	-0,018	0,118	0,993	-0,062	0,102	16. Mai.	18	18:56	19:13							
2024-04-01 18:53:00	0,006384	624,9151		0,307396	0,010895	0,029303	6,6	269,2	-0,993	-0,015	0,115	0,993	-0,063	0,098	17. Mai.	18	18:56	19:13							
2024-04-01 18:54:00	0,006931	622,8985		0,314558	0,011113	0,035208	6,4	269,3	-0,994	-0,011	0,112	0,994	-0,064	0,093	18. Mai.	18	18:56	19:13							
2024-04-01 18:55:00	0,00743	620,7975		0,321887	0,011334	0,039774	6,3	269,5	-0,994	-0,008	0,109	0,994	-0,064	0,089	19. Mai.	18	18:56	19:13							
2024-04-01 18:56:00	0,007885	618,7323		0,329386	0,011559	0,043335	6,1	269,7	-0,994	-0,005	0,107	0,994	-0,065	0,085	20. Mai.	18	18:56	19:13							
2024-04-01 18:57:00	0,008287	616,6628	2	0,33706	0,011789	0,045985	6	269,9	-0,995	-0,002	0,104	0,995	-0,066	0,08	21. Mai.	18	18:57	19:14							
2024-04-01 18:58:00	0,008615	614,589	2	0,344911	0,012023	0,047647	5,8	270,1	-0,995	0,002	0,101	0,995	-0,066	0,076	22. Mai.	18	18:57	19:14							
2024-04-01 18:59:00	0,008811	612,511	2	0,352945	0,012261	0,047894	5,6	270,3	-0,995	0,005	0,098	0,995	-0,067	0,072	23. Mai.	18	18:58	19:15							
2024-04-01 19:00:00	0,00913	610,4287	2	0,361165	0,012504	0,049269	5,5	270,5	-0,995	0,008	0,095	0,995	-0,067	0,068	24. Mai.	18	18:58	19:15							
2024-04-01 19:01:00	0,009437	608,3422	2	0,369576	0,012752	0,050425	5,3	270,7	-0,996	0,012	0,092	0,996	-0,068	0,063	25. Mai.	18	18:58	19:15							
2024-04-01 19:02:00	0,009695	606,2515	2	0,378183	0,013004	0,051055	5,1	270,9	-0,996	0,015	0,089	0,996	-0,069	0,059	26. Mai.	18	18:58	19:15							

	Cornel Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectiv y	Refinal Irradiance	Subtended Glare	S 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 P2	
2024-05-08 19:39:00	0,005919	627,9054	1	0,370671	0,013201	0,001883	7,5	287,7	-0,945	0,302	0,113	0,934	-0,357	0,025		7. Jun.	2	19:49	19:50		08. Juni	02. Juli		9	195	19:44	19:56	
2024-05-08 19:40:00	0,006071	626,144	1	0,3789	0,013456	0,002564	7,3	287,9	-0,944	0,305	0,127	0,934	-0,358	0,021		8. Jun.	5	19:47	19:51									
2024-05-08 19:41:00	0,006213	624,3783	1	0,387305	0,013716	0,003005	7,1	288,1	-0,943	0,308	0,124	0,933	-0,358	0,017		9. Jun.	6	19:46	19:51									
2024-05-08 19:42:00	0,006351	622,6095	1	0,395892	0,01398	0,003303	7	288,3	-0,943	0,311	0,122	0,933	-0,359	0,013		10. Jun.	7	19:45	19:51									
2024-05-08 19:43:00	0,006478	620,8375	1	0,404663	0,014249	0,003396	6,8	288,4	-0,942	0,314	0,119	0,933	-0,36	0,008		11. Jun.	7	19:45	19:51									
2024-05-08 19:44:00	0,006603	619,0623	1	0,413622	0,014523	0,003391	6,7	288,6	-0,941	0,317	0,116	0,933	-0,36	0,004		12. Jun.	7	19:46	19:52									
2024-05-09 19:37:00	0,005667	634,4275	1	0,3499	0,012591	0,0023	8	287,5	-0,944	0,298	0,139	0,932	-0,36	0,034		13. Jun.	8	19:45	19:52									
2024-05-09 19:38:00	0,005833	632,685	1	0,357667	0,012835	0,003347	7,8	287,7	-0,944	0,301	0,136	0,932	-0,361	0,03		14. Jun.	8	19:45	19:52									
2024-05-09 19:39:00	0,00599	630,9392	1	0,365601	0,013083	0,004152	7,7	287,9	-0,943	0,304	0,133	0,932	-0,361	0,026		15. Jun.	9	19:44	19:52									
2024-05-09 19:40:00	0,006141	629,1902	1	0,373706	0,013336	0,004781	7,5	288,1	-0,943	0,308	0,131	0,932	-0,362	0,022		16. Jun.	9	19:44	19:52									
2024-05-09 19:41:00	0,006283	627,4381	1	0,381986	0,013594	0,005184	7,3	288,3	-0,942	0,311	0,128	0,932	-0,363	0,017		17. Jun.	9	19:44	19:53									
2024-05-09 19:42:00	0,006419	625,6827	1	0,390443	0,013856	0,005432	7,2	288,4	-0,941	0,314	0,125	0,932	-0,363	0,013		18. Jun.	9	19:45	19:53									
2024-05-09 19:43:00	0,006547	623,9242	1	0,399082	0,014123	0,005509	7	288,6	-0,941	0,317	0,122	0,931	-0,364	0,009		19. Jun.	9	19:45	19:53									
2024-05-09 19:44:00	0,006672	622,1625	1	0,407906	0,014394	0,005451	6,9	288,8	-0,94	0,32	0,122	0,931	-0,365	0,005		20. Jun.	9	19:45	19:53									
2024-05-10 19:36:00	0,005545	637,6226	1	0,337736	0,012214	0,003246	8,3	287,5	-0,944	0,298	0,145	0,931	-0,364	0,039		21. Jun.	9	19:46	19:54									
2024-05-10 19:37:00	0,005722	635,8898	1	0,345228	0,012451	0,004566	8,2	287,7	-0,943	0,301	0,142	0,931	-0,364	0,035		22. Jun.	9	19:46	19:54									
2024-05-10 19:38:00	0,005887	634,1539	1	0,352881	0,012692	0,005566	8	287,9	-0,942	0,304	0,139	0,931	-0,365	0,03		23. Jun.	9	19:46	19:54									
2024-05-10 19:39:00	0,006044	632,4148	1	0,360699	0,012938	0,006322	7,9	288,1	-0,942	0,307	0,137	0,93	-0,365	0,026		24. Jun.	9	19:46	19:54									
2024-05-10 19:40:00	0,006194	630,6724	1	0,368685	0,013188	0,006902	7,7	288,2	-0,941	0,31	0,134	0,93	-0,366	0,022		25. Jun.	9	19:46	19:54									
2024-05-10 19:41:00	0,006335	628,9269	1	0,376812	0,013443	0,007274	7,5	288,4	-0,941	0,313	0,131	0,93	-0,367	0,018		26. Jun.	8	19:48	19:55									
2024-05-10 19:42:00	0,00647	627,1782	1	0,385175	0,013702	0,007478	7,4	288,6	-0,94	0,316	0,129	0,93	-0,367	0,014		27. Jun.	8	19:48	19:55									
2024-05-10 19:43:00	0,006599	625,4263	1	0,393686	0,013965	0,007545	7,2	288,8	-0,939	0,32	0,126	0,93	-0,368	0,01		28. Jun.	7	19:49	19:55									
2024-05-10 19:44:00	0,006719	623,6713	1	0,402379	0,014234	0,007442	7,1	289	-0,938	0,323	0,123	0,93	-0,369	0,006		29. Jun.	7	19:49	19:55									
2024-05-11 19:35:00	0,005428	642,3115	1	0,326098	0,01188	0,003942	8,7	287,5	-0,943	0,298	0,151	0,929	-0,367	0,043		30. Jun.	7	19:50	19:56									
2024-05-11 19:36:00	0,005613	640,5953	1	0,333327	0,012111	0,005474	8,5	287,7	-0,942	0,301	0,148	0,929	-0,368	0,039		1. Jul.	6	19:51	19:56									
2024-05-11 19:37:00	0,005789	638,8758	1	0,340711	0,012346	0,006728	8,4	287,9	-0,942	0,304	0,146	0,929	-0,368	0,035		2. Jul.	5	19:52	19:56									
2024-05-11 19:38:00	0,005954	637,1532	1	0,348255	0,012585	0,007684	8,2	288,1	-0,941	0,307	0,143	0,929	-0,369	0,031		3. Jul.	4	19:53	19:56									
2024-05-11 19:39:00	0,00611	635,4273	1	0,35596	0,012829	0,008394	8,1	288,2	-0,94	0,31	0,14	0,929	-0,37	0,027														
2024-05-11 19:40:00	0,00626	633,6983	1	0,363831	0,013077	0,008928	7,9	288,4	-0,94	0,313	0,137	0,929	-0,37	0,023	8													
2024-05-11 19:41:00	0,006401	631,9661	1	0,371871	0,013329	0,009268	7,7	288,6	-0,939	0,316	0,135	0,928	-0,371	0,019														
2024-05-11 19:42:00	0,006535	630,2308	1	0,380083	0,013586	0,009441	7,6	288,8	-0,938	0,319	0,132	0,928	-0,372	0,015														
2024-05-11 19:43:00	0,006664	628,4923	1	0,388017	0,013848	0,009496	7,4	289	-0,938	0,322	0,129	0,928	-0,372	0,011														
2024-05-11 19:44:00	0,006784	626,7506	1	0,397037	0,014114	0,009362	7,3	289,1	-0,937	0,325	0,127	0,928	-0,373	0,007														
2024-05-11 19:45:00	0,006903	625,0058	1	0,405787	0,014385	0,009192	7,1	289,3	-0,936	0,328	0,124	0,928	-0,374	0,003														
2024-05-12 19:34:00	0,005273	645,4746	1	0,314961	0,011531	0,004034	9	287,5	-0,942	0,297	0,157	0,928	-0,37	0,048														
2024-05-12 19:35:00	0,005481	643,7681	1	0,321939	0,011755	0,006123	8,9	287,7	-0,941	0,3	0,154	0,928	-0,371	0,044														
2024-05-12 19:36:00	0,005665	642,0584	1	0,329067	0,011983	0,007595	8,7	287,9	-0,941	0,303	0,152	0,927	-0,372	0,04														
2024-05-12 19:37:00	0,005844	640,3456	1	0,336348	0,012216	0,008788	8,6	288,1	-0,94	0,306	0,149	0,927	-0,372	0,036														
2024-05-12 19:38:00	0,006005	638,6295	1	0,343786	0,012453	0,009702	8,4	288,2	-0,94	0,309	0,146	0,927	-0,373	0,032														
2024-05-12 19:39:00	0,00616	636,9102	1	0,351382	0,012693	0,010372	8,2	288,4	-0,939	0,313	0,143	0,927	-0,374	0,028														
2024-05-12 19:40:00	0,006308	635,1878	1	0,359142	0,012939	0,010863	8,1	288,6	-0,938	0,316	0,141	0,927	-0,374	0,024														
2024-05-12 19:41:00	0,006449	633,4622	1	0,367058	0,013188	0,011173	7,9	288,8	-0,938	0,319	0,138	0,927	-0,375	0,02														
2024-05-12 19:42:00	0,006583	631,7335	1	0,375163	0,013442	0,011323	7,8	289	-0,937	0,322	0,135	0,927	-0,376	0,016														
2024-05-12 19:43:00	0,006711	630,0016	1	0,383431	0,013701	0,011357	7,6	289,1	-0,936	0,325	0,133	0,926	-0,376	0,011														
2024-05-12 19:44:00	0,006831	628,2665	1	0,391876	0,013964	0,011209	7,5	289,3	-0,936	0,328	0,13	0,926	-0,377	0,007														
2024-05-12 19:45:00	0,006949	626,5284	1	0,4005	0,014232	0,011017	7,3	289,5	-0,935	0,331	0,127	0,926	-0,378	0,003														
2024-05-13 19:33:00	0,00511	648,6294	1	0,304303	0,011195	0,003827	9,4	287,5	-0,941	0,297	0,163	0,926	-0,374	0,053														
2024-05-13 19:34:00	0,005323	646,9327	1	0,31104	0,011413	0,006164	9,2	287,7	-0,94	0,3	0,16	0,926	-0,374	0,049														
2024-05-13 19:35:00	0,005531	645,2327	1	0,317923	0,011635	0,008189	9,1	287,9	-0,94	0,303	0,157	0,926	-0,375	0,045														

Potentielle Reflexionen am Messpunkt P2:

195 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)

195 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk

0 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk

9 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 1371 Einträgen /-1169):

1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang

2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8° (Standard: min. 10°)

3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)

	Cornel Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectiv y	Refinal Irradiance	Subtended Glare	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	S q	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt P1
2024-04-15 06:55:00	0,00654	604,0048	1	1	0,357676	0,012253	5,1	80,9	0,984	0,157	0,088	-0,973	-0,217	0,078	30. Apr.	1	06:47	06:47	03. Mai	08. August	20	1685	06:26	06:56	Potentielle Reflexionen am Messpunkt P1: 1685 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 1223 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 462 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 20 Minuten pro Tag (Max)	
2024-04-15 06:56:00	0,005667	605,9708		1	0,349631	0,012017	5,2	81,1	0,984	0,154	0,091	-0,973	-0,216	0,082	1. Mai.	3	06:45	06:47								
2024-04-16 06:54:00	0,007139	606,1535		1	0,359244	0,012351	5,2	80,5	0,982	0,165	0,09	-0,972	-0,224	0,074	2. Mai.	4	06:44	06:47								
2024-04-16 06:55:00	0,006377	608,1058	1	0,351174	0,012112	5,3	80,7	0,983	0,161	0,093	-0,972	-0,223	0,079	3. Mai.	6	06:42	06:47									
2024-04-17 06:52:00	0,008215	604,5278	2	0,369143	0,012657	5,1	79,9	0,981	0,175	0,089	-0,971	-0,231	0,067	4. Mai.	7	06:41	06:47									
2024-04-17 06:53:00	0,007637	606,4784	1	0,360863	0,012413	5,3	80,1	0,981	0,172	0,092	-0,971	-0,23	0,071	5. Mai.	8	06:39	06:46									
2024-04-17 06:54:00	0,006972	608,4253	1	0,352766	0,012174	5,4	80,2	0,981	0,169	0,095	-0,97	-0,23	0,075	6. Mai.	9	06:37	06:45									
2024-04-17 06:55:00	0,006193	610,3686	1	0,344818	0,011938	5,6	80,4	0,981	0,165	0,098	-0,97	-0,229	0,08	7. Mai.	10	06:36	06:45									
2024-04-18 06:49:00	0,008964	602,7453	2	0,379337	0,012968	5,1	79,3	0,979	0,186	0,088	-0,969	-0,238	0,059	8. Mai.	11	06:35	06:45									
2024-04-18 06:50:00	0,008556	601,6897	2	0,370812	0,012719	5,2	79,5	0,979	0,182	0,091	-0,969	-0,238	0,064	9. Mai.	13	06:33	06:45									
2024-04-18 06:51:00	0,008065	606,6305	2	0,362534	0,012474	5,4	79,6	0,979	0,179	0,094	-0,969	-0,237	0,068	10. Mai.	14	06:32	06:45									
2024-04-18 06:52:00	0,007476	608,5677	1	0,354029	0,012233	5,5	79,8	0,98	0,176	0,097	-0,969	-0,236	0,072	11. Mai.	15	06:31	06:45									
2024-04-18 06:53:00	0,006803	610,5012	1	0,346464	0,011997	5,7	80	0,98	0,173	0,099	-0,969	-0,236	0,076	12. Mai.	16	06:30	06:45									
2024-04-18 06:54:00	0,006008	612,4312	1	0,338895	0,011765	5,9	80,2	0,98	0,169	0,102	-0,969	-0,235	0,08	13. Mai.	18	06:28	06:45									
2024-04-19 06:48:00	0,009212	604,836	2	0,381119	0,013074	5,2	78,8	0,977	0,193	0,09	-0,968	-0,245	0,056	14. Mai.	18	06:27	06:44									
2024-04-19 06:49:00	0,008864	606,7671	2	0,372595	0,012823	5,3	79	0,977	0,189	0,093	-0,968	-0,244	0,06	15. Mai.	18	06:27	06:44									
2024-04-19 06:50:00	0,008148	608,6947	2	0,364259	0,012576	5,5	79,2	0,978	0,186	0,096	-0,968	-0,244	0,064	16. Mai.	18	06:27	06:44									
2024-04-19 06:51:00	0,007939	610,6186	2	0,356106	0,012333	5,6	79,4	0,978	0,183	0,098	-0,968	-0,243	0,069	17. Mai.	18	06:27	06:44									
2024-04-19 06:52:00	0,00734	612,5389	1	0,348133	0,012095	5,8	79,6	0,978	0,18	0,101	-0,967	-0,242	0,073	18. Mai.	18	06:27	06:44									
2024-04-19 06:53:00	0,006656	614,4557	1	0,340336	0,011861	6	79,8	0,979	0,177	0,104	-0,967	-0,242	0,077	19. Mai.	19	06:26	06:44									
2024-04-19 06:54:00	0,00584	616,3688	1	0,332711	0,011631	6,1	80	0,979	0,173	0,107	-0,967	-0,241	0,081	20. Mai.	19	06:26	06:44									
2024-04-20 06:46:00	0,009661	604,9665	2	0,391703	0,01344	5,1	78,2	0,975	0,203	0,089	-0,966	-0,252	0,048	21. Mai.	19	06:26	06:44									
2024-04-20 06:47:00	0,009417	606,888	2	0,382958	0,013182	5,3	78,4	0,976	0,2	0,092	-0,966	-0,252	0,053	22. Mai.	19	06:26	06:44									
2024-04-20 06:48:00	0,009127	608,806	2	0,374405	0,012928	5,4	78,6	0,976	0,197	0,095	-0,966	-0,251	0,057	23. Mai.	19	06:27	06:45									
2024-04-20 06:49:00	0,008759	610,7205	2	0,36604	0,012679	5,6	78,8	0,976	0,193	0,097	-0,966	-0,25	0,061	24. Mai.	18	06:27	06:44									
2024-04-20 06:50:00	0,008335	612,6313	2	0,357858	0,012435	5,7	79	0,977	0,19	0,1	-0,966	-0,249	0,065	25. Mai.	18	06:27	06:44									
2024-04-20 06:51:00	0,007812	614,5387	2	0,349857	0,012191	5,9	79,2	0,977	0,187	0,103	-0,966	-0,249	0,07	26. Mai.	19	06:26	06:44									
2024-04-20 06:52:00	0,007203	616,4424	1	0,342031	0,011959	6,1	79,4	0,977	0,184	0,106	-0,966	-0,248	0,074	27. Mai.	19	06:26	06:44									
2024-04-20 06:53:00	0,006509	618,3425	1	0,334378	0,011727	6,2	79,5	0,978	0,181	0,109	-0,966	-0,247	0,078	28. Mai.	19	06:26	06:44									
2024-04-20 06:54:00	0,005667	620,239	1	0,326893	0,0115	6,4	79,7	0,978	0,177	0,111	-0,966	-0,247	0,082	29. Mai.	19	06:26	06:44									
2024-04-21 06:44:00	0,009982	603,3125	2	0,402604	0,013777	5	77,6	0,973	0,213	0,088	-0,965	-0,259	0,041	30. Mai.	19	06:26	06:44									
2024-04-21 06:45:00	0,009788	605,2325	2	0,393632	0,013512	5,2	77,8	0,973	0,21	0,091	-0,965	-0,259	0,045	31. Mai.	19	06:26	06:44									
2024-04-21 06:46:00	0,009568	607,1489	2	0,384857	0,013253	5,4	78	0,974	0,207	0,093	-0,965	-0,258	0,049	1. Jun.	19	06:27	06:45									
2024-04-21 06:47:00	0,009315	609,0618	2	0,376273	0,012998	5,5	78,2	0,974	0,204	0,096	-0,965	-0,257	0,054	2. Jun.	19	06:27	06:45									
2024-04-21 06:48:00	0,009012	610,9712	2	0,367878	0,012748	5,7	78,4	0,975	0,2	0,099	-0,965	-0,257	0,058	3. Jun.	19	06:27	06:45									
2024-04-21 06:49:00	0,008626	612,877	2	0,359667	0,012502	5,8	78,6	0,975	0,197	0,102	-0,965	-0,256	0,062	4. Jun.	20	06:26	06:45									
2024-04-21 06:50:00	0,008197	614,7793	2	0,351636	0,012261	6	78,7	0,975	0,194	0,105	-0,965	-0,255	0,066	5. Jun.	20	06:26	06:45									
2024-04-21 06:51:00	0,007662	616,678	1	0,343781	0,012024	6,2	78,9	0,976	0,191	0,108	-0,964	-0,255	0,07	6. Jun.	20	06:26	06:45									
2024-04-21 06:52:00	0,007047	618,5731	1	0,336099	0,011792	6,3	79,1	0,976	0,188	0,11	-0,964	-0,254	0,075	7. Jun.	20	06:27	06:46									
2024-04-21 06:53:00	0,006344	620,4646	1	0,328586	0,011563	6,5	79,3	0,976	0,184	0,113	-0,964	-0,253	0,079	8. Jun.	19	06:27	06:45									
2024-04-21 06:54:00	0,005475	622,3525	1	0,321238	0,011339	6,7	79,5	0,977	0,181	0,116	-0,964	-0,253	0,083	9. Jun.	19	06:27	06:45									
2024-04-22 06:42:00	0,010077	603,4195	2	0,404627	0,013848	5,1	77,2	0,971	0,22	0,09	-0,963	-0,266	0,038	10. Jun.	19	06:27	06:45									
2024-04-22 06:43:00	0,009899	605,33	2	0,395624	0,013583	5,3	77,4	0,972	0,217	0,092	-0,963	-0,265	0,042	11. Jun.	19	06:27	06:45									
2024-04-22 06:44:00	0,009699	607,2371	2	0,386817	0,013323	5,5	77,6	0,972	0,214	0,095	-0,963	-0,264	0,046	12. Jun.	19	06:28	06:46									
2024-04-22 06:45:00	0,009471	609,1407	2	0,378202	0,013067	5,6	77,8	0,973	0,211	0,098	-0,963	-0,264	0,05	13. Jun.	19	06:28	06:46									
2024-04-22 06:46:00	0,009209	611,0407	2	0,369776	0,012815	5,8	78	0,973	0,207	0,101	-0,963	-0,263	0,055	14. Jun.	19	06:28	06:46									
2024-04-22 06:47:00	0,008892	612,9373	2	0,361535	0,012569	5,9	78,2	0,973	0,204	0,104	-0,963	-0,262	0,059	15. Jun.	19	06:28	06:46									
2024-04-22 06:48:00	0,008502	614,8303	2	0,353473	0,012326	6,1	78,3	0,974	0,201	0,106	-0,963	-0,262	0,063	16. Jun.	19	06:28	06:46									
2024-04-22 06:49:00	0,008056	616,7198	2	0,345589	0,012088	6,3	78,5	0,974	0,198	0,109	-0,963	-0,261	0,067	17. Jun.	19	06:29	06:47									

Potentielle Reflexionen

Max. Minuten pro Tag

Tag	Anzahl Minuten
1. Jan.	0
8. Jan.	0
15. Jan.	0
22. Jan.	0
29. Jan.	0
5. Feb.	0
12. Feb.	0
19. Feb.	0
26. Feb.	0
5. Mrz.	0
12. Mrz.	0
19. Mrz.	0
26. Mrz.	0
2. Apr.	0
9. Apr.	0
16. Apr.	0
23. Apr.	0
30. Apr.	1
7. Mai.	3
14. Mai.	6
21. Mai.	10
28. Mai.	15
4. Jun.	18
11. Jun.	19
18. Jun.	19
25. Jun.	19
2. Jul.	19
9. Jul.	19
16. Jul.	19
23. Jul.	19
30. Jul.	19
6. Aug.	19
13. Aug.	19
20. Aug.	19
27. Aug.	19
3. Sep.	19
10. Sep.	19
17. Sep.	19
24. Sep.	19
1. Okt.	19
8. Okt.	19
15. Okt.	19
22. Okt.	19
29. Okt.	19
5. Nov.	19
12. Nov.	19
19. Nov.	19
26. Nov.	19
3. Dez.	19
10. Dez.	19
17. Dez.	19
24. Dez.	19
30. Dez.	19