

Blendgutachten Solarpark Bältersweil

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in der Nähe von Bältersweil in Baden-Württemberg**

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

📞 +49 40 79 69 59 36
📠 +49 40 79 69 59 38
✉️ info@solpeg.com
🌐 www.solpeg.com

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang	3
2	Systembeschreibung	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude	6
3	Ermittlung der potenziellen Blendwirkung	7
3.1	Rechtliche Hinweise	7
3.2	Blendwirkung von PV-Modulen	7
3.3	Berechnung der Blendwirkung	9
3.4	Technische Parameter der PV-Anlage	10
3.5	Standorte für die Analyse	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	12
4	Ergebnisse	15
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, L163 südwestlich	16
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, L163 südlich	18
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, L163 östlich	18
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südwestlich	19
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	20
6	Schlussbemerkung	20
7	Anhang (Auszug)	21 - 32

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Balmersweil

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH verfügt über umfangreiche Erfahrung im Bereich Photovoltaik (PV) und bietet eine breite Palette von Dienstleistungen an. Mit über 900 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Balmersweil“ für Verkehrsteilnehmer auf angrenzenden Straßen, insbesondere der L163, für die Bahnstrecke der Frankenwaldbahn sowie ggf. für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden. Andererseits soll der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die bestehenden Regelungen für den Immissionsschutz berücksichtigen. Dies gilt auch für Lichtimmissionen durch PV-Anlagen.

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Lichtleitlinie¹, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV-Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Lichtleitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV-Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV-Anlage „Balmersweil“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für die L163 und Anwohner der angrenzenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Lichtleitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV-Anlage. Eine Analyse der potenziellen Blendwirkung vor Ort ist aufgrund der aktuellen Datenlage nicht erforderlich.

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

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

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet nordöstlich von Baltersweil, einem Ortsteil der Gemeinde Dettighofen, in Baden-Württemberg. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen nordöstlich von Baltersweil in Baden-Württemberg. Die Flächen sind abfallend nach Osten.
Koordinaten (Mitte)	47.641 °N, 8.522 °O, 515 m ü. NN
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 150 m (südwestlich)

Übersicht² über den Standort und die PV-Anlage (schematisch)

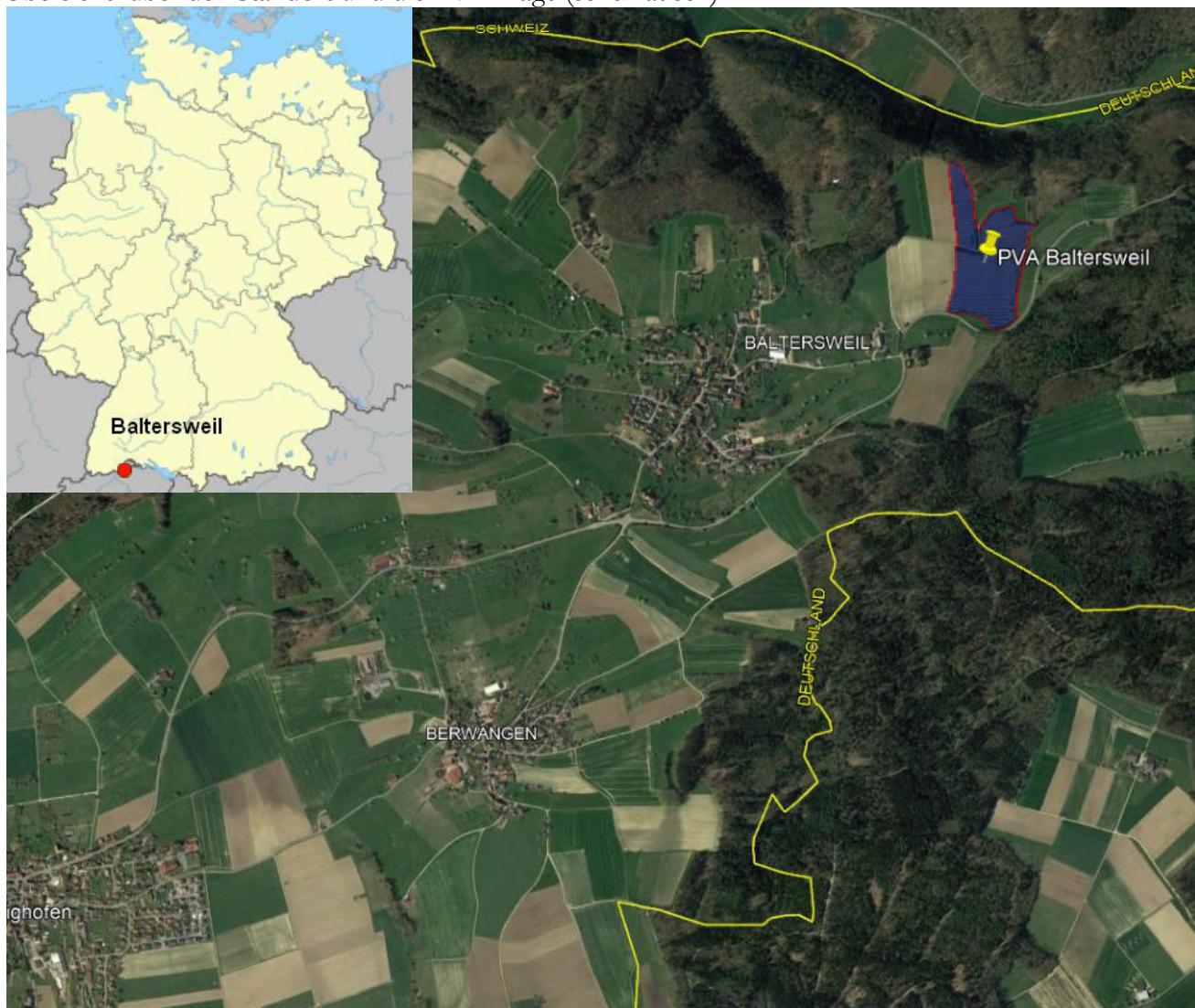


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

Übersicht über die PV-Anlage und Umgebung.



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



Bild 2.1.3: Details der PV-Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

2.2 Umliegende Gebäude

Nicht alle wahrnehmbaren Reflexionen haben eine Blendwirkung zur Folge. In der Lichtleitlinie (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-Anlage und südwestlich gelegene Gebäude. Aufgrund der Lage und Entfernung werden diese wahrscheinlich nicht von Reflexionen der PV-Anlage erreicht. Der Standort wird dennoch zu Kontrollzwecken untersucht. In der Umgebung sind ansonsten keine Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden. Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.



Bild 2.2.1: Südwestlich der PV-Anlage gelegene Gebäude (Quelle: Google Earth / SolPEG)

3 Ermittlung der potenziellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im 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:

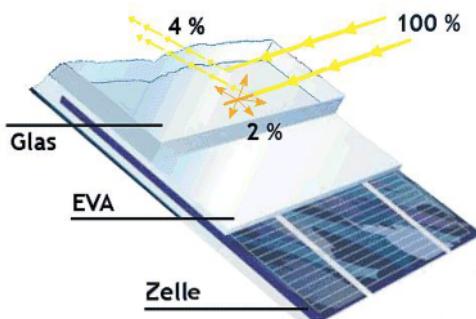


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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.Schleswig-Holstein.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>

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

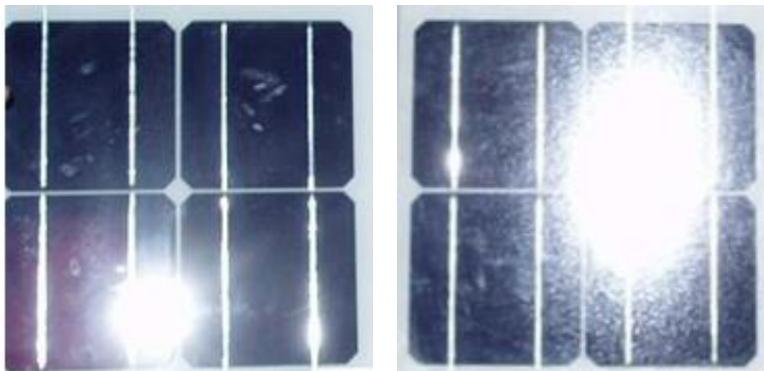


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

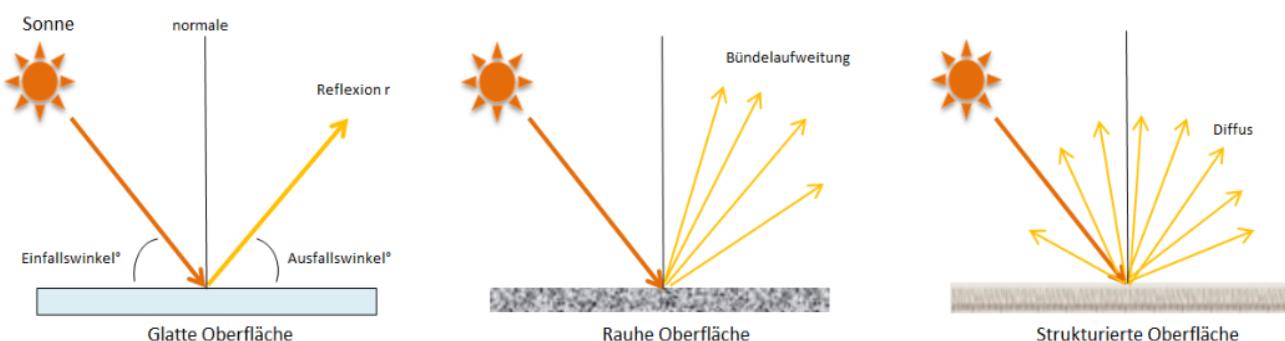


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Canadian 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

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	120 [2 X (10 X 6)]
Dimensions	1675 X 992 X 35 mm (65.9 X 39.1 X 1.38 in)
Weight	18.5 kg (40.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminum 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 Lichtleitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA⁴ zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

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

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

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

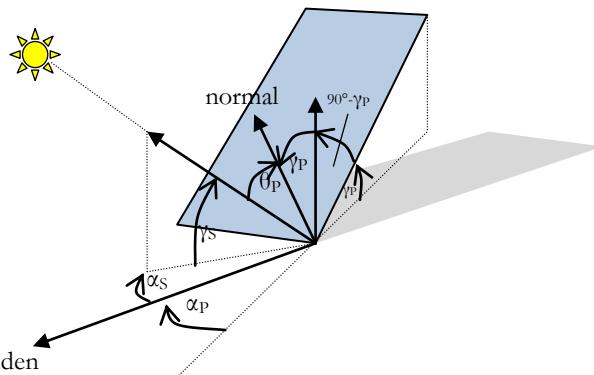


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

Die unter **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** 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 höchstmögliche 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 Lichtleitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

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

3.4 Technische Parameter der PV-Anlage

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

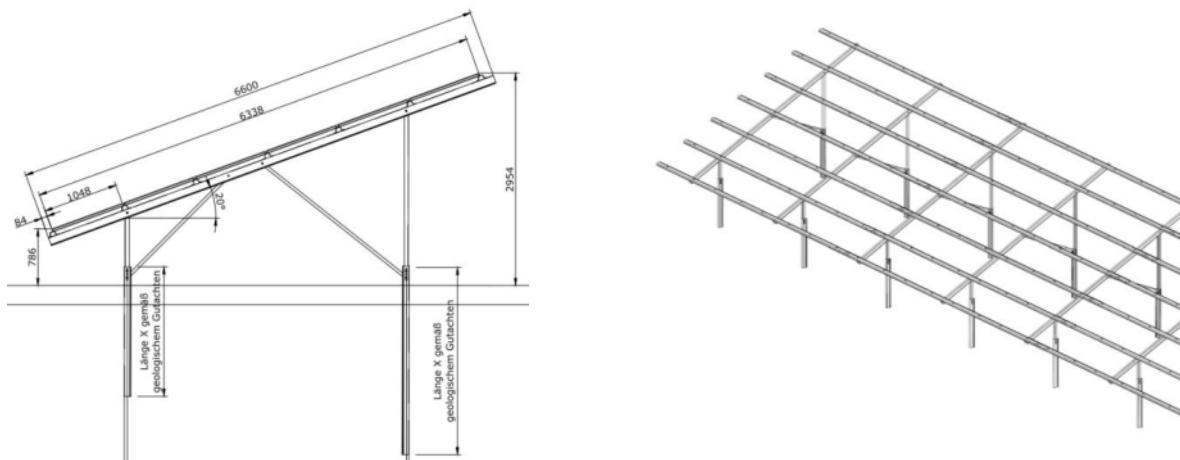


Bild 3.4.1: Skizze der Modulinstallation (Quelle: Systemplanung, Bsp.)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV-Modul	Canadian Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,8 m bis 3,8 m
Höhe Messpunkte über GOK	2,5 m (Sitzhöhe PKW/LKW gemittelt ⁷)
Azimut bzw. relevanter Sichtwinkel	Fahrtrichtung +/- 20°, 30°, 100 m Sichtweite

Es existieren keine verbindlichen Vorgaben zum „relevanten Sichtwinkel“ aber in Fachkreisen wird überwiegend angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung⁸ darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen mit einer bestimmten Leuchtdichte eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Unter Berücksichtigung dieser Aspekte wird der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von +/- 20° um die Fahrtrichtung definiert. Die Sichtweite beträgt dabei 100 m.

⁷ Eine Höhe von 2 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt nur ca. 1,30 m
⁸ Ein Aspekt ist die Anordnung und Anzahl der relevanten Sehzellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge

3.5 Standorte für die Analyse

Bei der Analyse von potenziellen Blendwirkungen wird das Auftreffen von Reflexionen, die Dauer und die Intensität an einem festgelegten Messpunkt (Immissionsort) untersucht, es geht nicht um die Sichtbarkeit oder die optische Bewertung der PV-Anlage. Das Auftreffen von Reflexionen an einem Messpunkt wird zunächst rechnerisch ermittelt, unabhängig von der Ausrichtung der Straße/Bahnstrecke bzw. der Fahrtrichtung (RiFa) und unabhängig davon ob Reflexionen überhaupt wahrnehmbar sein können. Bei der anschließenden Analyse und Bewertung einer potenziellen Blendwirkung durch diese Reflexionen werden allerdings zusätzliche Aspekte einbezogen, u.a. die relevante Blickrichtung, die Entfernung zur Immissionsquelle sowie die örtlichen Gegebenheiten.

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

Für die Analyse einer potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Baltersweil wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 3 Messpunkte auf der L163 sowie 1 Messpunkt im Bereich von umliegenden Gebäuden. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich auch im Anhang. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

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



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

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist in Deutschland die sog. Licht-Leitlinie, die erstmals 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst wurde. Die Lichtleitlinie 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 Lichtleitlinie 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 Expositionszeit 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.

Schutzwürdige Räume

In der Lichtleitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁹ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Lichtleitlinie 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 Fahrt-richtung +/- 20° definiert.

Entfernung zur Immissionsquelle

Lt. Lichtleitlinie "erfahren Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden, erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen. Lediglich bei ausgedehnten Photovoltaik-parks **könnten** auch weiter entfernte Immissionsorte noch relevant sein."

Die von der SolPEG seit 2015 in über 900 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar¹⁰ basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories¹¹. Die Software wird mittlerweile von auch von anderen Gutachtern verwendet und könnte als Stand der Technik bezeichnet werden obwohl (uns) Limitationen bekannt sind. Eine versierte Bedienung der Software ist unerlässlich für korrekte Ergebnisse.

Bei der Simulation werden alle Reflexionen berücksichtigt, die aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz physikalisch auftreten können. Daher sind die reinen Ergebnswerte als konservativ/extrem anzusehen und werden ggf. relativiert bewertet. Insbesondere werden mögliche Reflexionen geringer gewichtet wenn die Immissionsquelle mehr als 100 m entfernt ist.

⁹ Lichtleitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

¹⁰ <https://forgesolar.com> is based on the licensed software from Sandia National Laboratories.

¹¹ Solar Glare Hazard Analysis Tool ("SGHAT") der Sandia National Laboratories: <https://www.sandia.gov/glare-tools>

Sonstige Einflüsse

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

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

In der Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY¹²) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2023 eine mittlere Wolkenbedeckung¹³ von ca. 68,8 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1991-2020 liegt bei 62,5 % - 75 %.

Aber auch der Geländeeverlauf 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 Lichtleitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaption des Auges).

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

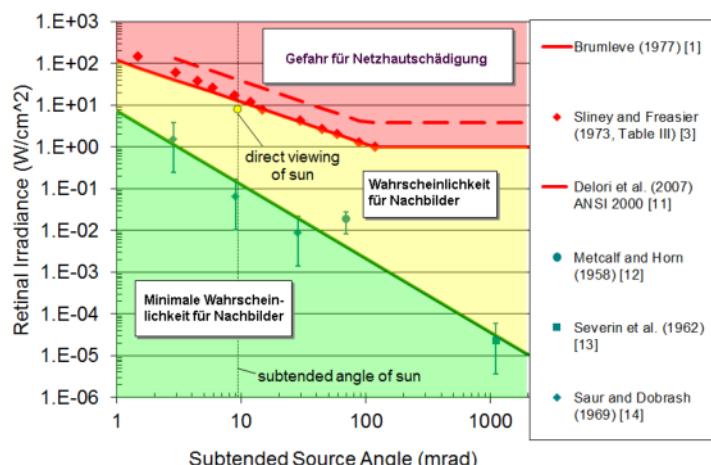


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

¹² Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

¹³ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rccm/int/rccm_int_cfc.html

Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2023_17.png

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Donauwörth wird für 4 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind unten aufgeführt. Aufgrund des Fahrbahn- bzw. Streckenverlaufes ist es nicht zielführend mehrere/ weitere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Ausrichtung Azimut) der Strecke und die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Die Höhe der Messpunkte im Bereich des Straßenverkehrs ist auf 2,5 m über GOK festgelegt, ansonsten 2,0 m.

Das Ergebnis der Simulation ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann.

Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.1 auch als farbige Flächen dargestellt:

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

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

In einer weiteren Betrachtung werden die örtlichen Gegebenheiten und die Einfallswinkel der Reflexionen analysiert, da dieser entscheidend für die Wahrnehmung von Reflexionen ist. Prinzipiell könnte immer eine Blendwirkung auftreten wenn direkt in die Sonne geblickt wird und daher wird dies vermieden. Aber selbst wenn es z. B. aus Unachtsamkeit zu derartigen Konstellationen kommt, verhindern natürliche Reflexe wie Augen schließen, Änderung der Blickrichtung usw. eine Beeinträchtigung durch starke Lichtquellen. Dies gilt gleichermaßen auch für Reflexionen auf PV-Modulen bzw. eher weniger, da es sich um eher diffuse Reflexionen handelt und nicht um direktes Sonnenlicht. In folgenden Abschnitt werden die rechnerisch ermittelten Ergebnisse an den jeweiligen Immissionsorten kommentiert.

Die folgende Tabelle zeigt Details zu den einzelnen Messpunkten.

Tabelle 3: Details zu den einzelnen Messpunkten (Immissionsorten):

Messpunkt Bezeichnung	Breitengrad [°N]	Längengrad [°O]	Geländehöhe ¹⁴ ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 L163 südwestlich	47.639545	8.519498	517,76	520,26	möglich
P2 L163 südlich	47.639095	8.522324	515,38	517,88	-
P3 L163 östlich	47.640080	8.523976	514,37	516,87	nicht relevant ^W
P4 Gebäude südwestlich	47.638483	8.519349	529,64	532,14	nicht relevant ^{DS}

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zu vernachlässigen

^S Aufgrund von Sichtschutz/Objekten/Geländestruktur zu vernachlässigen

¹⁴ GPS Längengrad, Breitengrad und Höhenangaben gemäß Google Earth Datenbasis (WGS84 / World Geodetic System 1984)

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, L163 südwestlich

Am Messpunkt P1 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 02. April - 09. September, in den frühen Morgenstunden zwischen 06:57 - 07:45 Uhr, für max. 33 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen liegen bei der Fahrt Richtung Osten teilweise in dem für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel / Sektor (+/- 30° relativ zur Fahrtrichtung, 100 m Sichtweite).

Die Analyse des Geländeverlaufes zeigt, dass das Gelände ist nach Osten abfallend ist, sodass der überwiegende Teil der PV-Anlage im Bereich von Messpunkt P1 nicht einsehbar ist. Dennoch kann in den genannten Zeiten und bei entsprechend klaren Wetterbedingungen eine Beeinträchtigung durch die PV-Anlage nicht ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.



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

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich können potentiell Reflexionen auftreten.

Bei der weiteren Fahrt Richtung Osten verringert sich zwar der Abstand zur Immissionsquelle aber gleichermaßen vergrößern sich auch die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen.

Um eine Beeinträchtigung durch potenzielle Reflexionen zu vermeiden, kann entlang der Geländegrenze auf ca. 70 m Länge eine Begrünung installiert werden um die Sichtachse auf die Immissionsquelle zu unterbrechen.

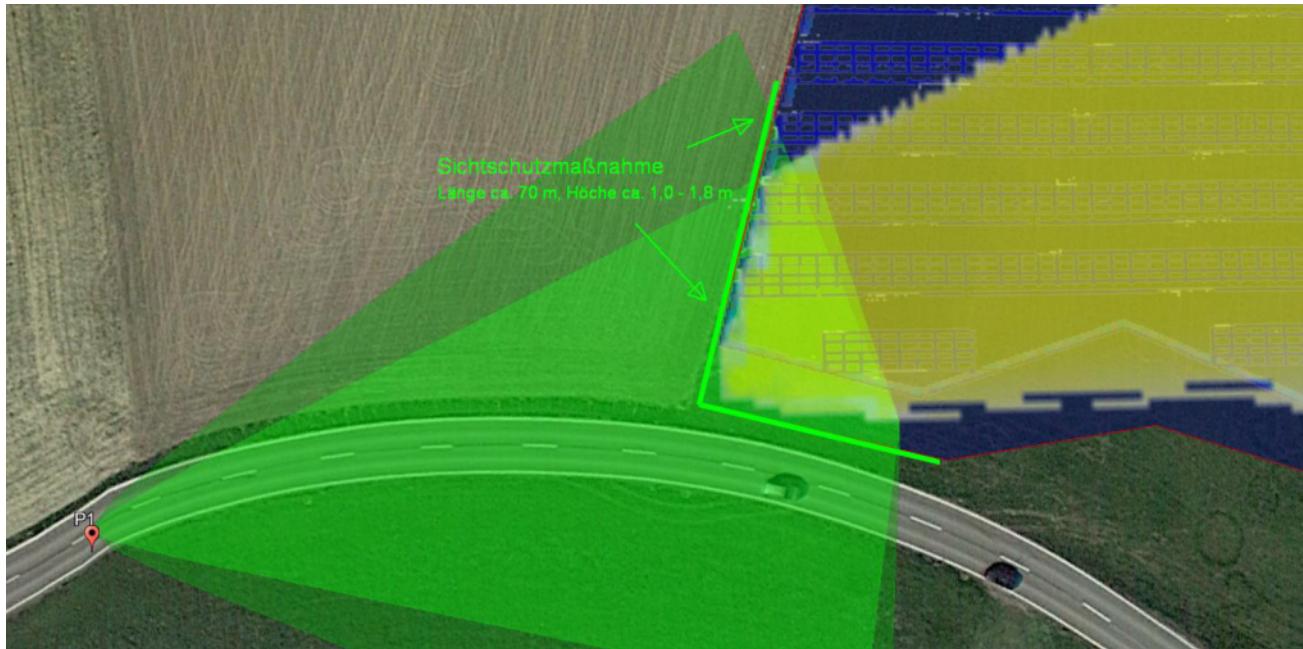


Bild 4.1.2: Verlauf einer Sichtschutzmaßnahme (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Eine Sichtschutzmaßnahme kann auch mittels eines blickreduzierenden Gewebes aus PE (Polyethylen) oder HDPE (High-Density Polyethylen) mit einem Schattierwert von ca. 40% - 60% als Teil der geplanten Geländeeinzäunung realisiert werden. Die Länge sollte ca. 70 m betragen mit einer Höhe von ca. 1 m - max. 2 m über Boden. Der untere Teil bis zu 1 m Höhe sollte freigehalten werden um ggf. auftretende Windlasten zu reduzieren, in diesem Bereich sind Reflexionen aufgrund der Modulinstallation ohnehin nicht möglich. Durch die Maßnahme wird die Sichtachse zwischen zur PV Anlage unterbrochen und eine potentielle Blendwirkung ist ausgeschlossen. Die folgende Skizze zeigt eine gängige Variante eines Sichtschutzauns. Details sind mit dem jeweiligen Hersteller abzustimmen.

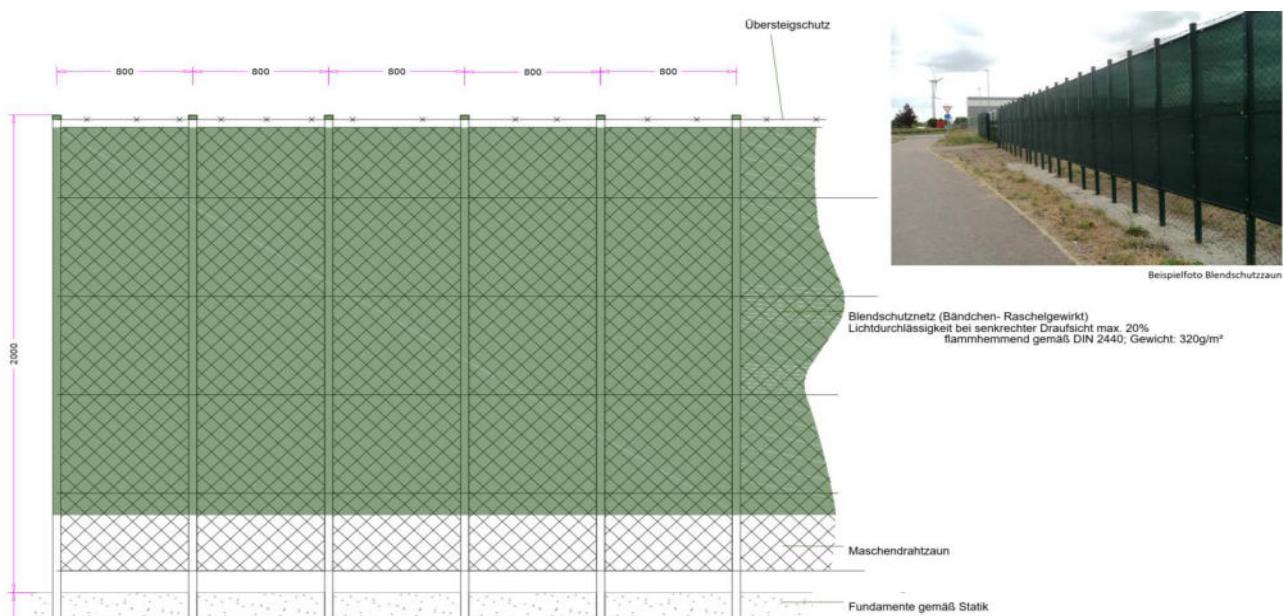


Bild 4.1.3: Beispiel für Sichtschutzmaßnahme (Quelle: Hersteller)

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, L163 südlich

Am Messpunkt P2 sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, L163 östlich

Am Messpunkt P3 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 20. März - 24. September, zwischen 18:38 - 19:57 Uhr, für max. 47 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallsinkel liegen bei der Fahrt Richtung Süden mit ca. $+71^\circ$ bis $+103^\circ$ rechts (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors ($+/ - 30^\circ$ relativ zur Fahrtrichtung, 100 m Sichtweite). Aufgrund der Einfallsinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P3 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

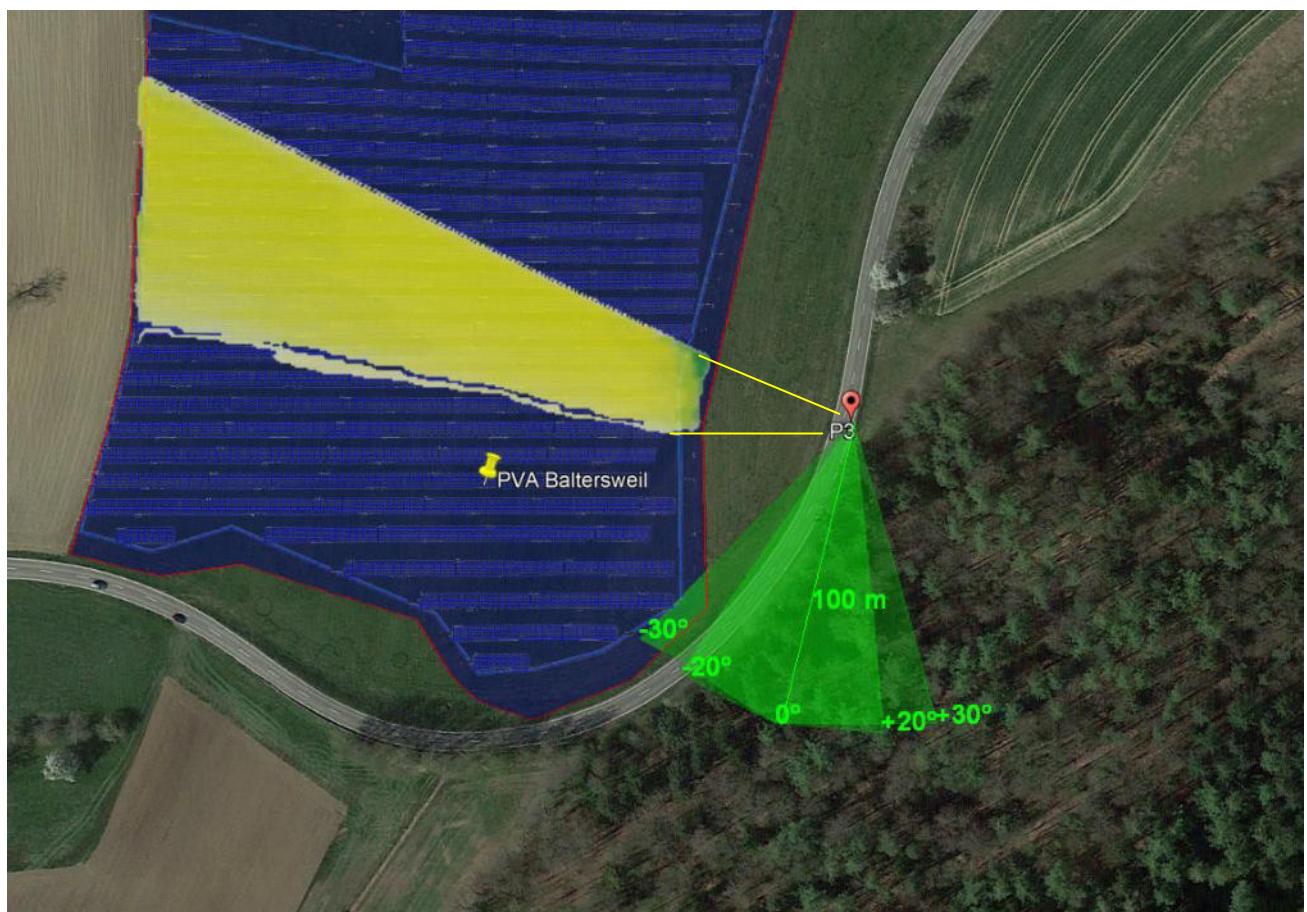


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Zugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor. Im Gelb markierten Bereich können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Aufgrund der großen Einfallsinkel sind diese nicht relevant.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südwestlich

Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude südwestlich der PV-Anlage an der Adresse Landstraße 14 / 16 wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund der sehr großen Entfernung von über 200 m und aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV-Anlage zu rechnen ist. Lt. Simulation können nur an insgesamt 50 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Aufgrund der sehr geringen zeitlichen Dauer kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage oder eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

Darüber hinaus zeigt die Analyse der Geländeverlaufes, dass die Fläche der PV Anlage aufgrund des Höhenunterschiedes von ca. 15 m nicht einsehbar ist. Potentielle Reflexionen könnten den Bereich am Messpunkt P4 ohnehin nicht erreichen. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.

Die folgende Skizze zeigt den Geländeverlauf zwischen Messpunkt P4 und der PV-Anlage.

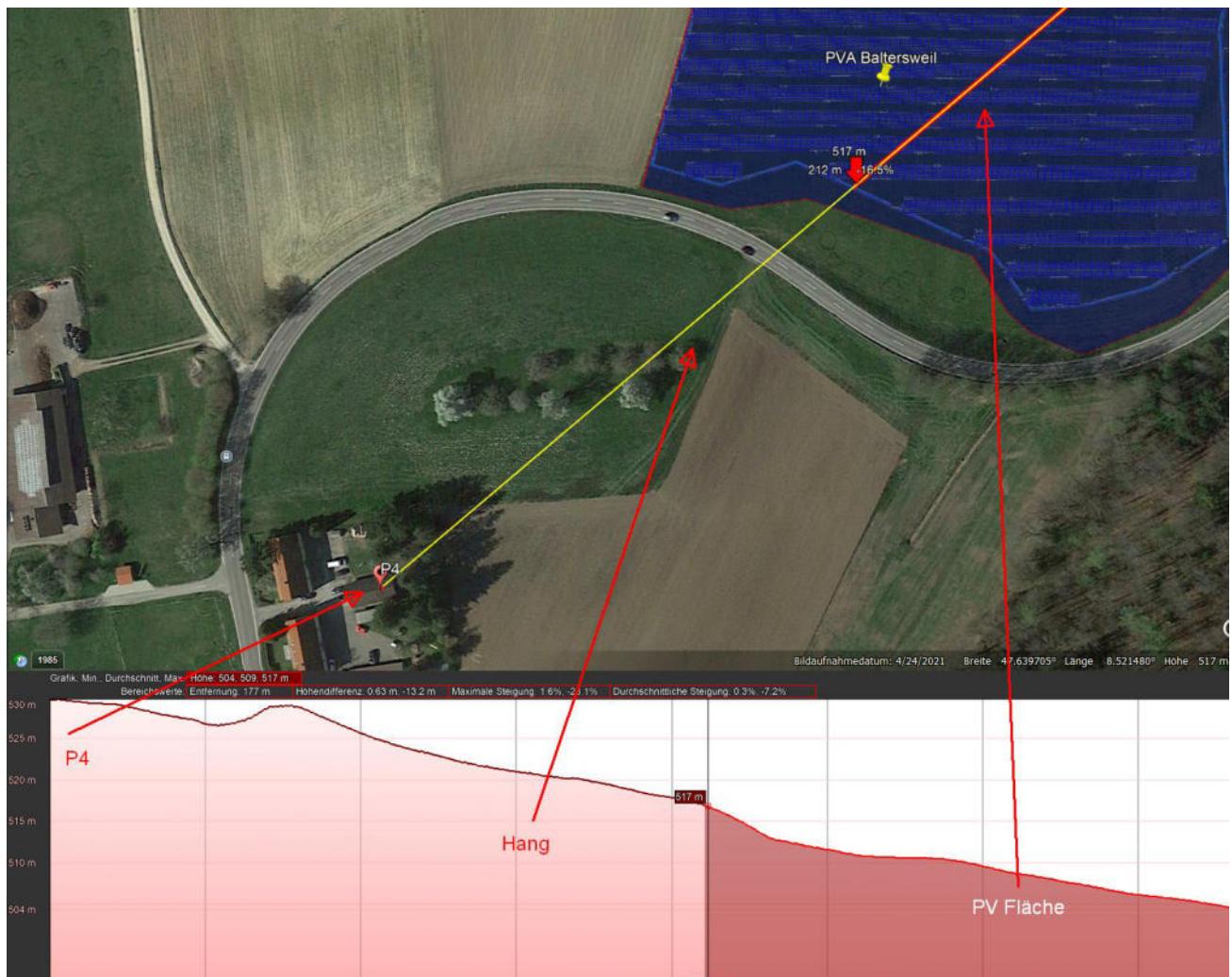


Bild 4.4.1: Geländeverlauf zwischen Messpunkt P4 und der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV-Anlage „Baltersweil“ mit dem Einsatz von hochwertigen PV-Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von Reflexionen vorgesehen.

Die Simulation von potenziellen Reflexionen und die Analyse der Ergebnisse wurde für 4 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV-Anlage durchgeführt.

Im Verlauf der L163 Dettighofen – Jetstetten können rein rechnerisch in bestimmten Jahres- und Tageszeiten Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Bis auf einen kurzen Abschnitt südwestlich der PV-Anlage liegen die Einfallswinkel allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet. Im südwestlichen Bereich der PV-Anlage auf ca. 70 m Länge ist eine Sichtschutzmaßnahme angeraten.

Umliegende Gebäude der Ortschaft Baltersweil können aufgrund der Geländestruktur nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden und daher kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage oder eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

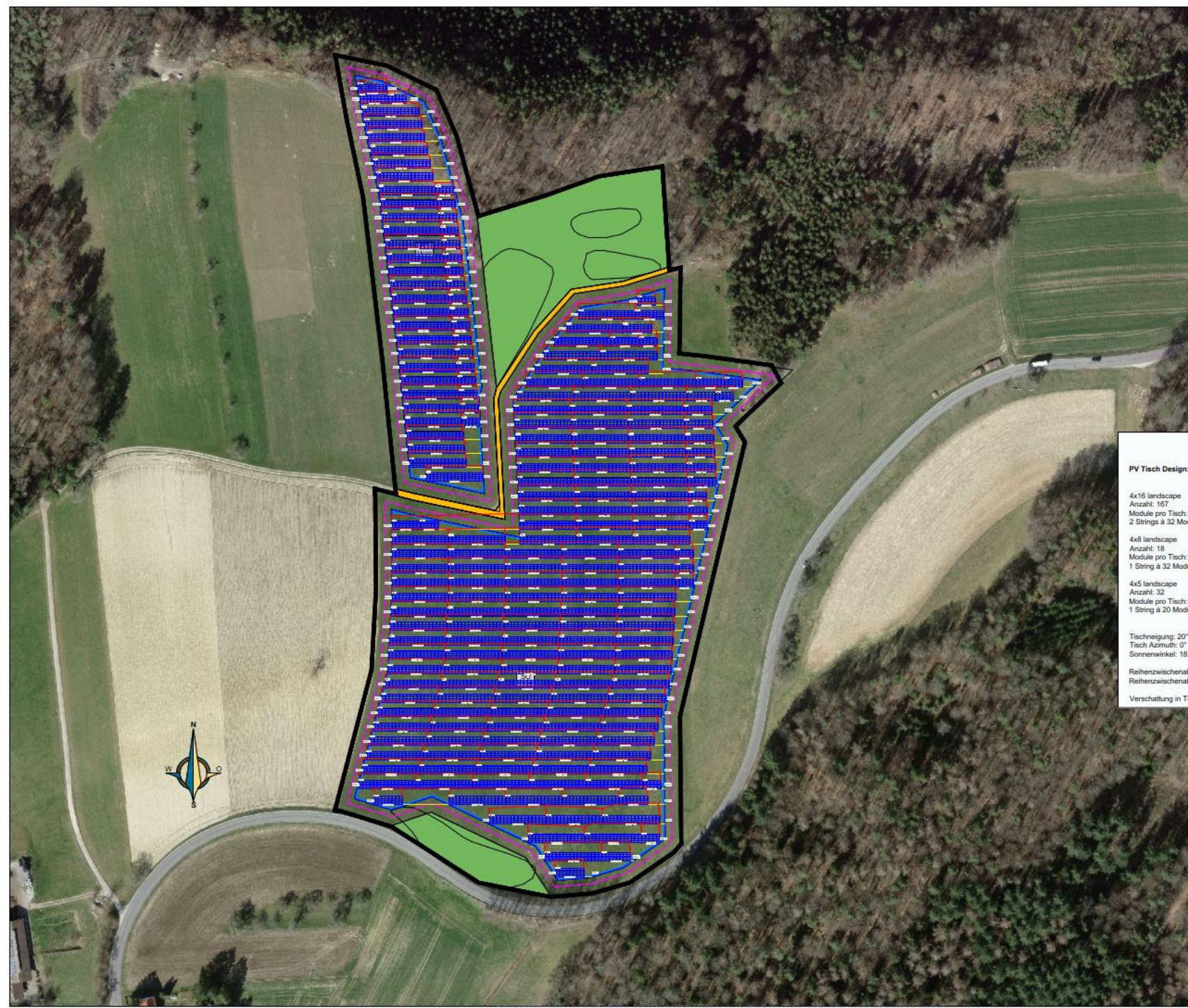
Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 20.01.2025


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

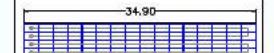


TECHNISCHE DATEN	
PV GENERATOR	
Modul Typ: CS7L-350 MBAG	
Modul Abmessungen (mm): 2172L x 1303B x33D	
Modul Leistung: 355 Wp	
Modul Anzahl: 32	
Modul Anordnung: 2x16	
PV Leistung: 7.000 kWp	
Anzahl der Stringe mit 32 Module: 352	
Anzahl der Module pro String: 32	
Gesamtanzahl der Stringe: 384	
WECHSELGLÄCHTER	
WGL-Typ: SU20200-300TL-WI	
Wachstumslinie Leistung: 300 kW	
Wechselrichter Anzahl: 23	
String Anzahl: 15	
PV Leistung: 3.000 kW	

LEGENDE	
Grundstücksgrenze	
Geltungsbereich	
Zeun L= 1704m	
Baugrenze	

PV Tisch Design:

4x16 landscape
Anzahl: 167
Modul pro Tisch: 64
2 Strings à 32 Module



4x8 landscape
Anzahl: 18
Modul pro Tisch: 32
1 String à 32 Module



4x5 landscape
Anzahl: 32
Modul pro Tisch: 20
1 String à 20 Module



Plus und Minus Richtung NW

Tischneigung: 20°
Tisch Azimut: 0°
Sonnenwinkel: 18,76°

Reihenabstand theor.: 5,29m - 9,28m

Reihenabstand prakt.: 1,54m - 6,98m

Verschattung in Tischebene: bis zu 1,00m

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

01	Anpassung BB	JE	05.05.23
02	Konfiguration geändert	JE	05.05.23
04	Flanschmann entfernt / Neue Konfig	JE	07.07.23
Index	Changes	from	Date

Arbeitsblatt	Titel of drawing
	Entwurfsplanung - Übersicht

Arbeitsblatt	Zeichnungsnummer
	Blatt 1 von 100

Address	Urgent	Normal
	1/200	18.10.2023
Urgent	Urgent	Urgent


 NEW

BiHiKu7

BIFACIAL MONO PERC
575 W ~ 600 W
CS7L-575|580|585|590|595|600MB-AG (IEC1000 V)
CS7L-575|580|585|590|595|600MB-AG (IEC1500 V)


FRONT

BACK

MORE POWER

 Module power up to 600 W
 Module efficiency up to 21.2 %

 Up to 8.9 % lower LCOE
 Up to 4.6 % lower system cost

 Comprehensive LID / LeTID mitigation
 technology, up to 50% lower degradation

 Compatible with mainstream trackers,
 cost effective product for utility power plant


Better shading tolerance

MORE RELIABLE

 40 °C lower hot spot temperature,
 greatly reduce module failure rate


Minimizes micro-crack impacts


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


 12
Years

Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

 30
Years

Linear Power Performance Warranty*
**1st year power degradation no more than 2%
 Subsequent annual power degradation no more than 0.45%**
*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.
MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

 ISO 9001:2015 / Quality management system
 ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
 ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

 IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA
 CEC listed (US California) / FSEC (US Florida)
 UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
 Take-e-way
 Canadian Solar recycles panels at the end of life cycle

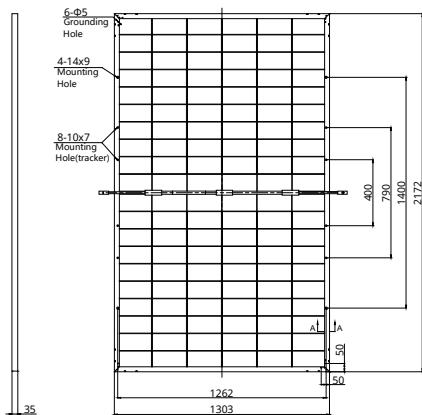
* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates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

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 63 GW of premium-quality solar modules across the world.

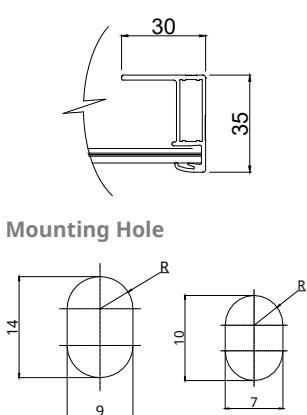
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

ENGINEERING DRAWING (mm)

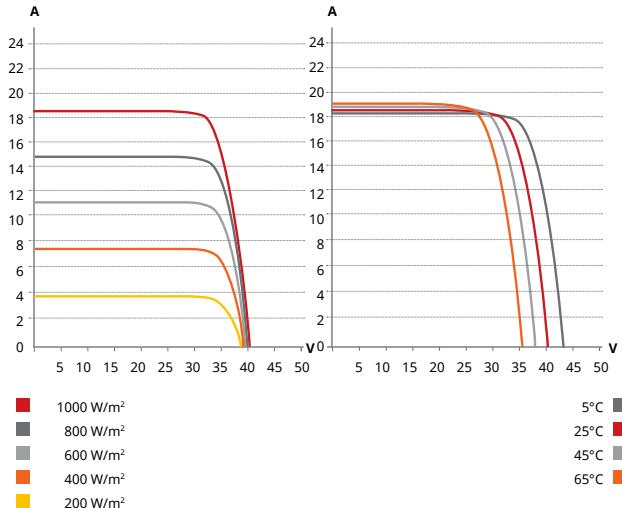
Rear View



Frame Cross Section A-A



CS7L-580MB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS7L-575MB-AG	575 W	33.9 V	16.97 A	40.3 V	18.22 A	20.3%
Bifacial Gain**	5% 604 W	33.9 V	17.82 A	40.3 V	19.13 A	21.3%
	10% 633 W	33.9 V	18.68 A	40.3 V	20.04 A	22.4%
	20% 690 W	33.9 V	20.36 A	40.3 V	21.86 A	24.4%
CS7L-580MB-AG	580 W	34.1 V	17.02 A	40.5 V	18.27 A	20.5%
Bifacial Gain**	5% 609 W	34.1 V	17.87 A	40.5 V	19.18 A	21.5%
	10% 638 W	34.1 V	18.72 A	40.5 V	20.10 A	22.5%
	20% 696 W	34.1 V	20.42 A	40.5 V	21.92 A	24.6%
CS7L-585MB-AG	585 W	34.3 V	17.06 A	40.7 V	18.32 A	20.7%
Bifacial Gain**	5% 614 W	34.3 V	17.91 A	40.7 V	19.24 A	21.7%
	10% 644 W	34.3 V	18.78 A	40.7 V	20.15 A	22.8%
	20% 702 W	34.3 V	20.47 A	40.7 V	21.98 A	24.8%
CS7L-590MB-AG	590 W	34.5 V	17.11 A	40.9 V	18.37 A	20.8%
Bifacial Gain**	5% 620 W	34.5 V	17.98 A	40.9 V	19.29 A	21.9%
	10% 649 W	34.5 V	18.82 A	40.9 V	20.21 A	22.9%
	20% 708 W	34.5 V	20.53 A	40.9 V	22.04 A	25.0%
CS7L-595MB-AG	595 W	34.7 V	17.15 A	41.1 V	18.42 A	21.0%
Bifacial Gain**	5% 625 W	34.7 V	18.02 A	41.1 V	19.34 A	22.1%
	10% 655 W	34.7 V	18.88 A	41.1 V	20.26 A	23.1%
	20% 714 W	34.7 V	20.58 A	41.1 V	22.10 A	25.2%
CS7L-600MB-AG	600 W	34.9 V	17.20 A	41.3 V	18.47 A	21.2%
Bifacial Gain**	5% 630 W	34.9 V	18.06 A	41.3 V	19.39 A	22.3%
	10% 660 W	34.9 V	18.92 A	41.3 V	20.32 A	23.3%
	20% 720 W	34.9 V	20.64 A	41.3 V	22.16 A	25.4%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C. Measurement uncertainty: $\pm 3\%$ (Pmax).

** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7L-575MB-AG	431 W	31.8 V	13.56 A	38.1 V	14.69 A
CS7L-580MB-AG	435 W	32.0 V	13.60 A	38.3 V	14.73 A
CS7L-585MB-AG	439 W	32.2 V	13.64 A	38.5 V	14.77 A
CS7L-590MB-AG	442 W	32.3 V	13.70 A	38.7 V	14.80 A
CS7L-595MB-AG	446 W	32.5 V	13.73 A	38.8 V	14.85 A
CS7L-600MB-AG	450 W	32.7 V	13.77 A	39.0 V	14.89 A

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

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	120 [2 x (10 x 6)]
Dimensions	2172 x 1303 x 35 mm (85.5 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	34.6 kg (76.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 or PV-KST4-EVO2/XY, PV-KBT4-EVO2/XY (IEC 1500 V)
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces

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

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 5 W
Power Bifaciality*	70 %

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

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION

Canadian Solar MSS (Australia) Pty Ltd.

44 Stephenson St, Cremorne VIC 3121, Australia, sales.au@csisolar.com, www.csisolar.com/au

February 2022. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V2.1_AU

* Manufactured and assembled in China, Thailand and Vietnam.

© Copyright Information | Document reference: 20250121.191305SDJ | Diekro Jacob | SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written permission is prohibited.



Baltersweil

Baltersweil

Created Jan 17, 2025
Updated Jan 17, 2025
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 5.0 deg
Site ID 139057.23556

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



Misc. Analysis Settings

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

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

Summary of Results

 Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
					deg
PV array 1	20.0	180.0	8,684	12,264	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 83,188 m²

Name: PV array 1
Footprint area: 83,188 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	47.639690	8.520525	521.66	2.00	523.66
2	47.639575	8.521072	519.83	2.00	521.83
3	47.639314	8.521620	519.12	2.00	521.12
4	47.639199	8.522070	516.34	2.00	518.34
5	47.639228	8.522617	511.69	2.00	513.69
6	47.639336	8.523025	512.65	2.00	514.65
7	47.639517	8.523347	512.29	2.00	514.29
8	47.640146	8.523272	507.05	2.00	509.05
9	47.641830	8.523798	500.15	2.00	502.15
10	47.641895	8.523744	500.22	2.00	502.22
11	47.642108	8.523980	501.31	2.00	503.31
12	47.642151	8.523941	503.13	2.00	505.13
13	47.642180	8.523319	503.20	2.00	505.20
14	47.642657	8.523270	504.24	2.00	506.24
15	47.643189	8.523120	512.15	2.00	514.15
16	47.643102	8.522573	511.29	2.00	513.29
17	47.642668	8.521677	514.24	2.00	516.24
18	47.642625	8.521636	513.74	2.00	515.74
19	47.643098	8.521459	523.60	2.00	525.60
20	47.643644	8.521099	522.56	2.00	524.56
21	47.643615	8.520568	526.03	2.00	528.03
22	47.641497	8.520958	521.48	2.00	523.48
23	47.641512	8.520819	522.53	2.00	524.53
24	47.641244	8.520829	523.36	2.00	525.36
25	47.640825	8.520861	525.48	2.00	527.48
26	47.640312	8.520786	522.08	2.00	524.08

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	47.639545	8.519498	517.76	2.50	520.26
OP 2	47.639095	8.522324	515.38	2.50	517.88
OP 3	47.640080	8.523976	514.37	2.50	516.87
OP 4	47.638483	8.519349	529.64	2.50	532.14

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV array 1	20.0	180.0	8,684	12,264	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-array-1 (green)	0	0	371	753	1515	1525	1611	1060	519	41	0	0
pv-array-1 (yellow)	0	0	188	1830	2423	2449	2467	2279	628	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

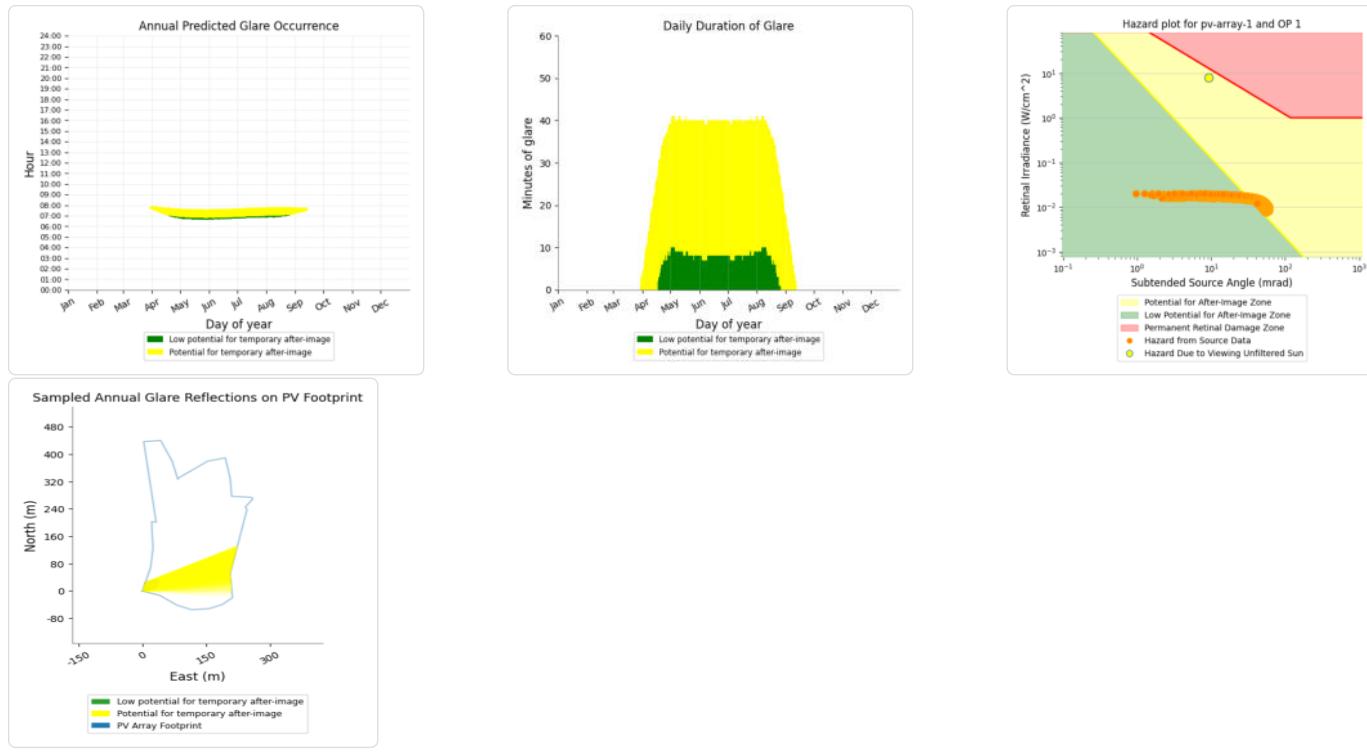
PV array 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	1016	4585
OP: OP 2	1289	0
OP: OP 3	5340	7495
OP: OP 4	1039	184

PV array 1: OP 1

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

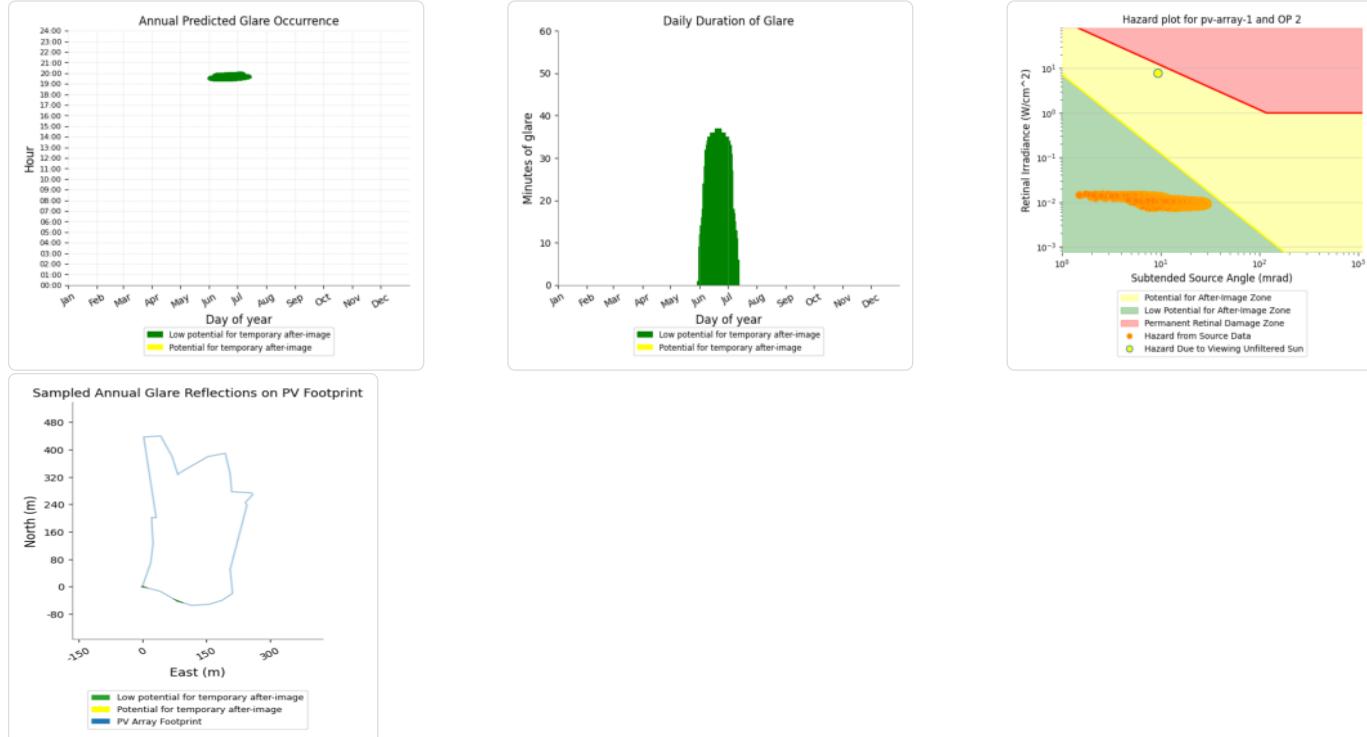
- 1,016 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,585 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV array 1: OP 2

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

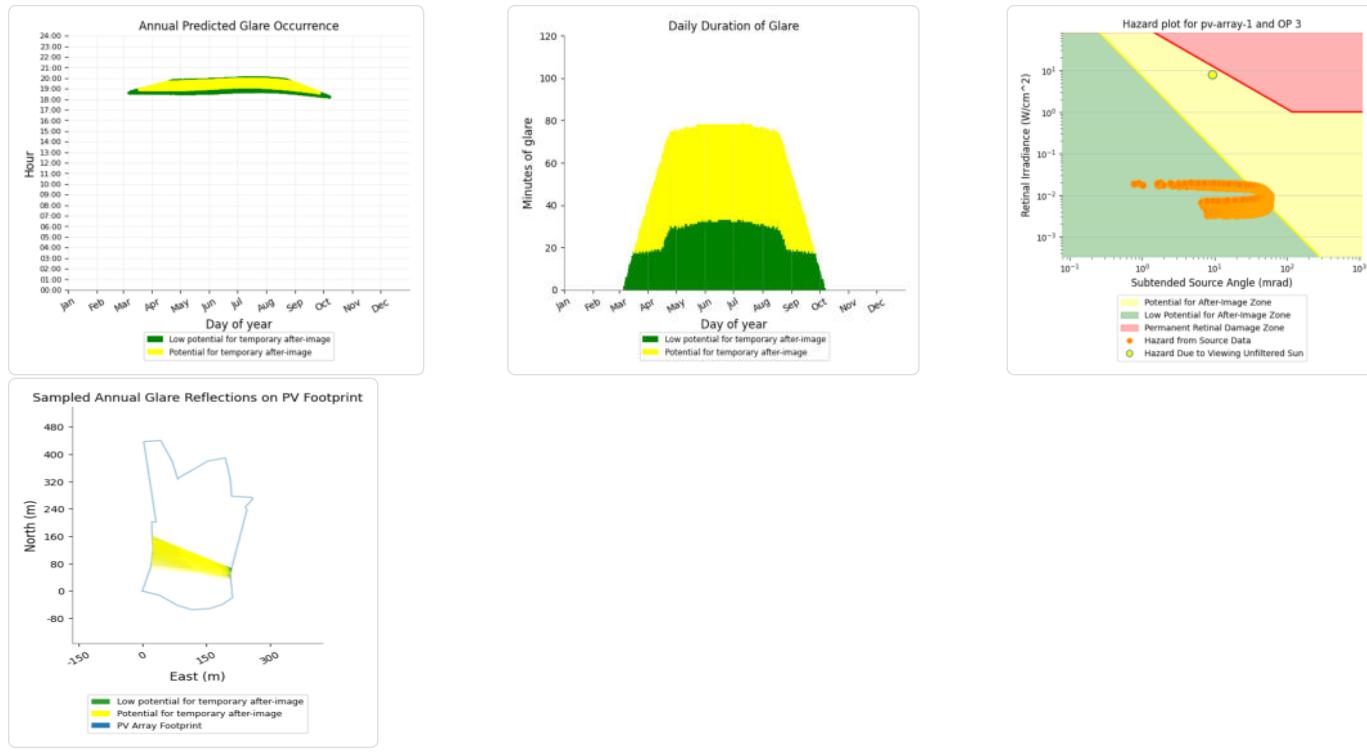
- 1,289 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV array 1: OP 3

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

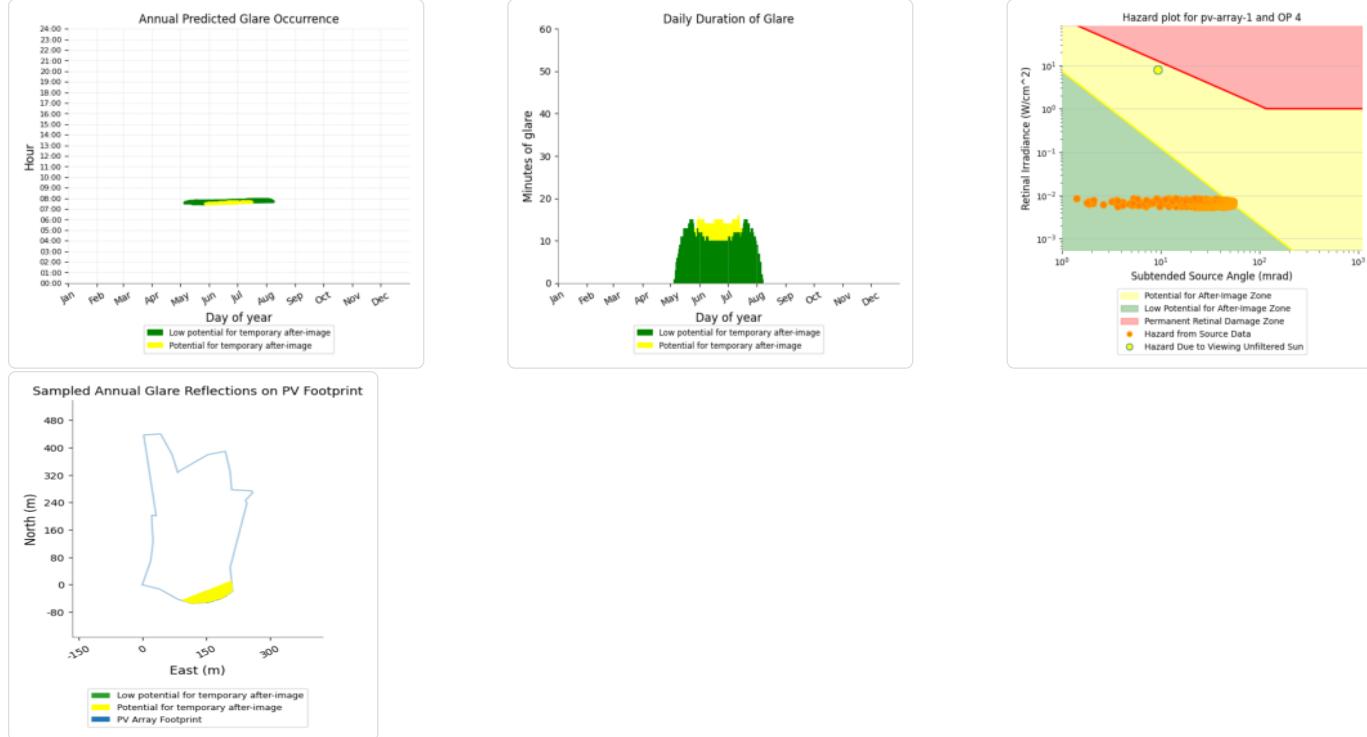
- 5,340 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 7,495 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV array 1: OP 4

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

- 1,039 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 184 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Summary of Vertical Surface Glare Analysis

Assumptions

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

Corneal Irradiance (W/m²)	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivität y	Retinal Irradiance	Subtended Glare	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Summe	Anzahl	Tag	Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt P1		
2025-03-30 07:47:00	0.008227	606,1286	2	0.358571	0.012327	0.041378	5,1	90,8	0,996	-0,014	0,088	-0,996	-0,046	0,076	30. Mrz.	1	07:47	07:47	02. April	09. September	33	4567	06:57	07:45				
2025-03-31 07:45:00	0.008693	604,512	2	0.368499	0.012633	0,04411	5	90,1	0,996	-0,002	0,088	-0,996	-0,054	0,069	31. Mrz.	3	07:45	07:47										
2025-03-31 07:46:00	0.008409	606,6341	2	0.359975	0.012386	0.042916	5,2	90,3	0,996	-0,006	0,091	-0,996	-0,054	0,073	1. Apr.	4	07:44	07:47										
2025-03-31 07:47:00	0.008099	606,7519	2	0.351696	0.012143	0.041323	5,4	90,5	0,996	-0,009	0,094	-0,996	-0,053	0,077	2. Apr.	5	07:41	07:45										
2025-04-01 07:44:00	0.008871	606,9625	2	0.369914	0.012273	0,04519	5,2	89,7	0,996	0,005	0,09	-0,996	-0,062	0,065	3. Apr.	7	07:39	07:45										
2025-04-01 07:45:00	0.008603	609,0684	2	0.361409	0.012485	0.044235	5,3	89,9	0,996	0,002	0,093	-0,996	-0,061	0,07	4. Apr.	9	07:37	07:45										
2025-04-01 07:46:00	0.008312	611,17	2	0.353098	0.01224	0.042911	5,5	90,1	0,995	-0,001	0,096	-0,995	-0,061	0,074	5. Apr.	10	07:36	07:45										
2025-04-01 07:47:00	0.007994	613,2673	2	0.344978	0.011999	0.041227	5,7	90,2	0,995	-0,004	0,099	-0,995	-0,06	0,078	6. Apr.	11	07:33	07:43										
2025-04-02 07:41:00	0.009241	605,1863	2	0.380146	0.013049	0.046637	5,1	89,1	0,996	0,017	0,089	-0,996	-0,07	0,058	7. Apr.	13	07:31	07:43										
2025-04-02 07:42:00	0.009007	607,2846	2	0.371409	0.012793	0.046122	5,3	89,2	0,996	0,013	0,092	-0,996	-0,069	0,062	8. Apr.	14	07:30	07:43										
2025-04-02 07:43:00	0.008755	609,3788	2	0.362871	0.012542	0.045367	5,4	89,4	0,995	0,01	0,095	-0,995	-0,069	0,066	9. Apr.	16	07:27	07:42										
2025-04-02 07:44:00	0.008482	611,4687	2	0.35453	0.012296	0.044326	5,6	89,6	0,995	0,007	0,098	-0,995	-0,068	0,071	10. Apr.	18	07:25	07:42										
2025-04-02 07:45:00	0.008185	613,5543	2	0.346379	0.012054	0.042929	5,8	89,8	0,995	0,004	0,101	-0,995	-0,068	0,075	11. Apr.	19	07:23	07:41										
2025-04-03 07:39:00	0.009593	605,513	2	0.390679	0.013417	0.047461	5,1	88,4	0,996	0,028	0,088	-0,996	-0,078	0,05	12. Apr.	20	07:21	07:40										
2025-04-03 07:40:00	0.009387	607,5997	2	0.381704	0.013154	0.047293	5,2	88,6	0,996	0,024	0,091	-0,996	-0,077	0,054	13. Apr.	22	07:19	07:40										
2025-04-03 07:41:00	0.009164	609,6823	2	0.372935	0.012896	0.046493	5,4	88,8	0,995	0,021	0,094	-0,995	-0,077	0,059	14. Apr.	23	07:18	07:40										
2025-04-03 07:42:00	0.008924	611,7606	2	0.364365	0.012643	0.046344	5,6	89	0,995	0,018	0,097	-0,995	-0,076	0,063	15. Apr.	25	07:16	07:40										
2025-04-03 07:43:00	0.008666	613,8347	2	0.355992	0.012394	0.045513	5,7	89,2	0,995	0,015	0,1	-0,995	-0,076	0,067	16. Apr.	26	07:13	07:38										
2025-04-03 07:44:00	0.008387	615,9046	2	0.347811	0.012125	0.044384	5,9	89,3	0,995	0,012	0,103	-0,995	-0,075	0,071	17. Apr.	27	07:12	07:38										
2025-04-03 07:45:00	0.008083	617,9703	2	0.339816	0.011911	0.042881	6,1	89,5	0,994	0,008	0,106	-0,994	-0,074	0,076	18. Apr.	27	07:12	07:38										
2025-04-04 07:37:00	0.009871	603,9141	2	0.401522	0.013753	0.047794	5	87,8	0,995	0,039	0,088	-0,995	-0,086	0,042	19. Apr.	28	07:11	07:38										
2025-04-04 07:38:00	0.009669	605,9986	2	0.392303	0.013484	0.047904	5,2	88	0,995	0,035	0,09	-0,995	-0,085	0,047	20. Apr.	27	07:10	07:36										
2025-04-04 07:39:00	0.009494	608,0789	2	0.383295	0.01322	0.047848	5,4	88,1	0,995	0,032	0,093	-0,995	-0,085	0,051	21. Apr.	28	07:09	07:36										
2025-04-04 07:40:00	0.009283	610,155	2	0.374493	0.012926	0.04762	5,5	88,3	0,995	0,029	0,096	-0,995	-0,084	0,055	22. Apr.	28	07:09	07:36										
2025-04-04 07:41:00	0.009056	612,227	2	0.365891	0.012705	0.047191	5,7	88,5	0,995	0,026	0,099	-0,995	-0,084	0,059	23. Apr.	29	07:08	07:36										
2025-04-04 07:42:00	0.008811	614,2947	2	0.357487	0.012455	0.046537	5,9	88,7	0,995	0,023	0,102	-0,995	-0,083	0,064	24. Apr.	29	07:08	07:36										
2025-04-04 07:43:00	0.008548	616,3582	2	0.349274	0.012121	0.045629	6	88,9	0,994	0,019	0,105	-0,994	-0,082	0,068	25. Apr.	29	07:06	07:34										
2025-04-04 07:44:00	0.008265	618,4176	2	0.341205	0.011917	0.044409	6,2	89,1	0,994	0,016	0,108	-0,994	-0,082	0,072	26. Apr.	29	07:06	07:34										
2025-04-04 07:45:00	0.007956	620,4726	2	0.333409	0.011733	0.042798	6,4	89,3	0,994	0,013	0,111	-0,994	-0,081	0,077	27. Apr.	30	07:05	07:34										
2025-04-05 07:36:00	0.009981	606,3089	2	0.403213	0.013866	0.048047	5,1	87,3	0,995	0,046	0,09	-0,995	-0,093	0,039	28. Apr.	30	07:05	07:34										
2025-04-05 07:37:00	0.009811	608,3778	2	0.393961	0.013594	0.048273	5,3	87,5	0,995	0,043	0,093	-0,995	-0,093	0,043	29. Apr.	30	07:05	07:34										
2025-04-05 07:38:00	0.009623	610,4425	2	0.384942	0.013327	0.048317	5,5	87,7	0,995	0,04	0,095	-0,995	-0,092	0,047	30. Apr.	31	07:04	07:34										
2025-04-05 07:39:00	0.009422	612,5031	2	0.376085	0.013065	0.048203	5,6	87,9	0,994	0,037	0,098	-0,994	-0,091	0,052	1. Mai.	30	07:03	07:32										
2025-04-05 07:40:00	0.009205	614,5595	2	0.367451	0.012808	0.047916	5,8	88,1	0,994	0,034	0,101	-0,994	-0,091	0,056	2. Mai.	30	07:03	07:32										
2025-04-05 07:41:00	0.008973	616,6118	2	0.359015	0.012556	0.047424	6	88,2	0,994	0,03	0,104	-0,994	-0,09	0,06	3. Mai.	31	07:02	07:32										
2025-04-05 07:42:00	0.008674	618,6599	2	0.350771	0.012308	0.046701	6,2	88,4	0,994	0,027	0,107	-0,994	-0,09	0,065	4. Mai.	31	07:02	07:32										
2025-04-05 07:43:00	0.008455	620,7038	2	0.342716	0.012065	0.045715	6,3	88,6	0,994	0,024	0,11	-0,994	-0,089	0,069	5. Mai.	31	07:02	07:32										
2025-04-05 07:44:00	0.008166	622,7435	2	0.334845	0.011827	0.044402	6,5	88,8	0,993	0,021	0,113	-0,993	-0,089	0,073	6. Mai.	31	07:01	07:31										
2025-04-05 07:45:00	0.007985	624,7789	2	0.327153	0.011593	0.042678	6,7	89	0,993	0,018	0,116	-0,993	-0,088	0,077	7. Mai.	31	07:01	07:31										
2025-04-06 07:33:00	0.010187	604,5486	2	0.414443	0.014211	0.047688	5,1	86,7	0,994	0,057	0,089	-0,994	-0,101	0,031	8. Mai.	31	07:01	07:31										
2025-04-06 07:34:00	0.010063	606,6102	2	0.40494	0.013932	0.048229	5,3	86,9	0,994	0,054	0,092	-0,994	-0,101	0,035	9. Mai.	31	07:01	07:31										
2025-04-06 07:35:00	0.009893	608,6677	2	0.395654	0.013659	0.048579	5,4	87,1	0,994	0,051	0,095	-0,994	-0,1	0,04	10. Mai.	32	07:00	07:31										
2025-04-06 07:36:00	0.009714	610,7212	2	0.386568	0.013391	0.048711	5,6	87,2	0,994	0,048	0,098	-0,994	-0,099	0,044	11. Mai.	32	07:00	07:31										
2025-04-06 07:37:00	0.009521	612,7706	2	0.377712	0.013127	0.048699	5,8	87,4	0,994	0,045	0,1	-0,994	-0,099	0,048	12. Mai.	31	07:00	07:30										
2025-04-06 07:38:00	0.009316	614,8158	2	0.369046	0.012869	0.048531	5,9	87,6																				

Coronal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Sun Vector	Sun Vector	Anzahl			Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt P3	
																Tag	Minuten	Anfang Ende								
2025-03-06 18:38:00	0,003548	616,2537	1	0,209304	0,007316	0,010308	5,2	254,6	-0,96	-0,265	0,091	0,96	0,144	0,24	17. Mrz.	2	18:55	18:56	20. März	24. September	47	7481	18:38	19:57		
2025-03-06 18:39:00	0,003798	613,8716	1	0,214111	0,007455	0,015435	5,1	254,8	-0,961	-0,262	0,088	0,961	0,144	0,236	18. Mrz.	4	18:55	18:58								
2025-03-07 18:38:00	0,003445	620,0058	1	0,205116	0,007213	0,008695	5,5	254,8	-0,961	-0,26	0,096	0,961	0,138	0,241	19. Mrz.	4	18:56	18:59								
2025-03-07 18:39:00	0,003703	617,6468	1	0,209833	0,007351	0,014343	5,4	255	-0,962	-0,257	0,094	0,962	0,137	0,237	20. Mrz.	6	18:56	19:01								
2025-03-07 18:40:00	0,003934	615,2823	1	0,214661	0,007491	0,018515	5,2	255,2	-0,963	-0,254	0,091	0,963	0,136	0,233	21. Mrz.	8	18:55	19:02								
2025-03-07 18:41:00	0,004147	612,9123	1	0,219602	0,006734	0,021912	5	255,4	-0,964	-0,251	0,088	0,964	0,136	0,229	22. Mrz.	10	18:55	19:04								
2025-03-08 18:38:00	0,003338	623,68	1	0,201002	0,00711	0,006867	5,8	255,1	-0,961	-0,256	0,101	0,961	0,131	0,242	23. Mrz.	11	18:56	19:06								
2025-03-08 18:39:00	0,003611	621,3439	1	0,205631	0,007247	0,013141	5,7	255,3	-0,962	-0,253	0,099	0,962	0,13	0,238	24. Mrz.	12	18:55	19:06								
2025-03-08 18:40:00	0,003849	619,0022	1	0,210368	0,007386	0,017624	5,5	255,5	-0,961	-0,25	0,096	0,964	0,13	0,234	25. Mrz.	14	18:55	19:08								
2025-03-08 18:41:00	0,00406	616,655	1	0,215217	0,007527	0,021205	5,3	255,7	-0,965	-0,247	0,093	0,965	0,129	0,23	26. Mrz.	15	18:56	19:10								
2025-03-08 18:42:00	0,004266	614,3023	1	0,220179	0,007672	0,024229	5,2	255,8	-0,966	-0,244	0,09	0,966	0,129	0,226	27. Mrz.	17	18:55	19:11								
2025-03-08 18:43:00	0,004465	611,9441	1	0,225258	0,007818	0,026828	5	256	-0,967	-0,241	0,087	0,967	0,128	0,221	28. Mrz.	18	18:55	19:12								
2025-03-08 18:39:00	0,003514	624,9654	1	0,201503	0,007143	0,018004	6	255,5	-0,963	-0,248	0,104	0,963	0,124	0,239	29. Mrz.	19	18:56	19:14								
2025-03-09 18:40:00	0,003754	622,6461	1	0,206151	0,00728	0,016664	5,8	255,7	-0,961	-0,245	0,101	0,964	0,123	0,235	30. Mrz.	21	18:55	19:15								
2025-03-09 18:41:00	0,003972	620,3214	1	0,210908	0,007449	0,020449	5,6	255,9	-0,965	-0,242	0,098	0,965	0,122	0,231	31. Mrz.	23	18:55	19:17								
2025-03-09 18:42:00	0,00418	617,9913	1	0,215778	0,007563	0,023618	5,5	256,1	-0,966	-0,239	0,095	0,966	0,122	0,227	1. Apr.	24	18:55	19:18								
2025-03-09 18:43:00	0,00438	615,6556	1	0,220762	0,007709	0,026336	5,3	256,3	-0,967	-0,236	0,092	0,967	0,121	0,223	2. Apr.	25	18:55	19:19								
2025-03-09 18:44:00	0,004573	613,3146	1	0,225863	0,007857	0,028677	5,1	256,5	-0,968	-0,233	0,09	0,968	0,121	0,218	3. Apr.	27	18:55	19:21								
2025-03-10 18:39:00	0,003415	628,7641	1	0,19745	0,007042	0,010313	6,3	255,8	-0,964	-0,244	0,109	0,964	0,117	0,24	4. Apr.	29	18:55	19:23								
2025-03-10 18:40:00	0,003664	626,4608	1	0,20201	0,007178	0,015623	6,1	256	-0,965	-0,241	0,106	0,965	0,116	0,236	5. Apr.	29	18:56	19:24								
2025-03-10 18:41:00	0,003884	624,152	1	0,206678	0,007317	0,019643	5,9	256,2	-0,966	-0,238	0,103	0,966	0,116	0,232	6. Apr.	31	18:55	19:25								
2025-03-10 18:42:00	0,004094	621,8377	1	0,211455	0,007458	0,022966	5,8	256,4	-0,967	-0,235	0,1	0,967	0,115	0,228	7. Apr.	33	18:55	19:27								
2025-03-10 18:43:00	0,004296	619,5198	1	0,216345	0,007602	0,025808	5,6	256,5	-0,968	-0,232	0,098	0,968	0,115	0,224	8. Apr.	33	18:56	19:28								
2025-03-10 18:44:00	0,004491	617,1929	1	0,221335	0,007749	0,028253	5,4	256,7	-0,969	-0,228	0,095	0,969	0,114	0,219	9. Apr.	35	18:55	19:29								
2025-03-10 18:45:00	0,004648	614,8623	1	0,226473	0,007898	0,030373	5,3	256,9	-0,97	-0,225	0,092	0,97	0,113	0,215	10. Apr.	37	18:55	19:31								
2025-03-10 18:46:00	0,004864	612,5264	1	0,231717	0,008085	0,032232	5,1	257,1	-0,971	-0,222	0,089	0,971	0,113	0,211	11. Apr.	38	18:56	19:33								
2025-03-11 18:38:00	0,003311	632,2496	1	0,193473	0,006938	0,008662	6,6	256,1	-0,964	-0,239	0,114	0,964	0,11	0,241	12. Apr.	39	18:55	19:33								
2025-03-11 18:39:00	0,00357	629,9681	1	0,197946	0,007073	0,014487	6,4	256,2	-0,965	-0,236	0,111	0,965	0,109	0,237	13. Apr.	41	18:55	19:35								
2025-03-11 18:40:00	0,003796	627,6812	1	0,202525	0,00721	0,018782	6,2	256,4	-0,966	-0,233	0,108	0,966	0,109	0,233	14. Apr.	42	18:55	19:36								
2025-03-11 18:41:00	0,004007	625,3889	1	0,207212	0,007375	0,022275	6,1	256,6	-0,967	-0,23	0,106	0,967	0,108	0,229	15. Apr.	43	18:56	19:38								
2025-03-11 18:42:00	0,00421	623,0912	1	0,21201	0,007493	0,025245	5,9	256,8	-0,968	-0,227	0,103	0,968	0,108	0,225	16. Apr.	44	18:55	19:38								
2025-03-11 18:43:00	0,004405	620,788	1	0,21692	0,007638	0,027799	5,7	257	-0,969	-0,224	0,1	0,969	0,107	0,22	17. Apr.	45	18:55	19:39								
2025-03-11 18:44:00	0,004595	618,4795	1	0,221946	0,007786	0,030008	5,6	257,2	-0,97	-0,221	0,097	0,97	0,107	0,216	18. Apr.	44	18:56	19:39								
2025-03-11 18:45:00	0,00478	616,1657	1	0,227091	0,007936	0,031939	5,4	257,4	-0,971	-0,218	0,094	0,971	0,106	0,212	19. Apr.	45	18:56	19:40								
2025-03-11 18:46:00	0,004962	613,8465	1	0,232357	0,008089	0,033643	5,2	257,6	-0,972	-0,214	0,091	0,972	0,106	0,208	20. Apr.	45	18:55	19:39								
2025-03-11 18:47:00	0,00514	611,522	1	0,237747	0,008246	0,035151	5,1	257,8	-0,973	-0,211	0,089	0,973	0,105	0,204	21. Apr.	46	18:55	19:40								
2025-03-12 18:39:00	0,003205	635,6664	1	0,189571	0,006835	0,006724	6,9	256,3	-0,965	-0,235	0,119	0,965	0,103	0,242	22. Apr.	45	18:56	19:40								
2025-03-12 18:40:00	0,003475	633,4065	1	0,193959	0,006968	0,013237	6,7	256,5	-0,966	-0,232	0,117	0,966	0,103	0,238	23. Apr.	45	18:56	19:40								
2025-03-12 18:40:00	0,003706	631,4111	1	0,198451	0,007104	0,017859	6,5	256,7	-0,967	-0,229	0,114	0,967	0,102	0,234	24. Apr.	46	18:56	19:41								
2025-03-12 18:41:00	0,003919	628,8704	1	0,203049	0,007242	0,02154	6,4	256,9	-0,968	-0,226	0,111	0,968	0,102	0,23	25. Apr.	45	18:56	19:40								
2025-03-12 18:42:00	0,004123	626,5943	1	0,207756	0,007383	0,024646	6,2	257,1	-0,969	-0,222	0,108	0,969	0,101	0,226	26. Apr.	46	18:56	19:41								
2025-03-12 18:43:00	0,00432	624,3128	1	0,212573	0,007527	0,027315	6	257,3	-0,97	-0,219	0,105	0,97	0,1	0,221	27. Apr.	46	18:56	19:41								
2025-03-12 18:44:00	0,00451	622,026	1	0,217504	0,007674	0,029617	5,9	257,5	-0,971	-0,216	0,102	0,971	0,1	0,217	28. Apr.	46	18:56	19:41								
2025-03-12 18:45:00	0,004696	619,7339	1	0,222551	0,008223	0,031624	5,7	257,6	-0,972	-0,213	0,099	0,972	0,109	0,213	29. Apr.	46	18:57	19:42								
2025-03-12 18:46:00	0,004878	617,4365	1	0,227717	0,007975	0,033393	5,5	257,8	-0,973	-0,21	0,097	0,973	0,109	0,209	30. Apr.	46	18:57	19:42								
2025-03-12 18:47:00	0,005037	615,1338	1	0,232005	0,008129	0,034958	5,4	258	-0,974	-0,207	0,094	0,974	0,108	0,205	1. Mai.	46	18:56	19								

Corneal Irradiance (W/m ²)	DNI	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	S	Anzahl	Minuten im			
																Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im
2025-05-05 07:34:00	0,033971	693,3178	1	0,21814	0,008578	0,005355	13,7	80,9	0,96	0,153	0,236	-0,96	-0,269	0,083	27. Mai.	1	07:31	07:31	
2025-05-06 07:34:00	0,04188	696,129	1	0,21525	0,008498	0,012004	13,9	80,7	0,958	0,156	0,24	-0,958	-0,274	0,083	28. Mai.	2	07:31	07:32	
2025-05-06 07:38:00	0,033647	702,701	1	0,196575	0,007835	0,005949	14,5	81,5	0,957	0,144	0,251	-0,957	-0,272	0,1	29. Mai.	2	07:31	07:32	
2025-05-06 07:39:00	0,03494	704,3347	1	0,192166	0,007677	0,003521	14,7	81,6	0,957	0,141	0,254	-0,957	-0,271	0,104	30. Mai.	2	07:32	07:33	
2025-05-07 07:34:00	0,04222	697,5792	1	0,212402	0,008404	0,013999	14,1	80,5	0,957	0,16	0,243	-0,957	-0,279	0,084	31. Mai.	4	07:31	07:35	
2025-05-07 07:37:00	0,03896	702,4927	1	0,198461	0,007907	0,013651	14,6	81,1	0,956	0,15	0,252	-0,956	-0,277	0,096	1. Jun.	3	07:31	07:35	
2025-05-07 07:38:00	0,03837	704,1232	1	0,194016	0,007748	0,012493	14,7	81,2	0,956	0,147	0,254	-0,956	-0,276	0,1	2. Jun.	3	07:31	07:35	
2025-05-07 07:39:00	0,03688	705,75	1	0,189669	0,007592	0,010488	14,9	81,4	0,956	0,144	0,257	-0,956	-0,276	0,104	3. Jun.	3	07:31	07:35	
2025-05-07 07:40:00	0,03505	707,373	1	0,185417	0,007439	0,007254	15,1	81,6	0,955	0,141	0,26	-0,955	-0,275	0,109	4. Jun.	3	07:31	07:35	
2025-05-08 07:34:00	0,033872	700,3035	1	0,209668	0,008326	0,005809	14,3	80,3	0,955	0,163	0,247	-0,955	-0,283	0,084	5. Jun.	4	07:31	07:35	
2025-05-08 07:37:00	0,04087	705,1764	1	0,195921	0,007836	0,017835	14,8	80,9	0,955	0,154	0,255	-0,955	-0,282	0,097	6. Jun.	4	07:32	07:36	
2025-05-08 07:38:00	0,033972	706,7933	1	0,191537	0,007678	0,016989	14,9	81	0,954	0,15	0,258	-0,954	-0,281	0,101	7. Jun.	4	07:32	07:36	
2025-05-08 07:39:00	0,03832	708,4066	1	0,18725	0,007524	0,015415	15,1	81,2	0,954	0,147	0,261	-0,954	-0,28	0,105	8. Jun.	3	07:32	07:35	
2025-05-08 07:40:00	0,03676	710,0162	1	0,183058	0,007372	0,013208	15,3	81,4	0,954	0,144	0,263	-0,954	-0,28	0,109	9. Jun.	3	07:32	07:35	
2025-05-08 07:42:00	0,03239	713,2242	1	0,174946	0,007077	0,004131	15,6	81,8	0,953	0,138	0,269	-0,953	-0,279	0,117	10. Jun.	3	07:32	07:35	
2025-05-09 07:33:00	0,04635	700,0692	1	0,211745	0,008408	0,0233/4	14,3	80	0,954	0,169	0,247	-0,954	-0,288	0,081	11. Jun.	4	07:33	07:39	
2025-05-09 07:37:00	0,04185	706,5464	1	0,193462	0,007753	0,0213	15	80,7	0,953	0,157	0,258	-0,953	-0,286	0,097	12. Jun.	4	07:33	07:39	
2025-05-09 07:38:00	0,03884	708,1565	1	0,189138	0,007597	0,015792	15,1	80,8	0,953	0,154	0,261	-0,953	-0,286	0,101	13. Jun.	4	07:33	07:39	
2025-05-09 07:39:00	0,03936	709,763	1	0,184909	0,007444	0,01921	15,3	81	0,953	0,151	0,264	-0,953	-0,285	0,105	14. Jun.	4	07:33	07:39	
2025-05-09 07:40:00	0,03789	711,3658	1	0,180773	0,007294	0,017419	15,5	81,2	0,952	0,147	0,267	-0,952	-0,284	0,11	15. Jun.	4	07:33	07:39	
2025-05-09 07:42:00	0,03409	714,5604	1	0,172771	0,007002	0,01072	15,8	81,6	0,952	0,141	0,272	-0,952	-0,283	0,118	16. Jun.	4	07:34	07:40	
2025-05-09 07:43:00	0,03169	716,1521	1	0,168902	0,006861	0,00513	16	81,7	0,951	0,138	0,275	-0,951	-0,283	0,122	17. Jun.	5	07:33	07:40	
2025-05-10 07:33:00	0,04777	702,7224	1	0,209121	0,008335	0,02615	14,5	79,8	0,953	0,172	0,25	-0,953	-0,293	0,081	18. Jun.	5	07:33	07:40	
2025-05-10 07:37:00	0,04278	709,1466	1	0,191083	0,007686	0,024326	15,2	80,5	0,952	0,16	0,262	-0,952	-0,291	0,098	19. Jun.	5	07:33	07:40	
2025-05-10 07:38:00	0,04165	710,7435	1	0,186817	0,007531	0,023703	15,3	80,6	0,952	0,157	0,264	-0,952	-0,29	0,102	20. Jun.	5	07:34	07:41	
2025-05-10 07:39:00	0,04029	712,3368	1	0,182644	0,007379	0,022429	15,5	80,8	0,951	0,154	0,267	-0,951	-0,289	0,106	21. Jun.	5	07:34	07:41	
2025-05-10 07:40:00	0,03884	713,9265	1	0,178563	0,00723	0,020864	15,7	81	0,951	0,151	0,27	-0,951	-0,289	0,11	22. Jun.	5	07:34	07:41	
2025-05-10 07:42:00	0,03539	717,0947	1	0,170667	0,006941	0,015519	16	81,4	0,95	0,144	0,276	-0,95	-0,288	0,118	23. Jun.	5	07:34	07:41	
2025-05-10 07:43:00	0,03326	718,6733	1	0,166849	0,006801	0,011185	16,2	81,5	0,95	0,141	0,278	-0,95	-0,287	0,122	24. Jun.	5	07:34	07:41	
2025-05-10 07:44:00	0,03041	720,2482	1	0,163114	0,006663	0,003808	16,3	81,7	0,95	0,138	0,281	-0,95	-0,287	0,126	25. Jun.	5	07:35	07:42	
2025-05-11 07:33:00	0,04487	701,0614	1	0,206582	0,008249	0,022056	14,7	79,6	0,951	0,175	0,254	-0,951	-0,297	0,082	26. Jun.	5	07:35	07:42	
2025-05-11 07:37:00	0,04353	710,459	1	0,188781	0,007607	0,027033	15,4	80,3	0,95	0,163	0,265	-0,95	-0,295	0,098	27. Jun.	4	07:36	07:42	
2025-05-11 07:38:00	0,04238	712,0494	1	0,184572	0,007454	0,026412	15,5	80,5	0,95	0,16	0,268	-0,95	-0,294	0,102	28. Jun.	4	07:36	07:42	
2025-05-11 07:39:00	0,04103	713,6361	1	0,180454	0,007304	0,025268	15,7	80,6	0,95	0,157	0,27	-0,95	-0,294	0,106	29. Jun.	4	07:36	07:42	
2025-05-11 07:40:00	0,03964	715,2191	1	0,176426	0,007157	0,023851	15,9	80,8	0,95	0,154	0,273	-0,95	-0,293	0,111	30. Jun.	4	07:37	07:43	
2025-05-11 07:41:00	0,03802	716,7985	1	0,172476	0,007012	0,021736	16	81	0,949	0,151	0,276	-0,949	-0,293	0,115	1. Jul.	4	07:37	07:43	
2025-05-11 07:42:00	0,03633	718,3742	1	0,168632	0,006871	0,01922	16,2	81,2	0,949	0,148	0,279	-0,949	-0,292	0,119	2. Jul.	3	07:37	07:40	
2025-05-11 07:43:00	0,03437	719,9463	1	0,164863	0,006732	0,015663	16,4	81,3	0,949	0,144	0,282	-0,949	-0,292	0,123	3. Jul.	3	07:37	07:40	
2025-05-11 07:44:00	0,03188	721,5147	1	0,161177	0,006596	0,009675	16,5	81,5	0,948	0,141	0,284	-0,948	-0,291	0,127	4. Jul.	3	07:37	07:40	
2025-05-12 07:33:00	0,04726	705,3759	1	0,204127	0,008167	0,028121	14,9	79,4	0,95	0,178	0,257	-0,95	-0,301	0,082	5. Jul.	4	07:38	07:42	
2025-05-12 07:36:00	0,04543	710,1599	1	0,190805	0,006685	0,029885	15,4	79,9	0,949	0,169	0,265	-0,949	-0,3	0,095	6. Jul.	4	07:38	07:42	
2025-05-12 07:37:00	0,04421	711,7473	1	0,186556	0,007531	0,029491	15,5	80,1	0,949	0,166	0,268	-0,949	-0,299	0,099	7. Jul.	4	07:38	07:42	
2025-05-12 07:38:00	0,04303	713,3312	1	0,182401	0,00738	0,028852	15,7	80,3	0,949	0,163	0,271	-0,949	-0,299	0,103	8. Jul.	3	07:38	07:42	
2025-05-12 07:39:00	0,04172	714,9113	1	0,178335	0,007231	0,027821	15,9	80,4	0,949	0,16	0,274	-0,949	-0,298	0,107	9. Jul.	3	07:38	07:42	
2025-05-12 07:40:00	0,03992	716,4879	1	0,174359	0,007086	0,025516	16	80,6	0,948	0,157	0,276	-0,948	-0,298	0,111	10. Jul.	3	07:39	07:43	
2025-05-12 07:41:00	0,03874	718,0608	1	0,170469	0,006943	0,024562	16,2	80,8	0,948	0,154	0,279	-0,948	-0,297	0,115	11. Jul.	3	07:39	07:43	
2025-05-12 07:42:00	0,03712	719,63	1	0,166665	0,006803	0,022357	16,4	81	0,948	0,151	0,282	-0,948	-0,297	0,119	12. Jul.	4	07:39	07:43	
2025-05-12 07:43:00	0,03523	721,1956	1	0,162943	0,006665	0,01917	16,5	81,2	0,947	0,147	0,285	-0,947	-0,296	0,123	13. Jul.	4	07:39	07:43	
2025-05-12 07:44:00	0,033291	722,7575	1	0,159303	0,00653	0,01432	16,7	81,3	0,947	0,144	0,287	-0,947	-0,295	0,127	14. Jul.	2	07:40	07:41	