

SolPEG Blendgutachten Solarpark Theilheim

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Theilheim in Unterfranken (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 potentiellen Blendwirkung.....	7
3.1	Rechtliche Hinweise	7
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	7
3.3	Berechnung der Blendwirkung.....	9
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	10
3.5	Standorte für die Analyse	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	12
4	Ergebnisse	15
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, A3 östlich.....	16
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, A3 südöstlich.....	18
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude östlich	20
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	21
6	Schlussbemerkung	21
7	Anhang	22 - 34

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Theilheim

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Theilheim“ für die Verkehrsteilnehmer auf der Bundesautobahn A3 sowie Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Die Umsetzung der Energiewende und die Bestrebungen für mehr Klimaschutz resultieren in Erfordernissen und Maßnahmen, die als gesellschaftlicher Konsens und somit als öffentliche Belange gesetzlich festgeschrieben sind. Z.B. im „Gesetz zur Stärkung der klimagerechten Entwicklung in den Städten und Gemeinden“ (2011) und im „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG“ (2017). Andererseits soll der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die bestehenden Regelungen für den Immissionsschutz berücksichtigen. Dies gilt auch für Lichtimmissionen durch PV Anlagen.

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Licht-Leitlinie¹, 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 Licht-Leitlinie 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 „Theilheim“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf der A3 und für Anwohner der umliegenden Gebäude.

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

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

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

¹ Die Licht-Leitlinie 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 östlich der Ortschaft Theilheim, ca. 7,5 km südöstlich von Würzburg in Unterfranken (Bayern). Östlich der Flächen verläuft auf einer Länge von ca. 400 m die Autobahn A3. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen östlich der Ortschaft Theilheim in Unterfranken (Bayern). Die Flächen sind leicht ansteigend nach Osten.
Koordinaten (Mitte)	49.952°N, 10.973°O 300 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang der A3	ca. 400 m
Abstand zum Fahrbahnrand A3	ca. 30 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 140 m (kleinste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht² über den Standort und die PV Anlage (schematisch)



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

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

Detailansicht der PV Anlage.



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

Detailansicht der PV Anlage.



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

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt das PV Feld 2 und das östlich gelegene Gebäude. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz kann das Gebäude von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden und daher wird der Standort analysiert. Andere Gebäude in der Umgebung der PV Anlage sind aufgrund der Lage, des Einfallswinkels und der Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV Anlage betroffen und werden daher nur zu Kontrollzwecken analysiert. Details sind im Abschnitt 4 aufgeführt.

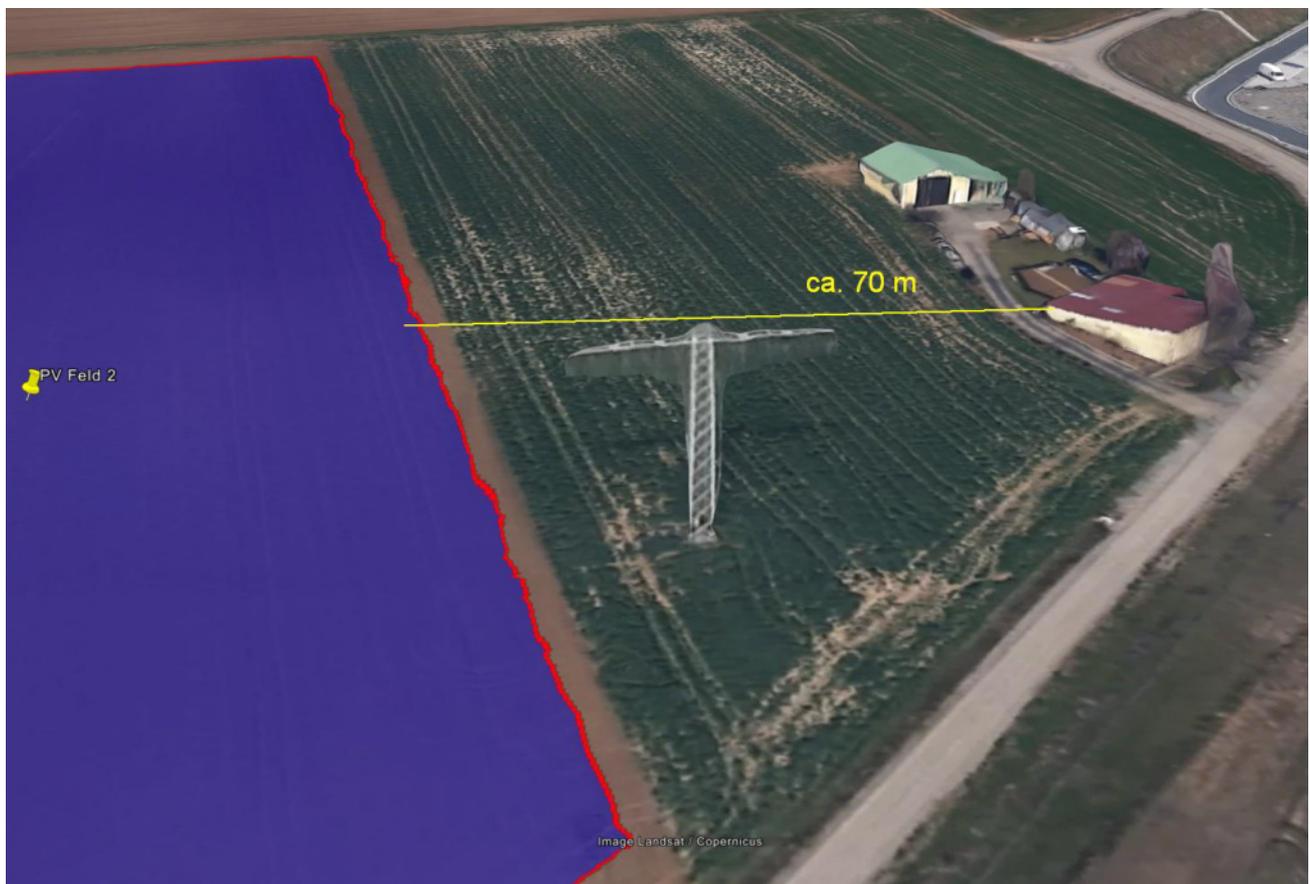


Bild 2.2.1: Gebäude östlich der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. 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 möglichst
das gesamte einfallende Licht für die Stromproduktion genutzt werden soll. Die Materialforschung hat
mit speziell strukturierten Glasoberflächen (Texturen) und Antireflexionsschichten den Anteil des re-
flektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV Moduls:

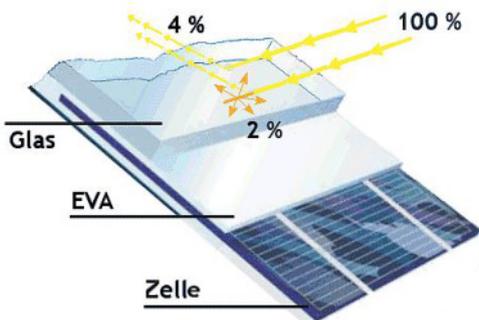


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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



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

³ <https://oberlandesgericht-braunschweig.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Links ein einfaches Modul ohne spezielle Oberflächenbehandlung. Das rechte Bild entspricht aktuellen, hochwertigen PV Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird weniger Sonnenlicht reflektiert bzw. diffus reflektiert mit einer stärkeren Streuung. Die Leuchtdichte der Modulfläche ist entsprechend vermindert.

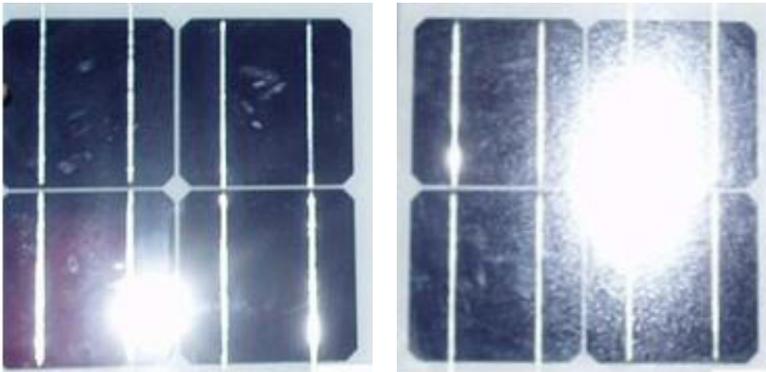


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

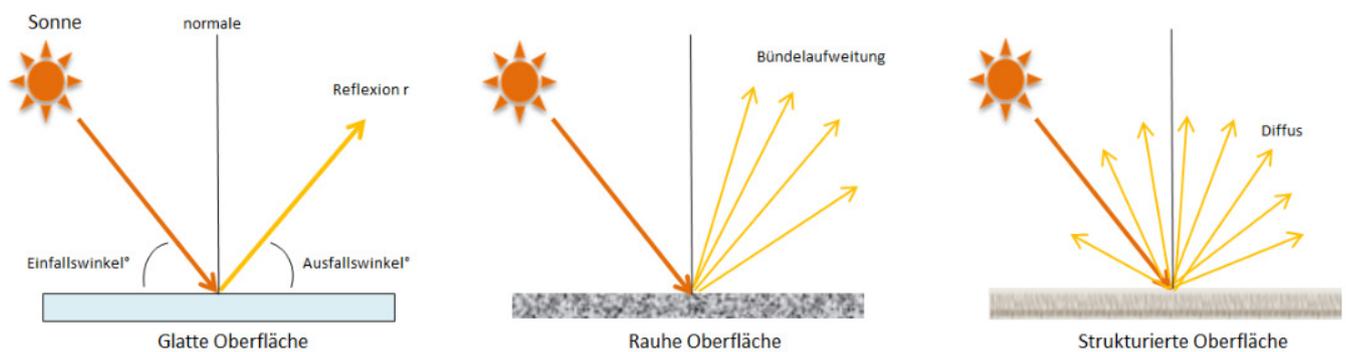


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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

Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No.of cells	120 (6×20)
Dimensions	1903×1134×30mm (74.92×44.65×1.18 inch)
Weight	24.2 kg (53.35 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered 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 ist, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

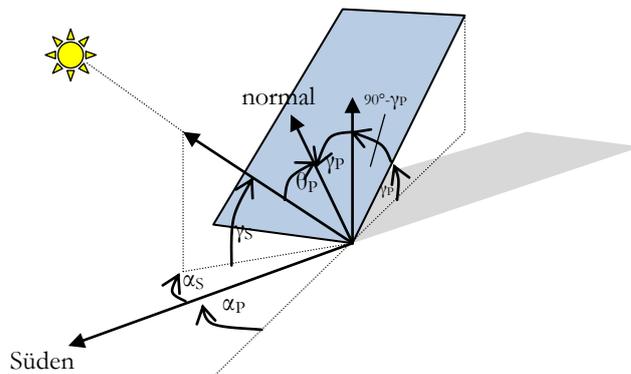


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

Die unter 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV Modulen (Glasoberfläche, Antireflexions-schicht) haben Einfluss auf den Reflexionsfaktor der Berechnung bzw. entsprechenden Berechnungsmodelle.

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie⁵ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁶, New Mexico überprüft.

⁴ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths: <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

⁵ Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁶ Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

3.4 Technische Parameter der PV Anlage

Die optischen Eigenschaften und die Installation der Module, insbesondere die Ausrichtung und Neigung der Module sind wesentliche Faktoren für die Berechnung der Reflexionen. Lt. Planungsunterlagen werden PV Module mit Anti-Reflex Schicht verwendet, sodass deutlich weniger Sonnenlicht reflektiert wird als bei Standard Modulen. Dennoch sind Reflexionen nicht ausgeschlossen, insbesondere wenn das Sonnenlicht abends und morgens in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft. Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

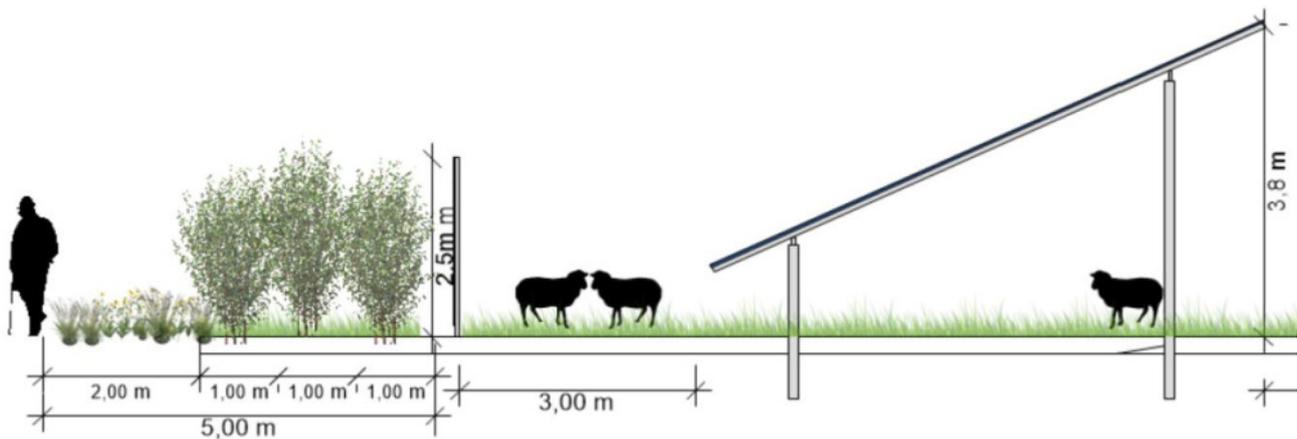


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Planungsunterlagen)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul Hersteller	Jinko Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Hochtransparentes Anti-Reflexions-Glas
Modulinstallation	Modultische mit fester Neigung
Achsen-Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der Modulfläche über Boden	ca. 0,80 m bis max. 3,8 m (zulässige Gesamthöhe)
Mittlere Höhe der Modulfläche für Simulation	2 m
Anzahl Messpunkte Straße	2 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1 auf Seite 11)
Anzahl Messpunkte Gebäude	1 Messpunkt
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (gemittelte Höhe)

Hinweis: Die PV Anlage wurde zu Kontrollzwecken auch mit einer Modulneigung von 15° simuliert und zeigt erwartungsgemäß leicht andere Ergebnisse. Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf Modulneigung von 20° aber die PV Anlage kann auch mit einer leicht abweichenden Modulneigung realisiert werden.

3.5 Standorte für die Analyse

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

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Theilheim wurden insgesamt 3 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der A3 sowie 1 Messpunkt im Bereich eines angrenzenden Gebäudes. Andere Gebäude wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV Anlage und die 6 gewählten Messpunkte:

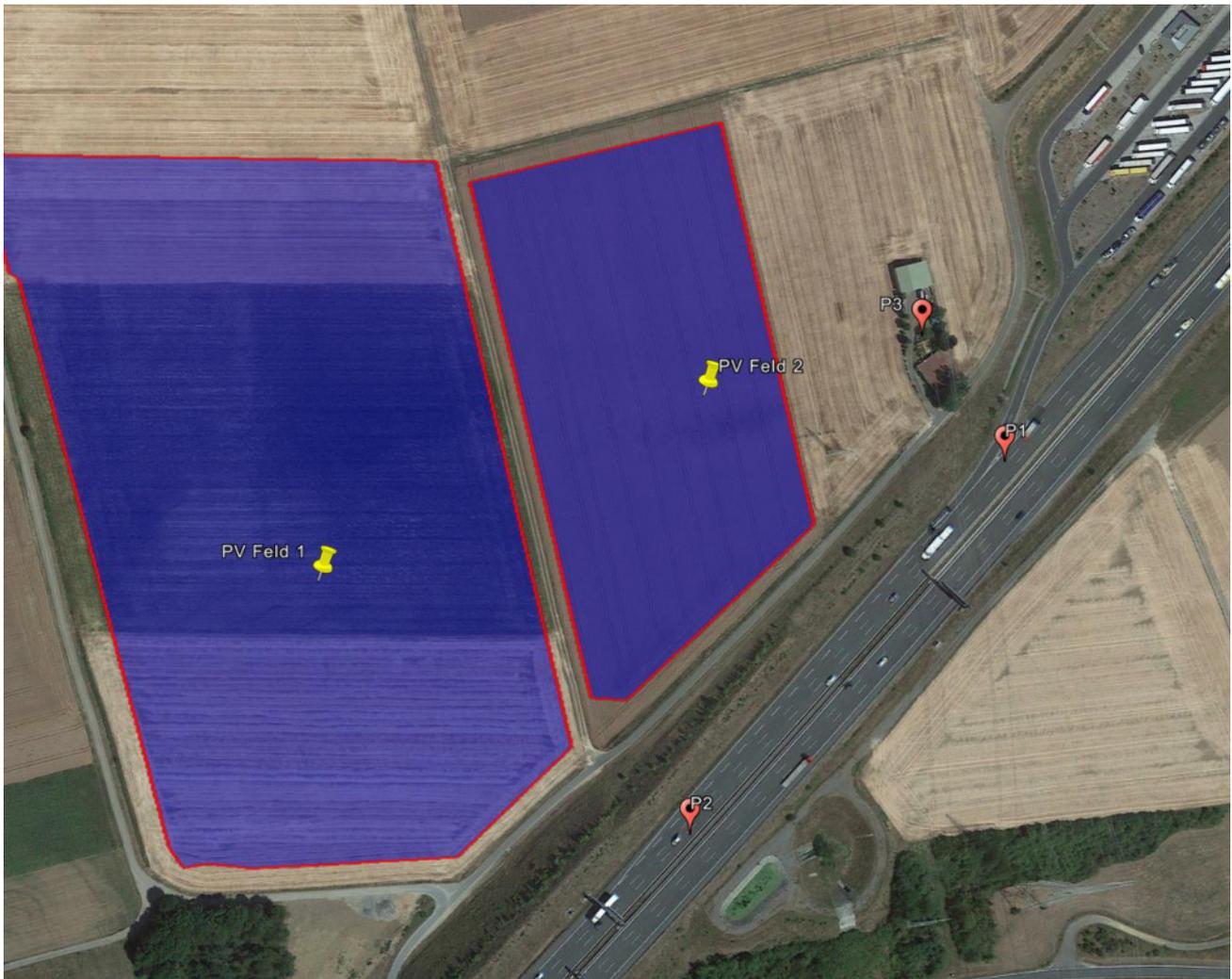


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁷ 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."

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

⁷ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

Sonstige Einflüsse

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

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

In der Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY⁸) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung⁹ von ca. 62,5 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

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

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

Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m² beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaptation des Auges).

Aber nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Das Forschungsinstitut Sandia National Laboratories (USA) hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung entspricht dem Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm²) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad). Die folgende Skizze zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

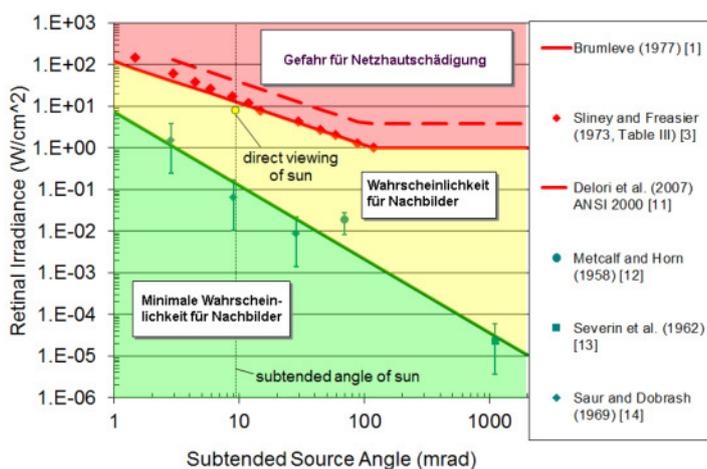


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

⁸ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

⁹ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2022_17.png

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Theilheim wird für 3 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. Die morgens und abends dicht über dem Horizont stehende Sonne ist in der Regel aufgrund von Hindernissen verdeckt, daher ist eine Sonnenhöhe von weniger als 10° über dem Horizont zu vernachlässigen¹⁰. 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.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen zu verwenden.

Individuelle Ausführungen erfolgen im weiteren Abschnitt gesondert für die jeweiligen Messpunkte.

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

Messpunkt	PV Feld 1	PV Feld 2
P1 A3 östlich	324 ^{WS}	1885 ^{WS}
P2 A3 südöstlich	3221 ^{WS}	-
P3 Gebäude östlich	318 ^E	1496

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^S Aufgrund der Geländestruktur/Hindernissen oder Sichtschutz zu vernachlässigen

^E Aufgrund der großen Entfernung zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

¹⁰ Ein Gebäude oder Wald mit einer Höhe von 14 m in einer Entfernung von 80 m zur Immissionsquelle entspricht ca. 10°

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, A3 östlich

Messpunkt P1 auf der A3 im Bereich der Ausfahrt aus dem Rastplatz Sandgraben Nord wurde zu Kontrollzwecken untersucht da in diesem Bereich erhöhte Sicherheit erforderlich ist. Theoretisch können in diesem Bereich zwischen dem 29. April und dem 13. August zwischen 18:31 - 19:06 Uhr für 5 bis max. 20 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings mit ca. $+59^\circ$ bis $+78^\circ$ rechts (westlich) der Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m Sichtweite) und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage oder gar eine Blendwirkung kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

Darüber hinaus ist entlang der Fahrbahn eine Böschung vorhanden, sodass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P1 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

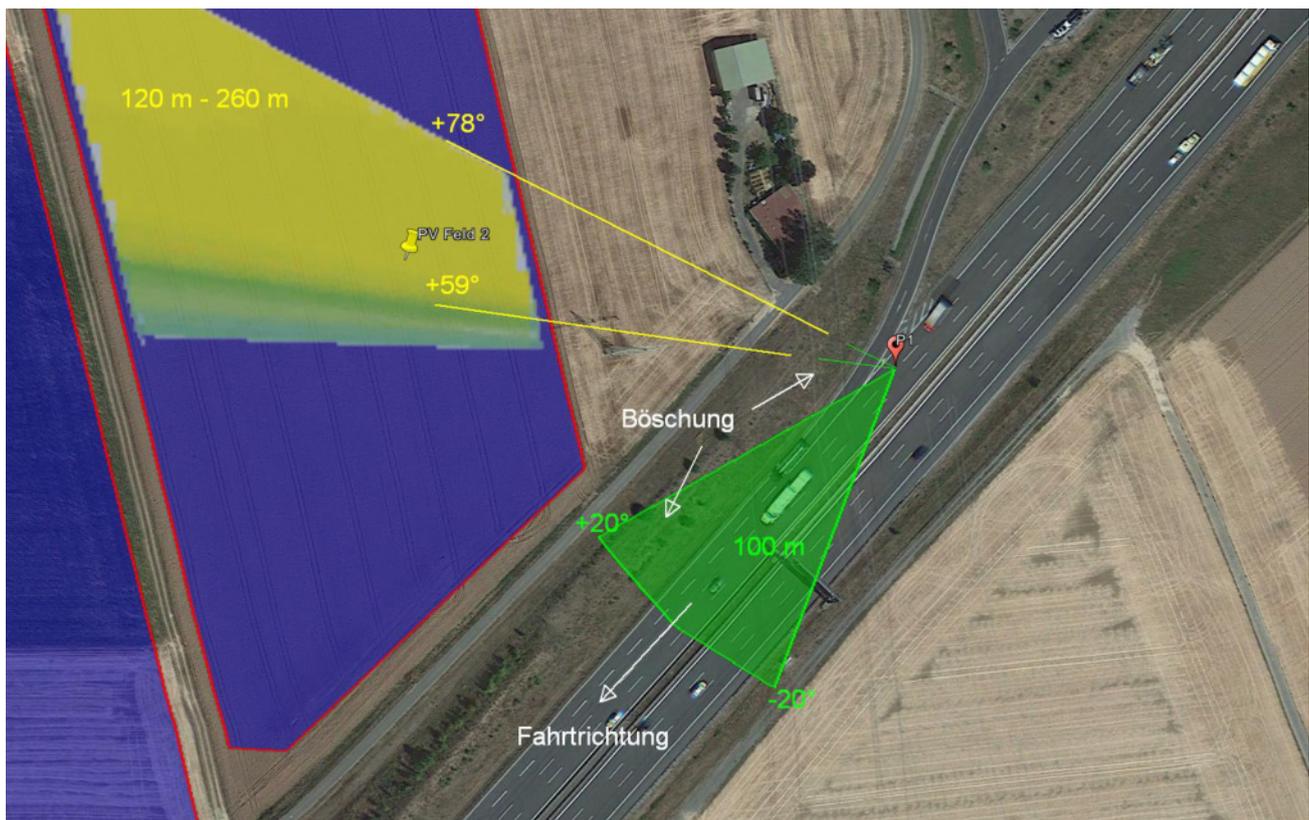


Bild 4.1.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/ grün markierten Bereich können rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Diese liegen jedoch deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und nicht einsehbar oberhalb der Fahrbahn.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P1 aus Sicht des Fahrzeugführers bei der Fahrt Richtung Südwesten (Würzburg). Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV Anlage oberhalb einer Böschung liegt, nicht einsehbar.



Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P1 (Quelle: Youtube [Video YDeVV07auR4](https://www.youtube.com/watch?v=YDeVV07auR4), IDLE, Minute 01:35, Ausschnitt)

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, A3 südöstlich

Am Messpunkt P2 auf der A3 können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 1 auftreten. Diese können zwischen dem 17. April und dem 26. August zwischen 18:13 - 18:47 Uhr für 5 bis max. 19 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen auch hier mit ca. $+56^\circ$ bis $+77^\circ$ rechts (westlich) der Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage oder gar eine Blendwirkung kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Darüber hinaus ist auch in diesem Bereich entlang der Fahrbahn eine Böschung / Lärmschutzwall vorhanden, sodass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P2 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

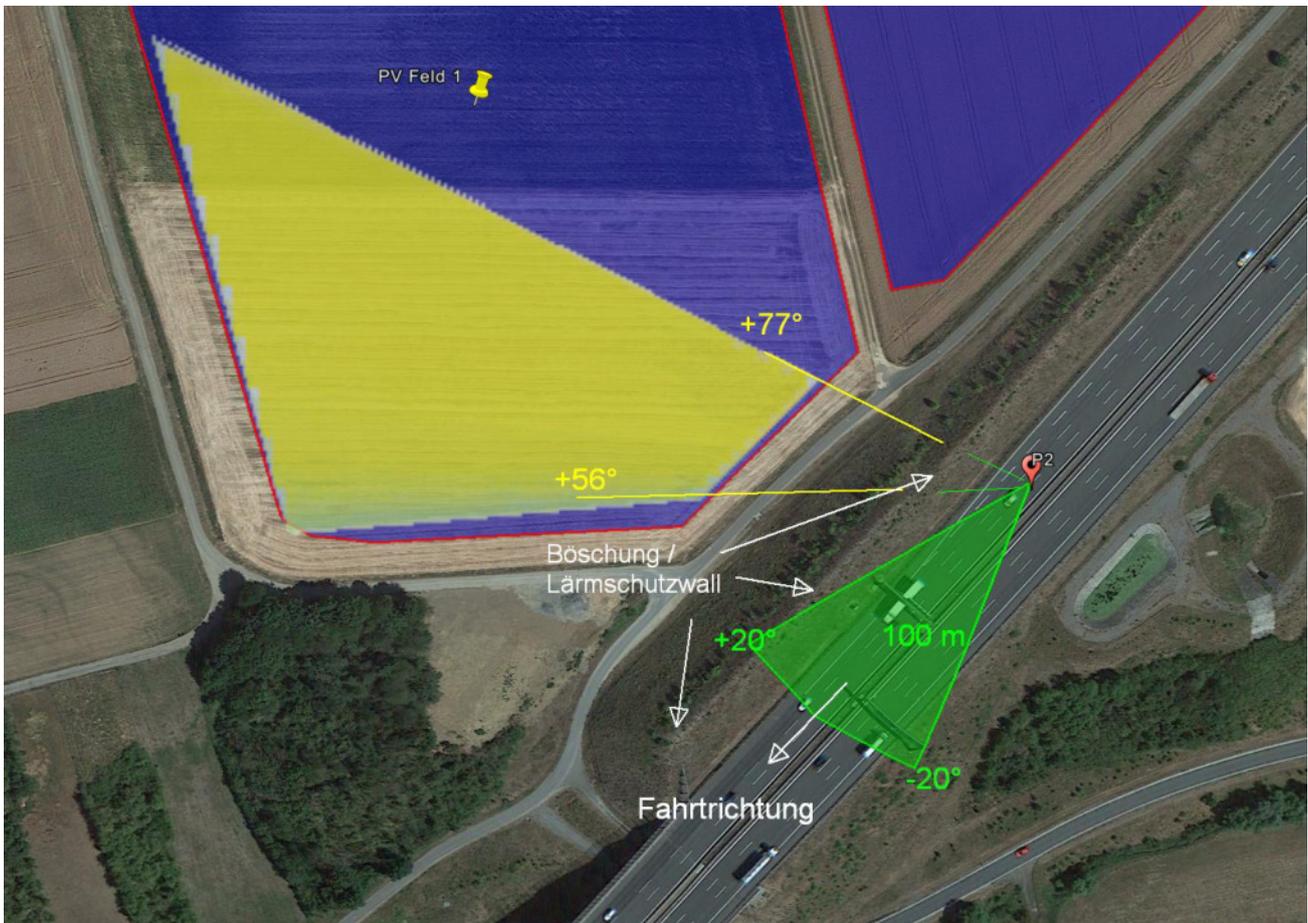


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m Sichtweite). Im gelb/ grün markierten Bereich können rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Diese liegen jedoch deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und nicht einsehbar hinter einem Lärmschutzwall.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P2 aus Sicht des Fahrzeugführers bei der Fahrt Richtung Südwesten (Würzburg). Das Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV Anlage nicht einsehbar hinter einem Lärmschutzwall liegt.



Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2 (Quelle: Youtube [Video YDeVV07auR4](#), IDLE, Minute 01:43, Ausschnitt)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude östlich

Am Messpunkt P3 im Bereich des Gebäudes östlich der PV Anlage können theoretisch an 1496 Minuten pro Jahr Reflexionen das PV Feld 2 auftreten. Diese können zwischen dem 29. April und dem 14. August zwischen 18:31 - 19:01 Uhr für 5 bis max. 16 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Aufgrund der ermittelten Gesamtsumme pro Jahr und auch pro Tag kann eine Beeinträchtigung von ggf. anwesenden Mitarbeitern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.. Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P3 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

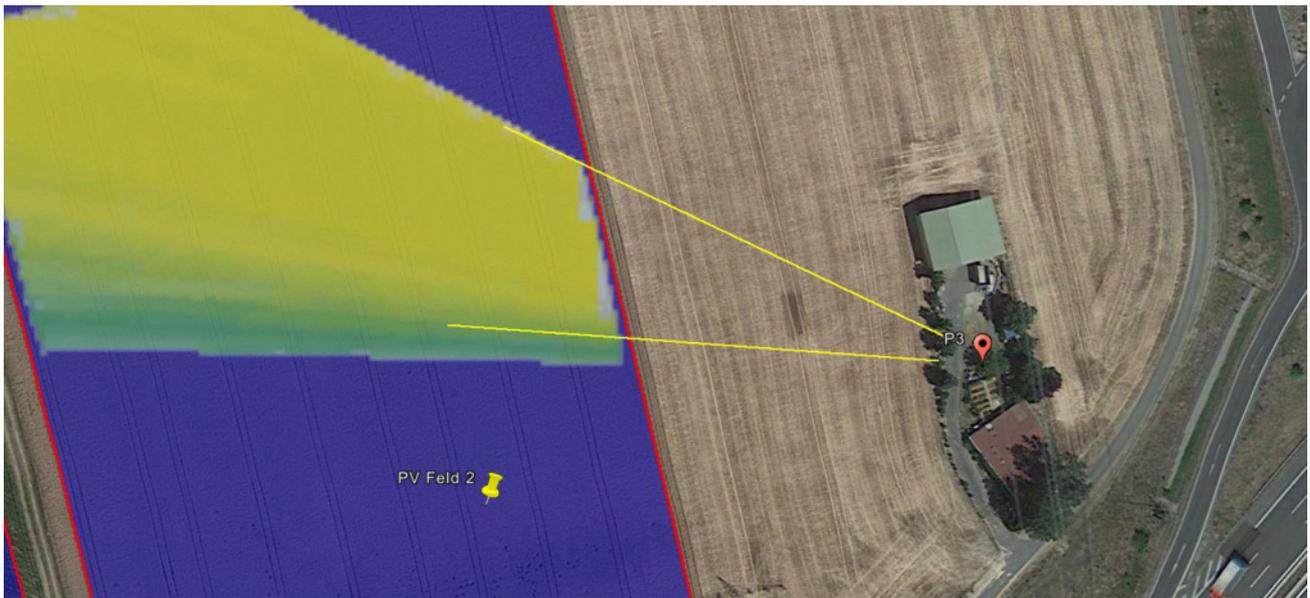


Bild 4.3.1: Situation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Es handelt sich bei den Gebäuden um Wirtschaftsgebäude ohne Aufenthaltsräume. Die ohnehin geringen Ergebnisse sind daher ggf. in der Realität nicht anwendbar. Das folgende Foto zeigt den Blick von Osten auf das nördliche Gebäude.



Bild 4.3.2: Foto des nördlichen Gebäudes am Messpunkt P3 (Quelle: SolPEG Archiv)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Theilheim“ kann als „geringfügig“ klassifiziert¹¹ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als gering eingestuft werden.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV Anlage Theilheim mit dem Einsatz von hochwertigen PV Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen. Für die hier betrachtete PV Anlage wurden verschiedene Simulationen durchgeführt, u.a. mit unterschiedlichen Modulneigungen. Erwartungsgemäß zeigen sich an einzelnen Immissionsorten leicht abweichende Ergebnisse, die Ausführungen zu den jeweiligen Messpunkten sind dennoch gültig. Die PV Anlage kann demnach mit einer Modulneigung von 15° - 20° errichtet werden.

Die Analyse von 3 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Der fließende Verkehr auf der A3 wird durch die PV Anlage nicht beeinträchtigt, da die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegen. Darüber hinaus ist in diesem Bereich eine Böschung bzw. ein Lärmschutzwall vorhanden, sodass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage oder gar eine Blendwirkung kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

Im Bereich des Wirtschaftsgebäudes östlich von PV Feld 2 können theoretisch in geringen Umfang Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Die Gesamtsumme an Reflexionen pro Jahr und auch pro Tag liegt allerdings unter den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie und daher kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern bzw. Mitarbeitern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

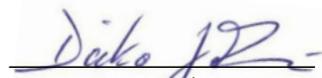
Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten und es 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 30.06.2023


Dieko Jacobi // SolPEG GmbH

¹¹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



B. Textliche Festsetzungen nach § 9 BauGB und BauNVO

1. Art der baulichen Nutzung (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 BauGB und § 11 Abs. 2 BauNVO)

1.1 sonstiges Sondergebiet (SO) mit der Zweckbestimmung Photovoltaik - Freiflächenanlage

2. Maß der baulichen Nutzung (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 BauGB, § 14 Abs. 2 und § 19 BauNVO)

2.1 Grundflächenzahl (GRZ) im SO beträgt die maximale zulässige Grundflächenzahl für aufgeständerte Photovoltaikmodule in senkrechter Projektion 0,7. Diese darf zulässige Nebenanlagen um bis zu 350 qm überschreiten.

3. Bauweise und überbaubare Grundstücksfläche (§ 9 Abs. 1 Nr. 2 und 4 BauGB, §§ 14 und 23 BauNVO)

3.1 Baugründe und Flächen für Nebenanlagen

4. Flächen zum Anpflanzen von Bäumen, Sträuchern und sonstigen Bepflanzungen (§ 9 Abs. 1 Nr. 20 und 25, § 1a Abs. 3 i.V.m. § 9 Abs. 1a BauGB)

4.1 Artenschutzrechtliche Vermessungsmaßnahmen

4.2 Interne Ausgleichsflächenmaßnahmen

4.3 Freiflächengestaltung innerhalb des Sondergebietes

4.4 Umgang mit Niederschlagswasser / Grundwasser- und Bodenschutz

C. Örtliche Bauvorschriften (§ 9 Abs. 4 BauGB i.V.m. Art. 81 der BayDO und Gestaltungsauflagen)

1. Gestaltung / Anordnung der Module

2. Gestaltung von Gebäuden

3. Erleuchtungen

4. Rückbauverpflichtung

5. Dämmung der luftdichtungsgeprägten Immissionen

4.3 Freiflächengestaltung innerhalb des Sondergebietes

4.4 Umgang mit Niederschlagswasser / Grundwasser- und Bodenschutz

C. Örtliche Bauvorschriften (§ 9 Abs. 4 BauGB i.V.m. Art. 81 der BayDO und Gestaltungsauflagen)

1. Gestaltung / Anordnung der Module

2. Gestaltung von Gebäuden

3. Erleuchtungen

4. Rückbauverpflichtung

5. Dämmung der luftdichtungsgeprägten Immissionen

A. Festsetzungen durch Pläneinheiten

1. Art der baulichen Nutzung (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 BauGB, § 11 Abs. 2 BauNVO)

2. Maß der baulichen Nutzung (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 BauGB, § 14 Abs. 2 und § 19 BauNVO)

3. Bauweise und überbaubare Grundstücksfläche (§ 9 Abs. 1 Nr. 2 BauGB, § 14 und § 23 BauNVO)

4. Grünflächen (§ 9 Abs. 1 Nr. 15)

5. Verkehrsflächen (§ 9 Abs. 1 Nr. 11 BauGB)

6. Flächen oder Maßnahmen für Bepflanzungen sowie zum Schutz, zur Pflege und zur Entwicklung von Boden, Natur und Landschaft (§ 9 Abs. 1 Nr. 20 und 25, § 1a Abs. 3 BauGB i.V.m. § 9 Abs. 1a Satz 2 BauGB)

7. Hauptversorgungsleitungen (§ 9 Abs. 1 Nr. 13 und Abs. 8 BauGB)

8. Sonstige Pläneinheiten

Hinweise

4.3 Freiflächengestaltung innerhalb des Sondergebietes

4.4 Umgang mit Niederschlagswasser / Grundwasser- und Bodenschutz

C. Örtliche Bauvorschriften (§ 9 Abs. 4 BauGB i.V.m. Art. 81 der BayDO und Gestaltungsauflagen)

1. Gestaltung / Anordnung der Module

2. Gestaltung von Gebäuden

3. Erleuchtungen

4. Rückbauverpflichtung

5. Dämmung der luftdichtungsgeprägten Immissionen

ÜBERFAHRENSVERMERKE

1. Der Gemeinderat hat in der Sitzung vom ... gemäß § 2 Abs. 1 BauGB die Aufhebung des vorhabenbezogenen Bebauungsplans mit Grünordnungsplan beschlossen.

2. Die hinlängliche Öffentlichkeitsbeteiligung gemäß § 3 Abs. 1 BauGB mit öffentlicher Darlegung und Anhörung für den Vorrentwurf des vorhabenbezogenen Bebauungsplans mit Grünordnungsplan in der Fassung vom 15.11.2022 hat in der Zeit vom ... bis ... stattgefunden.

3. Die hinlängliche Beteiligung der Behörden und sonstigen Träger öffentlicher Belange gemäß § 4 Abs. 1 BauGB für den Vorrentwurf des vorhabenbezogenen Bebauungsplans mit Grünordnungsplan in der Fassung vom 15.11.2022 hat in der Zeit vom ... bis ... stattgefunden.

4. Zu dem Entwurf des vorhabenbezogenen Bebauungsplans mit Grünordnungsplan in der Fassung vom ... wurden die Behörden und sonstigen Träger öffentlicher Belange gemäß § 4 Abs. 2 BauGB in der Zeit vom ... bis ... beteiligt.

5. Der Entwurf des vorhabenbezogenen Bebauungsplans mit Grünordnungsplan in der Fassung vom ... wurde mit der Begründung gemäß § 3 Abs. 2 BauGB in der Zeit vom ... bis ... öffentlich ausgestellt. Die Auslegung wurde eine Woche vorher bekannt gemacht.

6. Die Gemeinde hat mit Beschluss des Gemeinderats vom ... den vorhabenbezogenen Bebauungsplan mit Grünordnungsplan sowie Vorhaben- und Erschließungsplan in der Fassung vom ... ab Satzung beschlossen.

(Siegel) Gemeinde Theilheim, den ...

Thomas Herich
Erster Bürgermeister

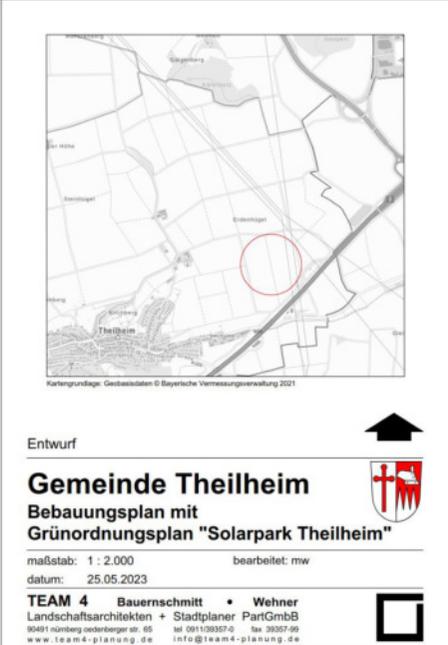
7. Ausfertigt (Siegel) Gemeinde Theilheim, den ...

Thomas Herich
Erster Bürgermeister

8. Der Satzungsbeschluss zu dem vorhabenbezogenen Bebauungsplan mit Grünordnungsplan wurde am ... gemäß § 10 Abs. 3 Satz 2 BauGB öffentlich bekannt gemacht. Die vorhabenbezogenen Bebauungsplan mit Grünordnungsplan sowie Vorhaben- und Erschließungsplan mit Begründung wird seit diesem Tag zu den üblichen Dienststunden in der Stadt zu jedermanns Einsicht bereitgehalten und über dessen Inhalt auf Verlangen Auskunft gegeben. Der vorhabenbezogene Bebauungsplan mit Grünordnungsplan sowie Vorhaben- und Erschließungsplan ist bekannt gegeben. Auf die Rechtsfolgen des § 4 Abs. 3 Satz 1 und 2 sowie Abs. 4 BauGB und die §§ 214 und 215 BauGB wurde in der Bekanntmachung hingewiesen.

(Siegel) Gemeinde Theilheim, den ...

Thomas Herich
Erster Bürgermeister



60M HC 430-450 Watt

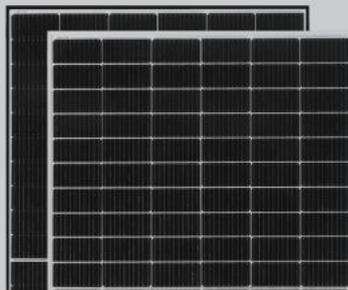
MONOCRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0→+3%

ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018 certified factory.

IEC61215(2016), IEC61730(2016), certified products.

TIGER Pro



KEY FEATURES



Multi Busbar Solar Cell

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



PID Resistance

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



Higher Lifetime Power Yield:

0.55% annual power degradation
25 year linear power warranty



Low-light Performance

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



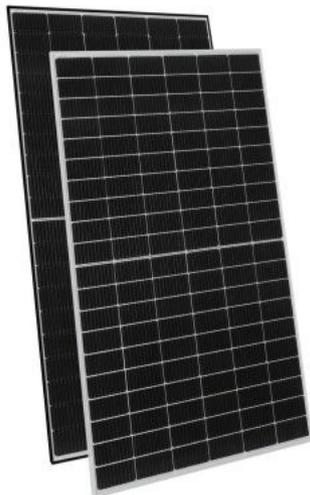
Severe Weather Resilience

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



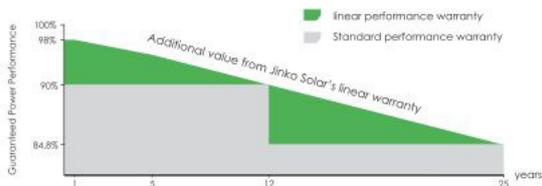
Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance

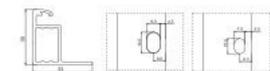
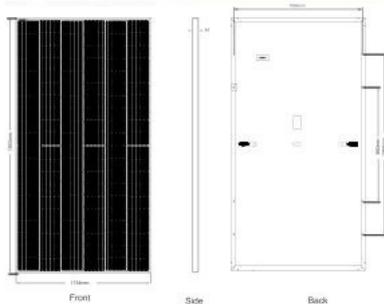


LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty
0.55% Annual Degradation Over 25 years



Engineering Drawings



Length: ±2mm
Width: ±2mm
Height: ±1mm
Row Pitch: ±2mm

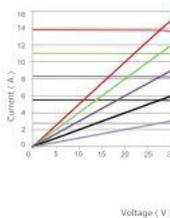
Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

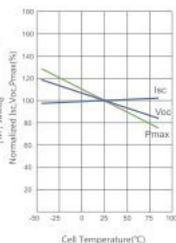
35pcs/pallets, 70pcs/stack, 840pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence

Current-Voltage & Power-Voltage Curves (430W)



Temperature Dependence of Isc, Voc, Pmax



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	120 (6×20)
Dimensions	1903×1134×30mm (74.92×44.65×1.18 inch)
Weight	24.2 kg (53.35 lbs)
Front Glass	3.2mm Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 290mm, (-): 145 mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	MM430-60HLD-MB		MM435-60HLD-MB		MM440-60HLD-MB		MM440-60HLD-MB		MM445-60HLD-MB	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	430Wp	320Wp	435Wp	324Wp	440Wp	327Wp	445Wp	331Wp	450Wp	335Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	33.52V	31.09V	33.62V	31.27V	33.72V	31.39V	33.82V	31.56V	33.91V	31.73V
Maximum Power Current (Imp)	12.83A	10.29A	12.94A	10.35A	13.05A	10.43A	13.16A	10.49A	13.27A	10.55A
Open-circuit Voltage (Voc)	40.86V	38.57V	40.94V	38.64V	41.02V	38.72V	41.10V	38.79V	41.18V	38.87V
Short-circuit Current (Isc)	13.61A	10.99A	13.67A	11.04A	13.73A	11.09A	13.79A	11.14A	13.85A	11.19A
Module Efficiency STC (%)	19.93%		20.16%		20.39%		20.62%		20.85%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

* STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5

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

• Power measurement tolerance: ± 3%

Theilheim

Theilheim

Created Jun 30, 2023
Updated Jul 05, 2023
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Minimum sun altitude 0.0 deg
Site ID 94670.16552

Project type Advanced
Project status: active
Category 5 MW to 10 MW



Misc. Analysis Settings

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

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

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld 1	20.0	180.0	4,221	6,325	-
PV Feld 2	20.0	180.0	1,071	4,444	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 94,850 m²

Name: PV Feld 1
Footprint area: 66,475 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 deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	49.760289	10.047366	287.92	2.00	289.92
2	49.760341	10.047420	288.53	2.00	290.53
3	49.760331	10.050375	286.99	2.00	288.99
4	49.757853	10.051228	272.81	2.00	274.81
5	49.757354	10.050397	269.20	2.00	271.20
6	49.757312	10.048616	269.88	2.00	271.88
7	49.759814	10.047629	284.87	2.00	286.87
8	49.759820	10.047519	284.84	2.00	286.84

Name: PV Feld 2
Footprint area: 28,374 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 deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	49.760234	10.050541	286.34	2.00	288.34
2	49.760511	10.052214	285.55	2.00	287.55
3	49.758795	10.052815	279.16	2.00	281.16
4	49.758047	10.051640	273.67	2.00	275.67
5	49.758047	10.051345	273.64	2.00	275.64

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total Elevation m
OP 1	49.759055	10.054039	275.56	2.00	277.56
OP 2	49.757503	10.051947	272.60	2.00	274.60
OP 3	49.759596	10.053578	282.13	2.00	284.13

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld 1	20.0	180.0	4,221	6,325	-	
PV Feld 2	20.0	180.0	1,071	4,444	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld-1 (green)	0	0	162	175	218	239	228	191	203	18	0	0
pv-feld-1 (yellow)	0	0	146	617	326	775	493	541	353	0	0	0
pv-feld-2 (green)	0	0	8	68	158	137	165	92	27	0	0	0
pv-feld-2 (yellow)	0	0	1	239	497	538	534	370	37	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

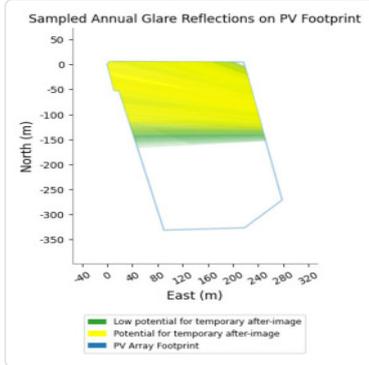
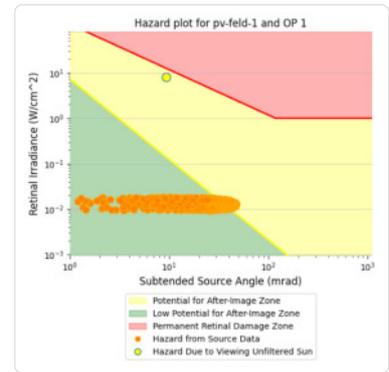
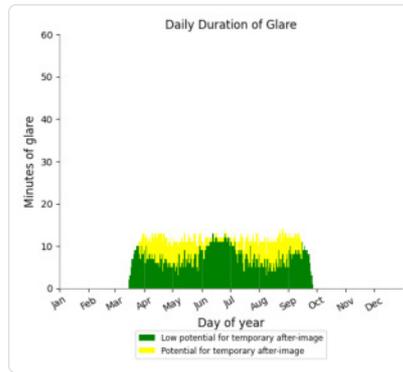
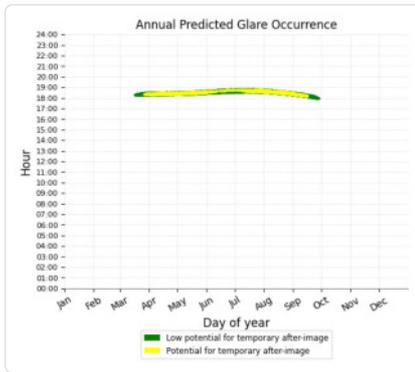
PV Feld 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	1464	746
OP: OP 2	1414	4512
OP: OP 3	1343	1067

PV Feld 1: OP 1

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

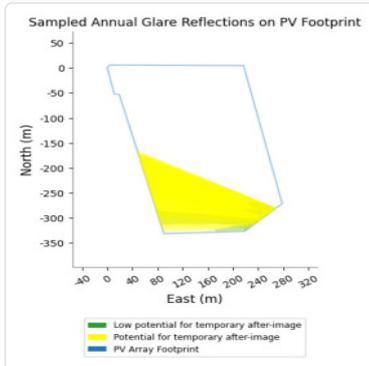
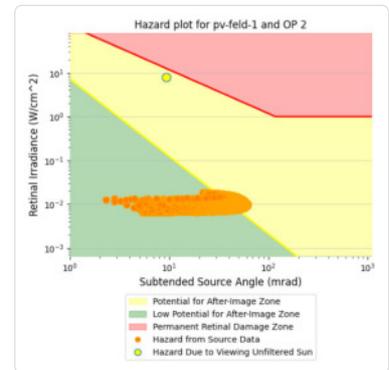
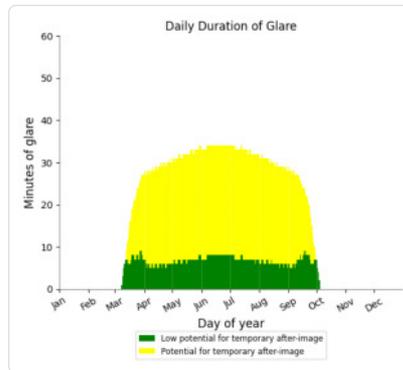
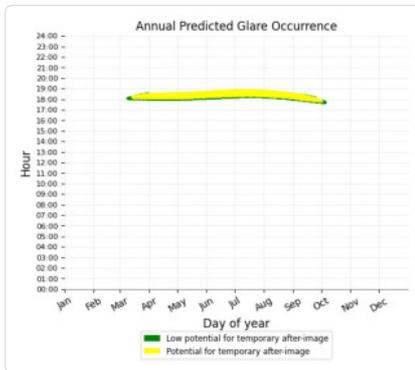
- 1,464 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 746 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1: OP 2

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

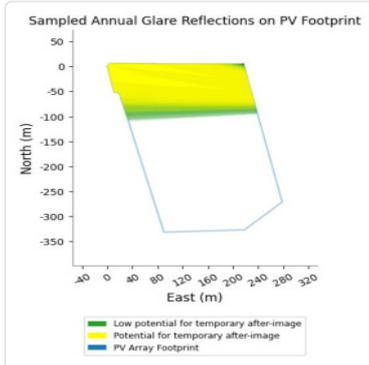
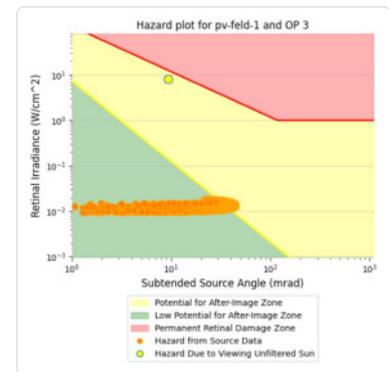
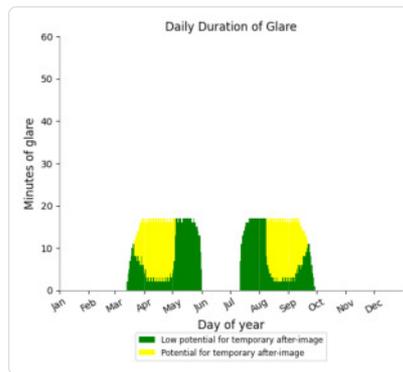
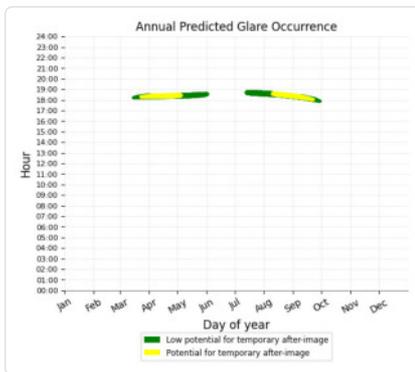
- 1,414 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,512 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1: OP 3

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

- 1,343 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,067 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



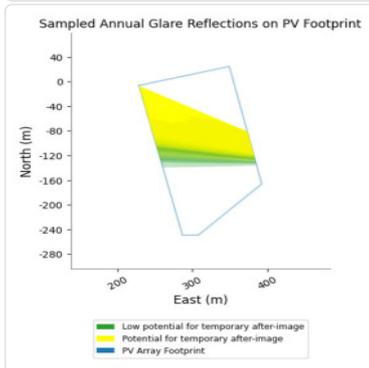
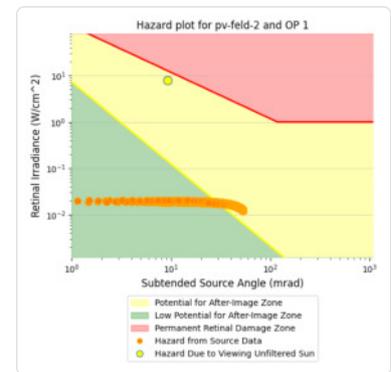
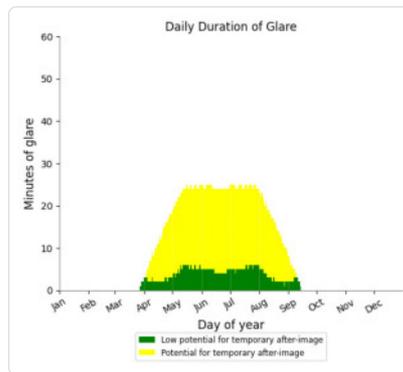
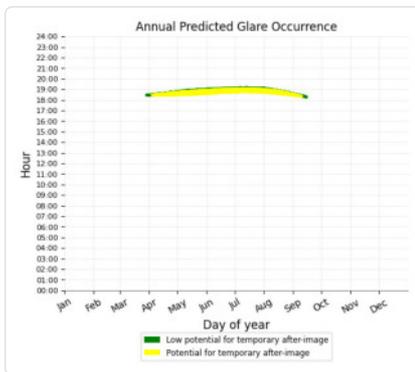
PV Feld 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	662	2458
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	409	1986

PV Feld 2: OP 1

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

- 662 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,458 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



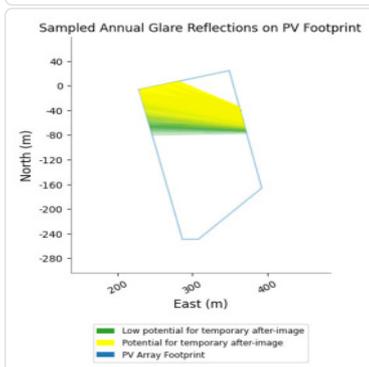
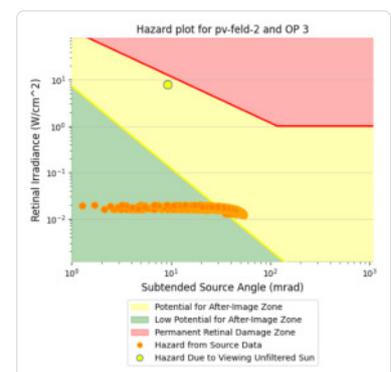
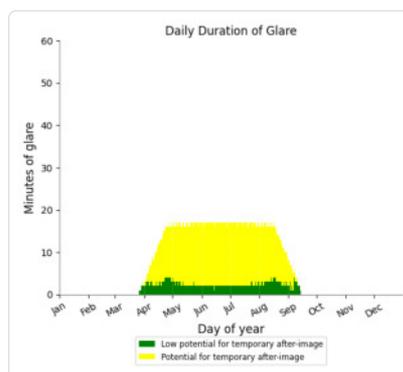
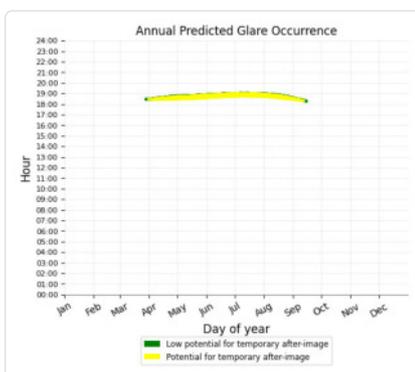
PV Feld 2: OP 2

No glare found

PV Feld 2: OP 3

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

- 409 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,986 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	S	l	Anzahl Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
2023-03-08 18:05:00	0,006448	538,4788	1	0,441897	0,013496	0,00873	0,1	261,2	-0,988	-0,152	0,001	0,988	0,116	0,099			11. Apr.	2	18:09	18:10
2023-03-09 18:05:00	0,006213	542,9086	1	0,432788	0,013327	0,00611	0,4	261,5	-0,989	-0,148	0,006	0,989	0,109	0,1			12. Apr.	3	18:08	18:10
2023-03-09 18:06:00	0,006847	540,3994	1	0,442679	0,013568	0,014453	0,2	261,7	-0,989	-0,145	0,004	0,989	0,109	0,096			13. Apr.	4	18:09	18:12
2023-03-09 18:07:00	0,007343	537,8853	1	0,4528	0,013814	0,019752	0	261,9	-0,99	-0,141	0,001	0,99	0,108	0,091			14. Apr.	6	18:09	18:14
2023-03-10 18:04:00	0,005977	549,7336	1	0,423837	0,013215	0,002825	0,7	261,7	-0,99	-0,144	0,012	0,99	0,102	0,101			15. Apr.	8	18:09	18:16
2023-03-10 18:05:00	0,006691	547,2525	1	0,433531	0,013456	0,012923	0,5	261,9	-0,99	-0,14	0,009	0,99	0,102	0,097			16. Apr.	9	18:08	18:16
2023-03-10 18:06:00	0,007217	544,7665	1	0,443451	0,013702	0,018823	0,3	262,1	-0,991	-0,137	0,006	0,991	0,101	0,093			17. Apr.	10	18:09	18:18
2023-03-10 18:07:00	0,007674	542,2757	1	0,4536	0,013951	0,023154	0,2	262,3	-0,991	-0,134	0,003	0,991	0,1	0,088			18. Apr.	12	18:09	18:20
2023-03-10 18:08:00	0,008079	539,7801	1	0,463984	0,014205	0,026439	0	262,5	-0,991	-0,13	0	0,991	0,1	0,084			19. Apr.	14	18:09	18:22
2023-03-11 18:05:00	0,006489	551,513	1	0,424546	0,01328	0,011088	0,8	262,5	-0,991	-0,136	0,014	0,991	0,095	0,098			20. Apr.	15	18:08	18:22
2023-03-11 18:06:00	0,007047	549,05	1	0,434267	0,013524	0,017737	0,7	262,4	-0,991	-0,133	0,011	0,991	0,094	0,094			21. Apr.	16	18:09	18:24
2023-03-11 18:07:00	0,007524	546,5821	1	0,444213	0,013771	0,022487	0,5	262,6	-0,992	-0,129	0,009	0,992	0,094	0,09			22. Apr.	18	18:09	18:26
2023-03-11 18:08:00	0,007947	544,1095	1	0,45439	0,014023	0,026087	0,3	262,8	-0,992	-0,126	0,006	0,992	0,093	0,085			23. Apr.	19	18:09	18:27
2023-03-11 18:09:00	0,008327	541,6322	1	0,464802	0,014279	0,028859	0,2	263	-0,992	-0,123	0,003	0,992	0,092	0,081			24. Apr.	21	18:08	18:28
2023-03-11 18:10:00	0,00862	539,1501	1	0,475456	0,014539	0,030434	0	263,1	-0,993	-0,119	0	0,993	0,091	0,077			25. Apr.	21	18:09	18:29
2023-03-12 18:05:00	0,006238	553,2903	1	0,415723	0,013046	0,008806	1,1	262,4	-0,991	-0,131	0,019	0,991	0,088	0,099			26. Apr.	23	18:09	18:31
2023-03-12 18:06:00	0,006838	550,8379	1	0,425249	0,013286	0,016476	1	262,6	-0,992	-0,128	0,017	0,992	0,087	0,095			27. Apr.	24	18:09	18:32
2023-03-12 18:07:00	0,007333	548,3808	1	0,434995	0,01353	0,021689	0,8	262,8	-0,992	-0,125	0,014	0,992	0,087	0,091			28. Apr.	25	18:09	18:33
2023-03-12 18:08:00	0,007771	545,919	1	0,444968	0,013778	0,025623	0,6	263	-0,993	-0,122	0,011	0,993	0,086	0,087			29. Apr.	24	18:10	18:33
2023-03-12 18:09:00	0,008165	543,4524	1	0,455172	0,01403	0,028661	0,5	263,2	-0,993	-0,118	0,008	0,993	0,085	0,082			30. Apr.	24	18:09	18:32
2023-03-12 18:10:00	0,008521	540,9811	1	0,465612	0,014287	0,031008	0,3	263,4	-0,993	-0,115	0,005	0,993	0,085	0,078			1. Mai.	25	18:09	18:33
2023-03-12 18:11:00	0,008809	538,5051	1	0,476294	0,014547	0,032433	0,2	263,6	-0,994	-0,112	0,003	0,994	0,084	0,074			2. Mai.	25	18:09	18:33
2023-03-13 18:05:00	0,005988	557,426	1	0,407063	0,01287	0,005893	1,4	262,7	-0,992	-0,127	0,025	0,992	0,081	0,101			3. Mai.	24	18:10	18:33
2023-03-13 18:06:00	0,006651	554,9961	1	0,416397	0,013107	0,015011	1,3	262,9	-0,992	-0,124	0,022	0,992	0,081	0,096			4. Mai.	24	18:10	18:33
2023-03-13 18:07:00	0,007167	552,5614	1	0,425947	0,013349	0,020754	1,1	263,1	-0,993	-0,12	0,019	0,993	0,08	0,092			5. Mai.	25	18:10	18:34
2023-03-13 18:08:00	0,007623	550,122	1	0,435719	0,013595	0,025046	0,9	263,3	-0,993	-0,117	0,016	0,993	0,079	0,088			6. Mai.	25	18:10	18:34
2023-03-13 18:09:00	0,008033	547,6779	1	0,445717	0,013845	0,028358	0,8	263,5	-0,993	-0,114	0,014	0,993	0,078	0,084			7. Mai.	24	18:11	18:34
2023-03-13 18:10:00	0,008404	545,2291	1	0,455947	0,0141	0,030943	0,6	263,7	-0,994	-0,11	0,011	0,994	0,078	0,079			8. Mai.	25	18:11	18:35
2023-03-13 18:11:00	0,008739	542,7756	1	0,466414	0,014359	0,032911	0,5	263,8	-0,994	-0,107	0,008	0,994	0,077	0,075			9. Mai.	25	18:11	18:35
2023-03-13 18:12:00	0,009017	540,3175	2	0,477124	0,014622	0,034149	0,3	264	-0,995	-0,104	0,005	0,995	0,076	0,071			10. Mai.	25	18:10	18:34
2023-03-13 18:13:00	0,00919	537,8548	2	0,488082	0,014889	0,034232	0,1	264,2	-0,995	-0,101	0,002	0,995	0,075	0,066			11. Mai.	25	18:10	18:34
2023-03-14 18:04:00	0,005738	563,8886	1	0,398567	0,012747	0,002302	1,7	263	-0,992	-0,123	0,03	0,992	0,075	0,102			12. Mai.	25	18:11	18:35
2023-03-14 18:05:00	0,00648	561,4855	1	0,407712	0,012984	0,013298	1,6	263,1	-0,992	-0,119	0,027	0,992	0,074	0,098			13. Mai.	25	18:11	18:35
2023-03-14 18:06:00	0,007025	559,0776	1	0,41707	0,013225	0,019672	1,4	263,3	-0,993	-0,116	0,025	0,993	0,073	0,093			14. Mai.	25	18:11	18:35
2023-03-14 18:07:00	0,0075	556,665	1	0,426644	0,01347	0,024355	1,2	263,5	-0,993	-0,113	0,022	0,993	0,072	0,089			15. Mai.	25	18:11	18:35
2023-03-14 18:08:00	0,007926	554,2477	1	0,43644	0,01372	0,027952	1,1	263,7	-0,994	-0,109	0,019	0,994	0,072	0,085			16. Mai.	26	18:11	18:36
2023-03-14 18:09:00	0,008314	551,8258	1	0,446463	0,013974	0,030775	0,9	263,9	-0,994	-0,106	0,016	0,994	0,071	0,081			17. Mai.	25	18:12	18:36
2023-03-14 18:10:00	0,008667	549,3991	1	0,456718	0,014232	0,032966	0,8	264,1	-0,995	-0,103	0,013	0,995	0,07	0,076			18. Mai.	25	18:12	18:36
2023-03-14 18:11:00	0,00898	546,9679	2	0,467211	0,014494	0,034585	0,6	264,3	-0,995	-0,099	0,011	0,995	0,069	0,072			19. Mai.	25	18:12	18:36
2023-03-14 18:12:00	0,009237	544,532	2	0,477947	0,014761	0,035505	0,4	264,5	-0,995	-0,096	0,008	0,995	0,069	0,068			20. Mai.	26	18:13	18:38
2023-03-14 18:13:00	0,009393	542,0915	2	0,488933	0,015033	0,035369	0,3	264,7	-0,996	-0,093	0,005	0,996	0,068	0,063			21. Mai.	26	18:13	18:38
2023-03-14 18:14:00	0,009507	539,6464	2	0,500172	0,015309	0,034796	0,1	264,9	-0,996	-0,089	0,002	0,996	0,067	0,059			22. Mai.	26	18:13	18:38
2023-03-15 18:05:00	0,006266	565,4711	1	0,399195	0,012803	0,011257	1,9	263,4	-0,993	-0,115	0,033	0,993	0,067	0,099			23. Mai.	25	18:14	18:38
2023-03-15 18:06:00	0,006843	563,085	1	0,408362	0,013042	0,018438	1,7	263,6	-0,993	-0,111	0,03	0,993	0,066	0,095			24. Mai.	25	18:14	18:38
2023-03-15 18:07:00	0,007336	560,6942	1	0,417742	0,013285	0,023545	1,6	263,8	-0,994	-0,108	0,027	0,994	0,065	0,09			25. Mai.	26	18:14	18:39
2023-03-15 18:08:00	0,007777	558,2987	1	0,427339	0,013532	0,027446	1,4	264	-0,994	-0,105	0,024	0,994	0,065	0,086			26. Mai.	26	18:14	18:39
2023-03-15 18:09:00	0,008179	555,8986	1	0,437158	0,013783	0,030512	1,2	264,2	-0,995	-0,102	0,021	0,995	0,064	0,082			27. Mai.	26	18:14	18:39
2023-03-15 18:10:00	0,008545	553,4938	1	0,447205	0,014039	0,032921	1,1	264,4	-0,995	-0,098	0,019	0,995	0,063	0,077			28. Mai.	26	18:14	18:39
2023-03-15 18:11:00	0,008876	551,0844	2	0,457486	0,014299	0,034754	0,9	264,6	-0,995	-0,095	0,016	0,995	0,062	0,073			29. Mai.	25	18:15	18:39

Minuten	Minuten im	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2	
14. April	29. August	27	3221	18:08	18:49

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 2:

3221 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)

2150 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk

1071 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk

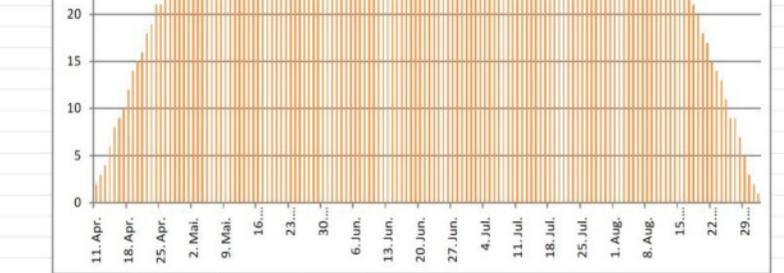
27 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 5927 Einträgen /-1414):

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)



	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	S	l	Anzahl Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1
2023-03-28 18:29:00	0,009919	557,0978	1	0,574493	0,018153	0,022502	1,4	272,1	-0,999	0,037	0,024	0,999	-0,044	-0,006			26. Apr.	1	18:31	18:31	29. April	13. August	20	1885	18:31	19:06	
2023-03-29 18:29:00	0,010046	560,7446	1	0,562595	0,017893	0,025179	1,7	272,4	-0,999	0,042	0,029	0,999	-0,051	-0,005			27. Apr.	3	18:31	18:33							
2023-03-29 18:30:00	0,009968	558,5228	1	0,575559	0,018233	0,022554	1,5	272,6	-0,999	0,045	0,026	0,999	-0,051	-0,009			28. Apr.	4	18:31	18:34							
2023-03-30 18:29:00	0,010148	564,3421	1	0,563666	0,018042	0,025358	1,8	272,8	-0,998	0,05	0,032	0,998	-0,058	-0,008			29. Apr.	5	18:32	18:36							
2023-03-30 18:30:00	0,010049	562,1386	1	0,576642	0,018385	0,022532	1,7	273	-0,998	0,053	0,029	0,998	-0,059	-0,012			30. Apr.	6	18:31	18:36							
2023-03-31 18:29:00	0,010232	567,8921	1	0,552037	0,017781	0,027568	2,1	273,1	-0,998	0,054	0,037	0,998	-0,065	-0,006			1. Mai.	8	18:31	18:38							
2023-03-31 18:30:00	0,010202	565,7068	1	0,564746	0,01812	0,025451	2	273,3	-0,998	0,057	0,034	0,998	-0,066	-0,011			2. Mai.	8	18:32	18:39							
2023-04-01 18:29:00	0,010274	571,3962	1	0,540685	0,017523	0,029369	2,4	273,4	-0,997	0,059	0,042	0,997	-0,072	-0,005			3. Mai.	10	18:32	18:41							
2023-04-01 18:30:00	0,010296	569,2289	1	0,553128	0,017858	0,027756	2,3	273,5	-0,997	0,062	0,039	0,997	-0,073	-0,01			4. Mai.	11	18:32	18:42							
2023-04-01 18:31:00	0,010249	567,0576	1	0,565856	0,018199	0,025474	2,1	273,7	-0,997	0,065	0,037	0,997	-0,074	-0,014			5. Mai.	13	18:32	18:44							
2023-04-02 18:29:00	0,010349	572,7907	1	0,541785	0,017601	0,029645	2,6	273,8	-0,997	0,066	0,045	0,997	-0,08	-0,008			6. Mai.	13	18:33	18:45							
2023-04-02 18:30:00	0,010354	570,6316	1	0,554246	0,017938	0,027864	2,4	274	-0,997	0,07	0,042	0,997	-0,08	-0,013			7. Mai.	15	18:33	18:47							
2023-04-02 18:31:00	0,010291	568,4686	1	0,566991	0,018281	0,025437	2,2	274,2	-0,997	0,073	0,039	0,997	-0,081	-0,017			8. Mai.	16	18:33	18:48							
2023-04-03 18:29:00	0,010369	576,2339	2	0,530713	0,017345	0,031223	2,9	274,1	-0,996	0,071	0,05	0,996	-0,086	-0,007			9. Mai.	16	18:34	18:49							
2023-04-03 18:30:00	0,010414	574,0924	1	0,542913	0,017678	0,029828	2,7	274,3	-0,996	0,074	0,047	0,996	-0,087	-0,011			10. Mai.	17	18:33	18:49							
2023-04-03 18:31:00	0,010404	571,947	1	0,555391	0,018017	0,027908	2,5	274,4	-0,996	0,077	0,044	0,996	-0,088	-0,016			11. Mai.	18	18:33	18:50							
2023-04-03 18:32:00	0,010327	569,7977	1	0,568153	0,018362	0,025346	2,4	274,6	-0,996	0,081	0,042	0,996	-0,089	-0,02			12. Mai.	18	18:33	18:50							
2023-04-04 18:29:00	0,010363	579,6355	2	0,519908	0,017092	0,032555	3,2	274,5	-0,996	0,075	0,055	0,996	-0,093	-0,006			13. Mai.	18	18:34	18:51							
2023-04-04 18:30:00	0,010443	577,5115	2	0,531853	0,017421	0,03148	3	274,5	-0,996	0,078	0,052	0,996	-0,094	-0,01			14. Mai.	18	18:34	18:51							
2023-04-04 18:31:00	0,010472	575,3836	1	0,54407	0,017756	0,02994	2,8	274,7	-0,995	0,082	0,05	0,995	-0,095	-0,015			15. Mai.	18	18:34	18:51							
2023-04-04 18:32:00	0,010448	573,2517	1	0,556566	0,018096	0,027894	2,7	274,9	-0,995	0,085	0,047	0,995	-0,095	-0,019			16. Mai.	19	18:34	18:52							
2023-04-04 18:33:00	0,010358	571,116	1	0,569345	0,018443	0,025207	2,5	275,1	-0,995	0,088	0,044	0,995	-0,096	-0,023			17. Mai.	18	18:35	18:52							
2023-04-05 18:29:00	0,010484	582,9972	2	0,521063	0,017123	0,03289	3,3	274,8	-0,995	0,083	0,058	0,995	-0,101	-0,009			18. Mai.	18	18:35	18:52							
2023-04-05 18:30:00	0,010546	580,8904	2	0,533026	0,017562	0,031654	3,1	275	-0,995	0,086	0,055	0,995	-0,101	-0,013			19. Mai.	19	18:35	18:53							
2023-04-05 18:31:00	0,010563	578,7797	2	0,54526	0,017899	0,029988	3	275,1	-0,995	0,09	0,052	0,995	-0,102	-0,018			20. Mai.	19	18:35	18:53							
2023-04-05 18:32:00	0,010526	576,6651	1	0,557772	0,018243	0,027829	2,8	275,3	-0,994	0,093	0,049	0,994	-0,103	-0,022			21. Mai.	19	18:36	18:54							
2023-04-05 18:33:00	0,010422	574,5466	1	0,570569	0,018593	0,025018	2,7	275,5	-0,994	0,096	0,046	0,994	-0,103	-0,026			22. Mai.	19	18:37	18:55							
2023-04-06 18:29:00	0,010465	586,3203	2	0,510539	0,016978	0,0341	3,6	275	-0,994	0,087	0,063	0,994	-0,107	-0,008			23. Mai.	19	18:37	18:55							
2023-04-06 18:30:00	0,010556	584,2305	2	0,522253	0,017306	0,033125	3,4	275,2	-0,994	0,091	0,06	0,994	-0,108	-0,012			24. Mai.	19	18:37	18:55							
2023-04-06 18:31:00	0,010605	582,1369	2	0,534232	0,017639	0,031758	3,3	275,4	-0,994	0,094	0,057	0,994	-0,109	-0,017			25. Mai.	19	18:37	18:55							
2023-04-06 18:32:00	0,010609	580,0393	2	0,546484	0,017979	0,029981	3,1	275,6	-0,994	0,097	0,054	0,994	-0,109	-0,021			26. Mai.	20	18:37	18:56							
2023-04-06 18:33:00	0,010561	577,938	1	0,559013	0,018324	0,027717	3	275,8	-0,994	0,101	0,052	0,994	-0,11	-0,025			27. Mai.	19	18:38	18:56							
2023-04-06 18:34:00	0,010443	575,8327	1	0,571827	0,018676	0,024779	2,8	276	-0,993	0,104	0,049	0,993	-0,111	-0,029			28. Mai.	19	18:38	18:56							
2023-04-07 18:29:00	0,010428	589,6062	2	0,500277	0,01673	0,035141	3,9	275,3	-0,993	0,092	0,068	0,993	-0,114	-0,007			29. Mai.	19	18:38	18:56							
2023-04-07 18:30:00	0,010545	587,5333	2	0,511748	0,017053	0,034399	3,7	275,5	-0,993	0,095	0,065	0,993	-0,115	-0,011			30. Mai.	19	18:38	18:56							
2023-04-07 18:31:00	0,010621	585,4565	2	0,523479	0,017383	0,033281	3,6	275,6	-0,993	0,098	0,062	0,993	-0,115	-0,015			31. Mai.	20	18:39	18:58							
2023-04-07 18:32:00	0,010657	583,3758	2	0,535476	0,017718	0,031802	3,4	275,8	-0,993	0,102	0,06	0,993	-0,116	-0,02			1. Jun.	20	18:39	18:58							
2023-04-07 18:33:00	0,010665	581,2914	2	0,547744	0,018059	0,029928	3,3	276	-0,993	0,105	0,057	0,993	-0,117	-0,024			2. Jun.	20	18:39	18:58							
2023-04-07 18:34:00	0,01059	579,203	1	0,560291	0,018406	0,027554	3,1	276,2	-0,993	0,108	0,054	0,993	-0,118	-0,028			3. Jun.	19	18:40	18:58							
2023-04-07 18:35:00	0,01046	577,1109	1	0,573121	0,01876	0,024494	2,9	276,4	-0,992	0,111	0,051	0,992	-0,118	-0,032			4. Jun.	19	18:40	18:58							
2023-04-08 18:30:00	0,010516	590,8	2	0,501507	0,016805	0,035507	4	275,7	-0,993	0,099	0,07	0,993	-0,121	-0,01			5. Jun.	19	18:40	18:58							
2023-04-08 18:31:00	0,010616	588,7399	2	0,512995	0,01713	0,034607	3,9	275,9	-0,992	0,103	0,068	0,992	-0,122	-0,014			6. Jun.	20	18:41	19:00							
2023-04-08 18:32:00	0,010679	586,6759	2	0,524743	0,017461	0,033371	3,7	276,1	-0,992	0,106	0,065	0,992	-0,123	-0,018			7. Jun.	20	18:41	19:00							
2023-04-08 18:33:00	0,010704	584,6082	2	0,536757	0,017798	0,031795	3,6	276,3	-0,992	0,109	0,062	0,992	-0,123	-0,023			8. Jun.	20	18:41	19:00							
2023-04-08 18:34:00	0,010687	582,5366	2	0,549043	0,018141	0,029824	3,4	276,5	-0,992	0,112	0,059	0,992	-0,124	-0,027			9. Jun.	20	18:41	19:00							
2023-04-08 18:35:00	0,010615	580,4612	1	0,561607	0,01849	0,027345	3,2	276,7	-0,992	0,116	0,056	0,992	-0,125	-0,031			10. Jun.	20	18:41	19:00							
2023-04-08 18:36:00	0,010472	578,3821	1	0,574454	0,018845	0,024161	3,1	276,8	-0,991	0,119	0,054	0,991	-0,126	-0,036			11. Jun.	20	18:41	19:00							
2023-04-09 18:29:00	0,010508	596,0719	2	0,491525	0,016618	0,036472	4,3	276	-0,992	0,104	0,075	0,991	-0,128	-0,009			12. Jun.	20	18:42	19:01							
2023-04-09 18:30:00	0,01063	594,0321	2	0,502776	0,01694	0,03577	4,2	276,1	-0,992	0,107	0,0																

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	S	l	Anzahl Minuten	Tag	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 3			
2023-03-27 18:28:00	0,010142	555,6552	1	0,573445	0,018073	0,025125	1,2	271,7	-0,999	0,029	0,021	0,999	-0,036	-0,003			26. Apr.	1	18:31	18:31	29. April	14. August	16	1496	18:31	19:01
2023-03-28 18:29:00	0,010014	557,0978	1	0,574493	0,018153	0,023446	1,4	272,1	-0,999	0,037	0,024	0,999	-0,044	-0,006			27. Apr.	3	18:31	18:33						
2023-03-29 18:29:00	0,010304	560,7446	1	0,562599	0,017893	0,027645	1,7	272,4	-0,999	0,042	0,029	0,999	-0,051	-0,005			28. Apr.	4	18:31	18:34						
2023-03-29 18:30:00	0,009806	558,5228	1	0,575559	0,018233	0,020923	1,5	272,6	-0,999	0,045	0,026	0,999	-0,051	-0,009			29. Apr.	5	18:32	18:36						
2023-03-30 18:28:00	0,010521	566,5415	2	0,509969	0,017704	0,030656	2	272,7	-0,998	0,046	0,034	0,998	-0,058	-0,003			30. Apr.	6	18:31	18:36						
2023-03-30 18:29:00	0,010188	564,3421	1	0,56366	0,018042	0,025738	1,8	272,8	-0,998	0,05	0,032	0,998	-0,058	-0,008			1. Mai.	8	18:31	18:38						
2023-03-30 18:30:00	0,009601	562,1386	1	0,576642	0,018385	0,01795	1,7	273	-0,998	0,053	0,029	0,998	-0,059	-0,012			2. Mai.	9	18:31	18:39						
2023-03-31 18:29:00	0,010448	567,8921	1	0,552037	0,017781	0,029583	2,1	273,1	-0,998	0,054	0,037	0,998	-0,065	-0,006			3. Mai.	10	18:32	18:41						
2023-03-31 18:30:00	0,009954	565,7068	1	0,564746	0,01812	0,023031	2	273,3	-0,998	0,057	0,034	0,998	-0,066	-0,011			4. Mai.	11	18:32	18:42						
2023-04-01 18:29:00	0,010569	571,3962	2	0,540685	0,017523	0,032062	2,4	273,4	-0,997	0,059	0,042	0,997	-0,072	-0,005			5. Mai.	13	18:32	18:44						
2023-04-01 18:30:00	0,010266	569,2289	1	0,553128	0,017858	0,027477	2,3	273,5	-0,997	0,062	0,039	0,997	-0,073	-0,01			6. Mai.	13	18:33	18:45						
2023-04-01 18:31:00	0,009996	567,0576	1	0,565856	0,018199	0,023019	2,1	273,7	-0,997	0,065	0,037	0,997	-0,073	-0,014			7. Mai.	14	18:33	18:46						
2023-04-02 18:29:00	0,010509	572,7907	2	0,541785	0,017601	0,031101	2,6	273,8	-0,997	0,066	0,045	0,997	-0,08	-0,008			8. Mai.	14	18:33	18:46						
2023-04-02 18:30:00	0,010014	570,6316	1	0,554246	0,017938	0,024612	2,4	274	-0,997	0,07	0,042	0,997	-0,08	-0,013			9. Mai.	14	18:33	18:46						
2023-04-02 18:31:00	0,010484	568,4686	1	0,566991	0,018281	0,027245	2,2	274,2	-0,997	0,073	0,039	0,997	-0,081	-0,017			10. Mai.	14	18:33	18:46						
2023-04-03 18:29:00	0,010513	576,2339	2	0,530713	0,017345	0,032523	2,9	274,1	-0,996	0,071	0,05	0,996	-0,086	-0,007			11. Mai.	14	18:33	18:46						
2023-04-03 18:30:00	0,010306	574,0924	1	0,542913	0,017678	0,028823	2,7	274,3	-0,996	0,074	0,047	0,996	-0,087	-0,011			12. Mai.	14	18:33	18:46						
2023-04-03 18:31:00	0,010075	571,947	1	0,555391	0,018017	0,02478	2,5	274,6	-0,996	0,077	0,044	0,996	-0,088	-0,016			13. Mai.	15	18:33	18:47						
2023-04-03 18:32:00	0,010492	569,7977	1	0,568153	0,018362	0,026891	2,4	274,6	-0,996	0,081	0,042	0,996	-0,089	-0,02			14. Mai.	14	18:34	18:47						
2023-04-04 18:29:00	0,010733	579,6355	2	0,519908	0,017092	0,035826	3,2	274,3	-0,996	0,075	0,055	0,996	-0,093	-0,006			15. Mai.	14	18:34	18:47						
2023-04-04 18:30:00	0,010534	577,5115	2	0,531853	0,017421	0,032297	3	274,5	-0,996	0,078	0,052	0,996	-0,094	-0,01			16. Mai.	15	18:34	18:48						
2023-04-04 18:31:00	0,010224	575,3836	1	0,54407	0,017756	0,02763	2,8	274,7	-0,995	0,082	0,05	0,995	-0,095	-0,015			17. Mai.	15	18:34	18:48						
2023-04-04 18:32:00	0,010644	573,2517	1	0,565666	0,018096	0,029677	2,7	274,9	-0,995	0,085	0,047	0,995	-0,095	-0,019			18. Mai.	14	18:35	18:48						
2023-04-04 18:33:00	0,010498	571,116	1	0,569345	0,018443	0,026518	2,5	275,1	-0,995	0,088	0,044	0,995	-0,096	-0,023			19. Mai.	14	18:35	18:48						
2023-04-05 18:29:00	0,010407	582,9972	2	0,521063	0,017723	0,032199	3,3	274,8	-0,995	0,083	0,058	0,995	-0,101	-0,009			20. Mai.	15	18:35	18:49						
2023-04-05 18:30:00	0,010335	580,8904	1	0,533026	0,017562	0,029866	3,1	275	-0,995	0,086	0,055	0,995	-0,101	-0,013			21. Mai.	15	18:36	18:50						
2023-04-05 18:31:00	0,010789	578,7797	2	0,54526	0,017899	0,032001	3	275,1	-0,995	0,09	0,052	0,995	-0,102	-0,018			22. Mai.	15	18:36	18:50						
2023-04-05 18:32:00	0,010695	576,6651	1	0,557772	0,018243	0,029359	2,8	275,3	-0,994	0,093	0,049	0,994	-0,103	-0,022			23. Mai.	14	18:37	18:50						
2023-04-05 18:33:00	0,010538	574,5466	1	0,570569	0,018593	0,0261	2,7	275,5	-0,994	0,096	0,046	0,994	-0,103	-0,026			24. Mai.	14	18:37	18:50						
2023-04-06 18:29:00	0,01067	586,3203	2	0,510539	0,016978	0,035961	3,6	275,2	-0,994	0,087	0,063	0,994	-0,107	-0,008			25. Mai.	15	18:37	18:51						
2023-04-06 18:30:00	0,010568	584,2305	2	0,522253	0,017306	0,033234	3,4	275,2	-0,994	0,091	0,06	0,994	-0,108	-0,012			26. Mai.	15	18:37	18:51						
2023-04-06 18:31:00	0,01086	582,1369	2	0,534232	0,017639	0,033997	3,3	275,4	-0,994	0,094	0,057	0,994	-0,109	-0,017			27. Mai.	15	18:37	18:51						
2023-04-06 18:32:00	0,010804	580,0393	2	0,546484	0,017979	0,03172	3,1	275,6	-0,994	0,097	0,054	0,994	-0,109	-0,021			28. Mai.	14	18:38	18:51						
2023-04-06 18:33:00	0,010703	577,938	1	0,559013	0,018324	0,029005	3	275,8	-0,994	0,101	0,052	0,994	-0,11	-0,025			29. Mai.	15	18:38	18:52						
2023-04-06 18:34:00	0,010534	575,8327	1	0,571827	0,018676	0,025625	2,8	276	-0,993	0,104	0,049	0,993	-0,111	-0,029			30. Mai.	15	18:38	18:52						
2023-04-07 18:29:00	0,010855	589,6062	2	0,500277	0,01673	0,038831	3,9	275,3	-0,993	0,092	0,068	0,993	-0,114	-0,007			31. Mai.	15	18:39	18:53						
2023-04-07 18:30:00	0,010193	587,5333	2	0,511748	0,017053	0,031208	3,7	275,5	-0,993	0,095	0,065	0,993	-0,115	-0,011			1. Jun.	15	18:39	18:53						
2023-04-07 18:31:00	0,010906	585,4565	2	0,523479	0,017383	0,035748	3,6	275,6	-0,993	0,098	0,062	0,993	-0,115	-0,015			2. Jun.	15	18:39	18:53						
2023-04-07 18:32:00	0,010879	583,3758	2	0,535476	0,017718	0,033741	3,4	275,8	-0,993	0,102	0,06	0,993	-0,116	-0,02			3. Jun.	15	18:39	18:53						
2023-04-07 18:33:00	0,010817	581,2914	2	0,547744	0,018059	0,031411	3,3	276	-0,993	0,105	0,057	0,993	-0,117	-0,024			4. Jun.	14	18:40	18:53						
2023-04-07 18:34:00	0,010705	579,203	1	0,560291	0,018406	0,028594	3,1	276,2	-0,993	0,108	0,054	0,993	-0,118	-0,028			5. Jun.	15	18:40	18:54						
2023-04-07 18:35:00	0,010505	577,1109	1	0,573121	0,01876	0,024917	2,9	276,4	-0,992	0,111	0,051	0,992	-0,118	-0,032			6. Jun.	15	18:41	18:55						
2023-04-08 18:30:00	0,010474	590,8	2	0,501507	0,016805	0,035133	4	275,7	-0,993	0,099	0,07	0,993	-0,121	-0,01			7. Jun.	15	18:41	18:55						
2023-04-08 18:31:00	0,009574	588,7399	1	0,512995	0,01713	0,024734	3,9	275,9	-0,992	0,103	0,068	0,992	-0,122	-0,014			8. Jun.	15	18:41	18:55						
2023-04-08 18:32:00	0,010927	586,6759	2	0,524743	0,017461	0,035511	3,7	276,1	-0,992	0,106	0,065	0,992	-0,123	-0,018			9. Jun.	15	18:41	18:55						
2023-04-08 18:33:00	0,010896	584,6082	2	0,536757	0,017798	0,033467	3,6	276,3	-0,992	0,109	0,062	0,992	-0,123	-0,023			10. Jun.	15	18:41	18:55						
2023-04-08 18:34:00	0,010825	582,5366	2	0,549043	0,018141	0,03105	3,4	276,5	-0,992	0,112	0,059	0,992	-0,124	-0,027			11. Jun.	15	18:41	18:55						
2023-04-08 18:35:00	0,010702	580,4612	1	0,561607	0,01849	0,02813	3,2	276,7	-0,992	0,116	0,056	0,992	-0,125	-0,031			12. Jun.	15	18:42	18:56						
2023-04-08 18:36:00	0,010382	578,3821	1	0,574454	0,018845	0,023316	3,1	276,8	-0,991	0,119	0,054	0,991	-0,126	-0,036			13. Jun.	15	18:42	18:56						

