

SolPEG Blendgutachten Solarpark Mindorf

Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage in der Nähe von Mindorf in Mittelfranken (Bayern)

SolPEG GmbH

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

- **©** +49 40 79 69 59 36
- **a** +49 40 79 69 59 38
- @info@solpeg.com
- www.solpeg.com

Inhalt

1	Au	ftrag	3
	1.1	Beauftragung	3
	1.2	Hintergrund und Auftragsumfang	3
2	Sys	tembeschreibung	4
	2.1	Standort Übersicht	4
	2.2	Umliegende Gebäude	7
3	Em	mittlung der potentiellen 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	Erg	gebnissegebnisse	16
	4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, Verbindungsstraße Mindorf - St2238 südöstlich	17
	4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Verbindungsstraße Mindorf - St2238 östlich	18
	4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, RH25 südöstlich	20
	4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südlich	21
5	Zu	sammenfassung der Ergebnisse	22
6	Sch	ılussbemerkung	22
7	Anl	hang (Auszug)23	- 34

SolPEG GmbH Normannenweg 17-21 20537 Hamburg Germany (+49 40 79 69 59 36 (+49 40 79 69 59 38 (info@solpeg.com (www.solpeg.com

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Mindorf

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für PV Anlagen ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage "Mindorf" für die Verkehrsteilnehmer der angrenzenden Straßen sowie für 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" (seit 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 "Mindorf" eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf angrenzenden Straßen und ggf. für Anwohner von umliegenden Gebäuden.

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

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

Einzelne Aspekte der Licht-Leitlinie werden an entsprechender Stelle widergegeben, 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



(C) +49 40 79 69 59 36 (m) +49 40 79 69 59 38

info@solpeg.com www.solpeg.com

www.

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche der geplanten PV Anlage befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 600 m nördlich der Ortschaft Mindorf, ca. 4,8 km südöstlich von Hilpoltstein in Mittelfranken (Bayern). Östlich der Fläche verläuft die Verbindungsstraße von Mindorf zur St2238. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche ca. 600 m nördlich der Ortschaft Mindorf, ca. 4,8 km südöstlich von Hilpoltstein in Mittelfranken (Bayern). Die Fläche ist leicht abfallend nach Südosten.
Koordinaten (Mitte)	49.156°N, 11.237°O, 427 m ü. NN
Abstand zu angrenzenden Straßen	ca. 20 m – 25 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca.370 m (nicht relevant)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

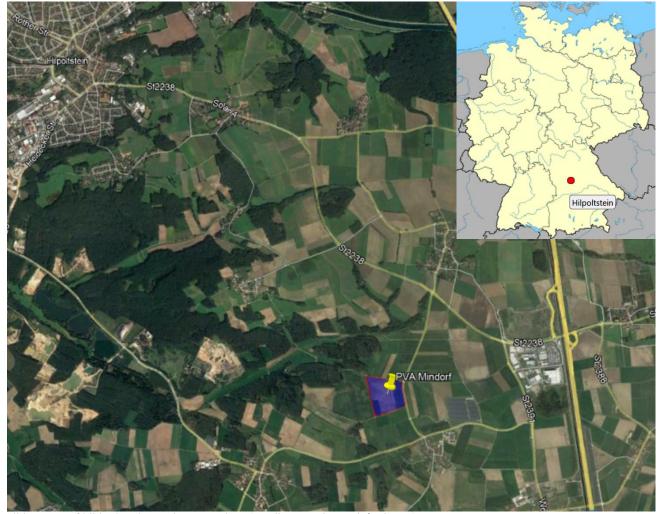
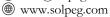


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)





Detailansicht der PV Anlage und Umgebung



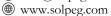
Bild 2.1.2: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)

Detailansicht der PV Anlage



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





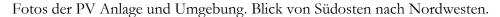




Bild 2.1.4: Blick Richtung Nordwesten (Quelle: Jörg Ermisch, Ausschnitt)

Blick von Nordosten Richtung Südwesten.

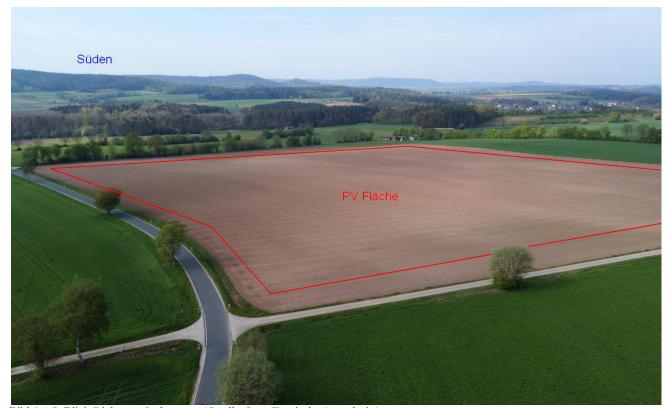


Bild 2.1.5: Blick Richtung Südwesten (Quelle: Jörg Ermisch, Ausschnitt)

SolPEG GmbH Normannenweg 17-21 20537 Hamburg Germany (+49 40 79 69 59 36 (+49 40 79 69 59 38 (info@solpeg.com

www.solpeg.com

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt die PV Fläche und die Umgebung. Aufgrund des Strahlenganges gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude südöstlich der PV Anlage nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Zu Kontrollzwecken wird der Standort dennoch analysiert. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden.

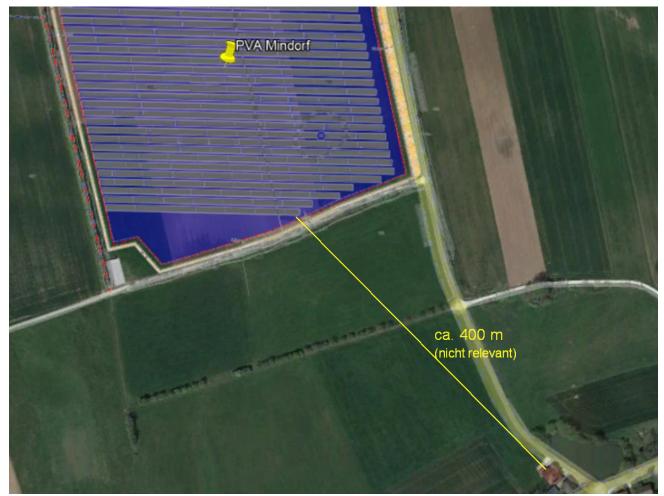


Bild 2.2.1: Gebäude südöstlich der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

(L) +49 40 79 69 59 36 (m) +49 40 79 69 59 38 (m) info@solpeg.com

www.solpeg.com

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 überragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig² die grundsätzlich fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleitlinie 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 reflektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV Moduls:

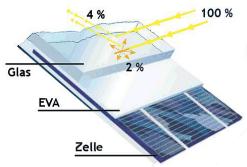


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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)

² https://oberlandesgericht-braunschweig.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html

info@solpeg.comwww.solpeg.com

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.

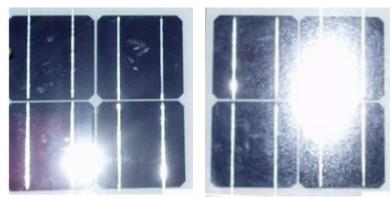


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

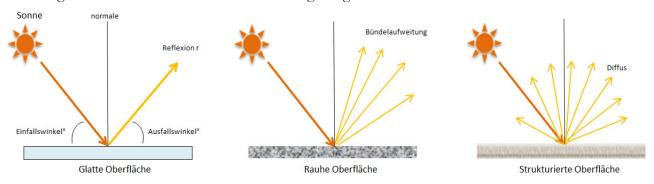


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Suntech 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.

Mechanische Eigenschaften

Solarzelle	N-Typ monokristallines Silizium 182 mm	
Anzahl der Zellen	144 (6 × 24)	
Abmessungen	2279 × 1134 × 30 mm (89,7 × 44,6 × 1,2 Zoll)	
Gewicht	32,8 kgs (72,3 lbs.)	
Front-/Rückseitenglas	2,0+2,0 mm (0,079+ 0,079 Zoll) voll gehärtetes Glas	
Ausgangskabel	4,0 mm2 symmetrische Längen (-) 350 mm, (+) 160 mm oder kundenspezifische Länge	
Verteilerdose	Schutzklasse IP68 (3 Bypass-Dioden)	

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, Lambertsches 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 FAA³ 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:

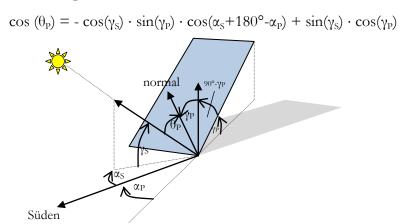


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

Die unter 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV Modulen (Glasoberfläche, Antireflexionsschicht) 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-Leitlinie⁴ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁵, New Mexico überprüft.

³ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths: https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf

⁴ Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁵ Webseite der Sandia National Laboratories: http://www.sandia.gov



(\$\bigcup +49 40 79 69 59 36 \)
(\$\bigcup +49 40 79 69 59 38

info@solpeg.com www.solpeg.com

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.

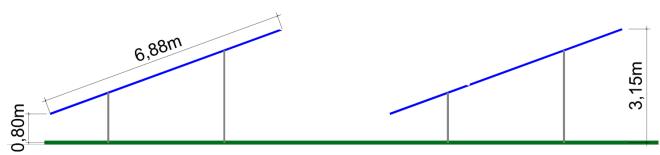


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

Tabelle 2. Bereemitingsparameter	
PV Modul	Suntech (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	3 Module hochkant übereinander (3P)
Ausrichtung (Azimut)	Süden (180°)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,80 m, max. ca. 3,15 m (leichte Abweichung möglich)
Anzahl Messpunkte gesamt	4 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte	2 m über Boden
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer ⁶	Fahrtrichtung +/- 20°

⁶ Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr 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 wird der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

() +49 40 79 69 59 36 +49 40 79 69 59 38

@ info@solpeg.com

www.solpeg.com

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 nur auf Anfrage untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Mindorf wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der Verbindungsstraße Mindorf zur St2238, 1 Messpunkt auf der südlich verlaufenden RH25 sowie zu Kontrollzwecken 1 Messpunkt an südlich gelegenen Gebäuden. Weitere Gebäude wurden nicht näher untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel und fehlender Sichtverbindung zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.

Die folgende Übersicht zeigt die PV Anlage und die untersuchten Messpunkte:

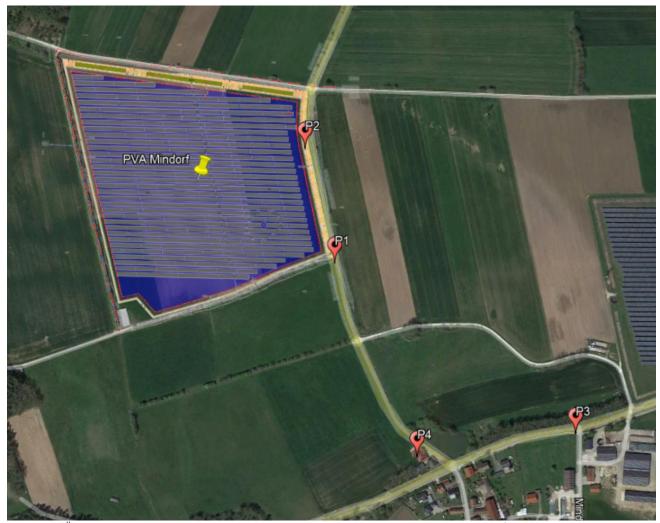


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die gewählten Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

SolPEG GmbH Normannenweg 17-21 20537 Hamburg Germany

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 belästigter Personen in der exponierten Bevölkerung will man zulassen? Die Wissenschaft müsste aber eine Aussage darüber liefern können, welche Expositionsdauer zu welchem Anteil stark Belästigter führt. Wie bereits erwähnt, stehen Untersuchungen dazu noch aus. .. Es existieren noch keine rechtlichen oder normativen Methoden zur Bewertung von Lichtimmissionen durch von Solaranlagen gespiegeltes Sonnenlicht.

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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



SolPEG GmbH Normannenweg 17-21 20537 Hamburg Germany (\$\\$\ +49 40 79 69 59 36 (\$\\$\\$\ +49 40 79 69 59 38 (\$\@\ \) info@solpeg.com (\$\@\ \) www.solpeg.com

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 Licht-Leitlinie 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 2021 eine mittlere Wolkenbedeckung⁹ von ca. 68 % 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 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 Labortories (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.

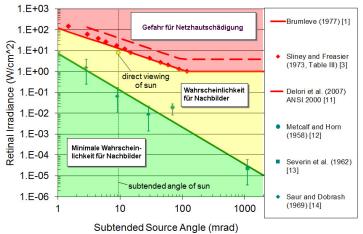


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Labortories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

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

Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc eude eur cfc mean 2021 17.png

SolPEG GmbH Normannenweg 17-21 20537 Hamburg Germany

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Mindorf wird für 4 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 3.6.3 auch als farbige Flächen dargestellt:

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

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen, die zwischen 22 Uhr abends und 06 Uhr morgens auftreten (sofern möglich), sind relativiert zu bewerten bzw. zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie "Gelb" vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

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 Erläuterungen 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	Reflexion
Messpunkt	[Minuten pro Jahr]
P1 Verbindungsstraße zur St2238 südöstlich	3627 ^W
P2 Verbindungsstraße zur St2238 östlich	3634 ^W
P3 RH25 südöstlich	1829 ^{WEG}
P4 Gebäude südlich	-

W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

⁻ nicht nachweisbar

(L) +49 40 79 69 59 36 (m) +49 40 79 69 59 38

info@solpeg.com www.solpeg.com

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, Verbindungsstraße Mindorf - St2238 südöstlich

Am Messpunkt P1 auf der Verbindungsstraße zwischen Mindorf und der St2238 können bei der Fahrt Richtung Norden theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 23. April und dem 20. August abends zwischen 18:17 bis 19:08 Uhr für 5 bis max. 40 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel der Reflexionen liegen allerdings mit ca. -50° bis -71° links (westlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung +/- 20°, 100 m) und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

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

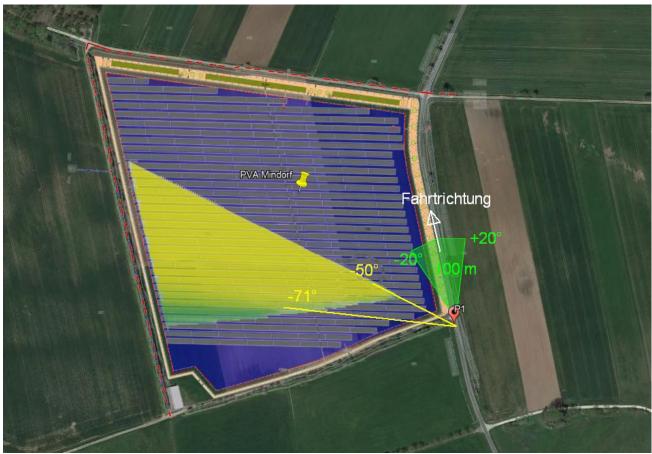


Bild 4.1.1: Situation am Messpunkt P1 bei Fahrt Richtung Norden (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/grün markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler.

(C) +49 40 79 69 59 36 (E) +49 40 79 69 59 38

info@solpeg.com www.solpeg.com

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Verbindungsstraße Mindorf - St2238 östlich

Auch am Messpunkt P2 auf der Verbindungsstraße zwischen Mindorf und der St2238 können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 20. April und dem 20. August abends zwischen 18:16 bis 19:08 Uhr für 5 bis max. 40 Minuten pro Tag¹¹¹ aus westlicher Richtung auftreten. Aufgrund des leicht anderen Fahrbahnverlaufes (Rechtskurve) liegen die Einfallswinkel hier mit ca. -68° bis -89° links (westlich) zur Fahrtrichtung noch weiter außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung +/- 20°, 100 m). Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

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

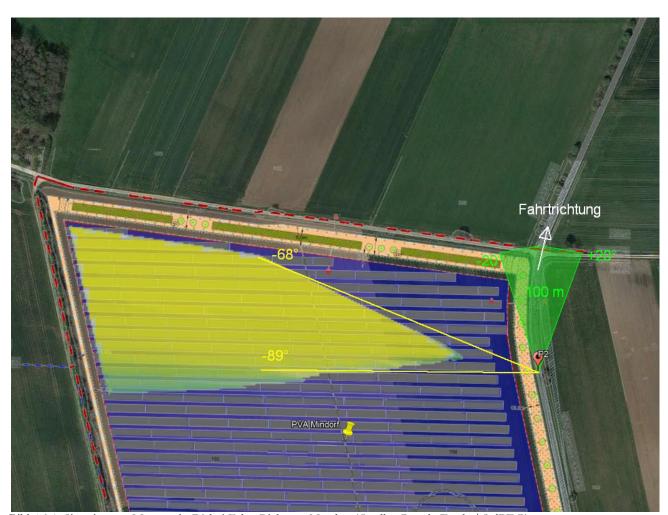


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P2 bei Fahrt Richtung Norden (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/grün markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler.

¹⁰ Generell wird das Auftreten von Reflexionen an weniger als 5 Minuten pro Tag nicht berücksichtigt (Messunsicherheit)

www.solpeg.com

Die folgende Skizze (Pseudo 3D) zeigt die Simulation am Messpunkt P2 und verdeutlicht, dass potentielle Reflexionen links zur Fahrtrichtung, deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels liegen.

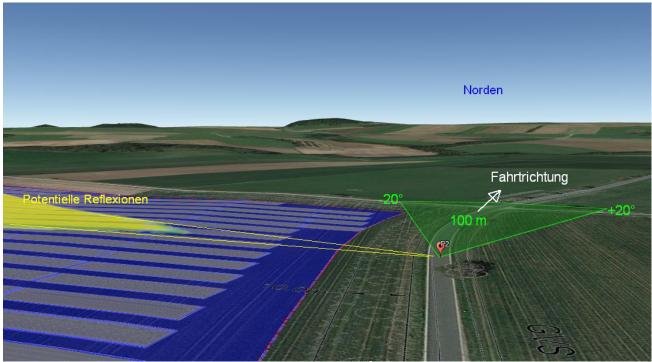


Bild 4.2.2: Simulation am Messpunkt P2, Blick Richtung Norden (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Zum Vergleich zeigt das folgende Foto die Situation am Messpunkt P2.

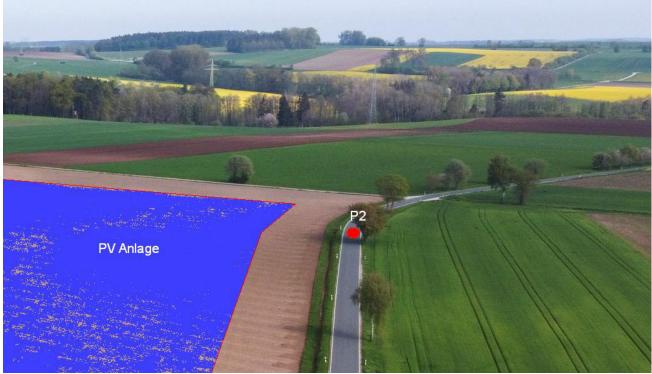


Bild 4.2.3: Bild Richtung Norden auf den Messpunkt P2 (Quelle: Jörg Ermisch, Ausschnitt bearbeitet)

(+49 40 79 69 59 36 +49 40 79 69 59 38

@ info@solpeg.com

www.solpeg.com

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, RH25 südöstlich

Am Messpunkt P3 auf der südlich verlaufenden RH25 können theoretisch bei der Fahrt Richtung Westen Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 10. Mai und dem 03. August für 5 bis max. 24 Minuten pro Tag abends zwischen 18:21 bis 18:53 Uhr aus westlicher Richtung auftreten.

Die Analyse des Geländeverlaufes zeigt jedoch, dass kein direkter Sichtkontakt zur Fläche der PV Anlage vorhanden ist. Auch aufgrund der sehr großen Entfernung von ca. 530 m – 880 m zur Immissionsquelle wäre potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Die folgende Skizze zeigt den Geländeverlauf zwischen Messpunkt P3 auf der HK25 und der Fläche der PV Anlage.

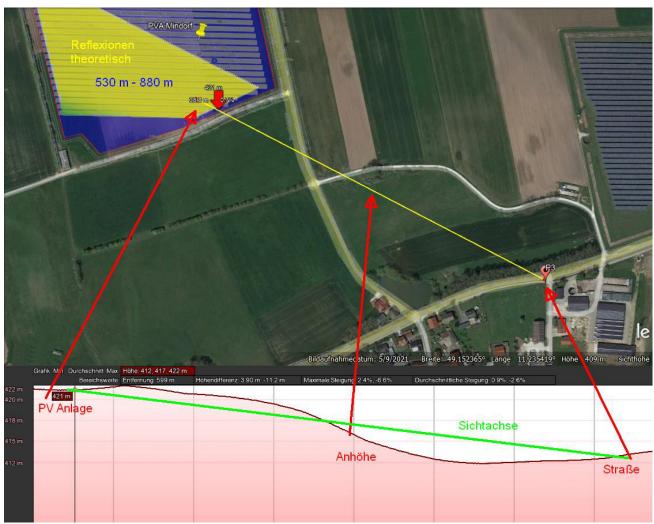


Bild 4.3.1: Geländeverlauf zwischen Messpunkt P3 auf der HK25 und der PV Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Eine Beeinträchtigung von Verkehrsteilnehmern auf der HK25 durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Im Bereich der etwas weiter westlich gelegenen Kreuzung sind aufgrund der südlichen Lage keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar.



(\$\bigcup +49 40 79 69 59 36 (\$\bigcup +49 40 79 69 59 38 (\$\overline{0}\) info@solpeg.com (\$\overline{0}\) www.solpeg.com

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P3. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.2 und 3.6 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Der Wert von 1829 Minuten entspricht den unbereinigten Rohdaten.

PV Feld - OP Receptor (OP 3)

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

- 1,476 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,829 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

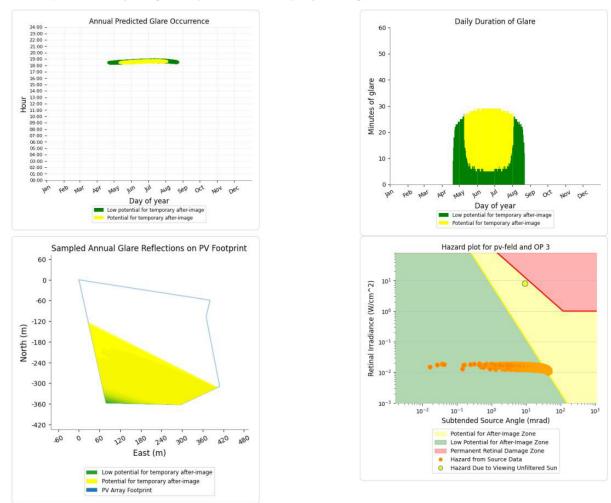


Bild 4.3.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P3 (Quelle: Simulationsergebnisse)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südlich

Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude südlich der PV Anlage wurde zu Kontrollzwecken untersucht, da aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse für den Messpunkt P4. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine "erhebliche Belästigung" im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

SolPEG GmbH Normannenweg 17-21 20537 Hamburg Germany (\$\bigcup +49 40 79 69 59 36\$
(\$\bigcup +49 40 79 69 59 38\$
(\$\bigcup \text{info}(\omega \text{solpeg.com})\$
(\$\bigcup \text{info}(\omega \text{solpeg.com})\$
(\$\bigcup \text{info}(\omega \text{solpeg.com})\$

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage "Mindorf" 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 Mindorf mit dem Einsatz von hochwertigen PV Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Im Verlauf der Verbindungsstraße zwischen Mindorf und der St2238 östlich der PV Anlage sind theoretisch in geringem Umfang Reflexionen möglich. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Dies gilt gleichermaßen auch für Verkehrsteilnehmer auf der südlich verlaufenden HK25. Hier kommt der Aspekt hinzu, dass aufgrund des Höhenunterschiedes und der Geländestruktur ohnehin kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Eine Beeinträchtigung von Verkehrsteilnehmern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Die südlich der PV Anlage gelegenen Gebäude können aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz nicht von Reflexionen erreicht werden aber auch hier besteht aufgrund der Geländestruktur kein direkter Sichtkontakt zur Fläche der PV Anlage. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann 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

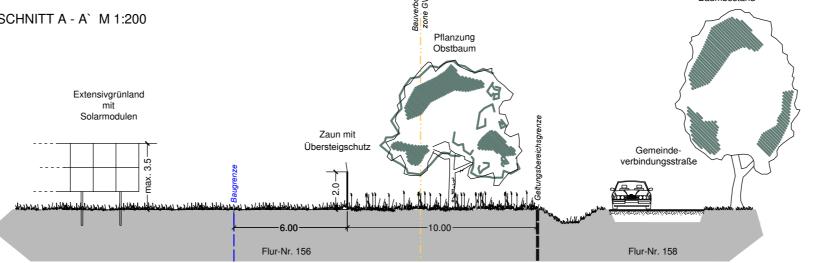
Die hier dargestellten Untersuchungen, Sachverhalte und Einschätzungen wurden nach bestem Wissen und Gewissen und anhand von vorgelegten Informationen, eigenen Untersuchungen und weiterführenden Recherchen angefertigt. Eine Haftung für etwaige Schäden, die aus diesen Ausführungen bzw. weiteren Maßnahmen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

Hamburg, den 19.10.2022

Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹¹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse





Extensivgrünland Solarmodulen Übersteigschutz Flurweg mit Begleitgrün Flur-Nr. 156

SCHNITT B - B` M 1:200

...... hat in der Zeit vom bis stattgefunden. Zu dem Entwurf des Bebauungsplans in der Fassung vom wurden die Behörden und sonstigen Träger öffentlicher Belange gemäß § 4 BauGB in der Zeit vom

Der Entwurf des Bebauungsplans in der Fassung vom Begründung gemäß § 3 Abs. 2 BauGB in der Zeit vom öffentlich ausgelegt.

Die Stadt Hilpoltstein hat mit Beschluss des Stadtrats vom den vorhabenbezogenen Bebauungsplan Hilpoltstein Nr. 34 gemäß § 10 Abs. 1 BauGB in der Fassung vom als Satzung beschlossen. Stadt Hilpoltstein, den

Markus Mahl, 1. Bürgermeister

Ausgefertigt Stadt Hilpoltstein, den

Markus Mahl, 1. Bürgermeister

Der Satzungsbeschluss zu dem vorhabenbezogenen Bebauungsplan wurde am gemäß § 10 Abs. 3 Halbsatz 2 BauGB ortsüblich bekanntgemacht. Der Bebauungsplan ist damit in Kraft getreten.

Stadt Hilpoltstein, den

Markus Mahl, 1. Bürgermeister

Bebauungsplan Hilpoltstein Nr. 34 "Freiflächen-Photovoltaikanlage Mindorf - Nordwest"

Auftraggeber

Stadt Hilpoltstein

Vorentwurf

Projekt Nr.: 22211 Maßstab: 1:1.000 Plan Nr.: 1 Datum: 27.10.2022 **Plangröße**: 0,95 x 0,84 m

Ergänzt: Bearbeitet: J. Ermisch, Dipl.Ing.(FH), Landschaftsarchitekt, M. von der Mehden, Dipl.Ing.(FH), Landschaftsarchitektin Unterschrift:

Tel. 09171/87549

ERMISCH & Partner LANDSCHAFTSPLANUNG Lucia Ermisch Dipl.lng.(FH) LandschaftsArchitekten Gartenstraße 13 91154 Roth

www.Ermisch-Partner.de / info@Ermisch-Partner.de

Fax. 09171/87560



Ultra V Pro HALF-CELL N-TOPCon BIFACIAL MODULE

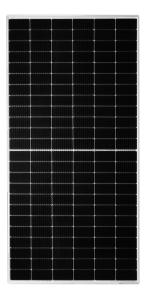
TYPE: STPXXXS - C72/Nmh+

POWER OUTPUT

MAX EFFICIENCY

545-565W

21.9%



Features



High module conversion efficiency

Module efficiency up to **21.9** % achieved through advanced cell technology and manufacturing process



Lower operating temperature

Lower operating temperature and temperature coefficient increases the power output



Suntech current sorting process

Up to **2**% power loss caused by current mismatch could be diminished by current sorting technique to maximize system power output



Extended wind and snow load tests

Module certified to withstand extreme wind (2400 Pascal) and snow loads (5400 Pascal) *



Excellent weak light performance

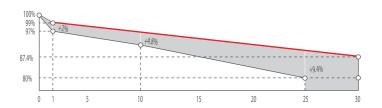
More power output in weak light condition, such as cloudy, morning and sunset+



Withstanding harsh environment

Reliable quality leads to a better sustainability even in harsh environment like desert, farm and coastline

Industry-leading Warranty **



- ◆ First year power degradation: 1%
- ◆ Annual degradation: 0.40%
- ◆ Product warranty: 12 years
- ♦ linear warranty: 30 years

Certifications and Standards

CE IEC 61730 IEC 61215
SA 8000 Social Responsibility Standards
1S0 9001 Quality Management System
IS0 14001 Environment Management System
IS0 45001 Occupational Henlth and Safety
IEC TS 62941 Guideline for module design
qualification and type approval









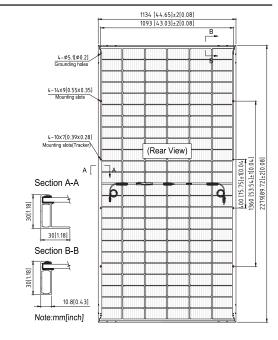
^{*} Please refer to Suntech Standard Module Installation Manual for details.



Ultra V Pro STPXXXS - C72/Nmh+ 545-565W

Mechanical Characteristics

Solar Cell	N-type Monocrystalline silicon 182 mm
No. of Cells	144 (6 × 24)
Dimensions	2279 × 1134 × 30 mm (89.7 × 44.6 × 1.2 inches)
Weight	32.8 kgs (72.3 lbs.)
Front \ Back Glass	2.0+2.0 mm (0.079+ 0.079inches) semi-tempered glass
Output Cables	4.0 mm², (-) 350 mm and (+) 160 mm in length or customized length
Junction Box	IP68 rated (3 bypass diodes)
Operating Module Temperature	-40 °C to +85 °C
Maximum System Voltage	1500 V DC (IEC)
Connectors	MC4 EVO2, Cable01S, STP-XC4
Maximum Series Fuse Rating	25 A
Power Tolerance	0/+5 W
Refer. Bifaciality Factor	(80 ± 5)%
Packing Configuration	Packaging box dimensions (mm): 2310×1130×1269 Packaging box weight (kg): 1245 36 Pieces per pallet 720 Pieces per container / 40' HC



For tracker installation, please turn to Suntech for mechanical load information.

Electrical Characteristics

Module Type	STP 565 S-0	C72/Nmh+	STP 560 S-0	C72/Nmh+	STP 555 S-	C72/Nmh+	STP 550 S-0	C72/Nmh+	STP 545 S-0	C72/Nmh+
Testing Condition	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT
Maximum Power (Pmax/W)	565	430.3	560	426.7	555	422.8	550	419	545	415.3
Optimum Operating Voltage (Vmp/V)	42.56	39.5	42.40	39.3	42.24	39.2	42.05	39	41.87	38.8
Optimum Operating Current (Imp/A)	13.28	10.89	13.21	10.84	13.14	10.79	13.08	10.74	13.02	10.70
Open Circuit Voltage (Voc/V)	50.39	47.7	50.23	47.5	50.07	47.4	49.88	47.2	49.69	47.0
Short Circuit Current (Isc/A)	14.20	11.45	14.14	11.40	14.07	11.35	14.01	11.30	13.96	11.26
Module Efficiency (%)	21	1.9	2	1.7	2	1.5	2	1.3	21	1.1

STC: Irradiance 1000 W/m², module temperature 25 °C, AM=1.5; NMOT: Irradiance 800 W/m², ambient temperature 20 °C, AM=1.5, wind speed 1 m/s; Tolerance of Pmax is within +/- 3%;

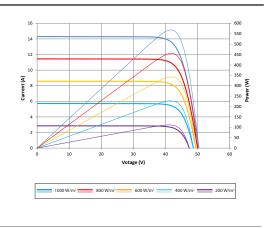
Different Rearside Power Gain Reference to 5555 Front

			_
Rearside Power Gain	5%	15%	25%
Maximum Power at STC (Pmax)	582.8	638.3	693.8
Optimum Operating Voltage (Vmp/V)	42.2	42.2	42.3
Optimum Operating Current (Imp/A)	13.80	15.11	16.43
Open Circuit Voltage (Voc/V)	50.1	50.1	50.2
Short Circuit Current (Isc/A)	14.77	16.18	17.59
Module Efficiency (%)	22.5	24.7	26.8

Temperature Characteristics

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42 ± 2 °C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.32%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.26%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.046%/°C

Graphs Current-Voltage & Power-Voltage (565S)



Information on how to install and operate this product is available in the installation instruction. All values indicated in this data sheet are subject to change without prior announcement. The specifications may vary slightly. All specifications are in accordance with standard EN 50380. Color differences of the modules relative to the figures as well as discolorations of/in the modules which do not impair their proper functioning are possible and do not constitute a deviation from the specification.



ForgeSolar

Mindorf Mindorf

Created Oct. 19, 2022 Updated Oct. 19, 2022 Time-step 1 minute Timezone offset UTC1 Site ID 77973.13808

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



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m^2 peak) Ocular transmission coefficient: 0.5 Pupil diameter: 0.002 m Eye focal length: 0.017 m Sun subtended angle: 9.3 mrad 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	20.0	180.0	2,612	11,001	-	

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 110,756 m²

Name: PV Feld

Footprint area: 110,756 m^2 Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 20.0 deg

Orientation: 180.0 deg

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	49.158008	11.233971	428.22	2.00	430.22
2	49.157477	11.239198	425.23	2.00	427.23
3	49.157044	11.239043	425.87	2.00	427.87
4	49.155226	11.239585	423.48	2.00	425.48
5	49.154753	11.238026	420.06	2.00	422.06
6	49.154795	11.235054	419.60	2.00	421.60

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude Longitude		Latitude Longitude Ground elevation		Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m	
OP 1	49.155051	11.240001	422.93	2.00	424.93	
OP 2	49.156714	11.239421	426.14	2.00	428.14	
OP 3	49.152856	11.246438	414.00	2.00	416.00	
OP 4	49.152281	11.241728	409.20	2.00	411.20	

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	20.0	180.0	2,612	11,001	-	

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 (green)	0	0	62	48	73	91	84	53	84	0	0	0
pv-feld (yellow)	0	0	13	296	586	1016	898	244	130	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	638	4516
OP: OP 2	498	4656
OP: OP 3	1476	1829
OP: OP 4	0	0

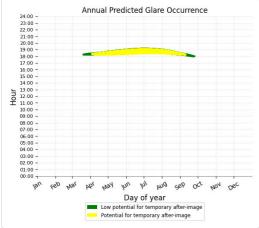
3 von 6

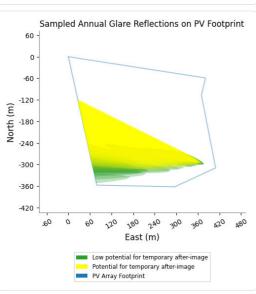
PV Feld - OP Receptor (OP 1)

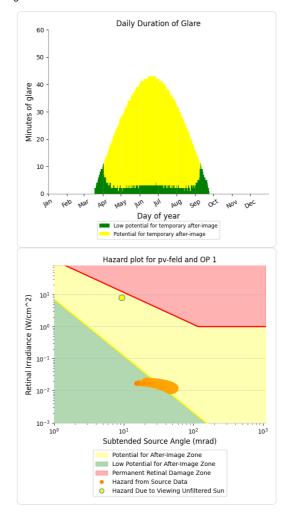
- PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

 638 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.

 4,516 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.





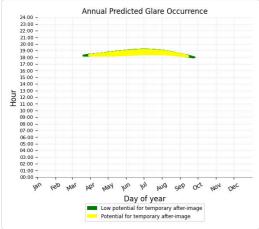


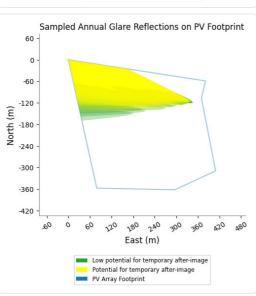
PV Feld - OP Receptor (OP 2)

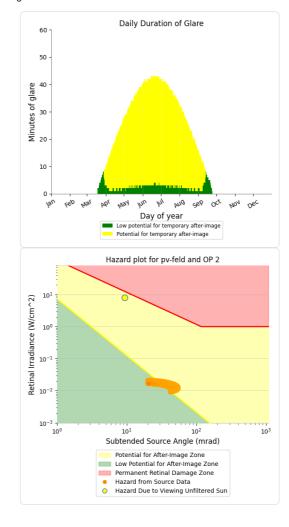
- PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

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

 4,656 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



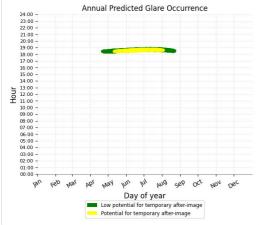


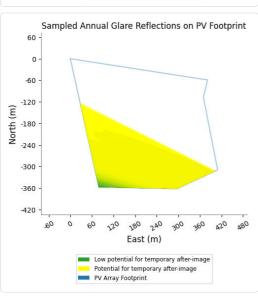


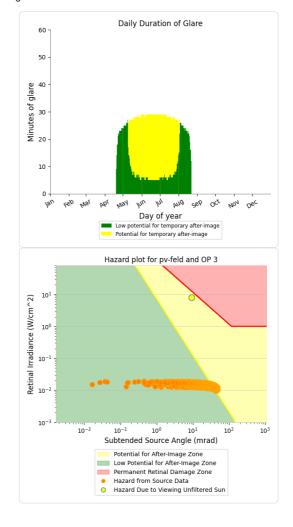
PV Feld - OP Receptor (OP 3)

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

- 1,476 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
 1,829 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.







PV Feld - OP Receptor (OP 4)

No glare found

Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- · Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and
- · 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	DNI	Ocular	Reflectivity	Retinal	Subtended	Sun	Sun	Sun	Sun	Sun	Reflected	Reflected	Reflected Sig	(4	Anzahl	90000	2000	Zeitraum	Zeitraum	Minuten	Minuten im				
	Irradiance	(W/m^2)	Hazard #	- 23	Irradiance	Glare Angle	Altitude	Azimuth	Position	Position	Position	Sun Vector	Sun Vector S	un Vector u	Tag	Minuten	Anfang	Ende	Start	Ende	pro Tag	Zeitraum Erste Zeit Letzte Zeit Messpunkt OP 1				
2022-04-03 18:20:00	0,009711	585,3254	2	0,486886	0,016164	0,031693	3,5	273,3	-0,996	0,058	0,061	0,996	-0,083	0,009	20. Apr.	1	18:18	18:18	23.04.2022	20.08.2022		0 3627 18:17 19:08				
2022-04-03 18:21:00	0,009923	583,2009	2	0,498153	0,016478	0,031913	3,3	273,5	-0,996	0,061	0,058	0,996	-0,084	0,005	21. Apr.	2	18:17	18:18								
2022-04-03 18:22:00	0,010099	581,0724	2	0,50968	0,016798	0,03176	3,1	273,7	-0,996	0,065	0,055	0,996	-0,085	0	22. Apr.	4	18:17	18:20				Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 1:				
2022-04-03 18:23:00	0,010238	578,9399	2	0,521471	0,017123	0,031238	3	273,9	-0,996	0,068	0,052	0,996	-0,086	-0,004	23. Apr.	6	18:17	18:22				3627 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)				
2022-04-04 18:20:00	0,009632	588,6529	2	0,477175	0,015932	0,032287	3,8	273,6	-0,996	0,063	0,066	0,996	-0,09	0,01	24. Apr.	7	18:17	18:23				2623 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk				
2022-04-04 18:21:00	0,00986	586,5458	2	0,488213	0,016242	0,03268	3,6	273,8	-0,996	0,066	0,063	0,996	-0,091	0,006	25. Apr.	8	18:18	18:25				1004 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk				
2022-04-04 18:22:00	0,010056	584,4346	2	0,499503	0,016558	0,032712	3,4	274	-0,996	0,069	0,06	0,996	-0,092	0,002	26. Apr.	9	18:17	18:25				40 Minuten pro Tag (Max)				
2022-04-04 18:23:00	0,010217	582,3195	2	0,511053	0,016879	0,032396	3,3	274,2	-0,996	0,072	0,057	0,996	-0,092	-0,003	27. Apr.	11	18:17	18:27								
And the Control of th		580,2005	2	0,522868	0,017206	0,031729	3,1	274,4	-0,996	0,076	0,054	0,996	-0,093	-0,007	28. Apr.	12	18:17	18:28				Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 4517 Einträgen /-638):				
	0,010426			0,534953	0,01754		3	274,5	-0,996	0,079	0,052	0,996	-0,094	-0,011	29. Apr.	14	18:17	18:30				1.: Zeitraum ab 05:50 Uhr bis Sonnenuntergang				
	0,009544			0,467699			4,1	273,9	-0,995	0,067	0,071	0,995	-0,097	0,011	30. Apr.	14	18:18	18:31				2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8° (Standard: min. 10°)				
	0,009788			0,478512			3,9	274	-0,995	0,07	0,068	0,995	-0,098	0,007	1. Mai.	16	18:18	18:33				 Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten) 				
2022-04-05 18:22:00		587,7573		0,489572			3,7	274,2	-0,995	0,074	0,065	0,995	-0,098	0,003	2. Mai.	17	18:17	18:33								
2022-04-05 18:23:00	0,01018			0,500886			3,6	274,4	-0,995	0,077	0,062	0,995	-0,099	-0,002	3. Mai.	19	18:17	18:35								
	0,010326			0,512459			3,4	274,6	-0,995	0,08	0,06	0,995	-0,1	-0,006	4. Mai.	20	18:17	18:36				Potentielle Reflexionen				
PROPERTY AND INCIDENT AND INCID		581,4518		0,524297		0,03214	3,3	274,8	-0,995	0,083	0,057	0,995	-0,1	-0,01	5. Mai.	21	18:18	18:38				Max. Minuten pro Tag				
	0,010508			0,536406			3,1	275	-0,995	0,087	0,054	0,995	-0,101	-0,014	6. Mai.	22	18:18	18:39		45						
	0,009451			0,458455	0,01548	0,033207	4,4	274,1	-0,995	0,072	0,076	0,995	-0,104	0,012	7. Mai.	23	18:18	18:40		40						
	0,009709			0,469048	Section Section 2015	0.033917	4,2	274,3 274,5	-0,995	0,078	0,073	0,995	-0,104	0,008	8. Mai.	25 26	18:18 18:18	18:42 18:43		100		and a substitute of the substi				
	0,009936			0,479883		0,03427		274,5	-0,994 -0,994	0,078	0,068	0,994	-0,105 -0,106	-0,004	9. Mai. 10. Mai.	26	18:18	18:44		35						
	0,010132			0,502304			3,9	274,9	-0,994	0,085	0,065	0,994	-0,106	-0,001	10. Mai.		18:19	18:46		30						
		584,9002	2		0,010723		3,5	275,1	-0,994	0,088	0,063	0,994	-0,100	-0,009	12. Mai.		18:19	18:47								
And the third and a second substitution of the second seco	0,010528		-	0,525762		100000000000000000000000000000000000000	3,4	275,2	-0,994	0,091	0,059	0,994	-0,108	-0,013	13. Mai.		18:19	18:48		25						
		580,7006		0,537894		0,031174	3,2	275,4	-0,994	0,094	0,056	0,994	-0,109	-0,018	14. Mai.		18:19	18:50		20	- 1					
	0.009349			0,449438			4.7	274,4	-0.994	0,076	0,081	0,994	-0.11	0.013	15. Mai.		18:20	18:50		15	illi					
2022-04-07 18:20:00	0,00962			0.459817			4,5	274.6	-0.994	0.079	0.078	0,994	-0.111	0.009	16. Mai.		18:20	18:51		13						
2022-04-07 18:21:00	0,009861	594.4253	2	0,470433	0.01586	0.034905	4,3	274,7	-0,994	0,082	0,076	0,994	-0.112	0,005	17. Mai.	33	18:20	18:52		10						
	0,010072			0,481291	0,01617		4,2	274,9	-0,994	0,086	0,073	0,994	-0,112	0,001	18. Mai.		18:20	18:52		5 1						
2022-04-07 18:23:00	0,010254	590,283	2	0,492398	0,016485	0,034948	4	275,1	-0,994	0,089	0,07	0,994	-0,113	-0,004	19. Mai.	34	18:20	18:53								
2022-04-07 18:24:00	0,010406	588,206	2	0,503758	0,016806	0,034522	3,8	275,3	-0,993	0,092	0,067	0,993	-0,114	-0,008	20. Mai.	34	18:20	18:53		0 +						
2022-04-07 18:25:00	0,010526	586,1251	2	0,515378	0,017133	0,033793	3,7	275,5	-0,993	0,096	0,064	0,993	-0,114	-0,012	21. Mai.	34	18:21	18:54		Apr	Apr	11. 18. 12. 25. 26. Jun. 6. Jun. 6. Jul. 70. Jul. 27. Jul. 17. 117.				
2022-04-07 18:26:00	0,01061	584,0404	2	0,527263	0,017466	0,032737	3,5	275,7	-0,993	0,099	0,061	0,993	-0,115	-0,017	22. Mai.	34	18:21	18:54		20	27.	27. 27. 29. 31.7 31.7 31.7 31.7 31.7 31.7 31.7 31.				
2022-04-07 18:27:00	0,010655	581,9517	2	0,539419	0,017805	0,031318	3,4	275,9	-0,993	0,102	0,059	0,993	-0,116	-0,021	23. Mai.	35	18:21	18:55								
	0,009241			0,440646			4,9	274,6	-0,993	0,08	0,086	0,993	-0,117	0,014	24. Mai.		18:21	18:55								
	0,009525			0,450815		0,034821	4,8	274,8	-0,993	0,084	0,083	0,993	-0,118	0,01	25. Mai.		18:21	18:56								
		597,6448		0,461217		0,035459	4,6	275	-0,993	0,087	0,081	0,993	-0,118	0,006	26. Mai.		18:21	18:56								
	0,010003			0,471856	0,01594	0,03577	4,5	275,2	-0,993	0,09	0,078	0,993	-0,119	0,002	27. Mai.		18:21	18:56								
	0,010199	593,536		0,482738		0,035782	4,3	275,4	-0,993	0,093	0,075	0,993	-0,12	-0,003	28. Mai.		18:22	18:57								
	0,010368			0,493868		0,035509	4,1	275,6	-0,993	0,097	0,072	0,993	-0,12	-0,007	29. Mai.		18:23	18:58								
		589,4115			0,016891	0,034955	4	275,8	-0,993	0,1	0,069	0,993	-0,121	-0,011	30. Mai.		18:23	18:59								
	0,010614			0,516895			3,8	275,9	-0,992	0,103	0,066	0,992	-0,122	-0,015	31. Mai.		18:23	18:59								
	0,010686			0,528803		0,032934	3,6	276,1	-0,992	0,107	0,064	0,992	-0,122	-0,02	1. Jun.	37	18:23	18:59								
	0,010718	583,196		0,540983		0,031401	3,5	276,3	-0,992	0,11	0,061	0,992	-0,123	-0,024	2. Jun.	38	18:23	19:00								
	0,009159		2	0,432075		0,03401	5,2	274,9	-0,992	0,085	0,091	0,992	-0,124	0,016	3. Jun.	38	18:23	19:00								
		604,8903	2		0,015166		5,1	275,1	-0,992	0,088	0,089	0,992	-0,124	0,011	4. Jun.	38	18:23	19:00								
	0,009721			0,452232	Annual State of the last		4,9	275,3	-0,992	0,091	0,086	0,992	-0,125	0,007	5. Jun.	39	18:24	19:02								
	0,009959			0,462657			4,8	275,4	-0,992	0,095	0,083	0,992	2210 0,126		6. Jun.	GmbH Cop	18:25	19:02	out-written-nocti	e-prohibited-						
2022-04-09 18:22:00	0,01017	598,7941	2	0,473319	0,0160/5	0,036522	4,6	275,6	-0,992	0,098	0,08	0,992	-0,126	-0,002	7. Jun.	38	18:25	19:02	10							

	Corneal	DNI	Ocular	Reflectivity	Retinal	Subtended	Sun	Sun	Sun	Sun	Sun	Reflected	Reflected F	Reflected Sig	(4	Anzahl	200005	etwort.	Zeitraum	Zeitraum	Minuten	Minuten im			
	Irradiance	(W/m^2)	Hazard #	- 20	Irradiance	Glare Angle	Altitude	Azimuth	Position	Position	Position	Sun Vector	Sun Vector S	un Vector u	Tag	Minuten	Anfang	Ende	Start	Ende	pro Tag	Zeitraum Erste Zeit Letzte Zeit Messpunkt OP 2			
2022-03-29 18:19:00	0,009795	572,3784	2	0,503238	0,016337	0,031498	2,5	271,5	-0,999	0,026	0,043	0,999	-0,047	0,016	20. Apr.	2	18:17	18:18	22.04.2022	20.08.2022		40 3634 18:16 19:08			
2022-03-29 18:20:00	0,009973	570,178	2	0,514909	0,016652	0,031394	2,3	271,7	-0,999	0,029	0,04	0,999	-0,048	0,012	21. Apr.	3	18:16	18:18							
2022-03-29 18:21:00	0,010108	567,9735	2	0,526849	0,016972	0,030864	2,1	271,8	-0,999	0,032	0,037	0,999	-0,049	0,008	22. Apr.	5	18:16	18:20				Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 2:			
2022-03-30 18:19:00	0,0097	573,7854	2	0,493044	0,016046	0,032283	2,8	271,7	-0,998	0,03	0,048	0,998	-0,054	0,018	23. Apr.	6	18:17	18:22				3634 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)			
2022-03-30 18:20:00	0,009899	571,5935	2	0,504475	0,016355	0,032392	2,6	271,9	-0,998	0,033	0,045	0,998	-0,055	0,013	24. Apr.	7	18:17	18:23				2622 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk			
2022-03-30 18:21:00	0,010058	569,3975	2	0,516171	0,01667	0,032098	2,4	272,1	-0,998	0,037	0,042	0,998	-0,055	0,009	25. Apr.	9	18:17	18:25				1012 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk			
2022-03-30 18:22:00	0,010176	567,1974	2	0,528136	0,01699	0,031401	2,3	272,3	-0,998	0,04	0,04	0,998	-0,056	0,005	26. Apr.	10	18:16	18:25				40 Minuten pro Tag (Max)			
2022-03-31 18:18:00	0,009666	579,4363	2	0,483084	0,015876	0,032948	3,1	272	-0,998	0,035	0,053	0,998	-0,061	0,019	27. Apr.	11	18:17	18:27							
2022-03-31 18:19:00	0,009885	577,2666	2	0,494281	0,016184	0,033252	2,9	272,2	-0,998	0,038	0,051	0,998	-0,062	0,014	28. Apr.	12	18:17	18:28				Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 4657 Einträgen /-498):			
2022-03-31 18:20:00	0,010067	575,0929	2	0,505737	0,016496	0,033165	2,7	272,4	-0,998	0,041	0,048	0,998	-0,062	0,01	29. Apr.	14	18:17	18:30				1.: Zeitraum ab 05:50 Uhr bis Sonnenuntergang			
2022-03-31 18:21:00	0,010211	572,9151	2	0,517456	0,016815	0,032702	2,6	272,6	-0,998	0,045	0,045	0,998	-0,063	0,006	30. Apr.	15	18:17	18:31				2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8" (Standard: min. 10")			
	0,010314			0,529446			2,4	272,7	-0,998	0,048	0,042	0,998	-0,064	0,001	1. Mai.	16	18:18	18:33				 Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten) 			
	0,010373			0,541712			2,2	272,9	-0,998	0,051	0,039	0,998	-0,064	-0,003	2. Mai.	17	18:17	18:33							
	0,009584			0,473355			3,4	272,3	-0,998	0,039	0,059	0,998	-0,068	0,02	3. Mai.	19	18:17	18:35							
	0,009821			0,484323			3,2	272,4	-0,998	0,043	0,056	0,998	-0,068	0,015	4. Mai.	20	18:17	18:36				Potentielle Reflexionen			
	0,010022			0,495544		0,034092	3	272,6	-0,998	0,046	0,053	0,998	-0,069	0,011	5. Mai.	21	18:18	18:38				Max. Minuten pro Tag			
	0,010187			0,507023			2,9	272,8	-0,998	0,049	0,05	0,998	-0,07	0,007	6. Mai.	22	18:18	18:39		45		Miss. Millioten pro Tab			
	0,010316			0,518767			2,7	273	-0,998	0,052	0,047	0,998	-0,071	0,003	7. Mai.	23	18:18	18:40		40		THE STATE OF THE S			
	0,010405	1000		0,530781			2,5	273,2	-0,997	0,056	0,044	0,997	-0,071	-0,002	8. Mai.	25	18:18	18:42		40		and the state of t			
	0,010449			0,543071		0,030818	2,4	273,4	-0,997	0,059	0,042	0,997	-0,072	-0,006	9. Mai.	26	18:18	18:43		35					
		586,2293		0,463855			3,7	272,5	-0,997	0,044	0,064	0,997	-0,075	0,021	10. Mai.	26	18:19	18:44		30		tall the same of t			
	0,009746		2	0,474599			3,5	272,7	-0,997	0,047	0,061	0,997	-0,075	0,017	11. Mai.	28	18:19	18:46		30					
income the biological and an income the best of the second		581,9573	2		0,016028	0,034899	3,3	272,9	-0,997	0,05	0,058	0,997	-0,076	0,012	12. Mai.	29	18:19	18:47		25					
	0,010149			0,496834			3,2	273,1	-0,997	0,054	0,055	0,997	-0,077	0,008	13. Mai.	30	18:19	18:48		20					
		577,6691			0,016655	0,034401	3	273,3	-0,997	0,057	0,053	0,997	-0,077	0,004	14. Mai.	32	18:19	18:50							
		575,519		0,520104			2,8	273,5	-0,997	0,06	0,05	0,997	-0,078	-0,001	15. Mai.	31	18:20	18:50		15	- 1				
	0,010489	573,365		0,532142			2,7	273,6	-0,997	0,063	0,047	0,997	-0,079	-0,005	16. Mai.	32	18:20	18:51		10	.1				
	0,010519			0,544457			2,5	273,8 272,8	-0,997 -0,996	0,067	0,044	0,997	-0,079 -0,081	-0,009 0,022	17. Mai. 18. Mai.	33	18:20 18:20	18:52 18:52							
		589,5624		0,465104			3,8	272,8	-0,996	0,052	0,066	0,996	-0,081	0,022	19. Mai.	34	18:20	18:53		3 111					
	0.009932			0,465104			3,6	273,1	-0,996	0,052	0,063	0,996	-0,082	0,018	20. Mai.	34	18:20	18:53		0	ЩШЩЩ				
	-1,000	585,3254		0,486886		0,035684	3,5	273,3	-0,996	0,058	0,061	0,996	-0,083	0,009	21. Mai.	34	18:21	18:54		Apr.	, T				
	0,010134			0,498153	(3,3	273,5	-0,996	0,058	0,051	0,996	-0,084	0,005	22. Mai.	34	18:21	18:54		10. A	7. Ap	11. 18. 18. 25. 25. 26. 1. Jun. 1. Jun. 22. Jun. 6. Jul. 13. Jul. 27. Jul. 10. 17. 17. 17.			
	0,010304		2		0,016478	0,033444	3,1	273,7	-0,996	0,065	0,055	0,996	-0,085	0,005	23. Mai.	35	18:21	18:55		N	M. a	See St. H. IN INC. SEE ST. SEE SEE			
	0.010543		-	0,521471		0,034663	3,1	273,9	-0,996	0,068	0,053	0,996	-0,086	-0,004	24. Mai.	35	18:21	18:55							
	0,010605			0,533532			2,8	274,1	-0,996	0,071	0,049	0,996	-0.086	-0.008	25. Mai.	36	18:21	18:56							
	0.010623	574,663		0,545871		0,032737	2,7	274,3	-0,996	0,075	0,046	0,996	-0,087	-0,012	26. Mai.	36	18:21	18:56							
	0,009321			0,445527			4,3	273	-0,996	0,053	0,074	0,996	-0,088	0,023	27. Mai.	36	18:21	18:56							
		592,8553		0,455838		0.035628	4,1	273,2	-0,996	0,056	0,071	0,996	-0,089	0,019	28. Mai.	36	18:22	18:57							
	0.009854			0,466386			3,9	273,4	-0,996	0,059	0,069	0,996	-0.09	0,014	29. Mai.	36	18:23	18:58							
		588,6529		0,477175		0,036446	3,8	273,6	-0,996	0,063	0,066	0,996	-0,09	0,01	30. Mai.	37	18:23	18:59							
	0.010258			0,488213			3,6	273,8	-0.996	0,066	0,063	0,996	-0.091	0,006	31. Mai.	37	18:23	18:59							
	0.010414			0,499503		0.035978	3,4	274	-0.996	0,069	0.06	0,996	-0.092	0,002	1. Jun.	37	18:23	18:59							
	0,010538			0,511053			3,3	274,2	-0,996	0,072	0,057	0,996	-0,092	-0,003	2. Jun.	38	18:23	19:00							
	0,010627			0,522868		100000000000000000000000000000000000000	3,1	274,4	-0,996	0,076	0,054	0,996	-0,093	-0,007	3. Jun.	38	18:23	19:00							
	0,010676			0,534953	0,01754		3	274,5	-0,996	0,079	0,052	0,996	-0,094	-0,011	4. Jun.	38	18:23	19:00							
	0,010681			0,547315			2,8	274,7	-0,995	0,082	0,049	0,995	-0,094	-0,016	5. Jun.	39	18:24	19:02							
		598,1875	2	0,436695	0,014816	0,034866	4,6	273,3	-0,995	0,057	0,079	0,995	-0,095	0,024	6. Jun.	38	18:25	19:02							
2022-04-05 18:18:00	0,009504	596,1094	2	0,446796	0,015106	0,036008	4,4	273,5	-0,995	0,06	0,077	0,995	-0,096	0,02	7. Jun.	38	18:25	19:02							
2022-04-05 18:18:00	0,009504	596,1094	2	0,446796	0,015106	0,036008	4,4	2/3,5	-0,995	0,06	0,077	0,995	-0,096	0,02	7. Jun.	38	18:25	19:02	10						

	Corneal	DNI	Ocular	Reflectivity	Retinal	Subtended	Sun	Sun	Sun	Sun	Sun	Reflected	Reflected I	Reflected Sig	(4	Anzahl	200.00	10007	Zeitraum	Zeitraum	Minuten	Minuten im			
	Irradiance	(W/m^2)	Hazard #	- 20	Irradiance	Glare Angle	Altitude	Azimuth	Position	Position	Position	Sun Vector	Sun Vector S	un Vector u	Tag	Minuten	Anfang	Ende	Start	Ende	pro Tag	Zeitraum Erste Zeit Letzte Zeit Messpunkt OP 3			
2022-05-10 18:25:00	0,007995	667,5177	2	0,334112	0,01265	0,036428	11,1	284	-0,952	0,238	0,192	0,952	-0,306	-0,005	10. Mai.	9	18:25	18:33	10.05.2022	03.08.2022	2	4 1829 18:21 18:53			
2022-05-10 18:26:00	0,008143	665,8428	2	0,341526	0,012898	0,036331	10,9	284,2	-0,952	0,241	0,19	0,952	-0,306	-0,01	11. Mai.	12	18:24	18:35							
2022-05-10 18:27:00	0,008286	664,1645	2	0,3491	0,013151	0,036145	10,8	284,4	-0,952	0,244	0,187	0,952	-0,307	-0,014	12. Mai.	14	18:23	18:36				Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 3:			
2022-05-10 18:28:00	0,008425	662,4829	2	0,356837	0,013408	0,035887	10,6	284,6	-0,951	0,247	0,184	0,951	-0,308	-0,018	13. Mai.	16	18:22	18:37				1829 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)			
2022-05-10 18:29:00	0,008559	660,7979	2	0,364741	0,01367	0,035553	10,5	284,7	-0,951	0,25	0,181	0,951	-0,308	-0,022	14. Mai.	17	18:22	18:38				1402 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk			
2022-05-10 18:30:00	0,008687	659,1095	2	0,372814	0,013937	0,03514	10,3	284,9	-0,951	0,253	0,179	0,951	-0,309	-0,026	15. Mai.	18	18:21	18:38				427 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk			
2022-05-10 18:31:00	0,00881	657,4179	2	0,381061	0,014209	0,034649	10,1	285,1	-0,95	0,257	0,176	0,95	-0,31	-0,03	16. Mai.	19	18:21	18:39				24 Minuten pro Tag (Max)			
2022-05-10 18:32:00	0,008926	655,7229	2	0,389485	0,014485	0,034071	10	285,3	-0,95	0,26	0,173	0,95	-0,31	-0,034	17. Mai.	20	18:21	18:40							
2022-05-10 18:33:00	0,009034	654,0246	2	0,398089	0,014767	0,0334	9,8	285,5	-0,95	0,263	0,171	0,95	-0,311	-0,038	18. Mai.	20	18:21	18:40				Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 1830 Einträgen /-1476):			
	0,007852			0,322494			11,4	284	-0,951	0,237	0,198	0,951	-0,309	-0,001	19. Mai.	20	18:21	18:40				1.: Zeitraum ab 05:50 Uhr bis Sonnenuntergang			
	0,008007			0,329646		0,037435	11,3	284,2	-0,951	0,241	0,196	0,951	-0,31	-0,005	20. Mai.	21	18:21	18:41				2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8° (Standard: min. 10°)			
	0,008157			0,336952			11,1	284,4	-0,95	0,244	0,193	0,95		-0,009	21. Mai.	21	18:21	18:41				 Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten) 			
	0,008301			0,344415		0,03717	11	284,6	-0,95	0,247	0,19	0,95	-0,311	-0,013	22. Mai.	22	18:21	18:42							
2022-05-11 18:28:00		665,2472		0,352038			10,8	284,7	-0,95	0,25	0,188	0,95		-0,017	23. Mai.	22	18:21	18:42							
	0,008574		2	0,359826			10,7	284,9	-0,95	0,253	0,185	0,95		-0,021	24. Mai.	21	18:22	18:42				Potentielle Reflexionen			
AND THE RESIDENCE OF THE PROPERTY OF THE PROPE	0,008703	661,9	2			0,036183	10,5	285,1	-0,949	0,256	0,182	0,949	-0,313	-0,025	25. Mai.	21	18:22	18:42				Max. Minuten pro Tag			
	0,008826			0,375905			10,3	285,3	-0,949	0,259	0,179	0,949	-0,314	-0,029	26. Mai.	22	18:22	18:43		30					
		658,5395		0,384204	0,01435		10,2	285,5	-0,949	0,263	0,177	0,949	-0,315	-0,033	27. Mai.	22	18:22	18:43							
	0,009052			0,39268	0,01463		10	285,6	-0,948	0,266	0,174	0,948	-0,315	-0,037	28. Mai.	22	18:22	18:43		25					
	0,009154				0,014914		9,9	285,8	-0,948	0,269	0,171	0,948	-0,316	-0,041	29. Mai.	22	18:23	18:44		0,000		managed HIII II I			
	0,009245		2		0,015203		9,7	286	-0,947	0,272	0,169	0,947	-0,317	-0,046	30. Mai.	23	18:23	18:45		20					
	0,007677		2	0,311379			11,8	284 284,2	-0,95	0,237	0,204	0,95	-0,313	0,004	31. Mai.	23	18:23	18:45			salilli				
	0,007841	673,228	2		0,012153		11,6 11,5	284,4	-0,95 -0,949	0,24	0,202	0,949	-0,314 -0,314	-0,004	1. Jun. 2. Jun.	23	18:23	18:45 18:45		15	ашши				
		669,9203					11,3	284,6	-0,949	0,245	0,196	0,949	-0,314	-0,004	3. Jun.	23	18:23	18:45		15					
		668,2614			0,012883		11,2	284,7	-0,949	0,246	0,196	0,949	-0,315	-0,008	4, Jun.	23	18:24	18:46							
	0.008432		2		0.013135		11	284,9	-0,949	0,253	0,191	0,949	-0,316	-0,012	5. Jun.	23	18:25	18:47		10					
	0,008567			0,355075			10,8	285,1	-0,948	0,256	0,188	0,948	-0,317	-0,02	6. Jun.	23	18:25	18:47							
	0,008696			0,362914			10,7	285,3	-0.948	0,259	0,186	0,948	-0.318	-0,024	7. Jun.	23	18:25	18:47		5					
2022-05-12 18:31:00		661,5927		0,370921			10,5	285,5	-0,948	0,262	0,183	0,948	-0,318	-0,028	8. Jun.	23	18:25	18:47		000					
	0.008937			0.379099			10,4	285,6	-0.947	0,265	0.18	0.947	-0.319	-0.033	9. Jun.	23	18:25	18:47		0	шінш				
2022-05-12 18:33:00	0.009047	658,2385	2	0,387452	0.014465	0.035454	10,2	285,8	-0,947	0.268	0,177	0,947	-0,32	-0.037	10. Jun.	23	18:26	18:48		10.	5	31. 31. 3. Jun. 1. Jun. 5. Jul. 26. Jul. 26. Jul.			
2022-05-12 18:34:00	0,009149	656,5565		0,395983			10.1	286	-0,946	0,271	0,175	0,946	-0,32	-0,041	11. Jun.	23	18:26	18:48				2.7 2.9 28.0 21.0 2.7 2.7 2.7 2.7 2.7 2.7 2.7 2.7 2.7 2.7			
2022-05-12 18:35:00	0,009241	654,8712	2	0,404696	0,015032	0,033856	9,9	286,2	-0,946	0,275	0,172	0,946	-0,321	-0,045	12. Jun.	24	18:26	18:49							
2022-05-12 18:36:00	0,00932	653,1826	2	0,413595	0,015323	0,032861	9,7	286,4	-0,946	0,278	0,169	0,946	-0,322	-0,049	13. Jun.	24	18:26	18:49							
2022-05-13 18:22:00	0,007486	677,8442	2	0,300743	0,011562	0,038638	12,1	284	-0,949	0,237	0,21	0,949	-0,317	0,009	14. Jun.	24	18:26	18:49							
2022-05-13 18:23:00	0,00766	676,2051	2	0,307405	0,01179	0,038953	12	284,2	-0,948	0,24	0,208	0,948	-0,317	0,005	15. Jun.	24	18:27	18:50							
2022-05-13 18:24:00	0,007824	674,5626	2	0,314209	0,012022	0,039118	11,8	284,4	-0,948	0,243	0,205	0,948	-0,318	0,001	16. Jun.	24	18:27	18:50							
2022-05-13 18:25:00	0,007983	672,9168	2	0,32116	0,012258	0,039173	11,7	284,6	-0,948	0,246	0,202	0,948	-0,319	-0,003	17. Jun.	24	18:27	18:50							
	0,008134	671,2677	2	0,32826	0,012498	0,039117	11,5	284,7	-0,948	0,249	0,2	0,948	-0,319	-0,007	18. Jun.	24	18:27	18:50							
The state of the s		669,6152		0,335512		0,03896	11,4	284,9	-0,947	0,252	0,197	0,947	-0,32	-0,011	19. Jun.	24	18:27	18:50							
2022-05-13 18:28:00	0,00842		2		0,012992	0,03873	11,2	285,1	-0,947	0,255	0,194	0,947	-0,32	-0,015	20. Jun.	24	18:28	18:51							
	0,008555			0,350486			11	285,3	-0,947	0,259	0,191	0,947	-0,321	-0,019	21. Jun.	24	18:28	18:51							
		664,6379		0,358214		0,038038	10,9	285,5	-0,947	0,262	0,189	0,947	-0,322	-0,024	22. Jun.	24	18:28	18:51							
	0,008809			0,366107			10,7	285,6	-0,946	0,265	0,186	0,946	-0,322	-0,028	23. Jun.	24	18:28	18:51							
	0,008927			0,374168		0,037015	10,6	285,8	-0,946	0,268	0,183	0,946	-0,323	-0,032	24. Jun.	24	18:29	18:52							
	0,009037			0,382402			10,4	286	-0,945	0,271	0,181	0,945	-0,324	-0,036	25. Jun.	24	18:29	18:52							
2022-05-13 18:34:00	0,00914			0,390811		0,035648	10,3	286,2	-0,945	0,274 Information	0,178 Document	0,945	2210 20,324	DJ -0,04	26. Jun.	SmbH Copy	18:29	18:52	out written nocti	e prohibited					
2022-05-13 18:35:00	0,009234	656,2765	2	0,399398	0,014867	0,034813	10,1	286,4	-0,945	0,277	0,175	0,945	-0,325	-0,044	27. Jun.	24	18:29	18:52	100						