

SolPEG Blendgutachten Solarpark Baal

Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage in Baal in Nordrhein-Westfalen

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	Au	ftrag	3
	1.1	Beauftragung	3
	1.2	Hintergrund und Auftragsumfang	3
2	Sys	stembeschreibung	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	gebnisse	16
	4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, B57 südöstlich	17
	4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, B57 östlich	18
	4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude nördlich	19
5	Zu	sammenfassung der Ergebnisse	20
6	Scł	hlussbemerkung	20
7		hang2	

(+49 40 79 69 59 36 (a) +49 40 79 69 59 38 (a) info@solpeg.com (b) www.solpeg.com

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Baal

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage "Baal" 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" (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 "Baal" eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Verkehrsteilnehmer auf der B57 sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

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

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

Einzelne Aspekte der Licht-Leitlinie werden an entsprechender Stelle 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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich südlich der Ortschaft Baal in Nordrhein-Westfalen, ca. 4,5 km südöstlich von Hückelhoven. Östlich der Fläche verläuft die B57. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche südlich der Ortschaft Baal, ca. 4,5 km südöstlich von Hückelhoven in Nordrhein-Westfalen. Die Fläche ist überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	51.027°N, 6.275°O 60 m ü.N.N.
Abstand zur B57	ca. 10 m – 15 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 50 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)

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

www.solpeg.com

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung

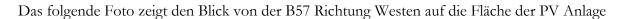


Bild 2.1.2: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)

Detailansicht der PV Anlage



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



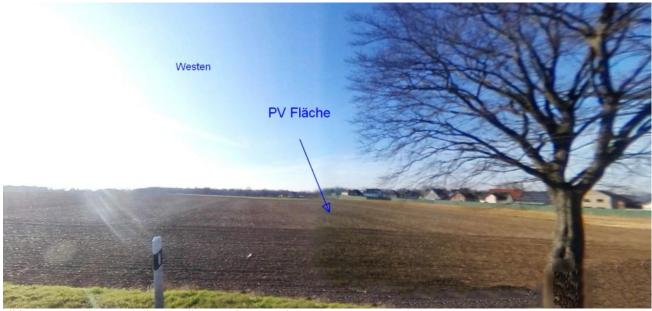


Bild 2.1.4: Foto der PV Fläche (Quelle: Google StreetView, WMM1966, Ausschnitt)

Blick Richtung Süden, die Fläche der PV Anlage liegt rechts im Bild.



Bild 2.1.5: Foto der PV Fläche (Quelle: Google StreetView, WMM1966, Ausschnitt)

(\$\bigcup +49 40 79 69 59 36 (\$\bigcup +49 40 79 69 59 38 (\$\overline{0}\) info@solpeg.com (\$\overline{0}\) 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 im Norden nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Zu Kontrollzwecken werden die Standorte dennoch analysiert. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden.

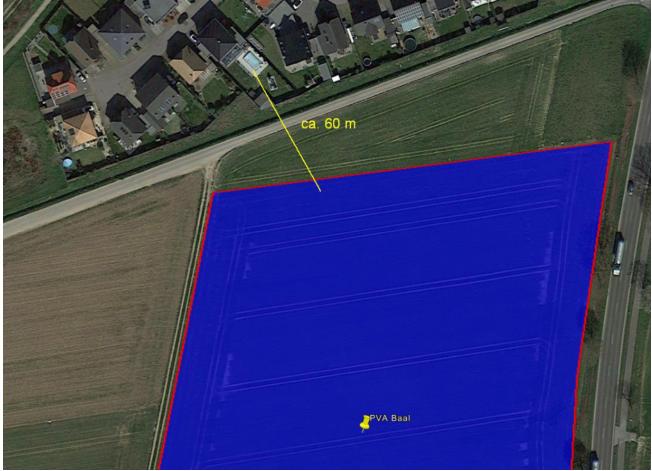


Bild 2.2.1: Gebäude in der Umgebung der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

info@solpeg.comwww.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 Braunschweig³ 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:

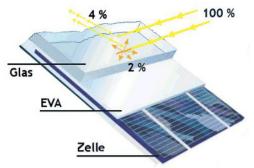


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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)

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

www.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.

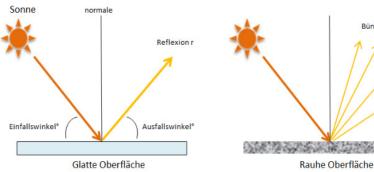




Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Bündelaufweitung

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden



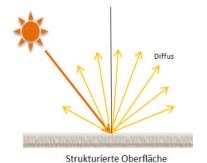


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Trina 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 DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	144 cells (6 × 24)
Module Dimensions	2102 ×1040 × 35 mm (82.76 × 40.94 × 1.38 inches)
Weight	24.0 kg (52.9lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm (1.38 inches) 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, 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 FAA⁴ zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

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

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

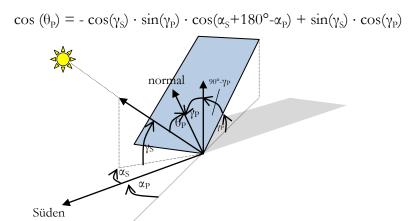


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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-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.

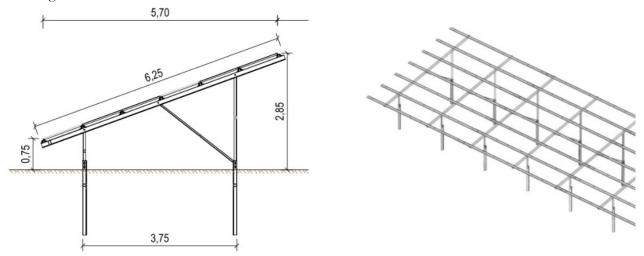


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung, Beispiel)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

Trina Solar (oder vergleichbar)
Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modultische, fest aufgeständert
180° (Süden)
18°
min. 0,80 m, max. ca. 3,20 m
3 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
2 m über Boden
Fahrtrichtung +/- 20°

Hinweis:

Die Simulation wurde auch mit 20° Neigung der PV Module durchgeführt und es zeigen sich an einzelnen Immissionsorten erwartungsgemäß leicht abweichende Ergebnisse. Insgesamt sind die Abweichungen allerdings vernachlässigbar. Die weiteren Ausführungen beziehen sich auf die Installation mit 18° Modulneigung.

⁷ 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.

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 Erfahrungswertem 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 Baal wurden insgesamt 3 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der B57 sowie 1 Messpunkt im Bereich von umliegenden Gebäuden. Weitere Standorte an Gebäuden wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen zu erwarten sind.

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

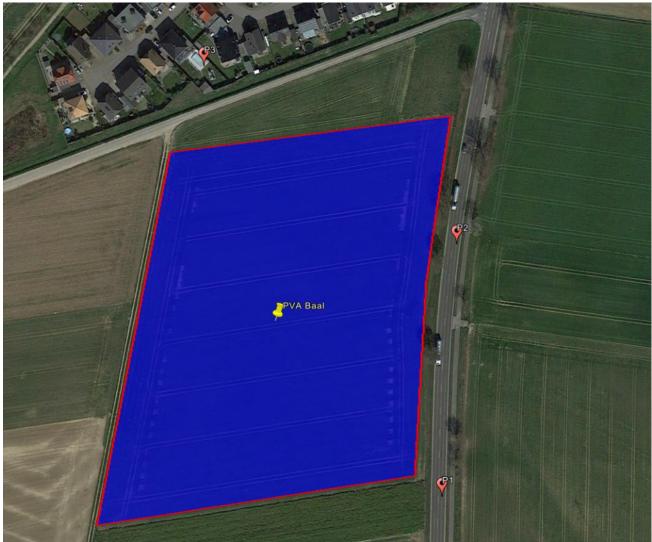


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die gewählten Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

(+49 40 79 69 59 36 (a) +49 40 79 69 59 38 (a) info@solpeg.com (b) www.solpeg.com

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.



\(\) +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 fehlt⁸ 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)

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.

⁸ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

(+49 40 79 69 59 36 (a) +49 40 79 69 59 38 (e) info@solpeg.com (e) www.solpeg.com

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. TMY⁹) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung¹⁰ 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 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.

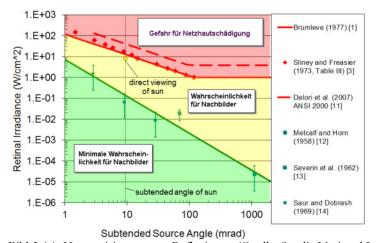


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Labortories, siehe auch Diagramme im Anhang)

Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc eude cen cfc mean 2022 17.png

⁹ Handbuch: https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf

¹⁰ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

(+49 40 79 69 59 36 (a) +49 40 79 69 59 38 (a) info@solpeg.com (b) www.solpeg.com

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Baal 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 3.6.1 auch als farbige Flächen dargestellt:

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

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen, die vor 6 Uhr morgens auftreten, sind 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/Hinweisen zu verwenden. Individuelle Ausführungen erfolgen im weiteren Abschnitt gesondert für die jeweiligen Messpunkte.

Tabelle 3: Potentielle Reflexionen pro Jahr an den jeweiligen Messpunkten [Kategorie]

- 1 J	
Messpunkt	Minuten pro Jahr
P1 B57 südöstlich	2016 ^W
P2 B57 östlich	2012 ^W
P3 Gebäude nördlich	-

W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

S Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

⁻ nicht nachweisbar

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, B57 südöstlich

Am Messpunkt P1 auf der B57 können bei der Fahrt Richtung Norden theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 07. Mai und dem 05. August abends, zwischen 18:47 - 19:31 Uhr für 5 bis max. 30 Minuten pro Tag¹¹ aus westlicher Richtung auftreten. Entscheidend für die Beurteilung einer potentiellen Blendwirkung ist allerdings der Umstand, dass die Einfallswinkel mit -66° bis -88° links (westlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrrichtung +/- 20°, ca. 100 m) liegen und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage im Bereich von Messpunkt P1 und im weiteren Verlauf der B57 kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

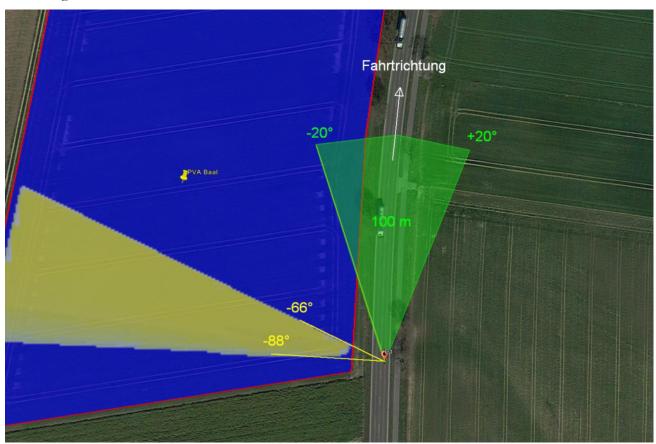


Bild 4.1.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

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

¹¹ Generell wird das Auftreten von Reflexionen an weniger als 5 Minuten pro Tag nicht berücksichtigt (Messunsicherheit)



4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, B57 östlich

Am Messpunkt P2 auf der B57 können bei der Fahrt Richtung Norden theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 07. Mai und dem 05. August zwischen 18:47 - 19:30 Uhr für 5 bis max. 30 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung auftreten. Auch hier liegen die Einfallswinkel mit -72° bis -92° links (westlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage im Bereich von Messpunkt P2 kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

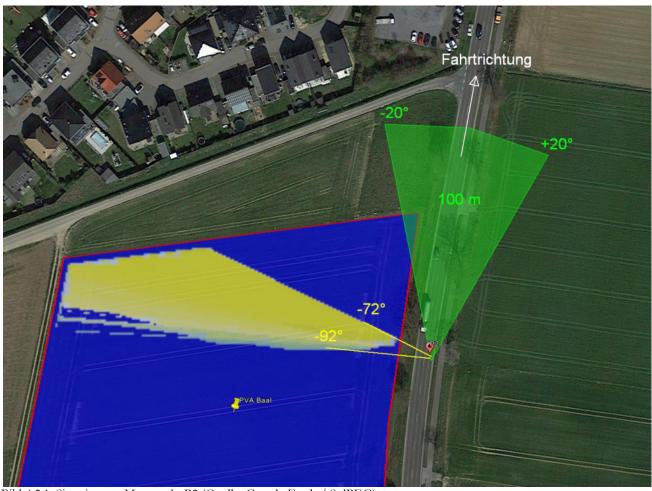


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

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 kleiner bzw. schmaler.

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

Zur Veranschaulichung zeigt das folgende Foto die Situation auf der B57 bei der Fahrt Richtung Norden aus Sicht des Fahrzeugführers. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die PV Anlage evt. links im Bild sichtbar ist aber potentielle Reflexionen wären weiter links, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, außerhalb des Bildes.

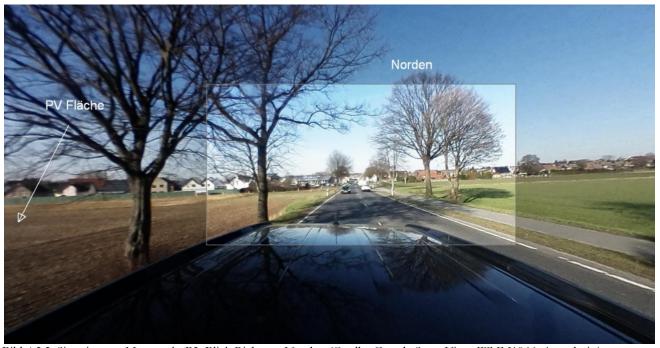


Bild 4.2.2: Situation am Messpunkt P2, Blick Richtung Norden (Quelle: Google StreetView, WMM1966, Ausschnitt)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude nördlich

Messpunkt P3 im Bereich der Gebäude nördlich der PV Anlage, in der Graf-von-Galen-Straße, wurde zu Kontrollzwecken analysiert, da aufgrund des Strahlenganges gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine "erhebliche Belästigung" im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

\(\) +49 40 79 69 59 36
\(\) +49 40 79 69 59 38
\(\) info@solpeg.com
\(\) www.solpeg.com

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Baal kann als "geringfügig" klassifiziert¹² 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 durch den 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 einer anderen Modulneigung. Erwartungsgemäß zeigen sich an einzelnen Immissionsorten leicht abweichende Ergebnisse, die Ausführungen zu den jeweiligen Messpunkten sind dennoch gültig. Die PV Anlage kann demnach mit Modulneigung von 18° - 20° errichtet werden.

Die Analyse von 3 exemplarisch gewählten Messpunkten im Umfeld der PV Anlage zeigt für Fahrzeugführer auf der B57 nur eine geringe Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

Im Bereich der umliegenden Gebäude des sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern oder Mitarbeitern bzw. eine "erhebliche Belästigung" durch Reflexionen im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann 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 16.05.2023

Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹² Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse





PRODUCT: TSM-DEG21C,20

POWER RANGE: 645-665W

665W

MAXIMUM POWER OUTPUT

~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.4%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation;
- Designed for compatibility with existing mainstream system components



High power up to 665W

- Up to 21.4% module efficiency with high density interconnect
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

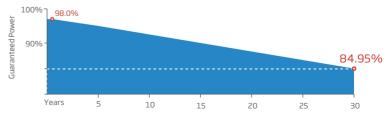
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature
- Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



Comprehensive Products and System Certificates IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730







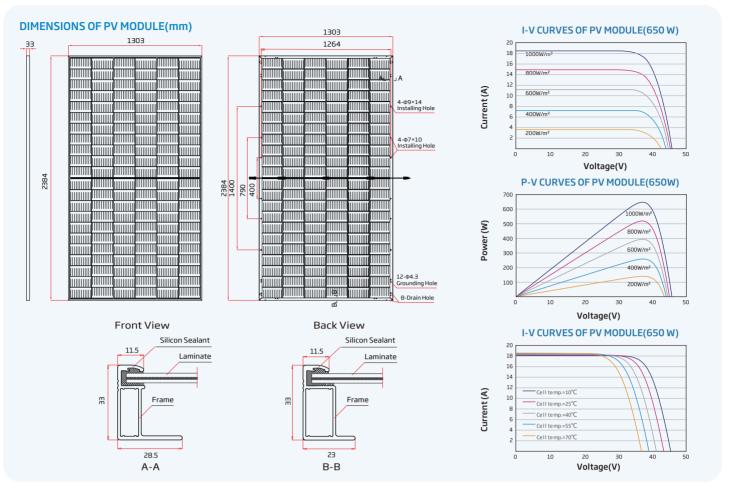


ISO 9001: Quality Management System

ISO 14001: Environmental Management System ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification

ISO45001: Occupational Health and Safety Management System





ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-PMAX (Wp)*	645	650	655	660	665
Power Tolerance-P _{MAX} (W)			0 ~ +5		
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current-Impp (A)	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39
Open Circuit Voltage-Voc (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current-Isc (A)	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50
Module Efficiency n m (%)	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4

STC: Irrdiance 1000W/m2, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power -PMAX (Wp)	690	696	701	706	712
Maximum Power Voltage-VMPP (V)	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current-IMPP (A)	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60
Open Circuit Voltage-Voc (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current-Isc (A)	19.59	19.63	19.69	19.74	19.79
Irradiance ratio (rear/front)			10%		
Power Bifaciality:70±5%.					

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-PMAX (Wp)	488	492	495	499	504
Maximum Power Voltage-VMPP (V)	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6
Maximum Power Current-IMPP (A)	13.98	14.01	14.05	14.10	14.16
Open Circuit Voltage-Voc (V)	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current-Isc (A)	14.75	14.79	14.83	14.87	14.91

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×33 mm (93.86×51.30×1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	33mm(1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²), Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of PMAX	- 0.34%/°C
Temperature Coefficient of Voc	- 0.25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty 30 year Power Warranty 2% first year degradation 0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

MAXIMUMRATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
	1500V DC (UL)
May Series Fuse Rating	354

PACKAGING CONFIGUREATION

Modules per box: 33 pieces

Modules per 40' container: 594 pieces



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2022 Trina Solar Co., Ltd, All rights reserved, Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Version number: TSM_EN_2022_A

www.trinasolar.com

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: Baal

Site configuration: Baal

Created 16 May, 2023 Updated 16 May, 2023 Time-step 1 minute Timezone offset UTC1 Minimum sun altitude 0.0 deg DNI peaks at 1,000.0 W/m² Category 500 kW to 1 MW (1,000 kW / 32,400 m^2 limit) Site ID 90756.15983

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 V2



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

PV Array	Tilt	Orient Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy	
	0	0	min	hr	min	hr	kWh
PV Feld	18.0	180.0	1,550	25.8	7,466	124.4	-

Total glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.

Receptor	Annual Gr	een Glare	Annual Ye	llow Glare
	min	hr	min	hr
OP 1	779	13.0	3,753	62.5
OP 2	771	12.8	3,713	61.9
OP 3	0	0.0	0	0.0



Component Data

PV Arrays

Name: PV Feld

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 18.0°

Orientation: 180.0° Rated power: -

Panel material: Smooth glass with AR coating

Reflectivity: Vary with sun

Slope error: correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	51.027845	6.274295	59.10	2.00	61.10
2	51.028013	6.276365	60.65	2.00	62.65
3	51.027008	6.276129	60.73	2.00	62.73
4	51.026218	6.276086	62.25	2.00	64.25
5	51.026002	6.273683	63.44	2.00	65.44

Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
OP 1	1	51.026293	6.276269	62.16	2.00
OP 2	2	51.027500	6.276397	60.72	2.00
OP 3	3	51.028297	6.274305	59.32	2.00



Glare Analysis Results

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

PV Array	Tilt	Orient	Annual Gr	een Glare	Annual Ye	llow Glare	Energy
	0	0	min	hr	min	hr	kWh
PV Feld	18.0	180.0	1,550	25.8	7,466	124.4	-

Total glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.

Receptor	Annual Gr	een Glare	Annual Yellow Glare					
	min	hr	min	hr				
OP 1	779	13.0	3,753	62.5				
OP 2	771	12.8	3,713	61.9				
OP 3	0	0.0	0	0.0				

PV: PV Feld potential temporary after-image

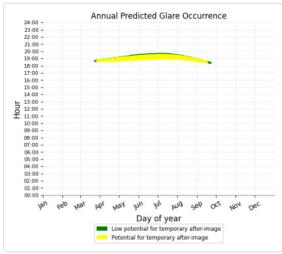
Receptor results ordered by category of glare

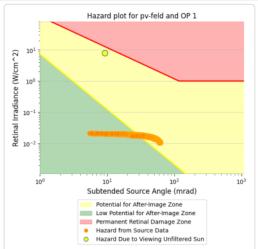
Receptor	Annual G	reen Glare	Annual Yellow Glare			
	min	hr	min	hr		
OP 1	779	13.0	3,753	62.5		
OP 2	771	12.8	3,713	61.9		
OP 3	0	0.0	0	0.0		

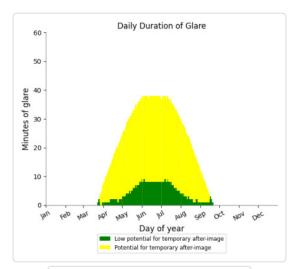


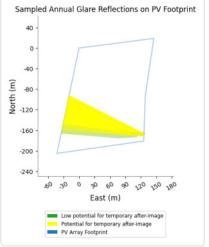
PV Feld and OP 1

Yellow glare: 3,753 min. Green glare: 779 min.





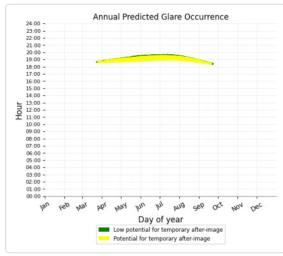


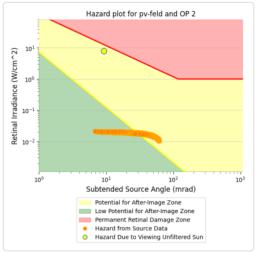


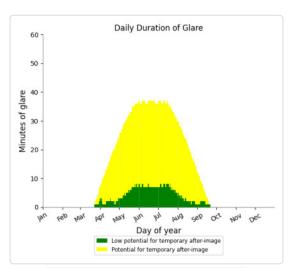


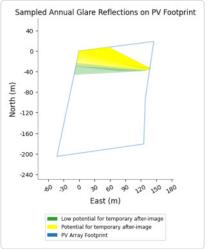
PV Feld and OP 2

Yellow glare: 3,713 min. Green glare: 771 min.









PV Feld and OP 3

No glare found



Assumptions

"Green" glare is glare with low potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.

"Yellow" glare is glare with potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.

Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.

The algorithm does not rigorously represent the detailed geometry of a system; detailed features such as gaps between modules, variable height of the PV array, and support structures may impact actual glare results. However, we have validated our models against several systems, including a PV array causing glare to the air-traffic control tower at Manchester-Boston Regional Airport and several sites in Albuquerque, and the tool accurately predicted the occurrence and intensity of glare at different times and days of the year.

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. This primarily affects V1 analyses of path receptors.

Random number computations are utilized by various steps of the annual hazard analysis algorithm. Predicted minutes of glare can vary between runs as a result. This limitation primarily affects analyses of Observation Point receptors, including ATCTs. Note that the SGHAT/ ForgeSolar methodology has always relied on an analytical, qualitative approach to accurately determine the overall hazard (i.e. green vs. yellow) of expected glare on an annual basis.

The analysis does not automatically consider obstacles (either man-made or natural) between the observation points and the prescribed solar installation that may obstruct observed glare, such as trees, hills, buildings, etc.

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.)

The variable direct normal irradiance (DNI) feature (if selected) scales the user-prescribed peak DNI using a typical clear-day irradiance profile. This profile has a lower DNI in the mornings and evenings and a maximum at solar noon. The scaling uses a clear-day irradiance profile based on a normalized time relative to sunrise, solar noon, and sunset, which are prescribed by a sun-position algorithm and the latitude and longitude obtained from Google maps. The actual DNI on any given day can be affected by cloud cover, atmospheric attenuation, and other environmental factors.

The ocular hazard predicted by the tool depends on a number of environmental, optical, and human factors, which can be uncertain. We provide input fields and typical ranges of values for these factors so that the user can vary these parameters to see if they have an impact on the results. The speed of SGHAT allows expedited sensitivity and parametric analyses.

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.

Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid based on aggregated research data. 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 at www.forgesolar.com/help/ for assumptions and limitations not listed here.

Default glare analysis parameters and observer eye characteristics (for reference only):

Analysis time interval: 1 minute
Ocular transmission coefficient: 0.5
Pupil diameter: 0.002 meters

Eye focal length: 0.017 meters
 Sup subtended angle: 9.3 milliradia.

Sun subtended angle: 9.3 milliradians

© Sims Industries d/b/a ForgeSolar, All Rights Reserved.



	Comeal	DNI		Reflectivity		Subtended	Sun	Sun	Sun	Sun	Sun			Reflected S		Anzahl				Minuten	Minuten im
	Irradiance	(W/m^2)	Hazard #		Irradiance	Glare Angle	Altitude	Azimuth	Position	Position	Position	Sun Vector	Sun Vector	Sun Vector u	Tag	Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende pro Tag	Zeitraum Erste Zeit Letzte Zeit Messpunkt OP 1
2023-03-23 18:41:00	0,009882	545,2906	1	0,569088	0,017601	0,025181	0,6	269,9	-1	-0,002	0,011	1	-0,005	0,01	4. Mai.	1	18:46	18:46	07. Mai	05. August 3	0 2016 18:47 19:31
2023-03-24 18:41:00	0,009881	549,1502	1	0,568471	0,017706	0,024584	0,8	270,3	-1	0,005	0,014	1	-0,012	0,008	5. Mai.	2	18:47	18:48			
2023-03-25 18:41:00	0,010055	552,9518	1	0,555491			1,1	270,6	-1	0,01	0,019	1	-0,019	0,01	6. Mai.	3	18:47	18:49			Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 1:
2023-03-25 18:42:00	0,010418	550,6669	1	0,567862	0,017736	0,029544	0,9	270,8	-1	0,013	0,016	1	-0,02	0,005	7. Mai.	5	18:47	18:51			2016 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
2023-03-26 18:41:00	0,010207	556,6974	2	0,54282	0,017139	0,030856	1,4		-1	0,014	0,025	1	-0,026	0,012	8. Mai.	6	18:47	18:52			1613 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk
2023-03-26 18:42:00	0,010102	554,4318	1	0,554907	0,01745	0,028155	1,3		-1	0,018	0,022	1	-0,027	0,007	9. Mai.	7	18:48	18:54			403 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk
2023-03-26 18:43:00	0,010362	552,1621	1	0,567263	0,017765	0,028876	1,1	271,2	-1	0,021	0,019	1	-0,028	0,003	10. Mai.	8	18:48	18:55			30 Minuten pro Tag (Max)
2023-03-27 18:41:00	0,010236	560,389	2	0,542265	0,017235	0,030601	1,6	271,3	-0,999	0,022	0,027	0,999	-0,034	0,009	11. Mai.	9	18:48	18:56			
2023-03-27 18:42:00			10/0	0,554337			1,4	271,5	-0,999	0,026	0,025	0,999	-0,035	0,005	12. Mai.	10	18:48	18:57			Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 4533 Einträgen /-779):
2023-03-27 18:43:00				0,566678			1,3	271,7	-0,999	0,029	0,022	0,999	-0,036	0,001	13. Mai.	11	18:48	18:58			1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang
2023-03-28 18:41:00				0,529931			1,9		-0,999	0,027	0,033	0,999	-0,041	0,011	14. Mai.	12	18:48	18:59			2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)
2023-03-28 18:42:00				0,541726			1,7		-0,999	0,03	0,03	0,999	-0,042	0,007	15. Mai.	12	18:49	19:00			3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)
2023-03-28 18:43:00				0,553783			1,6	271,9	-0,999	0,033	0,027	0,999	-0,043	0,003	16. Mai.	14	18:49	19:02			
2023-03-28 18:44:00				0,566107			1,4	272,1	-0,999	0,037	0,025	0,999	-0,044	-0,002	17. Mai.	15	18:49	19:03			
2023-03-29 18:42:00				0,529426		and the second second	2	272	-0,999	0,034	0,035	0,999	-0,049	0,009	18. Mai.	16	18:50	19:05			Potentielle Reflexionen
2023-03-29 18:43:00		563,195		0,541206			1,9	272,2	-0,999	0,038	0,033	0,999	-0,05	0,004	19. Mai.	16	18:51	19:06			Max. Minuten pro Tag
2023-03-29 18:44:00				0,553247			1,7		-0,999	0,041	0,03	0,999	-0,051	0	20. Mai.	17	18:51	19:07		30 T	Wax. Willuten pro rag
2023-03-29 18:45:00				0,565555			1,6		-0,999	0,044	0,027	0,999	-0,052	-0,004	21. Mai.	18	18:51	19:08		(68)	- nHHHHHHHHHHHHHHHHH
2023-03-30 18:41:00				0,517432			2,3		-0,998	0,039	0,041	0,998	-0,055	0,01	22. Mai.	20	18:51	19:10		25	
2023-03-30 18:42:00				0,528942			2,2	272,4	-0,998	0,042	0,038	0,998	-0,056	0,006	23. Mai.	20	18:52	19:11		23	
2023-03-30 18:43:00				0,540707			2	272,6	-0,998	0,045	0,035	0,998	-0,058	0,002	24. Mai.	21	18:52	19:12			.1010.0010
				0,552732			1,9	272,8	-0,998	0,049	0,033	0,998	-0,059	-0,002	25. Mai.	22	18:52	19:13		20	
2023-03-30 18:45:00	0,01073			0,565022			1,7		-0,998	0,052	0,03	0,998	-0,06	-0,006	26. Mai.	23	18:52	19:14			
	0,010524			0,505741		and the second second	2,7		-0,998	0,043	0,046	.,	-0,062	0,012	27. Mai.	23	18:52	19:14		15	
2023-03-31 18:42:00				0,516987			2,5		-0,998	0,046	0,044	0,998	-0,063	0,008	28. Mai.	23	18:53	19:15			
2023-03-31 18:43:00				0,528482		The second secon	2,3	272,9	-0,998	0,05	0,041	0,998	-0,064	0,004	29. Mai.	24	18:53	19:16	_	10	
2023-03-31 18:44:00	0,01098			0,540231			2,2	273,1	-0,998	0,053	0,038	0,998	-0,065	0	30. Mai.	25	18:54	19:18		1	
2023-03-31 18:45:00				0,552239			2	273,2	-0,998	0,057	0,035	0,998	-0,067	-0,005	31. Mai.	26	18:54	19:19		5	
		-	1000	0,564512			1,9	273,4	-0,998	0,06	0,033	0,998	-0,068	-0,009	1. Jun.	27	18:54	19:20			
2023-03-31 18:47:00				0,577056			1,7		-0,998	0,063	0,03	0,998	-0,069	-0,013	2. Jun.	27	18:54	19:20	_		
				0,505336			2,8		-0,998	0,051	0,049	0,998	-0,07	0,01	3. Jun.	27	18:55	19:21			
2023-04-01 18:43:00				0,516568		and the second second second	2,7	273,1	-0,997	0,054	0,046	0,997	-0,071	0,006	4. Jun.	28	18:55	19:22		11 18	25. 1un 1.1un 8.1un (5.1un 6.1un 6.1un 13.1un 13.1u
2023-04-01 18:44:00	0,01105			0,528047			2,5	273,3	-0,997	0,058	0,044	0,997	-0,072	0,001	5. Jun.	28	18:55	19:22		4	3 22 23 29 27 3
2023-04-01 18:45:00	-			0,53978	-		2,3	273,5	-0,997	0,061	0,041	0,997	-0,073	-0,003	6. Jun.	29	18:56	19:24			
2023-04-01 18:46:00				0,551771			2,2	273,7	-0,997	0,064	0,038	0,997	-0,074	-0,007	7. Jun.	29	18:56	19:24			
2023-04-01 18:47:00		-	- 100	0,564027			2	273,9	-0,997	0,068	0,035	0,997	-0,076	-0,011	8. Jun.	30	18:56	19:25			
2023-04-01 18:48:00				0,576553			1,9	274,1	-0,997	0,071	0,033	0,997	-0,077	-0,015	9. Jun.	30	18:56	19:25			
2023-04-02 18:41:00				0,493984	.,		3,1	273,2	-0,997	0,055	0,054	0,997	-0,077	0,012	10. Jun.	30	18:56	19:25			
2023-04-02 18:42:00	and the same of th			0,504959			3	273,4	-0,997	0,059	0,052	0,997	-0,078	0,007	11. Jun.	29	18:58	19:26			
2023-04-02 18:43:00	0,01077			0,516176			2,8	273,6	-0,997	0,062	0,049	0,997	-0,079	0,003	12. Jun.	29	18:58	19:26			
2023-04-02 18:44:00	0,011125			0,52764			2,6	273,7	-0,997	0,065	0,046	0,997	-0,08	-0,001	13. Jun.	30	18:58	19:27			
		***************************************		0,539357			2,5		-0,997	0,069	0,043	0,997	-0,081	-0,005	14. Jun.	30	18:58	19:27			
2023-04-02 18:46:00		570,7793		0,551331			2,3		-0,997	0,072	0,041	0,997	-0,082	-0,009	15. Jun.	30	18:58	19:27			
		_	1400	0,563569			2,2	274,3	-0,996	0,075	0,038	0,996	-0,083	-0,014	16. Jun.	30	18:59	19:28			
				0,576076			2.2	274,5	-0,996	0,079	0,035	0,996	-0,084	-0,018	17. Jun.	30	18:59	19:28			
2023-04-03 18:42:00	0,01061			0,493651			3,3	273,6	-0,996	0,063	0,057	0,996	-0,084	0,009	18. Jun.	30	18:59	19:28			
				0,504612			3,1	273,8	-0,996	0,066	0,054	0,996	-0,085	0,005	19. Jun.	30	18:59	19:28			
2023-04-03 18:44:00				0,515814			3.0	274	-0,996	0,07	0,052	0,996	-0,087	0,001	20. Jun.	30	19:00	19:29			
2023-04-03 18:45:00	0,01115/	3/0,3035	2	0,527263	0,017236	0,038613	2,8	274,2	-0,996	0,073	yright 0,049	on Do 0,996		6.21 -0,003	21. Jun.	GmbH 30 ,py, tr	19:00	19:29	noctice prohibited		

	Corneal	DNI		Reflectivity		Subtended	Sun	Sun	Sun	Sun	Sun			Reflected S		Anzahl				Minuten	
			Hazard #				Altitude	Azimuth		Position		Sun Vector		Sun Vector u	Tag	Minuten	Anfang			Zeitraum Ende pro Tag	Zeitraum Erste Zeit Letzte Zeit Messpunkt OP 2
2023-03-23 18:41:00			1	0,569088			0,6	269,9	-1	-0,002	0,011	1	-0,005	0,01	4. Mai.	1	18:46	18:46	07. Mai	05. August 3	30 2012 18:47 19:30
2023-03-24 18:40:00			7550	0,556085			0,9		-1	0,002	0,016	1	-0,011	0,012	5. Mai.	3	18:46	18:48	_		
2023-03-24 18:41:00			10-10	0,568471			0,8		-1	0,005	0,014	1	-,	0,008	6. Mai.	3	18:47	18:49			Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 2:
2023-03-25 18:41:00			12.00	0,555491		programme the street of the second	1,1		-1	0,01	0,019	1	-,	0,01	7. Mai.	5	18:47	18:51			2012 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
2023-03-25 18:42:00				0,567862			0,9		-1	0,013	0,016	1		0,005	8. Mai.	6	18:47	18:52			1607 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk
				0,54282			1,4		-1	0,014	0,025	1	-0,026	0,012	9. Mai.	7	18:48	18:54	_		405 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk
2023-03-26 18:42:00				0,554907		and the second second second	1,3		-1	0,018	0,022	1	-0,027	0,007	10. Mai.	8	18:48	18:55			30 Minuten pro Tag (Max)
2023-03-26 18:43:00				0,567263		for the Bergman of the Artist	1,1	271,2	-1	0,021	0,019	1	-0,028	0,003	11. Mai.	9	18:48	18:56			
2023-03-27 18:41:00				0,542265			1,6	271,3	-0,999	0,022	0,027	0,999	-0,034	0,009	12. Mai.	10	18:48	18:57	_		Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 4485 Einträgen /-771):
2023-03-27 18:42:00				0,554337			1,4	271,5	-0,999	0,026	0,025	0,999	-0,035	0,005	13. Mai.	11	18:48	18:58	_		1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang
2023-03-27 18:43:00				0,566678			1,3		-0,999	0,029	0,022	0,999	-0,036	0,001	14. Mai.	12	18:48	18:59			2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)
2023-03-28 18:41:00				0,529931		and the second second	1,9		-0,999	0,027	0,033	0,999	-0,041	0,011	15. Mai.	13	18:48	19:00			3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)
2023-03-28 18:42:00				0,541726			1,7		-0,999	0,03	0,03	0,999	-0,042	0,007	16. Mai.	14	18:49	19:02			
2023-03-28 18:43:00			100	0,553783			1,6	271,9	-0,999	0,033	0,027	0,999	-0,043	0,003	17. Mai.	15	18:49	19:03			
2023-03-28 18:44:00				0,566107		Control of the Contro	1,4		-0,999	0,037	0,025	0,999	-0,044	-0,002	18. Mai.	16	18:50	19:05			Potentielle Reflexionen
2023-03-29 18:42:00				0,529426			2	272	-0,999	0,034	0,035	0,999	-0,049	0,009	19. Mai.	16	18:51	19:06			Max. Minuten pro Tag
2023-03-29 18:43:00 2023-03-29 18:44:00				0,541206		and the second second second	1,9	272,2 272,4	-0,999 -0,999	0,038	0,033	0,999	-0,05 -0,051	0,004	20. Mai. 21. Mai.	17 18	18:51 18:51	19:07 19:08		30	
			-101	0,553247			1,7														0
2023-03-29 18:45:00				0,565555			1,6 2.3		-0,999 -0,998	0,044	0,027	0,999	-0,052 -0,055	-0,004 0.01	22. Mai. 23. Mai.	20	18:51 18:51	19:10 19:11		25	
2023-03-30 18:41:00				0,517432 0,528942			2,3				-,-			0.006	24. Mai.	21		19:11			(1) [1] [1] [1] [1] [1] [1] [1] [1] [1] [1]
2023-03-30 18:42:00 2023-03-30 18:43:00				0,528942	-		2,2	272,4 272,6	-0,998 -0,998	0,042	0,038	0,998	-0,056 -0,058	0,008	24. Mai. 25. Mai.	22	18:52 18:52	19:12	_	20	
							1.0		-		0,033	0,998	-0,059	9.000000		23	18:52	19:13		20	
2023-03-30 18:44:00 2023-03-30 18:45:00			150	0,552732			1,7	272,8 273	-0,998 -0,998	0,049	0,033	0,998	-0,059	-0,002 -0,006	26. Mai. 27. Mai.	23	18:52	19:14			
2023-03-30 18:43:00				0,505741		and the second second	2.7	272,5	-0,998	0,032	0,046	0,998	-0,062	0,012	28. Mai.	23	18:53	19:15		15	
2023-03-31 18:42:00				0,516987			2,7	272,7	-0,998	0,045	0,044	0,998	-0,063	0,008	29. Mai.	24	18:53	19:16			
2023-03-31 18:42:00				0,528482		the same of the same of the same of the same of	2,3		-0,998	0,048	0,041	0,998	-0,064	0,004	30. Mai.	25	18:54	19:18		10	
2023-03-31 18:44:00	-			0,540231			2,3	273,1	-0,998	0,053	0,038	0,998	-0,065	0,004	31. Mai.	26	18:54	19:19		1 - 1	
2023-03-31 18:45:00				0,552239		the second secon	2,2	273,2	-0,998	0,057	0,035	0,998	-0,067	-0.005	1. Jun.	27	18:54	19:20		5	
2023-03-31 18:46:00		-	1	0,564512		process of the second second second	19	273,4	-0,998	0,06	0,033	0,998	-0,068	-0,009	2. Jun.	27	18:54	19:20		i i i i i i i i i i i i i i i i i i i	
2023-03-31 18:47:00		and the second second second	î	0,577056			1.7		-0,998	0,063	0,03	0,998	-0,069	-0.013	3. Jun.	27	18:55	19:21		0	
2023-04-01 18:42:00				0,505336		and the second second	2.8	272,9	-0,998	0,051	0,049	0,998	-0,07	0,01	4. Jun.	28	18:55	19:22		lai.	v
2023-04-01 18:43:00				0,516568		and the second second second	2.7	273,1	-0,997	0,054	0,046	0,997	-0,071	0,006	5. Jun.	28	18:55	19:22		Σ	25 1.Jun 8.Jun 15.Jun 13.Jun 6.Jul 13.Jul 27.Jul 27.Jul
2023-04-01 18:44:00				0,528047			2.5	273,3	-0,997	0,058	0,044	0,997	-0,072	0,001	6. Jun.	29	18:56	19:24		4	3 2 2 2 2 2 3
2023-04-01 18:45:00	-	-	2				2.3		-0,997	0,061	0,041	0,997	-0,073	-0.003	7. Jun.	29	18:56	19:24			
2023-04-01 18:46:00			1	0,551771	-	the second second second second	2.2	273,7	-0,997	0,064	0,038	0,997	-0,074	-0,007	8. Jun.	30	18:56	19:25			
2023-04-01 18:47:00			1	0,564027			2	273,9	-0,997	0,068	0,035	0,997	-0,076	-0,011	9. Jun.	30	18:56	19:25			
2023-04-01 18:48:00			1	0,576553			1.9	274,1	-0,997	0,071	0,033	0,997	-0,077	-0,015	10. Jun.	30	18:56	19:25			
2023-04-02 18:41:00			2	0,493984		and the second second	3,1		-0,997	0,055	0,054	0,997	-0,077	0,012	11. Jun.	29	18:58	19:26			
2023-04-02 18:42:00				0,504959		The State of the S	3	273,4	-0,997	0,059	0,052	0,997	-0,078	0,007	12. Jun.	29	18:58	19:26			
2023-04-02 18:43:00				0,516176			2.8	273,6	-0,997	0,062	0,049	0,997	-0,079	0.003	13. Jun.	29	18:58	19:26			
2023-04-02 18:44:00			2				2,6		-0,997	0,065	0,046		-0,08	-0,001	14. Jun.	29	18:58	19:26			
2023-04-02 18:45:00				0,539357			2,5		-0,997	0,069	0,043		-0,081	-0,005	15. Jun.	29	18:58	19:26			
2023-04-02 18:46:00		and the second second second second	1	0,551331			2.3	274,1	-0,997	0,072	0,041	0,997	-0,082	-0,009	16. Jun.	29	18:59	19:27			
2023-04-02 18:47:00			1	0,563569			2.2	274,3	-0,996	0,075	0,038	0,996	-0,083	-0,014	17. Jun.	30	18:59	19:28			
2023-04-02 18:48:00			1	0,576076			2	274,5	-0,996	0,079	0,035	0,996	-0,084	-0,018	18. Jun.	30	18:59	19:28			
2023-04-03 18:42:00			1.00	0,493651			3.3	273,6	-0,996	0,063	0,057	0,996	-0,084	0,009	19. Jun.	30	18:59	19:28			
2023-04-03 18:43:00				0,504612			3,1	273,8	-0,996	0,066	0,054	0,996	-0,085	0,005	20. Jun.	30	19:00	19:29			
2023-04-03 18:44:00				0,515814			3	274	-0,996	0,07	0,052	0,996	-0,087	0,001	21. Jun.	GmbH30 py, b	19:00	19:29	noctice prohibited		
		,		.,	.,	-,			-,	-1-1		.,,	- Jewel								