

Blendgutachten Solarpark Dietingen

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in der Nähe von Dietingen 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.....	7
3	Ermittlung 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	Ergebnisse	18
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, A81 südöstlich von PV-Feld Süd 2	19
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, A81 östlich von PV-Feld Süd 1.....	21
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, A81 östlich von PV-Feld Nord.....	23
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, K5506.....	24
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5 Gebäude westlich.....	24
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	25
6	Schlussbemerkung	25
7	Anhang (Auszug)	26 - 37

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der PV-Anlage Dietingen

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 1000 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Dietingen“ auf Verkehrsteilnehmer auf der A81 und der K5506 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 „Dietingen“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf der A81, K5506 und ggf. für 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 potentiellen 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 nördlich von Dietingen in Baden-Württemberg. Östlich der Flächen verläuft die Autobahn A81. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen nördlich von Dietingen in Baden-Württemberg. Die Flächen sind leicht abfallend nach Westen
Koordinaten (Mitte)	48.246°N, 8.644°O, 378 m ü. NN
Abstand zu A81	ca. 30 m – 45 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 690 m (nicht relevant)

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

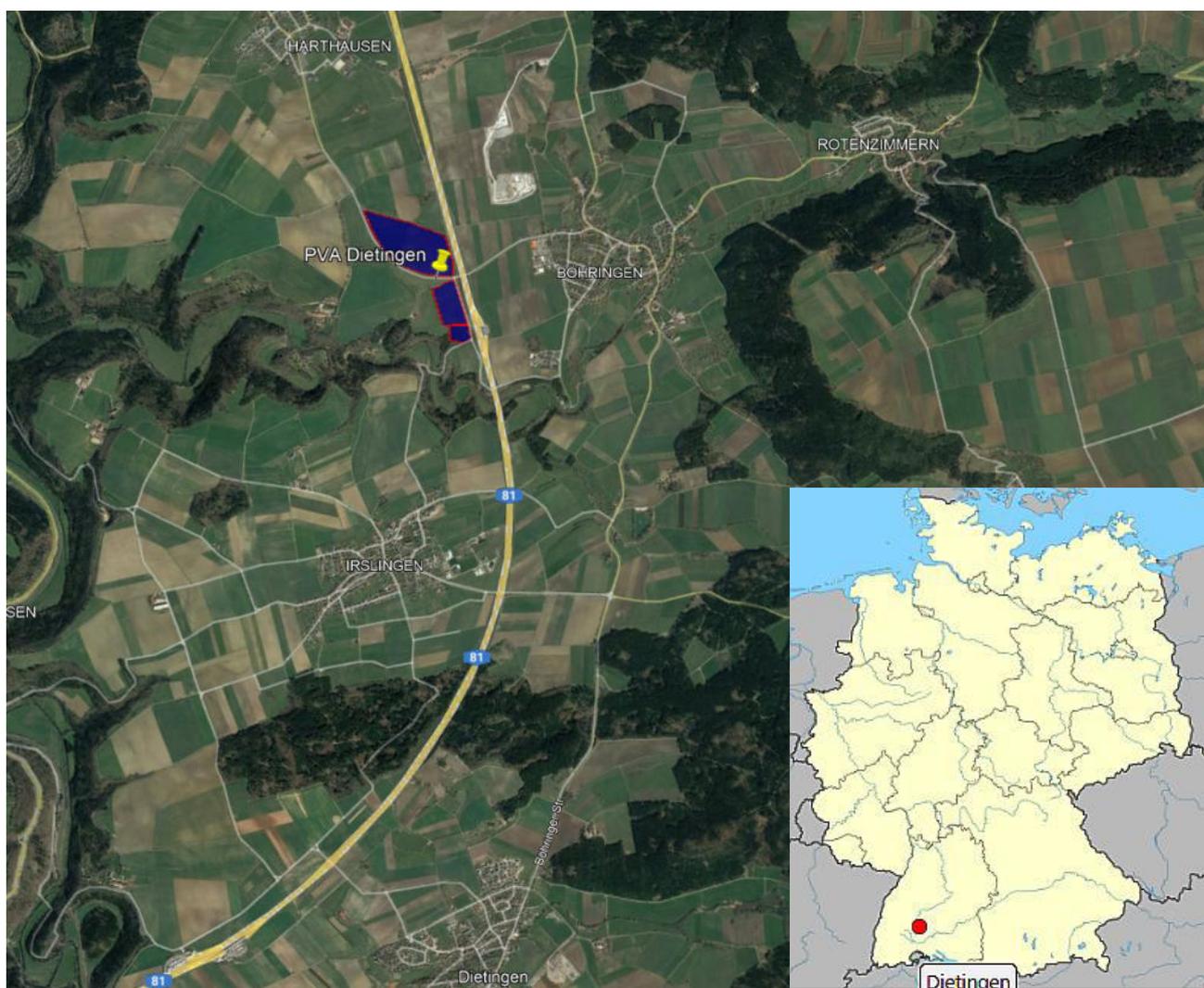


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

Übersicht über die geplante PV-Anlage und Umgebung.



Bild 2.1.2: PV-Flächen und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht

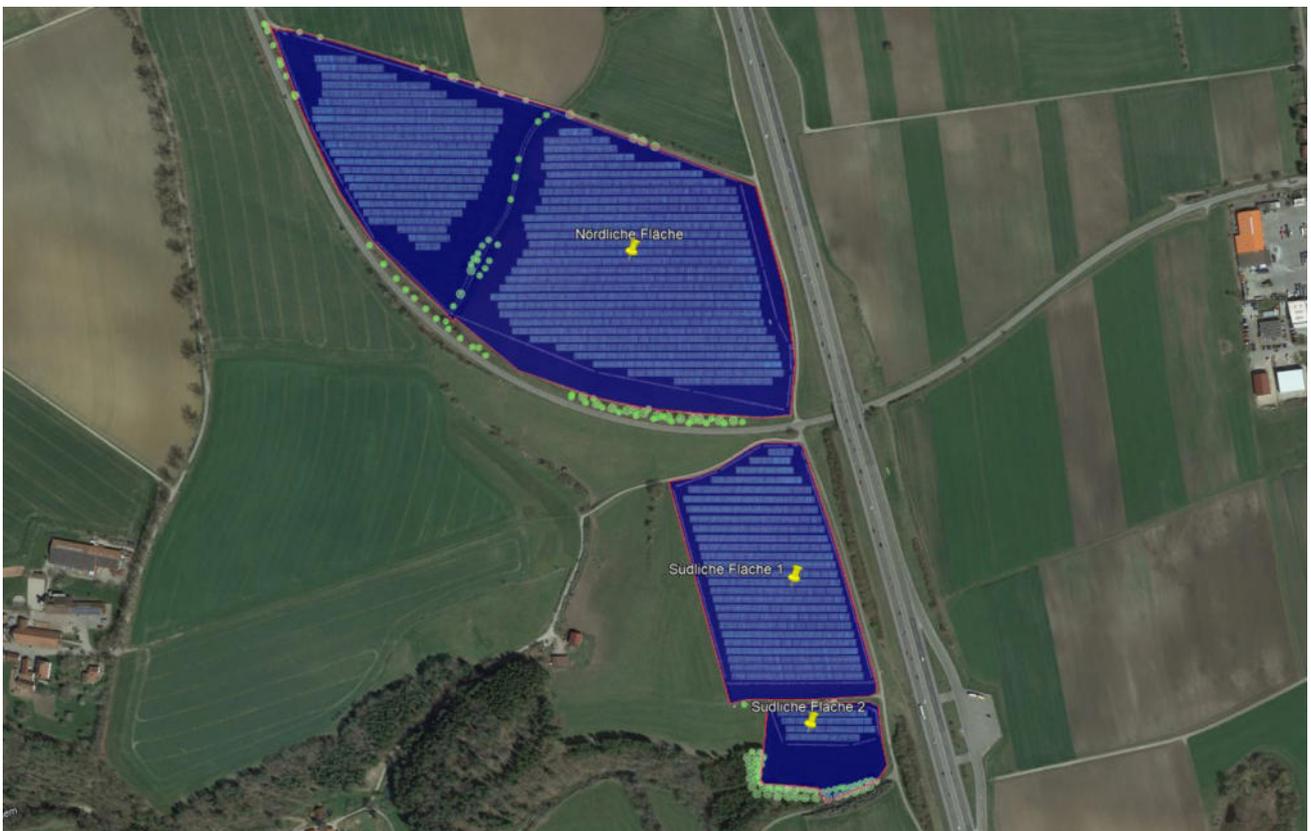


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV-Flächen

Fotos der PV-Flächen. Blick in Richtung Westen auf die nördliche PV-Fläche.



Bild 2.1.3: Foto der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, Juni 2022, Ausschnitt)

Blick in Richtung Westen auf die südliche PV-Fläche.



Bild 2.1.4: Foto der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, Juni 2022, Ausschnitt)

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 westlich gelegene Gebäude. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude evtl. von potentiellen Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden aber aufgrund der großen Entfernung sind diese zu vernachlässigen. Der Standort wird dennoch zu Kontrollzwecken analysiert. Andere Gebäude in der Umgebung sind aufgrund der Lage, des Einfallswinkels und der Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV-Anlage betroffen und werden nicht weiter analysiert. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.

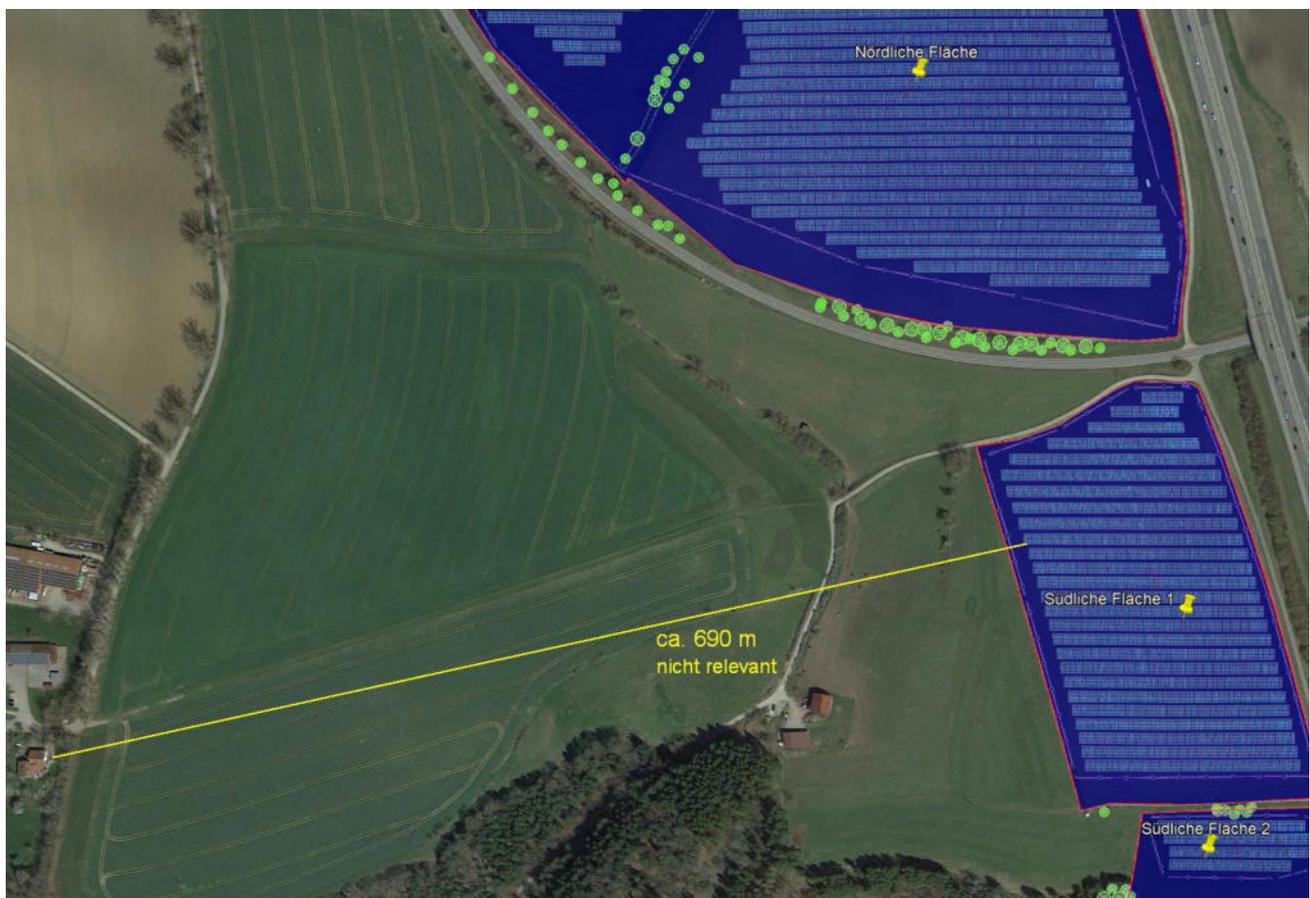


Bild 2.2.1: Westlich der PV-Anlage gelegene Gebäude (Quelle: Google Earth / SolPEG)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im über-
ragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als
Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig³ die grundsätzlich
fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleit-
linie können lediglich im Einzelfall als Orientierung herangezogen werden.

3.2 Blendwirkung von PV-Modulen

Vereinfacht ausgedrückt nutzen PV-Module das Sonnenlicht zur Erzeugung von Strom. Hersteller von
PV-Modulen sind daher bestrebt, dass möglichst viel Licht vom PV-Modul absorbiert wird, da mög-
lichst das gesamte einfallende Licht für die Stromproduktion genutzt werden soll. Die Materialforschung
hat mit speziell strukturierten Glasoberflächen (Texturen) und Antireflexionsschichten den Anteil des
reflektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV-Moduls:

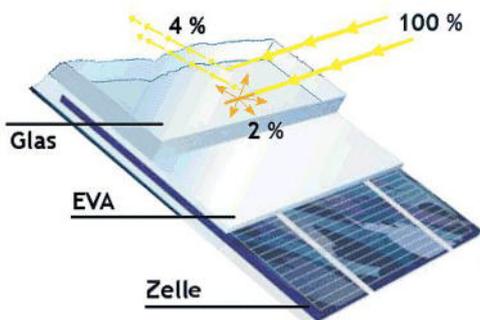


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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



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

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

3.3 Berechnung der Blendwirkung

Die Berechnung der Reflexionen von elektromagnetischen Wellen (auch sichtbares Licht) erfolgt nach anerkannten physikalischen Erkenntnissen und den entsprechend abgeleiteten Gesetzen (u.a. Reflexionsgesetz, Lambert'sches Gesetz) sowie den entsprechenden Berechnungsformeln.

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der 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 sind, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

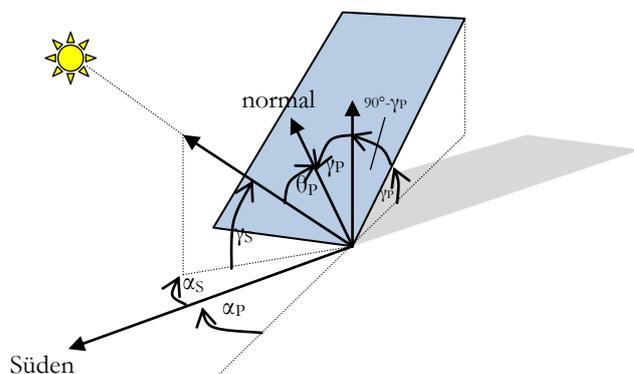


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

Die unter 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV-Modulen (Glasoberfläche, Antireflexionschicht) 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 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.

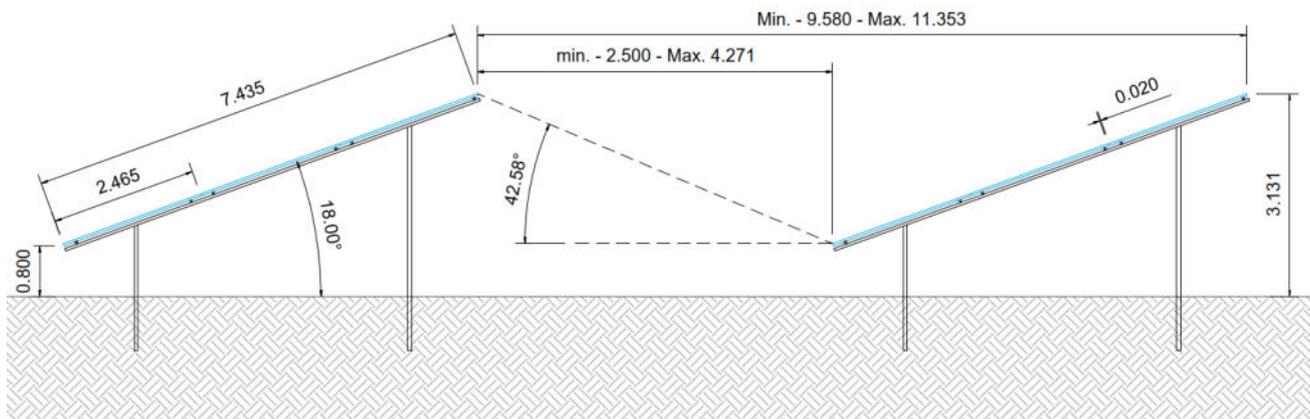


Bild 3.3.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung)

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

Tabelle 1: Berechnungsparameter

PV-Modul	JA Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	16° und Variante mit 18°
Höhe der Modulfläche über Boden	ca. 0,80 m - 3,15 m (3,8 m zulässige Gesamthöhe)
Höhe Messpunkte über GOK	2,5 m (Sitzhöhe LKW ⁷)
Relevanter Sichtwinkel/Sektor Straße	Fahrtrichtung $\pm 30^\circ$, 100 m Sichtweite

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

Lt. jüngsten Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes (FBA) sollen Einfallswinkel von bis zu $\pm 30^\circ$ als relevant angesehen werden. Obwohl die Basis für diesen Wert bislang nicht begründet wurde, wird dieser im vorliegenden Blendgutachten entsprechend berücksichtigt.

⁷ Eine Höhe von 2,5 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der meisten Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt nur ca. 1,30 m

⁸ Ein Aspekt ist die Anordnung und Anzahl der relevanten Schellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge

3.5 Standorte für die Analyse

Bei der Analyse von potentiellen 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 (360°), unabhängig von der Ausrichtung der Straße bzw. der Fahrtrichtung (RiFa) und unabhängig davon ob Reflexionen überhaupt wahrnehmbar sein können. Bei der anschließenden Analyse und Bewertung einer potentiellen 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 potentiellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur in besonderen Fällen untersucht.

Aufgrund der Anzahl der Flächen und aufgrund der räumlichen Ausdehnung der PV-Anlage Dietingen wurden für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 3 Messpunkte im Verlauf der Autobahn A81, 1 Messpunkt auf angrenzenden Straßen, sowie 1 Messpunkt im Bereich der umliegenden Gebäude. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich auch im Anhang. Weitere Standorte an Gebäuden oder Straßen 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 gewählten Messpunkte:

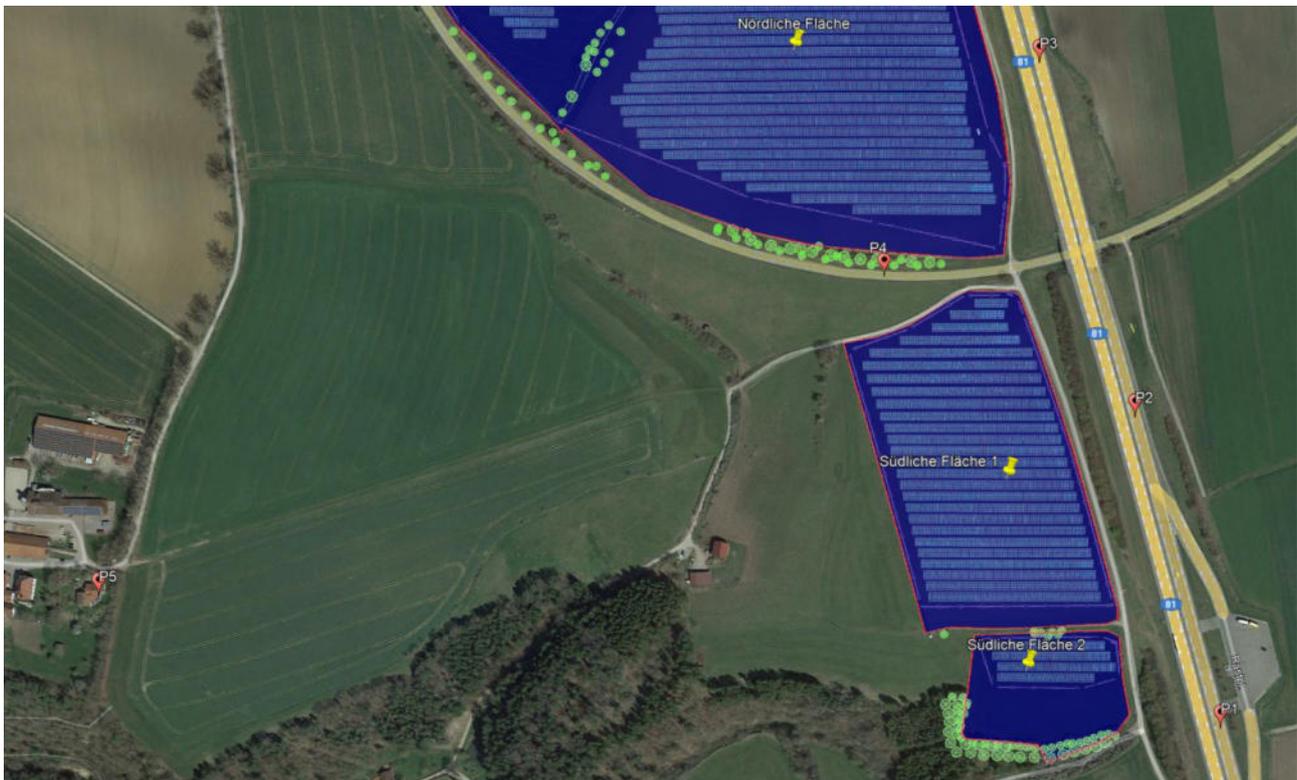


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV-Anlage und Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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 Licht-Leitlinie ist weder eine Norm noch ein Gesetz sondern lt. LAI Vorbemerkung "... **ein System zur Beurteilung der Wirkungen von Lichtimmissionen auf den Menschen**" welches ursprünglich für die Bemessung von Lichtimmissionen durch Flutlicht- oder Beleuchtungsanlagen von Sportstätten konzipiert wurde. Anlagen zur Beleuchtung des öffentlichen Straßenraumes, Blendwirkung durch PKW Scheinwerfer usw. werden nicht behandelt.

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

Im Zusammenhang mit der Übernahme zeitlicher Grenzwerte der Schattenwurfrichtlinie besteht noch Forschungsbedarf hinsichtlich der 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.**

Simulationssoftware

Die von der SolPEG seit 2015 in über 900 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar⁹ basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories¹⁰. Die Software wird mittlerweile auch von anderen Gutachtern verwendet und könnte als Stand der Technik bezeichnet werden obwohl (uns) Limitationen bekannt sind. Eine versierte Bedienung der Software ist unerlässlich für korrekte Ergebnisse.

Die Berechnungsformeln und auch die Ergebnisdarstellung der Simulationssoftware sind durch die US-Flugsicherheitsbehörde (FAA) zertifiziert und für Software ist für die Analyse von potenziellen Reflexionen von PV-Anlagen im Bereich von Flughäfen vorgeschrieben.

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

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 Skizze rechts zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

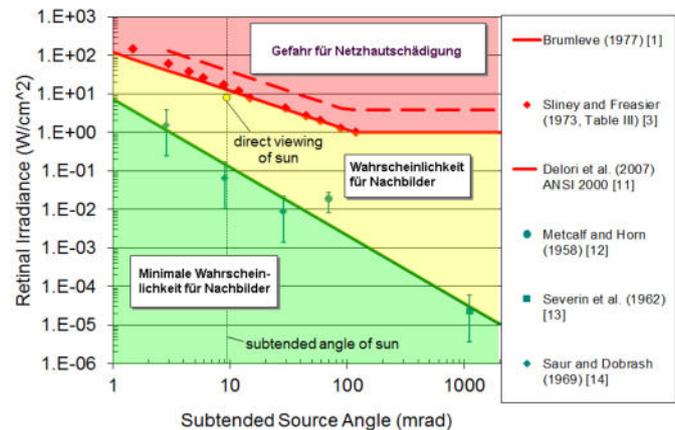


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen
(Quelle: Sandia National Laboratories)

Für die Simulation der potenziellen Reflexionen können in der Software verschiedene Parameter eingestellt bzw. angepasst werden. Für die vorliegende Analyse werden die Sonnenstände in 1-Minuten-Schritten für 1 Jahr simuliert und die Anzahl der Minuten mit Reflexionen an den jeweiligen Immissionsorten summiert. Im Ergebnis (Rohdaten) ist u.a. die Uhrzeit, die Intensität, die Vektoren der Sonnenstrahlen und der Reflexionen und andere Daten enthalten, die in weiteren Schritten analysiert, bewertet und dokumentiert werden.

⁹ <https://forgesolar.com> is based on the licensed software from Sandia National Laboratories.

¹⁰ Solar Glare Hazard Analysis Tool ("SGHAT") der Sandia National Laboratories: <https://www.sandia.gov/glare-tools>

Schutzwürdige Räume

In der LAI Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belastigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt¹¹ 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 Relation 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 ist die Empfehlung der LAI Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf den Schienen- und Straßenverkehr übertragbar. Gleichzeitig fehlt ohne fachliche Grundlage eine Rechtfertigung für die Vorgabe, dass jegliche Reflexionen in beliebiger Entfernung ausgeschlossen werden müssen. Daher müssen die reinen Simulationsergebnisse stets im Kontext betrachtet und im Einzelfall bewertet werden.

Einfallswinkel der Reflexion

Die Fachliteratur enthält keine konkreten Untersuchungen und Aussagen zur Berechnung und Beurteilung von Blendwirkungen durch reflektiertes Sonnenlicht im Straßenverkehr bzw. bei Fahrzeugführern. Auch unter den Experten gibt es bislang keine einheitliche Meinung, ab welchem Einfallswinkel eine Reflexion bei Tageslicht als objektiv störend empfunden wird. Dementsprechend existieren keine verbindlichen Vorgaben zum „relevanten Sichtwinkel“ in Bezug auf Reflexionen.

U.a. im Bereich der Humanmedizin wird überwiegend angenommen, dass (starke) Lichtquellen in einem Winkel von ca. $\pm 20^\circ$ und mehr zur Blickrichtung keine relevante Beeinträchtigung der Sehfähigkeit darstellen. Dabei spielt die Anordnung und Anzahl der Sehzellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge eine wesentliche Rolle, da die Dichte der Helligkeitsrezeptoren (Zapfen) außerhalb des zentralen Schärfepunktes (Fovea Centralis) abnimmt.

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 (temporäre Nachbilder). Aufgrund dieser Aspekte kann der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von $\pm 20^\circ$ um die Fahrtrichtung und 100 m Sichtweite definiert werden. Lt. Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes (FBA, Stand 29.04.2024) sollen auf Autobahnen Einfallswinkel von bis zu $\pm 30^\circ$ als relevant angesehen werden. Dieser Wert wurde nicht durch wissenschaftlich anerkannte Untersuchungen mit objektiven Probanden unterschiedlicher Altersgruppen ermittelt. Es handelt sich eher um einen Mehrheitsbeschluss oder Konsens u.a. auch mit Hinweis auf andere, ebenfalls nicht wissenschaftlich fundierte Quellen¹² oder auf sachfremde Untersuchungen aus denen Ergebnisse abgeleitet wurden.

Obwohl bislang keine belastbaren Quellen/Begründungen vorhanden sind, wird der vom FBA vorgegebene Wert im vorliegenden Blendgutachten berücksichtigt, es erfolgt allerdings eine Einzelfallbewertung.

¹¹ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

¹² Keine bzw. keine wissenschaftlich fundierte Angabe zum Einfallswinkel in der LAI Lichtleitlinie (Deutschland, 2012) und in der (teils wortgleich) übernommenen OVE-Richtlinie R 11 (Österreich, 2016/2022)

Höhe der Messpunkte

Aufgrund fehlender Vorgaben wurde für die Analyse von ortsfesten Messpunkten in schutzwürdigen Zonen eine Höhe von 2,0 m über GOK festgelegt. Dies ist ein konservativer Ansatz da die durchschnittliche Personengröße (Median) darunter liegt. Männer: ca. 178 cm, Frauen ca. 165 cm. Auch für den Schienen- und Straßenverkehr existieren keine verbindlichen Vorgaben. Für den Straßenverkehr gibt die FGSV¹³ eine Augpunkt von 1,2 m – 1,4 m für PKW an - ein Wert, der vor über 50 Jahren auf Basis damaliger Repräsentativfahrzeuge bestimmt wurde. Konkrete Vorgaben zur Augenhöhe bei Lkw, Vans, SUVs oder Transportern fehlen. Basierend auf Schätzungen wurde für die Simulation der Immissionsorte eine Augpunkthöhe von **2,5 m** über GOK festgelegt. Dies ist ein konservativer Ansatz, da bei über 85% der Verkehrsteilnehmer (PKW) der durchschnittliche Augpunkt deutlich tiefer liegt. Eine pauschale Aussage, dass ein höherer Standort mehr Reflexionen erfährt, ist nicht zulässig.

Entfernung zur Immissionsquelle

Lt. Licht-Leitlinie (Zitat) "erfahren [ortsfeste] 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 Simulation werden grundsätzlich alle Reflexionen berechnet, die nach dem Reflexionsgesetz physikalisch an einem Messpunkt auftreten können – unabhängig von der Richtung und der tatsächlichen Wahrnehmbarkeit. Daher sind die berechneten Werte als konservativ oder extrem einzustufen und werden gegebenenfalls relativiert. In weiteren Ausführungen werden Konstellationen beschrieben, unter denen Reflexionen überhaupt auftreten können. Reflexionen werden geringer gewichtet, wenn die Immissionsquelle mehr als 100 m entfernt ist. Mangels fehlender wissenschaftlicher Untersuchungen orientiert sich der Wert an den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie. Der Wert ist jedoch nicht unumstritten und daher erfolgt daher eine Einzelfallbewertung.

Beim Schienen- und Straßenverkehr wird in erster Linie die Fahrtrichtung untersucht, bei der Reflexionen wahrnehmbar sein können (worst-case-Dokumentation). Außer bei Ost-West Verlauf der Strecke treten in der jeweiligen Gegenrichtung üblicherweise weniger oder keine Reflexionen auf, weshalb solche Konstellationen nur in Ausnahmefällen beschrieben werden. Auch im Schienen- und Straßenverkehr bzw. bei beweglichen Immissionsorten werden Reflexionen als unkritisch bewertet bzw. geringer gewichtet wenn die Immissionsquelle mehr als 100 m entfernt ist.

Sofern die Ausrichtung (Azimut) der Fahrbahn /Bahnstrecke in einem Streckenabschnitt unverändert ist, ist es ausreichend einzelne, repräsentative Messpunkte in diesem Abschnitt zu untersuchen. Die Einfallswinkel sind relativ zur Immissionsquelle und bleiben unverändert wenn sich die Position des jeweiligen Messpunktes verschiebt. Es ist nicht zielführend mehrere/weitere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Simulationsergebnisse nur unwesentlich voneinander abweichen.

In kurvenreichen Abschnitten ist die Situation anders.

¹³ Forschungsgesellschaft für **Straßen- und Verkehrswesen** <https://www.fgsv.de>, **Richtlinien RAS/RAI/RAA**

Limitierungen

Es gibt zahlreiche Datenquellen und Klimamodelle (z.B. TMY¹⁴) die belegen, dass - trotz fortschreitendem Klimawandel - im Jahresverlauf eine teilweise erhebliche Wolkenbedeckung vorhanden ist. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2024 eine mittlere Wolkenbedeckung¹⁵ von ca. 68,8 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den langjährigen Zeitraum 1991-2020 liegt bei 62,5 % - 75 %.

Lt. LAI Lichtleitlinie soll die Simulation zu jedem Zeitpunkt von sog. „clear-sky“ Bedingungen ausgehen, d.h. einem wolkenlosen Himmel und maximaler Sonneneinstrahlung. Dies entspricht jedoch nicht den realen Wetterbedingungen, insbesondere in den Morgen- oder Abendstunden, in denen Reflexionen auftreten können. Witterungseinflüsse wie z.B. Frühnebel, Dunst oder besondere, lokale Wetterphänomene bleiben unberücksichtigt.

Auch technische Einschränkungen der Simulationssoftware verhindern die Berücksichtigung solcher Faktoren. Daher stellt das Simulationsergebnis stets die maximal mögliche Blendwirkung dar, was nicht der Realität entspricht. Die rechnerisch ermittelten Werte müssen deshalb im Einzelfall bewertet werden.

Aber auch der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel, Bäume oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Es ist möglich Hindernisse zu modellieren aber z.B. Vegetation, die im Laufe des Jahres einen unterschiedlichen Grad an Sichtschutz bietet, kann nur unzureichend nachgebildet werden. Derartige Limitierungen sind auch bei anderen Simulationsprogrammen zu finden. Eine realitätsnahe Simulation ist mit der aktuell verfügbaren Simulationssoftware nur begrenzt möglich.

In der LAI Lichtleitlinie wird eine blickdichte Bepflanzung als Sichtschutzmaßnahme explizit vorgeschlagen und akzeptiert aber im Bereich von Autobahnen kann lt. Vorgaben des FBA (Fernstraßenbundesamtes) bestehende Vegetation und auch blickdichtes Straßenbegleitgrün nur dann als Sichtschutz berücksichtigt werden, wenn es sich um Wald ähnliche Vegetation handelt, die nicht ohne weiteres entfernt/gerodet werden kann.

Bei PV-Anlagen im Randbereich von Bahnstrecken sind ähnliche Aspekte zu berücksichtigen. Im Gegensatz zum Fernstraßenbundesamt verfolgt die Deutsche Bahn allerdings eine pragmatische Lösung bei der nicht im Vorwege auch selbst höchst unwahrscheinliche Konstellationen auszuschließen sind. Die Formulierung der Deutschen Bahn kann richtungsweisend auch für andere Bauvorhaben passen.

(Zitat): Sie [PV-Anlagen] sind in ihrer Farbgebung und Strahlrichtung so anzuordnen, dass jegliche Signalverwechslung und Blendwirkung ausgeschlossen ist. **Sollte sich nach der Inbetriebnahme eine Blendung herausstellen, so sind vom Bauherrn entsprechende Abschirmungen anzubringen.**

¹⁴ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

¹⁵ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

Mittelwert 2023: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2024_17.png

Langjähriges Mittel 1991-2020: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/zeitreihen/rcc_eude_cen_cfc_refc9120_17.png

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV-Anlage Dietingen wird für 5 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 der Straße ist auf 2,5 m über GOK festgelegt. Dies entspricht der Sitzhöhe (Augpunkt) LKW und ist ein eher konservativer Ansatz, da die Sitzhöhe bei der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt.

Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann. Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.3 auch als farbige Flächen dargestellt:

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

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der LAI Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen die im „nächtlichen Zeitfenster“ von 22:00 – 06:00 Uhr auftreten würden, sind zu relativieren bzw. zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse 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 2: Details zu den einzelnen Messpunkten (Immissionsorten):

Messpunkt Bezeichnung	Breitengrad [°N]	Längengrad [°O]	Geländehöhe ¹⁶ ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 A81 südöstlich PV-Süd 2	48.242590	8.648074	572,3	574,8	nicht relevant ^W
P2 A81 östlich PV-Süd 1	48.245046	8.647053	573,96	576,46	nicht relevant ^W
P3 A81 östlich PV-Nord	48.247838	8.645910	575,65	578,15	nicht relevant ^W
P4 K5506 südlich PV-Nord	48.246166	8.644117	570,07	572,57	-
P5 A81 Gebäude westlich	48.243654	8.634897	586,80	588,80	-

^W = Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen, ^S = Sichtschutz oder Geländestruktur, - = nicht nachweisbar

¹⁶ GPS Längengrad, Breitengrad und Höhenangaben gemäß Google Earth Datenbasis (WGS84 / World Geodetic System 1984)

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, A81 südöstlich von PV-Feld Süd 2

Generell umfasst der für Fahrzeugführer relevante Sichtwinkel/Sektor einen Bereich von $\pm 30^\circ$, relativ zur Fahrtrichtung und **100 m** Sichtweite. Reflexionen, die außerhalb dieses Bereiches/Sektors auftreten sind als nicht relevant anzusehen da kein ausreichendes Gefährdungspotenzial vorhanden ist.

Am Messpunkt P1 auf der A81 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 28. April - 14. August, zwischen 19:18 - 19:57 Uhr, für max. 26 Minuten aus westlicher Richtung durch das PV-Feld Süd 2 auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Norden mit ca. -47° bis -62° links (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors (siehe oben) und daher sind potentielle Reflexionen nicht relevant. Bei der Fahrt Richtung Süden sind die Einfallswinkel nochmals größer ($+180^\circ$) und daher sind potenzielle Reflexionen dementsprechend nochmals weniger relevant.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage bzw. eine Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

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

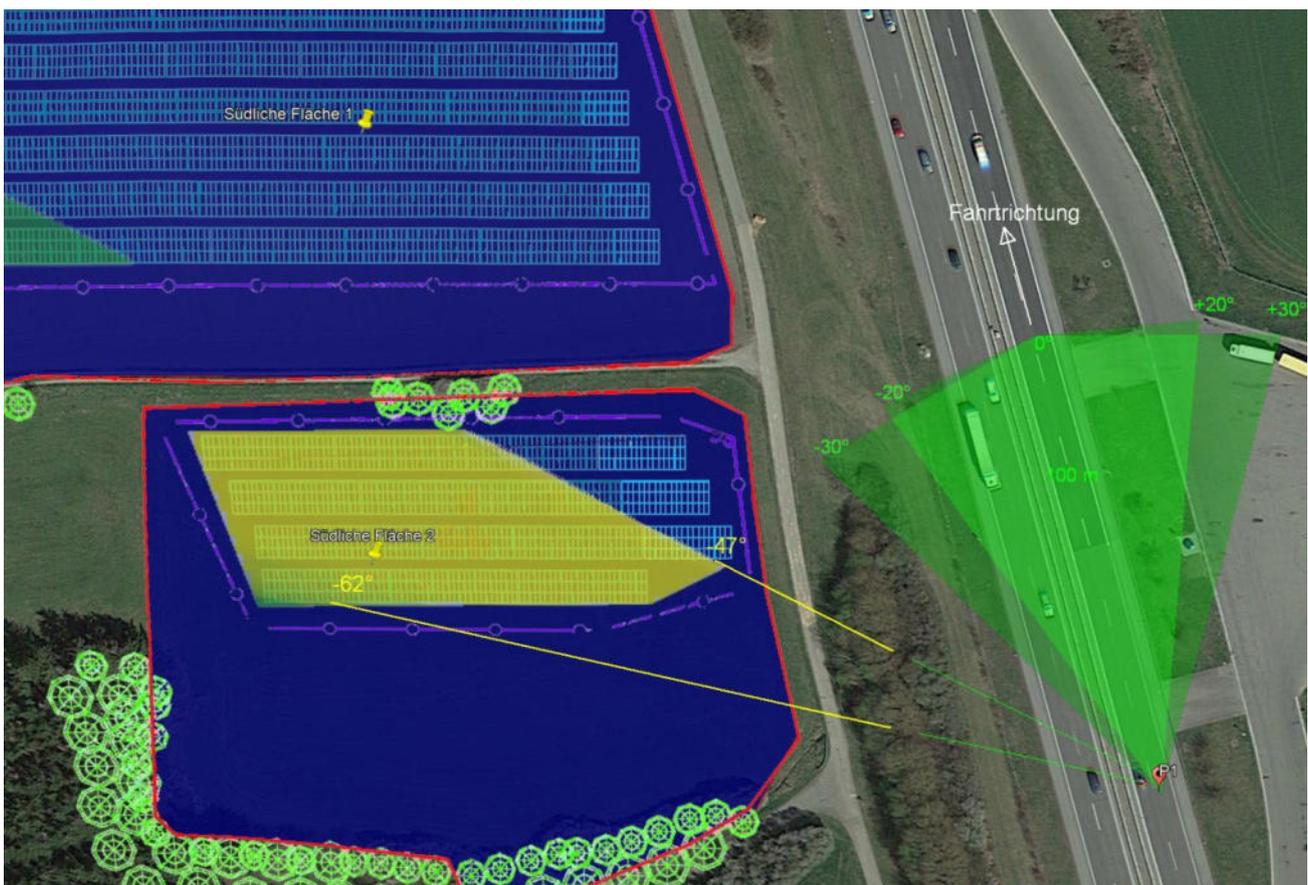


Bild 4.1.1: Simulation am Messpunkt P1, Fahrt Richtung Norden (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich westlich der Fahrbahn, können Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten.

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P1 aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position¹⁷ (ca. 2,5 m – 3 m) bei der Fahrt Richtung Norden. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Potenzielle Reflexionen wären weiter links außerhalb des relevanten Sichtwinkels.

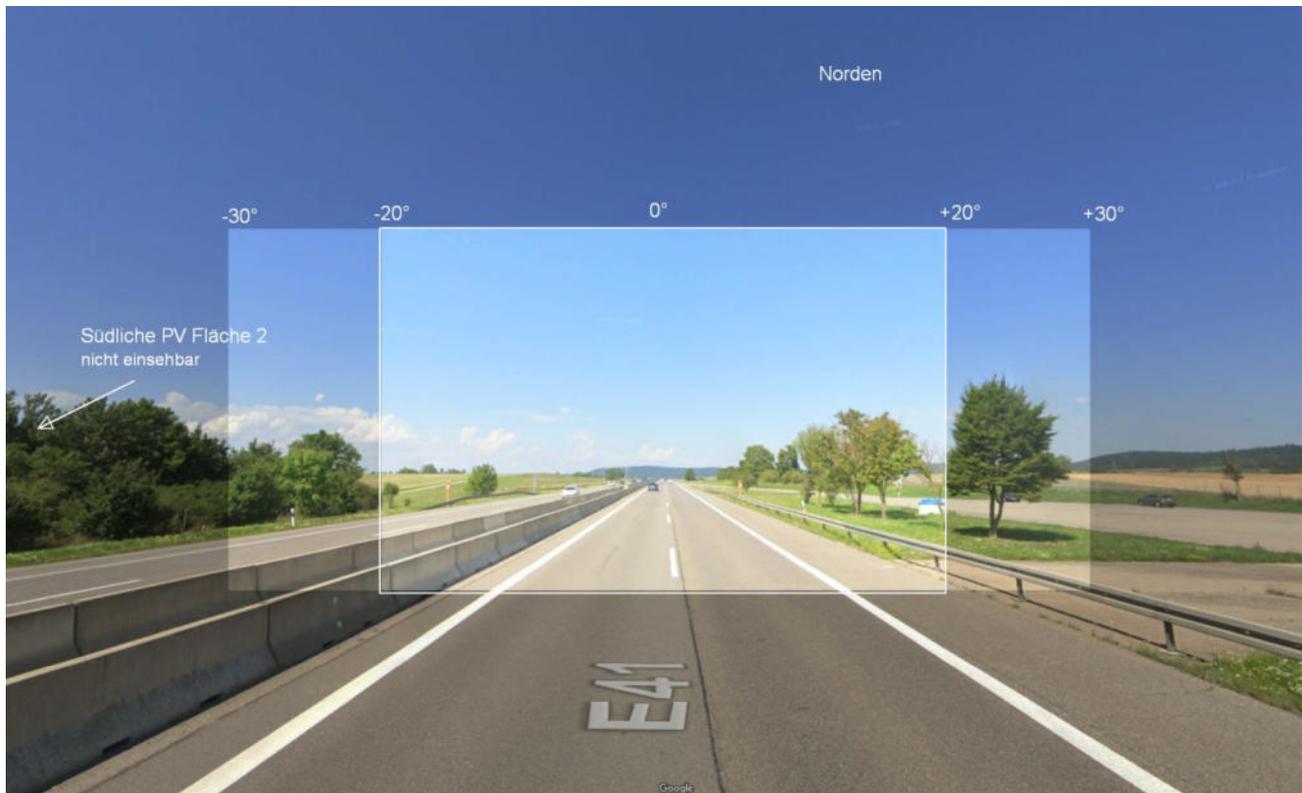


Bild 4.1.2: Foto am Messpunkt P1 (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

Das Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV-Anlage aufgrund von ausgeprägtem Straßenbegleitgrün nicht einsehbar ist. Lt. Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes ist auch blickdichter Bewuchs nicht als Sichtschutz anzusehen. Aber selbst wenn der Bereich komplett gerodet werden sollte, sind potenzielle Reflexionen aufgrund der Einfallswinkel nicht relevant.

¹⁷ Angaben lt. Beschreibung der Google StreetView Fotoerfassung

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, A81 östlich von PV-Feld Süd 1

Am Messpunkt P2 auf der A81 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 12. April - 29. August, zwischen 19:11 - 19:39 Uhr, für max. 11 Minuten aus westlicher Richtung durch das PV-Feld Süd 1 auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Norden mit ca. -49° bis -64° links (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings auch in diesem Abschnitt deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors und daher sind potentielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant. Bei der Fahrt Richtung Süden sind die Einfallswinkel nochmals größer und dementsprechend sind potenzielle Reflexionen nochmals weniger relevant.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage bzw. eine Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

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

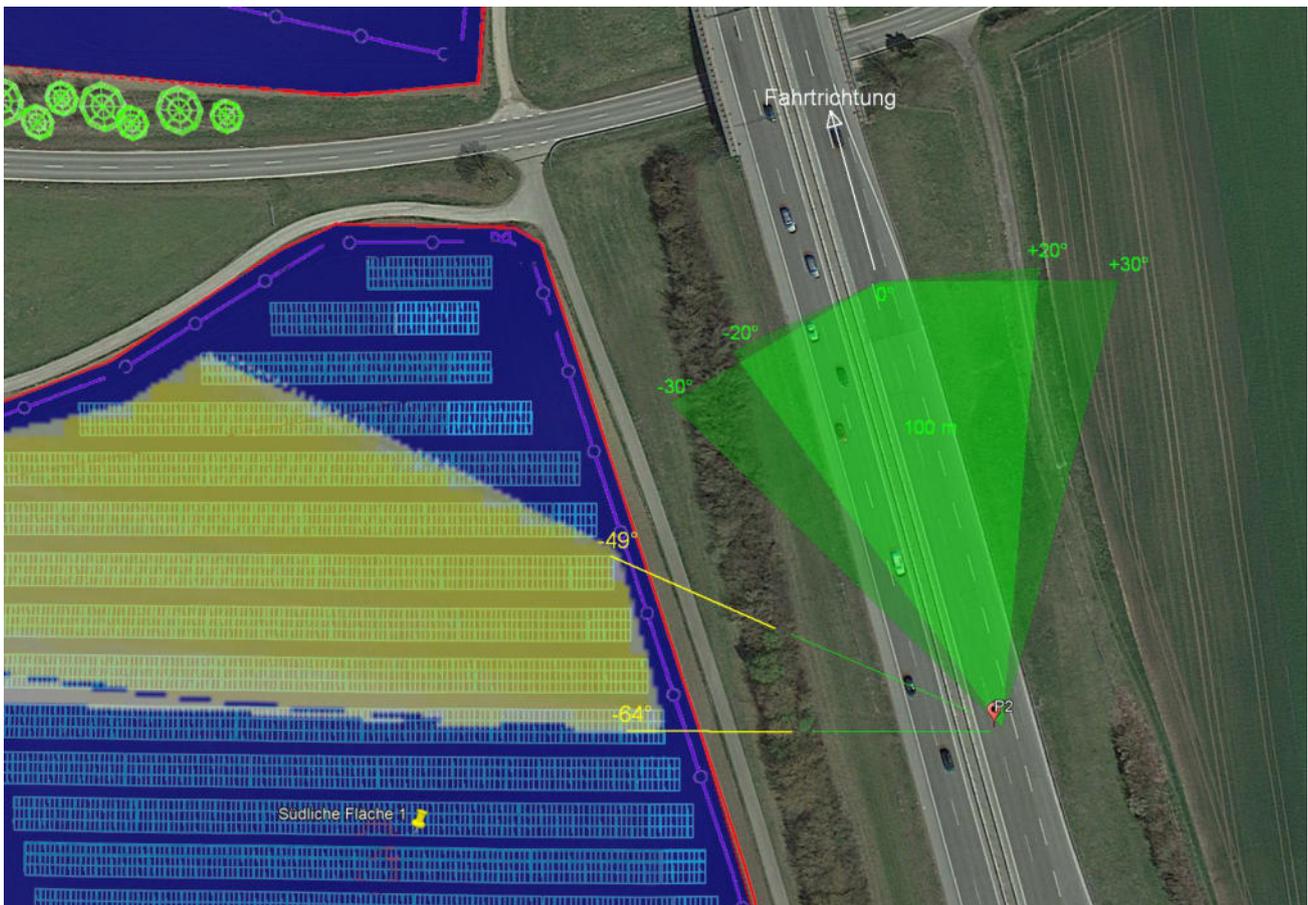


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Norden (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich westlich der Fahrbahn, können Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten.

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P2 aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position (ca. 2,5 m – 3 m) bei der Fahrt Richtung Norden. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV-Anlage teilweise links im Bild sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen liegen außerhalb des relevanten Sichtwinkels.



Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2 (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, A81 östlich von PV-Feld Nord

Am Messpunkt P3 auf der A81 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 30. April - 12. August, zwischen 19:36 - 20:21 Uhr, für max. 30 Minuten aus westlicher Richtung durch das PV-Feld Nord auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Norden allerdings auch in diesem Abschnitt deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors und daher sind potentielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant. Bei der Fahrt Richtung Süden sind die Einfallswinkel nochmals größer und dementsprechend nochmals weniger relevant.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage bzw. eine Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P3 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

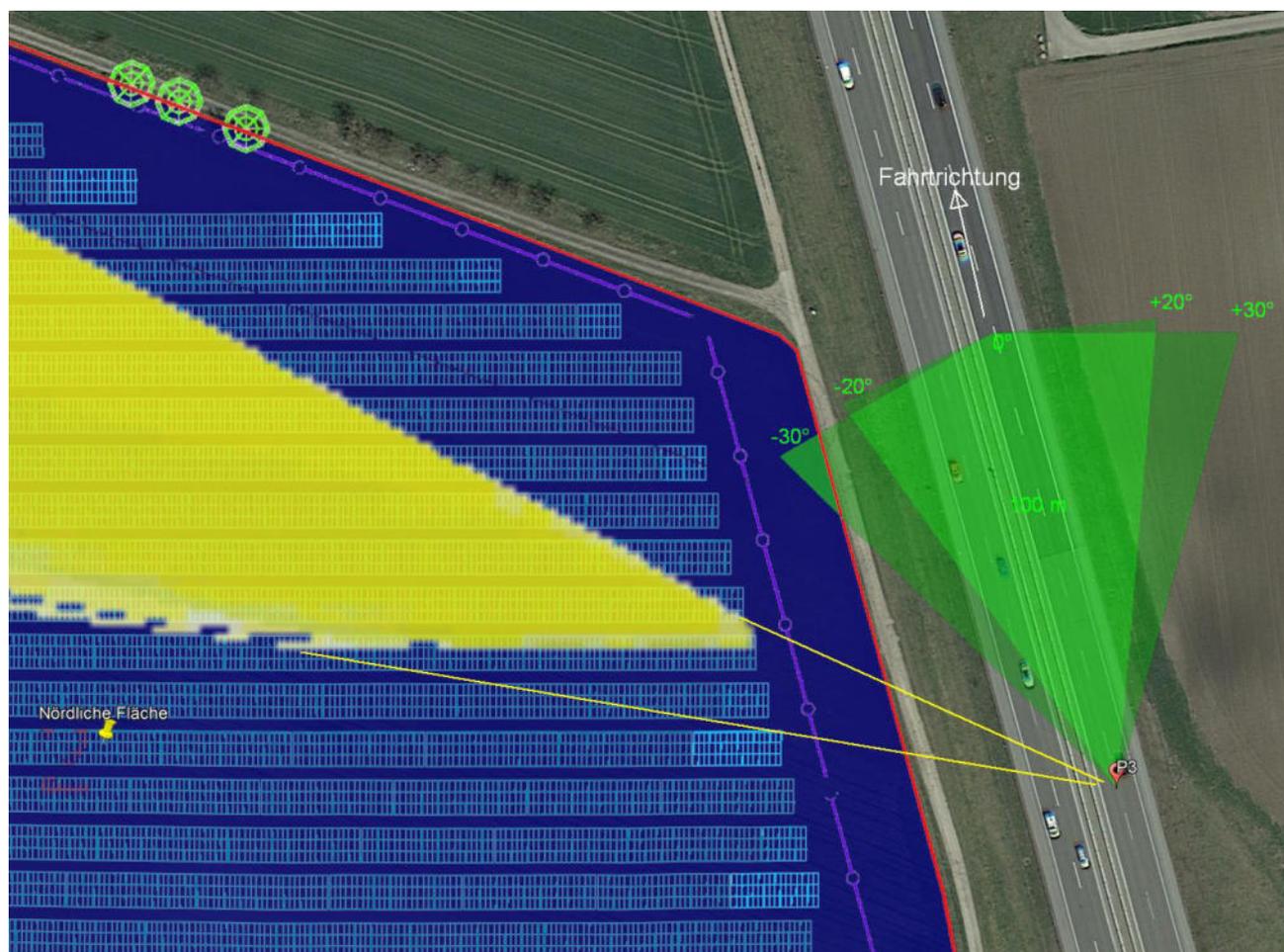


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P3, Fahrt Richtung Norden (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich westlich der Fahrbahn, können Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, K5506

Am Messpunkt P4 auf der K5506 sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Aufgrund des Geländeverlaufes besteht überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Fläche der PV-Anlage und daher kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage bzw. eine Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

Das folgende Foto zeigt den Blick von Osten nach Westen auf das PV-Feld Nord. Das Foto verdeutlicht den Höhenunterschied zwischen der K5506 und der PV-Anlage.

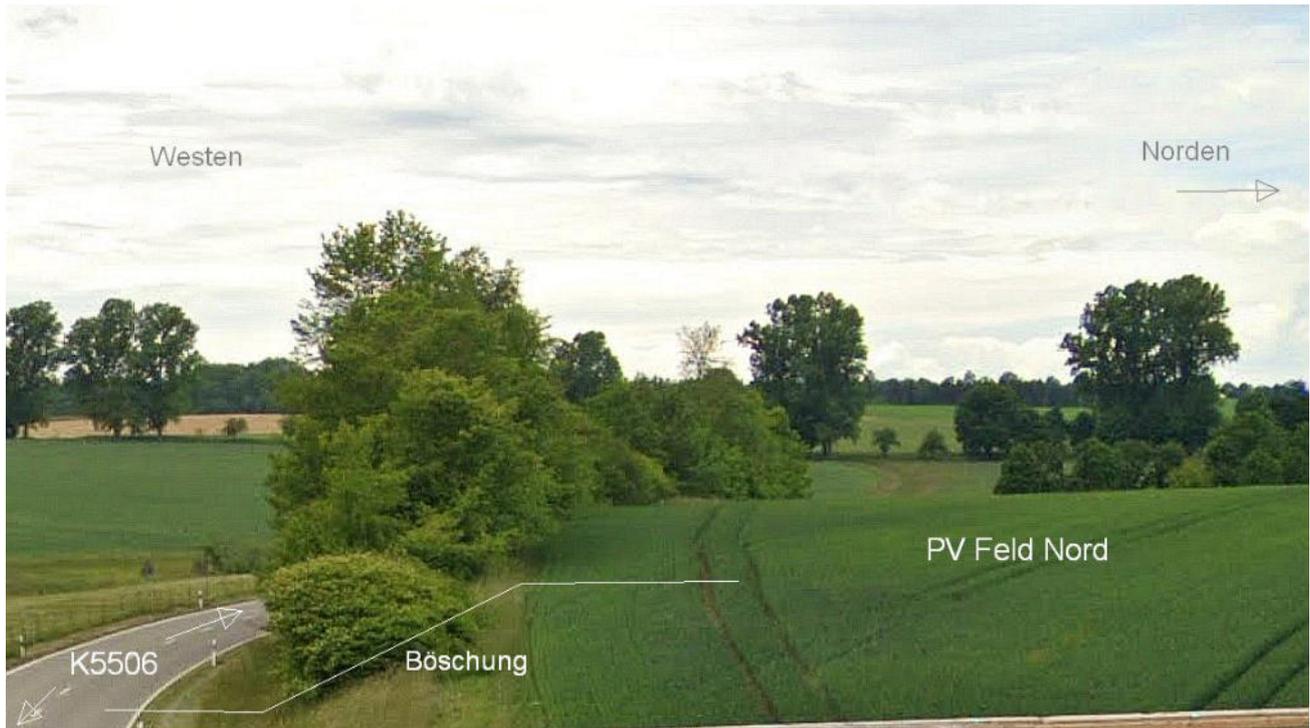


Bild 4.4.1: Foto von Osten nach Westen auf die PV-Fläche Nord (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5 Gebäude westlich

Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude von Hofgut Ramstein, ca. 490 m westlich der PV-Anlage, wurde zu Kontrollzwecken untersucht, da aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz kaum mit Reflexionen durch die PV-Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine relevanten Ergebnisse. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann auch aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle von über 490 m ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

Andere Gebäude in der Umgebung sind aufgrund der Lage, des Einfallswinkels und der Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV-Anlage betroffen und werden nicht weiter analysiert.

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 „Dietingen“ mit dem Einsatz von hochwertigen PV-Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von Reflexionen vorgesehen.

Die Simulation von potentiellen Reflexionen und die Analyse der Ergebnisse wurde für 5 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV-Anlage durchgeführt. Dabei wurden die jüngsten Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes in Bezug auf relevante Einfallswinkel, Straßenbegleitgrün usw. berücksichtigt.

Im Verlauf der Autobahn A81 können rein rechnerisch in geringem Umfang Reflexionen durch die PV-Felder auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz sind für den Gegenverkehr keine Reflexionen im Seiten- und Rückspiegel nachweisbar. Im Verlauf der K5506 sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine gefährdende Blendwirkung kann ausgeschlossen werden.

Im Bereich der Gebäude von Hofgut Ramstein sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Im weiteren Umfeld sind keine schutzwürdigen Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden und/oder diese sind nicht von Reflexionen betroffen.

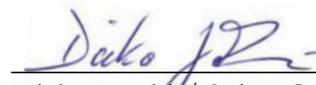
Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Realität keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

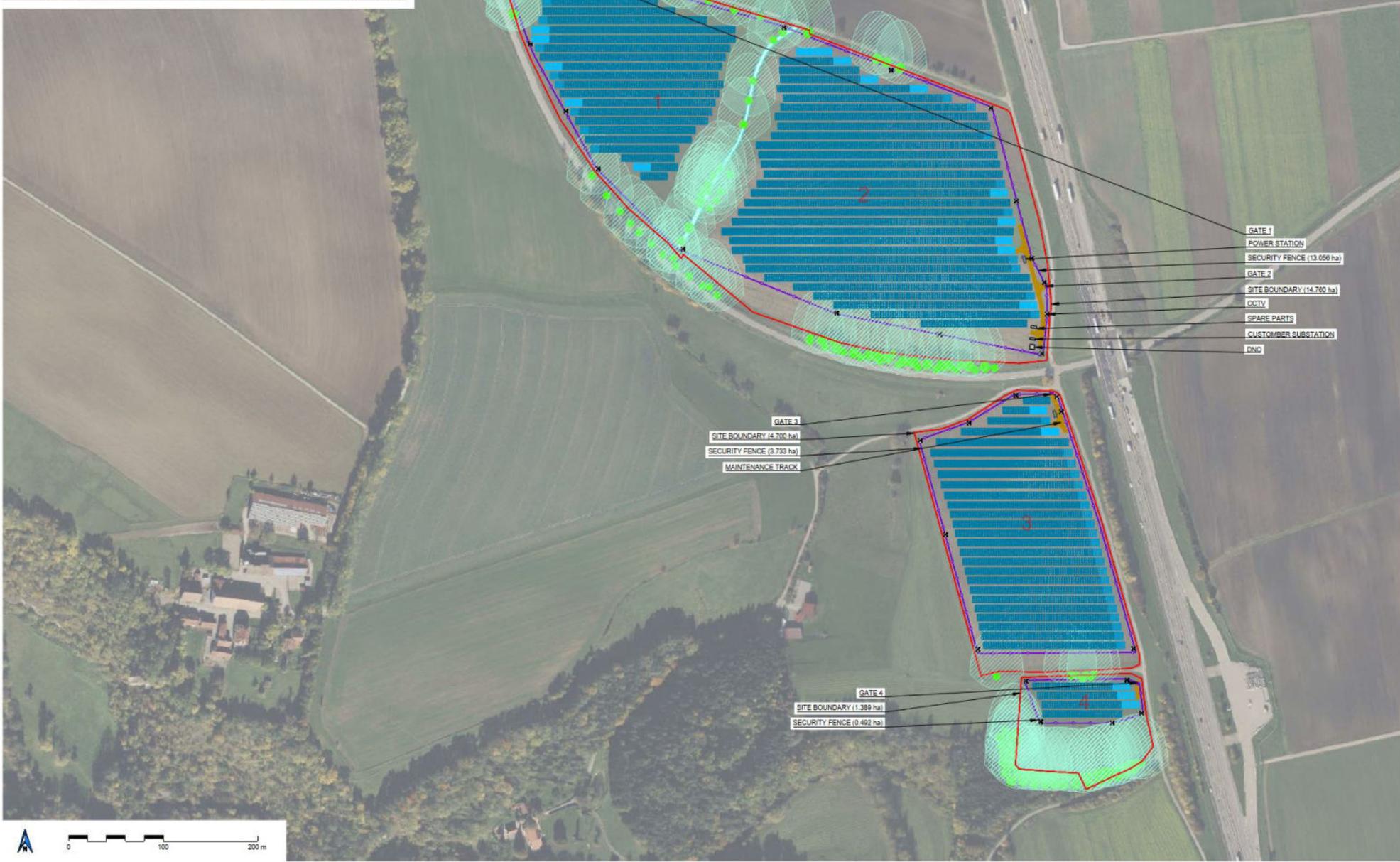
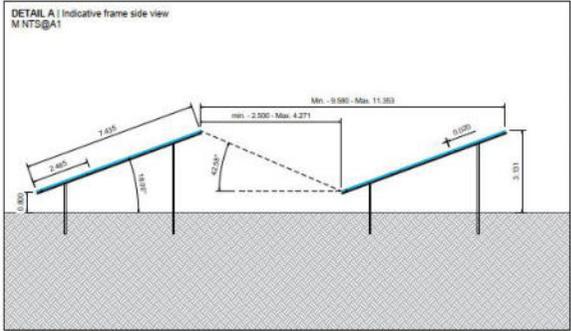
Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

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 23.04.2025


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH



- Notes:**
- All dimensions to be confirmed on site prior to installation.
 - All dimensions are indicative only and in m unless otherwise specified.
 - Drawing based on satellite data.
Imagery date: 2023

Reference drawing:

Drawing No.	Description	Date
01	Site plan	11.08.2023
02	Layout plan	11.08.2023
03	Electrical layout	11.08.2023
04	Structural layout	11.08.2023
05	Water management	11.08.2023
06	Access roads	11.08.2023
07	Site boundary	11.08.2023
08	Security fence	11.08.2023
09	Maintenance track	11.08.2023
10	Customer substation	11.08.2023
11	Spare part container	11.08.2023
12	DNO	11.08.2023
13	20kV Power Station (9500 kVA)	11.08.2023
14	20kV Power Station (9500 kVA)	11.08.2023
15	Table of 48 modules (22 pcs.)	11.08.2023
16	Table of 24 modules (28 pcs.)	11.08.2023
17	Table of 72 modules (461 pcs.)	11.08.2023

Legend:

- Site boundary
- Perimeter fence (2640 m)
- Maintenance track
- Customer substation
- Spare part container
- DNO
- 20kV Power Station (9500 kVA)
- 20kV Power Station (9500 kVA)
- Table of 48 modules (22 pcs.)
- Table of 24 modules (28 pcs.)
- Table of 72 modules (461 pcs.)
- Gate
- Tree
- Drain
- Tree shading

System description:

DC Power kVA:	21814.08	
AC Power kVA:	16830 (@Pmax) / 15300 (@Pnom)	
AC Grid line kVA:	15335	
No. of modules:	35184	
Module type:	JK Solar_JAM79D43-620	
Dimensions:	2450x1334x35	
Substructure type:	3 modules in portrait	
Modules per string:	24	
Number of strings:	1466	
Tilt angle:	18°	
Shading angle:	-37.43°	
Azimuth from South:	0°	
Inverter model:	Huawei SUN2000-330KTL-H1	
Inverter power kVA:	330 (@Pmax) / 300 (@Pnom)	
No. of inverters:	51	
DC / AC ratio:	1.43 (@Pnom)	
OCR:	0.46	
Capacity per area:		
Area	Module #	Capacity (kW)
1	245	4.461.000
2	272	3.971.000
3	252	3.715.000
4	388	3.513.000



Revisions:

Rev.	Date	Comments	Drawn	Checked
1	11.08.2023	Initial design		
2	11.08.2023	Final layout		
3	11.08.2023	Final layout		
4	11.08.2023	Final layout		
5	11.08.2023	Final layout		
6	11.08.2023	Final layout		
7	11.08.2023	Final layout		
8	11.08.2023	Final layout		
9	11.08.2023	Final layout		
10	11.08.2023	Final layout		

Project: DIETINGEN
Location: DIETINGEN, 6/JW+FXB, GERMANY 48.2452, 9.6450
Title: PV Layout
Drawn: Detta Söler / JV **Approved:** AK
Scale: 1:2000@A1 **Date:** 08/04/23
Drawing No.: AQW-100-100 **Rev:** 3

AGWISO
 67610 Hüllsberg, Germany
 Tel: +49 9131 278 50
 www.agwiso.de

detta
 Detta Söler
 L 109120, Vilsbiburg, Germany
 Tel: +49 9131 278 50
 www.detta.de



DEEP BLUE 4.0

Mono

625W n-type Bifacial Double Glass
High Efficiency Mono Module
JAM78D40 600-625/MB Series

Introduction

Power by the latest SMBB n-type solar cell, half-cell configuration, these modules have higher output power, lower LID, better weak illumination response, and better temperature coefficient.



Higher power generation
better LCOE



n-type with very Low LID



Better weak illumination response

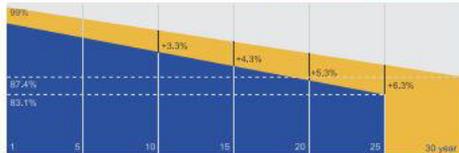


Better Temperature Coefficient

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 30-year linear power output warranty

1% 1st-year Degradation
0.4% Annual Degradation
Over 30 years



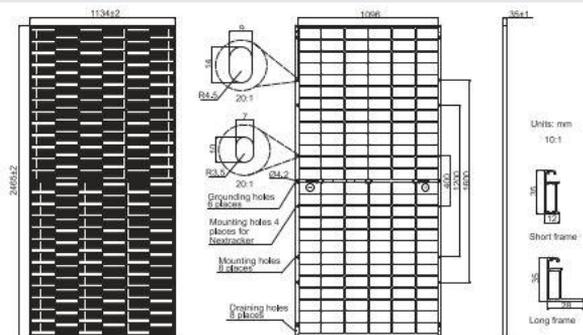
■ n-type Bifacial Double Glass Module Linear Performance Warranty ■ Standard Module Linear Performance Warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC 62941: 2019 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Quality system for PV module manufacturing



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono-16BB
Weight	34.6kg
Dimensions	2465±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC), 12 AWG(UL)
No. of cells	156(6×26)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10-351/ MC4-EVO2A
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 200mm(+)/300mm(-), 800mm(+)/800mm(-) (L sagging) Landscape: 1500mm(+)/1500mm(-)
Front Glass/Back Glass	2.0mm/2.0mm
Packaging Configuration	31pcs/Pallet, 496pcs/40HQ Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM78D40 -600/MB	JAM78D40 -605/MB	JAM78D40 -610/MB	JAM78D40 -615/MB	JAM78D40 -620/MB	JAM78D40 -625/MB
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	600	605	610	615	620	625
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	54.75	54.90	55.05	55.20	55.34	55.49
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	45.67	45.80	45.94	46.07	46.20	46.37
Short Circuit Current(Isc) [A]	14.02	14.09	14.16	14.23	14.30	14.36
Maximum Power Current(Imp) [A]	13.14	13.21	13.28	13.35	13.42	13.48
Module Efficiency [%]	21.5	21.6	21.8	22.0	22.2	22.4
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.048%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.260%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.300%/°C					
STC	[Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO

TYPE	JAM78D40 -600/MB	JAM78D40 -605/MB	JAM78D40 -610/MB	JAM78D40 -615/MB	JAM78D40 -620/MB	JAM78D40 -625/MB
Rated Max Power(Pmax) [W]	648	653	659	664	670	675
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	54.78	54.93	55.08	55.23	55.37	55.51
Max Power Voltage(Vmp) [V]	45.66	45.80	45.93	46.07	46.20	46.36
Short Circuit Current(Isc) [A]	15.14	15.22	15.29	15.37	15.44	15.51
Max Power Current(Imp) [A]	14.19	14.27	14.34	14.42	14.49	14.56
Irradiation Ratio (rear/front)	10%					

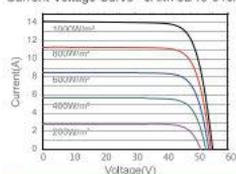
OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1500V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	30A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Bifaciality**	80%±10%
Fire Performance	UL Type 29

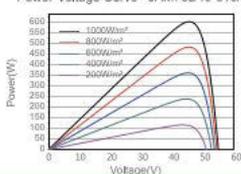
*For NexTracker installations, maximum static load please take compatibility approve letter between JA Solar and NexTracker for reference.
**Bifaciality=Pmax, rear/Rated Pmax, front

CHARACTERISTICS

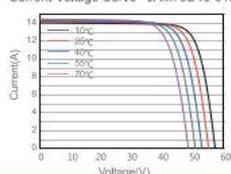
Current-Voltage Curve JAM78D40-610/MB



Power-Voltage Curve JAM78D40-610/MB



Current-Voltage Curve JAM78D40-610/MB



Dietingen

Dietingen

Created Apr 16, 2025
Updated Apr 23, 2025
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 5.0 deg
Site ID 147102.24792

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



Misc. Analysis Settings

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

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

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Noerdliche Flaeche	18.0	180.0	2,054	3,110	-
PV Suedliche Flaeche 1	18.0	180.0	4,953	1,409	-
PV Suedliche Flaeche 2	18.0	180.0	2,954	2,523	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 161,908 m²

Name: PV Noerdliche Flaechе
Footprint area: 119,443 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	48.250040	8.638223	584.23	2.00	586.23
2	48.249455	8.641739	572.17	2.00	574.17
3	48.248662	8.644915	576.72	2.00	578.72
4	48.247140	8.645516	574.48	2.00	576.48
5	48.246634	8.645421	568.73	2.00	570.73
6	48.246645	8.643731	574.89	2.00	576.89
7	48.247060	8.641489	572.69	2.00	574.69
8	48.248314	8.639041	568.19	2.00	570.19
9	48.249391	8.638187	575.99	2.00	577.99

Name: PV Suedliche Flaechе 1
Footprint area: 38,545 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	48.245611	8.643735	562.96	2.00	564.96
2	48.245711	8.644411	565.99	2.00	567.99
3	48.245976	8.645022	568.03	2.00	570.03
4	48.245997	8.645687	569.67	2.00	571.67
5	48.243586	8.646681	572.26	2.00	574.26
6	48.243588	8.644626	573.60	2.00	575.60

Name: PV Suedliche Flaechе 2
Footprint area: 3,920 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	48.243259	8.645331	572.29	2.00	574.29
2	48.243267	8.646733	571.40	2.00	573.40
3	48.243022	8.646874	565.93	2.00	567.93
4	48.242933	8.646608	563.39	2.00	565.39
5	48.242925	8.645483	561.59	2.00	563.59

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.242590	8.648074	572.30	2.50	574.80
OP 2	48.245046	8.647053	573.96	2.50	576.46
OP 3	48.247838	8.645910	575.65	2.50	578.15
OP 4	48.246166	8.644117	570.07	2.50	572.57
OP 5	48.243654	8.634897	586.80	2.00	588.80

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt deg	Orientation deg	"Green" Glare min	"Yellow" Glare min	Energy Produced kWh	Data File
PV Noerdliche Flaeche	18.0	180.0	2,054	3,110	-	
PV Suedliche Flaeche 1	18.0	180.0	4,953	1,409	-	
PV Suedliche Flaeche 2	18.0	180.0	2,954	2,523	-	

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-noerdlich (green)	0	0	0	13	266	813	499	36	0	0	0	0
pv-noerdlich (yellow)	0	0	0	209	735	513	782	444	0	0	0	0
pv-suedliche (green)	0	0	7	731	1123	894	1076	972	150	0	0	0
pv-suedliche (yellow)	0	0	14	269	259	230	254	275	108	0	0	0
pv-suedliche (green)	0	0	0	461	592	612	618	671	0	0	0	0
pv-suedliche (yellow)	0	0	0	30	719	741	770	263	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Noerdliche Flaeche potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	321	3110
OP: OP 4	554	0
OP: OP 5	1179	0

PV Noerdliche Flaeche: OP 1

No glare found

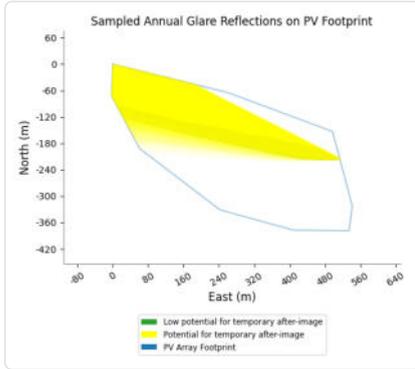
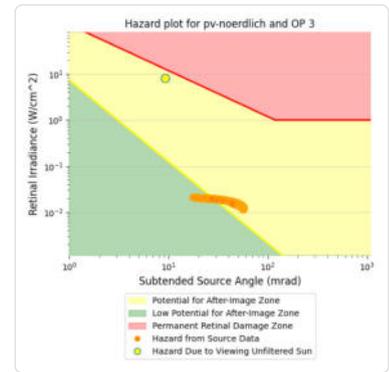
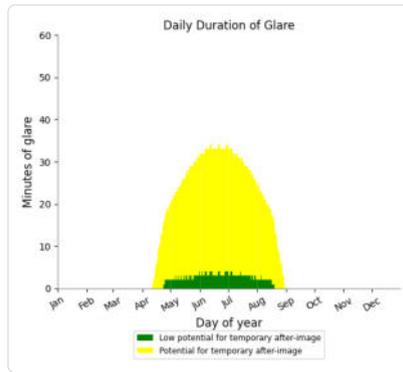
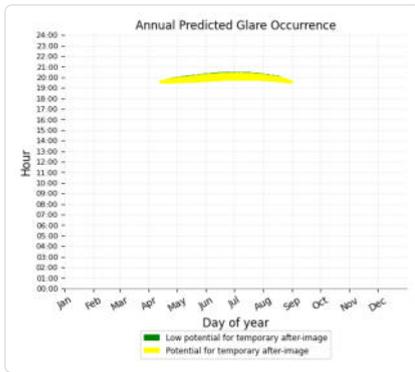
PV Noerdliche Flaeche: OP 2

No glare found

PV Noerdliche Flaechе: OP 3

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

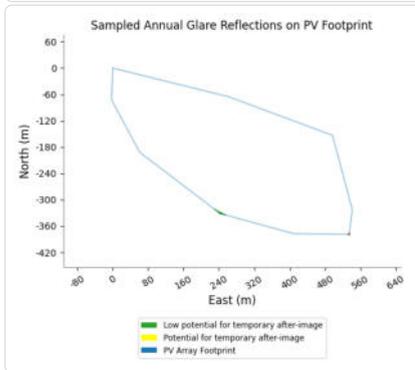
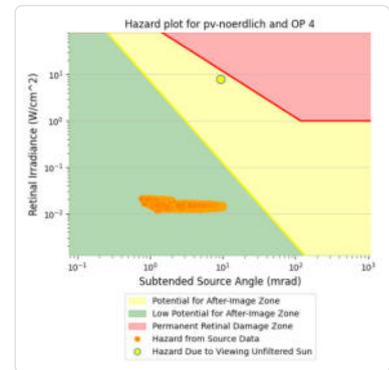
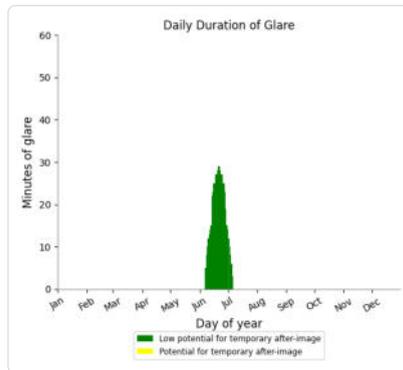
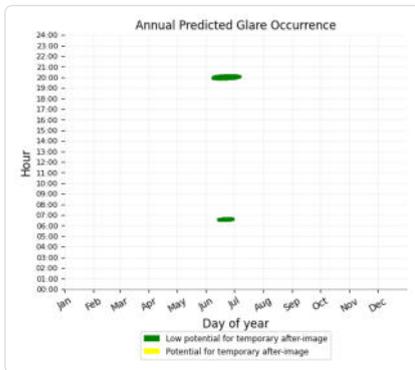
- 321 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,110 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Noerdliche Flaechе: OP 4

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

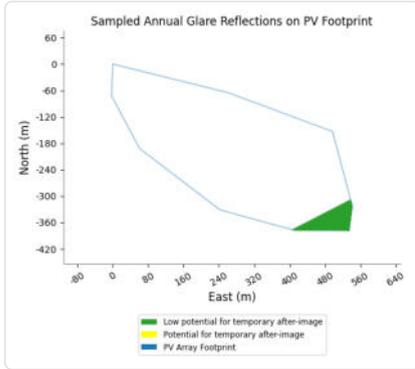
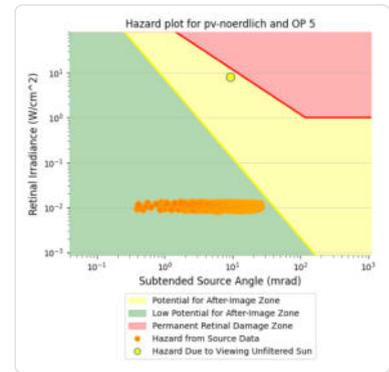
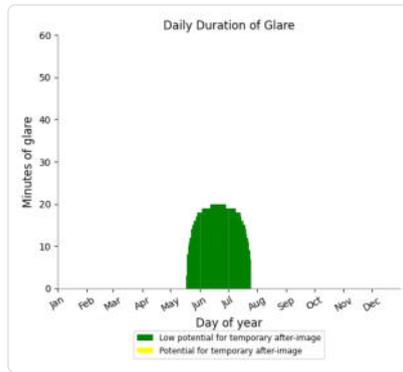
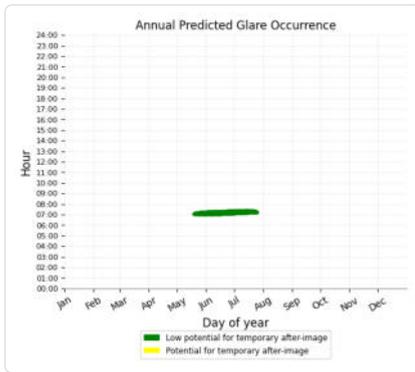
- 554 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Noerdliche Flaeche: OP 5

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

- 1,179 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



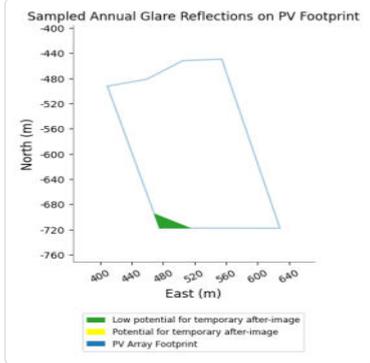
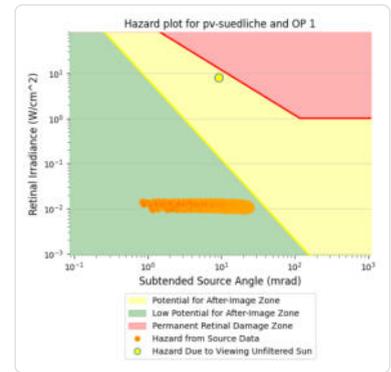
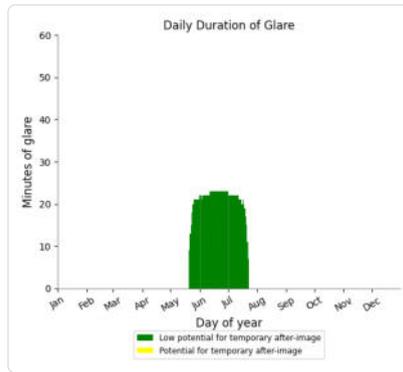
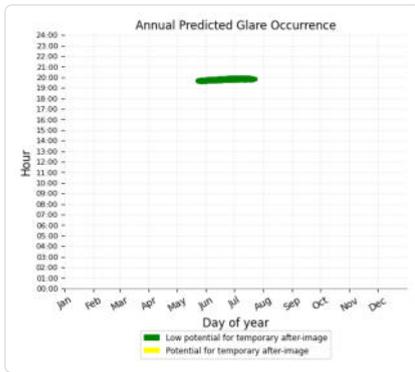
PV Suedliche Flaeche 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	1337	0
OP: OP 2	839	1409
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	2777	0

PV Suedliche Flaechе 1: OP 1

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

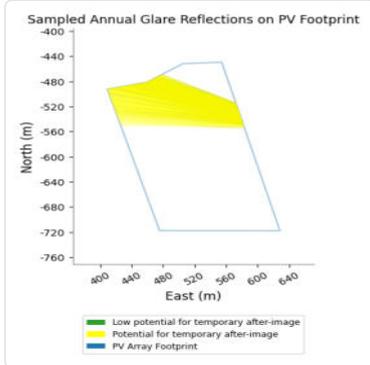
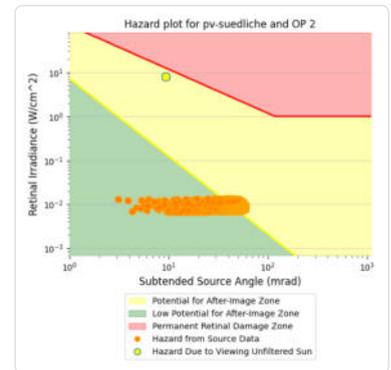
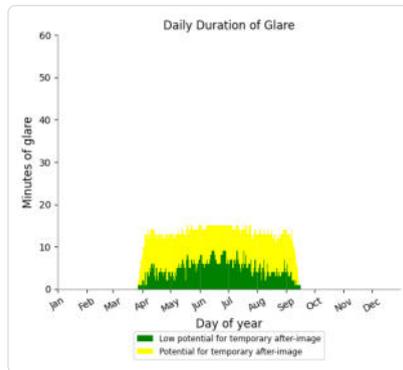
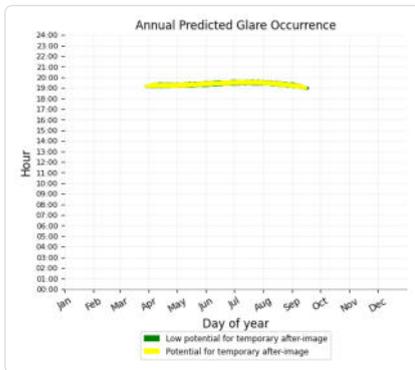
- 1,337 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Suedliche Flaechе 1: OP 2

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

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



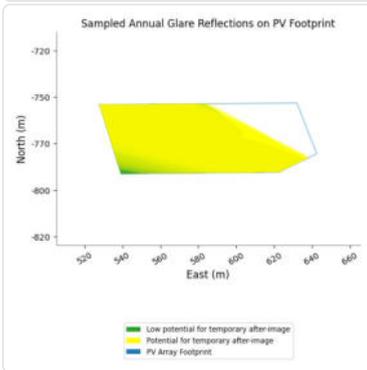
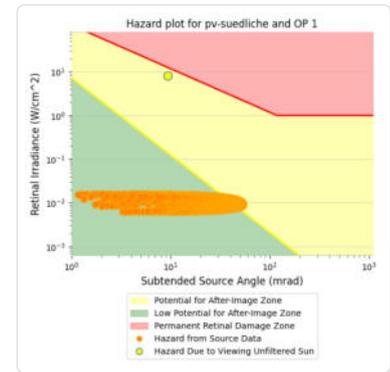
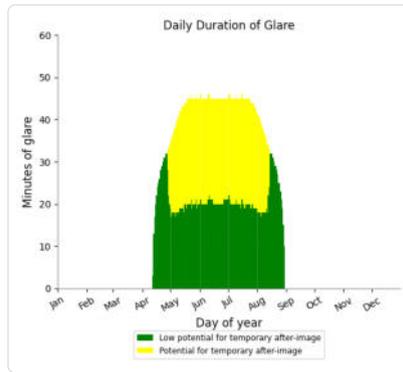
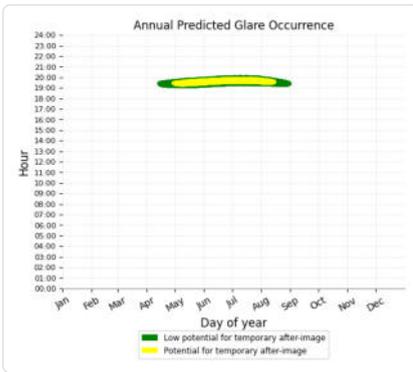
PV Suedliche Flaechе 1: OP 3

No glare found

PV Suedliche Flaechе 2: OP 1

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

- 2,954 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,523 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Suedliche Flaechе 2: OP 2

No glare found

PV Suedliche Flaechе 2: OP 3

No glare found

PV Suedliche Flaechе 2: OP 4

No glare found

PV Suedliche Flaechе 2: OP 5

No glare found

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 combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)

	Cornel Irradiance	DN (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity y	Retinal Irradiance	Subtended Glare	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Sun	Anzahl	Tag	Minuten	Anfang	Ende
2025-03-28 19:11:00	0,006699	606,8536	1	0,33251	0,011445	0,029208	5,3	267,7	-0,995	-0,04	0,092	0,995	-0,022	0,098	5	10. Apr.	2	19:12	19:13	
2025-03-28 19:12:00	0,007843	604,7033	2	0,340144	0,011666	0,042034	5,1	267,9	-0,995	-0,037	0,089	0,995	-0,023	0,094	5	11. Apr.	3	19:11	19:14	
2025-03-29 19:10:00	0,005963	612,2196	1	0,325544	0,011304	0,018979	5,6	268	-0,995	-0,035	0,098	0,995	-0,029	0,1	5	12. Apr.	5	19:12	19:16	
2025-03-29 19:11:00	0,005963	610,0918	2	0,333018	0,011524	0,040267	5,4	268,1	-0,995	-0,032	0,095	0,995	-0,03	0,096	5	13. Apr.	4	19:13	19:17	
2025-03-29 19:12:00	0,00813	607,9597	2	0,340664	0,011747	0,044616	5,3	268,3	-0,995	-0,029	0,092	0,995	-0,031	0,091	5	14. Apr.	8	19:11	19:18	
2025-03-29 19:13:00	0,008563	605,8232	2	0,348485	0,011974	0,047482	5,1	268,5	-0,996	-0,026	0,089	0,996	-0,031	0,087	5	15. Apr.	10	19:11	19:20	
2025-03-30 19:11:00	0,007229	613,2857	1	0,326063	0,011342	0,037208	5,7	268,4	-0,995	-0,028	0,1	0,995	-0,036	0,097	5	16. Apr.	7	19:13	19:21	
2025-03-30 19:12:00	0,007548	611,1716	2	0,333549	0,011562	0,039392	5,6	268,6	-0,995	-0,024	0,097	0,995	-0,037	0,093	5	17. Apr.	9	19:12	19:21	
2025-03-30 19:13:00	0,008019	609,0531	2	0,341206	0,011787	0,043099	5,4	268,8	-0,995	-0,021	0,094	0,995	-0,038	0,088	5	18. Apr.	10	19:11	19:20	
2025-03-30 19:14:00	0,008078	606,9303	2	0,349039	0,012015	0,048829	5,2	269	-0,996	-0,018	0,091	0,996	-0,039	0,084	5	19. Apr.	9	19:12	19:20	
2025-03-30 19:15:00	0,008985	604,8031	2	0,357052	0,012248	0,049675	5,1	269,2	-0,996	-0,015	0,088	0,996	-0,04	0,08	5	20. Apr.	9	19:13	19:24	
2025-03-31 19:11:00	0,006704	616,4369	1	0,319277	0,011163	0,031656	6	268,7	-0,994	-0,023	0,105	0,994	-0,043	0,098	6	21. Apr.	7	19:12	19:21	
2025-03-31 19:12:00	0,007755	614,3406	2	0,326607	0,01138	0,043246	5,9	268,9	-0,995	-0,02	0,102	0,995	-0,044	0,094	6	22. Apr.	9	19:11	19:20	
2025-03-31 19:13:00	0,008248	617,2399	2	0,334104	0,011602	0,046962	5,7	269,1	-0,995	-0,016	0,099	0,995	-0,045	0,09	6	23. Apr.	10	19:12	19:24	
2025-03-31 19:14:00	0,008316	610,1349	2	0,341773	0,011827	0,046001	5,5	269,2	-0,995	-0,013	0,096	0,995	-0,046	0,086	6	24. Apr.	8	19:13	19:24	
2025-03-31 19:15:00	0,008629	608,0256	2	0,349618	0,012057	0,047546	5,4	269,4	-0,996	-0,01	0,093	0,996	-0,047	0,081	6	25. Apr.	8	19:12	19:21	
2025-03-31 19:16:00	0,008066	605,9119	2	0,357643	0,012291	0,039873	5,2	269,6	-0,996	-0,007	0,091	0,996	-0,048	0,077	6	26. Apr.	8	19:12	19:20	
2025-03-31 19:17:00	0,009303	603,794	2	0,365852	0,012529	0,050708	5	269,8	-0,996	-0,003	0,088	0,996	-0,049	0,073	6	27. Apr.	11	19:13	19:25	
2025-04-01 19:10:00	0,006012	621,6215	1	0,312657	0,011023	0,022319	6,3	269	-0,994	-0,018	0,11	0,994	-0,05	0,1	6	28. Apr.	10	19:13	19:24	
2025-04-01 19:11:00	0,007517	619,547	2	0,319834	0,011239	0,041584	6,2	269,1	-0,994	-0,015	0,107	0,994	-0,051	0,096	6	29. Apr.	9	19:12	19:21	
2025-04-01 19:12:00	0,008034	617,4683	2	0,327175	0,011458	0,045756	6	269,3	-0,994	-0,012	0,104	0,994	-0,052	0,091	6	30. Apr.	9	19:12	19:21	
2025-04-01 19:13:00	0,008467	615,3852	2	0,334684	0,011682	0,048645	5,8	269,5	-0,995	-0,009	0,101	0,995	-0,053	0,087	6	1. Mai.	10	19:13	19:25	
2025-04-01 19:14:00	0,008514	613,2977	2	0,342366	0,011909	0,047454	5,7	269,7	-0,995	-0,005	0,099	0,995	-0,054	0,083	6	2. Mai.	10	19:14	19:25	
2025-04-01 19:15:00	0,007228	611,2061	1	0,350223	0,012141	0,030822	5,5	269,9	-0,995	-0,002	0,096	0,995	-0,055	0,079	6	3. Mai.	9	19:13	19:22	
2025-04-01 19:16:00	0,008779	609,1101	2	0,35826	0,012377	0,046765	5,3	270,1	-0,996	0,001	0,093	0,996	-0,056	0,074	6	4. Mai.	10	19:13	19:23	
2025-04-01 19:17:00	0,008968	607,0098	2	0,366481	0,012617	0,046946	5,2	270,3	-0,996	0,004	0,09	0,996	-0,056	0,07	6	5. Mai.	10	19:13	19:22	
2025-04-02 19:10:00	0,00503	622,8267	1	0,306201	0,010817	0,005844	6,6	269,2	-0,993	-0,014	0,115	0,993	-0,057	0,101	6	6. Mai.	9	19:15	19:25	
2025-04-02 19:11:00	0,007167	620,7602	1	0,313229	0,011028	0,038976	6,5	269,4	-0,994	-0,01	0,112	0,994	-0,058	0,097	6	7. Mai.	10	19:13	19:25	
2025-04-02 19:12:00	0,007452	618,6895	2	0,320417	0,011244	0,040756	6,3	269,6	-0,994	-0,007	0,11	0,994	-0,059	0,093	6	8. Mai.	8	19:13	19:23	
2025-04-02 19:13:00	0,008187	616,6144	2	0,327777	0,011463	0,04737	6,1	269,8	-0,994	-0,004	0,107	0,994	-0,06	0,089	6	9. Mai.	8	19:14	19:23	
2025-04-02 19:14:00	0,008592	614,535	2	0,335292	0,011687	0,04986	6	270	-0,995	-0,001	0,104	0,995	-0,06	0,084	6	10. Mai.	8	19:16	19:26	
2025-04-02 19:15:00	0,00885	612,4514	2	0,342985	0,011914	0,050745	5,8	270,2	-0,995	0,003	0,101	0,995	-0,061	0,08	6	11. Mai.	8	19:14	19:26	
2025-04-02 19:16:00	0,00775	610,3635	2	0,350854	0,012146	0,0373	5,6	270,3	-0,995	0,006	0,098	0,995	-0,062	0,076	6	12. Mai.	7	19:14	19:23	
2025-04-02 19:17:00	0,00928	608,2713	2	0,358904	0,012382	0,051499	5,5	270,5	-0,995	0,009	0,095	0,995	-0,063	0,072	6	13. Mai.	8	19:15	19:24	
2025-04-02 19:18:00	0,009015	606,1749	2	0,367137	0,012623	0,047368	5,3	270,7	-0,996	0,012	0,092	0,996	-0,064	0,067	6	14. Mai.	7	19:15	19:24	
2025-04-02 19:19:00	0,008914	604,0743	2	0,375558	0,012867	0,044699	5,1	270,9	-0,996	0,016	0,089	0,996	-0,065	0,063	6	15. Mai.	7	19:15	19:27	
2025-04-03 19:11:00	0,006697	623,8161	1	0,306788	0,010855	0,034185	6,7	269,7	-0,993	-0,006	0,118	0,993	-0,064	0,098	6	16. Mai.	8	19:17	19:27	
2025-04-03 19:12:00	0,007591	621,7626	2	0,313828	0,011067	0,043824	6,6	269,9	-0,993	-0,002	0,115	0,993	-0,065	0,094	6	17. Mai.	10	19:15	19:27	
2025-04-03 19:13:00	0,008123	619,7048	2	0,321028	0,011284	0,048059	6,4	270	-0,994	0,001	0,112	0,994	-0,066	0,09	6	18. Mai.	7	19:16	19:25	
2025-04-03 19:14:00	0,008199	617,6427	2	0,328393	0,011504	0,047183	6,2	270,2	-0,994	0,004	0,109	0,994	-0,067	0,086	6	19. Mai.	7	19:16	19:25	
2025-04-03 19:15:00	0,00857	615,5764	2	0,335927	0,011729	0,049332	6,1	270,4	-0,994	0,007	0,106	0,994	-0,068	0,081	6	20. Mai.	7	19:16	19:28	
2025-04-03 19:16:00	0,008005	613,5058	2	0,343632	0,011957	0,041656	5,9	270,6	-0,995	0,01	0,103	0,995	-0,069	0,077	6	21. Mai.	8	19:18	19:28	
2025-04-03 19:17:00	0,009169	611,431	2	0,351514	0,01219	0,051805	5,7	270,8	-0,995	0,014	0,1	0,995	-0,07	0,073	6	22. Mai.	9	19:19	19:28	
2025-04-03 19:18:00	0,009356	609,352	2	0,359576	0,012427	0,051881	5,6	271	-0,995	0,017	0,097	0,995	-0,071	0,069	6	23. Mai.	8	19:16	19:26	
2025-04-03 19:19:00	0,008529	607,2688	2	0,367821	0,012669	0,042161	5,4	271,2	-0,995	0,02	0,094	0,995	-0,072	0,065	6	24. Mai.	8	19:17	19:26	
2025-04-03 19:20:00	0,009244	605,1814	2	0,376255	0,012915	0,047553	5,2	271,3	-0,996	0,023	0,091	0,996	-0,073	0,06	6	25. Mai.	8	19:17	19:26	
2025-04-04 19:10:00	0,006061	628,8671	1	0,30051	0,010719	0,02587	7	269,9	-0,992	-0,001	0,123	0,992	-0,071	0,1	6	26. Mai.	7	19:18	19:30	
2025-04-04 19:11:00	0,007418	626,8349	2	0,307404	0,010929	0,042885	6,9	270,1	-0,993	0,002	0,12	0,993	-0,072	0,096	6	27. Mai.	8	19:20	19:30	
2025-04-04 19:12:00	0,007895	624,7984	2	0,314456	0,011143	0,046663	6,7	270,3	-0,993	0,005	0,117	0,993	-0,073	0,091	6	28. Mai.	10	19:19	19:30	

Minuten	Minuten im	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt P2
5	5	19:12	19:16	
11	1149	19:11	19:39	

Potentielle Reflexionen am Messpunkt P2:
 1154 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
 739 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk
 415 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk
 11 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 2249 Einträgen /-1072):
 1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang
 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8° (Standard: min. 10°)
 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)

