

SolPEG Blendgutachten Solarpark Wiesenbach

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

Version 1.1: Überarbeitung aufgrund der PV-Erweiterungsfläche im Norden

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 potenziellen Blendwirkung | 8 |
| 3.1 | Rechtliche Hinweise | 8 |
| 3.2 | Blendwirkung von PV-Modulen | 8 |
| 3.3 | Technische Parameter der PV-Anlage..... | 10 |
| 3.4 | Berechnung der Blendwirkung..... | 11 |
| 3.5 | Standorte für die Analyse | 12 |
| 3.6 | Hinweise zum Simulationsverfahren | 13 |
| 4 | Ergebnisse | 18 |
| 4.1 | Ergebnisse am Messpunkt P1, L532 südwestlich von PV-Feld 3..... | 19 |
| 4.2 | Ergebnisse am Messpunkt P2, L532 südlich von PV-Feld 3..... | 20 |
| 4.3 | Ergebnisse am Messpunkt P3 – P6, L532 südlich von PV-Feld 3..... | 20 |
| 4.4 | Ergebnisse am Messpunkt P7, L532 östlich von PV-Feld 2..... | 21 |
| 4.5 | Ergebnisse am Messpunkt P8 – P10, L532 östlich von PV-Feld 2 | 22 |
| 4.6 | Ergebnisse am Messpunkt P11- P13, Neubaugebiet westlich..... | 22 |
| 4.7 | Ergebnisse Gebäude östlich und Einmündung K4200 / L532..... | 24 |
| 5 | Zusammenfassung der Ergebnisse..... | 25 |
| 6 | Schlussbemerkung | 25 |
| 7 | Anhang (Auszug) | 26 - 39 |

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV-Anlage Wiesenbach

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 „Wiesenbach“ für Verkehrsteilnehmer auf der L532 und 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 eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf der L532 und für Anwohner von umliegenden Gebäuden.

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 wird momentan nicht als notwendig angesehen da die Anlagendokumentation ausreichend ist, um einen Eindruck zu vermitteln.

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

Einzelne Aspekte der 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 geplanten Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet östlich von Wiesenbach in Baden-Württemberg. Südlich der Flächen verläuft die L532. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

| | |
|--|--|
| Allgemeine Beschreibung des Standortes | Landwirtschaftliche Flächen östlich von Wiesenbach in Baden-Württemberg. Die Flächen sind hügelig, abfallend nach Westen, Süden sowie Osten. |
| Koordinaten (Mitte) | 49.362°N, 8.828°O 177 m ü.N.N. |
| Abstand zur L532 | ca. 15 m - 25 m |
| Entfernung zu umliegenden Gebäuden | ca. 240 m (westlich) |

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

Detailansicht der PV-Flächen und Umgebung.



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

Detailansicht der PV-Flächen. Für die PV-Erweiterungsfläche im Norden liegt bisher kein Planung vor.



Bild 2.1.3: Detailansicht der PV-Flächen Wiesenbach (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Fotos der PV-Flächen. Blick von Norden nach Süden auf das PV-Feld 3.



Bild 2.1.4: Foto der PV-Flächen (Quelle: Auftraggeber)

Blick von Osten nach Westen auf das PV-Feld 1 oberhalb der Böschung.



Bild 2.1.5: Foto der PV-Flächen (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt einen Teil der geplanten PV-Anlage sowie ein westlich gelegen geplantes Neubaugebiet. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude potentiell von Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden und daher wird der Standort untersucht. 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. Details sind im Abschnitt 4 aufgeführt.



Bild 2.2.1: Gebäude südöstlich der PV-Anlage (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 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:

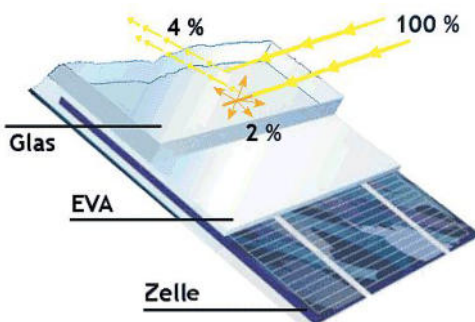


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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

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

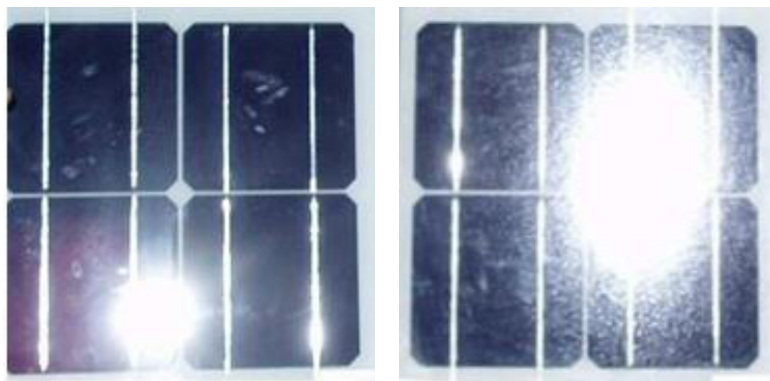


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

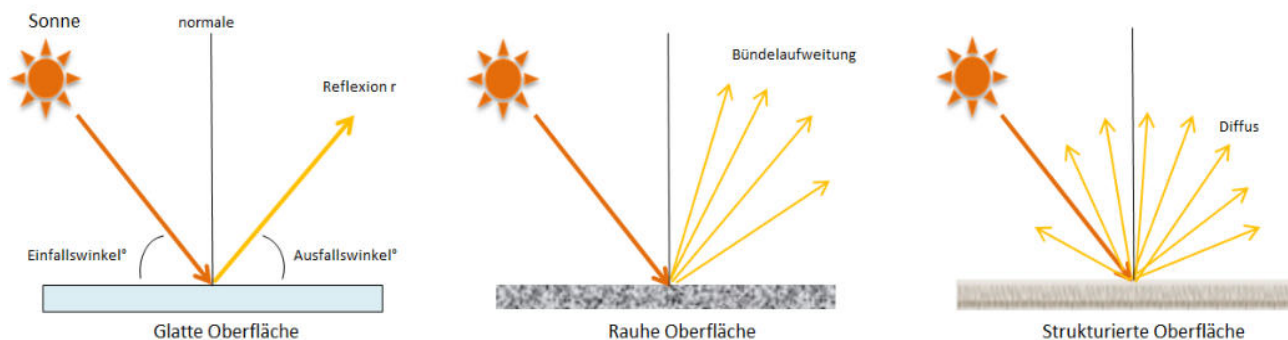


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

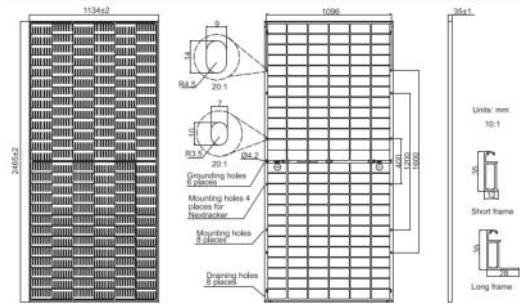
Lt. Planungsunterlagen sollen PV-Module des Herstellers JA Solar zum Einsatz kommen, die lt. vorliegender Stellungnahme des Herstellers über Anti-Reflexions-Eigenschaften verfügen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt.

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.

JA SOLAR

JAM78D40 600-625/MB Series

MECHANICAL DIAGRAMS



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 10-35/ MC4-EVO2A |
| Cable Length (Including Connector) | Portrait: 200mm(+)/300mm(-); 800mm(+)/800mm(-)(Leapfrog) Landscape: 1500mm(+)/1500mm(-) |
| Front Glass/Back Glass | 2.0mm/2.0mm |
| Packaging Configuration | 31pcs/Pallet, 496pcs/40HQ Container |

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Technische Parameter der PV-Anlage

Die optischen Eigenschaften und die Installation der Module, insbesondere die Ausrichtung und Neigung der Module sind wesentliche Faktoren für die Berechnung der Reflexionen. Lt. Planungsunterlagen werden PV-Module mit Anti-Reflex Schicht verwendet, sodass deutlich weniger Sonnenlicht reflektiert wird als bei Standard Modulen. Dennoch sind Reflexionen nicht ausgeschlossen, insbesondere wenn das Sonnenlicht in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft. Die Neigung der Modultische beträgt 20° . Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

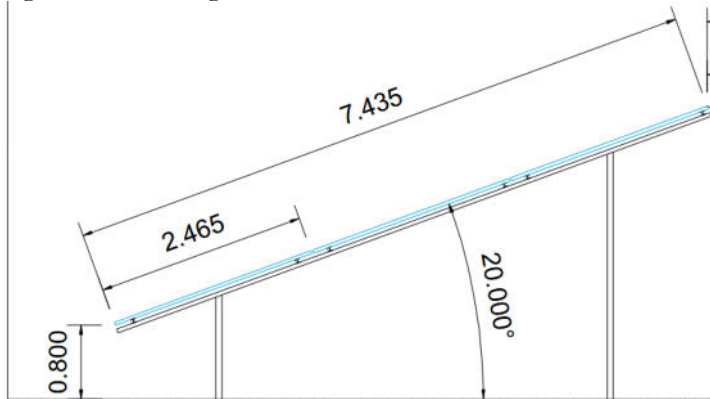


Bild 3.3.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

| | |
|---------------------------------|---|
| PV-Modul | JA Solar (oder vergleichbar) |
| Moduloberfläche | Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt) |
| Modulinstallation | Modultische, fest aufgeständert |
| Ausrichtung (Azimut) | PV-Feld 1 und 3: 180° (= Süden) , PV-Feld 2: 190° |
| Modulneigung | 20° |
| Höhe der sichtbaren Modulfläche | ca. 0,80 m - 3,4 m |
| Mittlere Höhe der Modulfläche | 2,0 m |
| Höhe Messpunkte über GOK | 2,5 m (Sitzhöhe PKW/LKW ⁴), ansonsten 2 m |
| Relevanter Sichtwinkel/Sektor | 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 Beeinträchtigung⁵ 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 im Bereich von Autobahnen Einfallswinkel von bis zu $\pm 30^\circ$ als relevant angesehen werden. Obwohl die Basis für diesen Wert bislang nicht begründet wurde, kommt dieser Wert im vorliegenden Blendgutachten ebenfalls zur Anwendung.

⁴ Eine Höhe von 2,5 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der meisten Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt nur ca. 1,30 m

⁵ Ein Aspekt ist die Anordnung und Anzahl der relevanten Schellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge

3.4 Berechnung der Blendwirkung

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

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA⁶ 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:

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

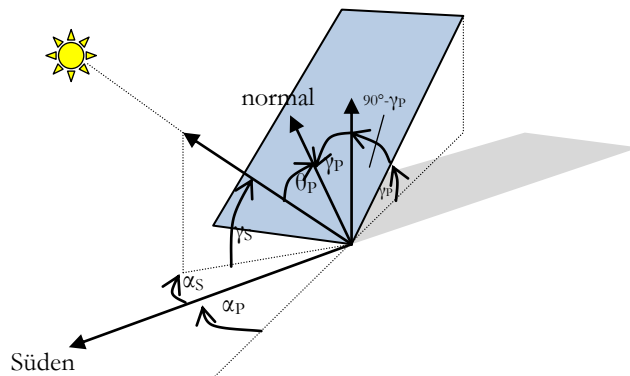


Bild 3.4.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV-Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie⁷ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁸, New Mexico überprüft.

⁶ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:

<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

⁷ Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁸ Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

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 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 aktuellen Planung der PV-Anlage Wiesenbach wurden insgesamt 10 Messpunkte im Verlauf der L532 festgelegt sowie 3 Messpunkte im Bereich der westlich gelegenen Gebäude, u.a. im geplanten Neubaugebiet. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich in Abschnitt 4 und auch im Anhang. Darüber hinaus wurde der relevante Streckenabschnitt auf der L532 als Route analysiert.

Weitere Standorte an Gebäuden wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potenzielle Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV-Anlage, die untersuchten Messpunkte sowie die Routen (hellblau).



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

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Lichtleitlinie

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist in Deutschland die sog. Lichtleitlinie, 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 belastigter Personen in der exponierten Bevölkerung will man zulassen? Die Wissenschaft müsste aber eine Aussage darüber liefern können, welche Expositionsdauer zu welchem Anteil stark Belastigter führt. Wie bereits erwähnt, stehen Untersuchungen dazu noch aus. .. Es existieren noch keine rechtlichen oder normativen Methoden zur Bewertung von Lichtimmissionen durch von Solaranlagen gespiegeltes Sonnenlicht.

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Simulationssoftware

Die von der SolPEG seit 2015 in über 1000 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.

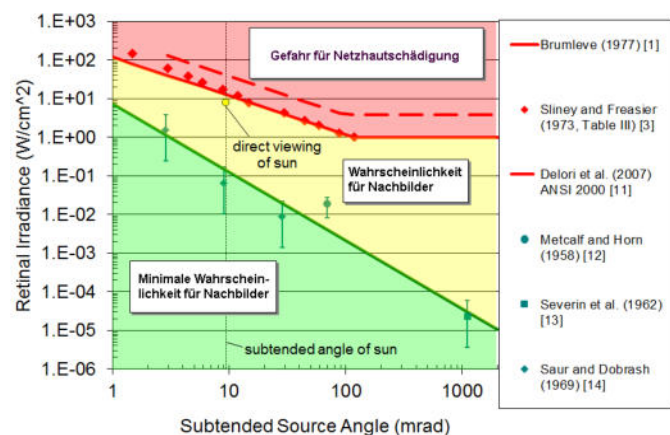


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen
(Quelle: Sandia National Laboratories)

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-Minutenschritten 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 belästigende 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 einen 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 potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Wiesenbach wird für 3 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 Fahrbahn und die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Wie zuvor ausgeführt erfolgt die Simulation der Messpunkte im Bereich der Straße in einer Augpunkthöhe von 2,5 über GOK obwohl bei der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) die Sitzhöhe 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 1: 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 L532 östlich PV-Feld 1 | 49.359718 | 8.820772 | 150,2 | 152,7 | nicht relevant ^{SW} |
| P2 L532 südlich PV-Feld 1 | 49.359584 | 8.823077 | 153,22 | 155,72 | - |
| P3 L532 südlich PV-Feld 2 | 49.359992 | 8.825215 | 153,03 | 155,53 | - |
| P4 L532 | 49.360890 | 8.827283 | 153,12 | 155,62 | nicht relevant ^S |
| P5 L532 | 49.361064 | 8.828213 | 153,19 | 155,69 | - ^S |
| P6 L532 | 49.361361 | 8.830284 | 153,98 | 156,48 | - |
| P7 bis P10 L532 | 49.362095 | 8.831802 | 155,58 | 158,08 | - ^{SWE} |
| P11 Gebäude | 49.361298 | 8.817314 | 162,52 | 165,02 | - ^S |
| P12 Gebäude | 49.360711 | 8.817840 | 155,68 | 158,18 | - ^S |
| P13 Gebäude | 49.360026 | 8.818328 | 147,88 | 150,38 | nicht relevant ^D |

^W = Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen, ^S = Sichtschutz, ^E = Entfernung, ^D = geringe Dauer, - = keine

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

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, L532 südwestlich von PV-Feld 3

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.

Lt. Simulation können am Messpunkt P1 theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 16. Mai - 27. Juli, in den frühen Morgenstunden zwischen 06:43 - 07:09 Uhr, für max. 14 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Osten überwiegend außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors (siehe oben) und daher sind potenzielle Reflexionen zu vernachlässigen. Darüber hinaus zeigt die Analyse des Geländeverlaufes, dass der überwiegende Teil der PV-Fläche nicht einsehbar ist. Lt. Planungsunterlagen wurde der südwestliche Bereich der Fläche nicht mit PV-Modulen belegt um potenzielle Reflexionen zu verhindern.

Aufgrund der Einfallswinkel, der geringen zeitlichen Dauer und insbesondere aufgrund des Geländeverlaufes sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage bzw. eine gefährdende 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.

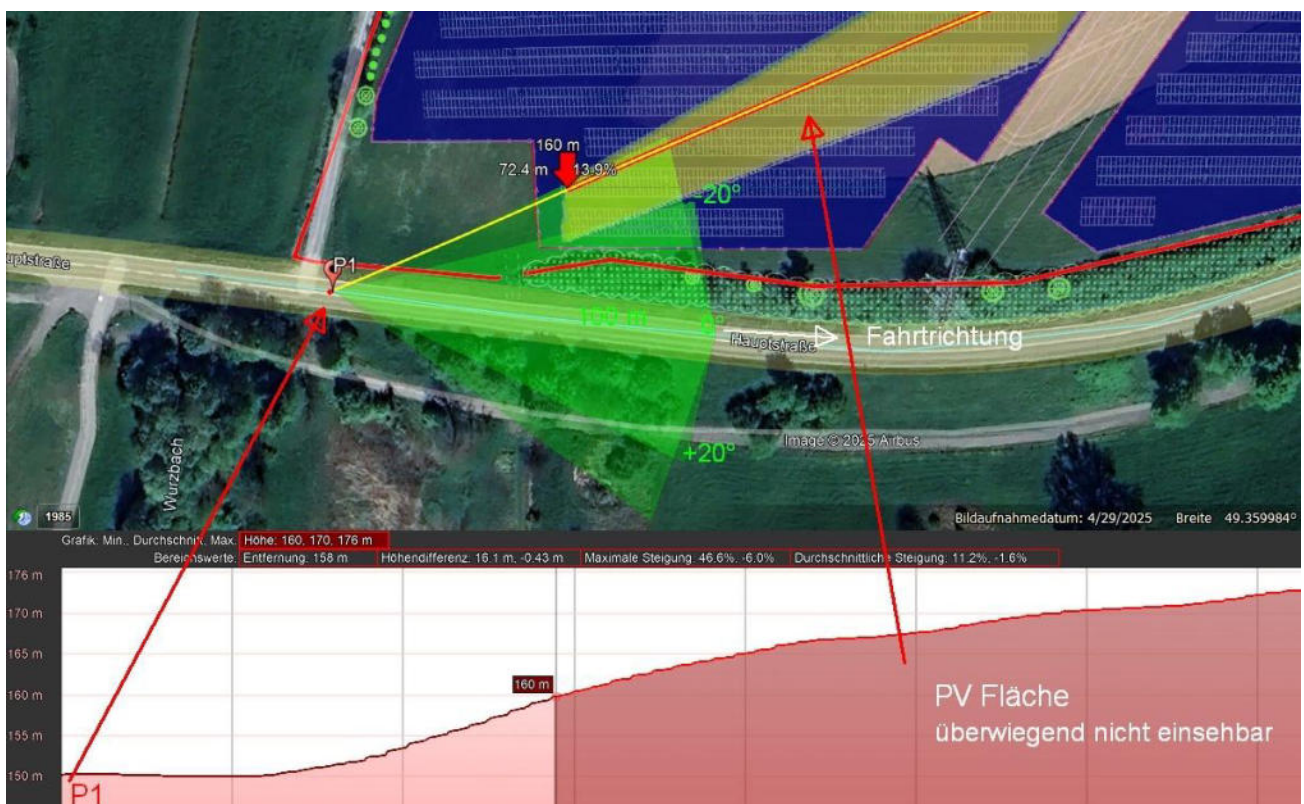


Bild 4.1.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor. Im Gelb markierten Bereich können rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Dieser Bereich liegt allerdings überwiegend außerhalb des relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant.

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 Osten. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass aufgrund des hügeligen Geländeverlaufes nur der Randbereich (Zaun) der PV-Anlage sichtbar ist. Die rechnerisch ermittelten Reflexionen sind in der Realität nicht bzw. nur zu einem geringen Teil wahrnehmbar.

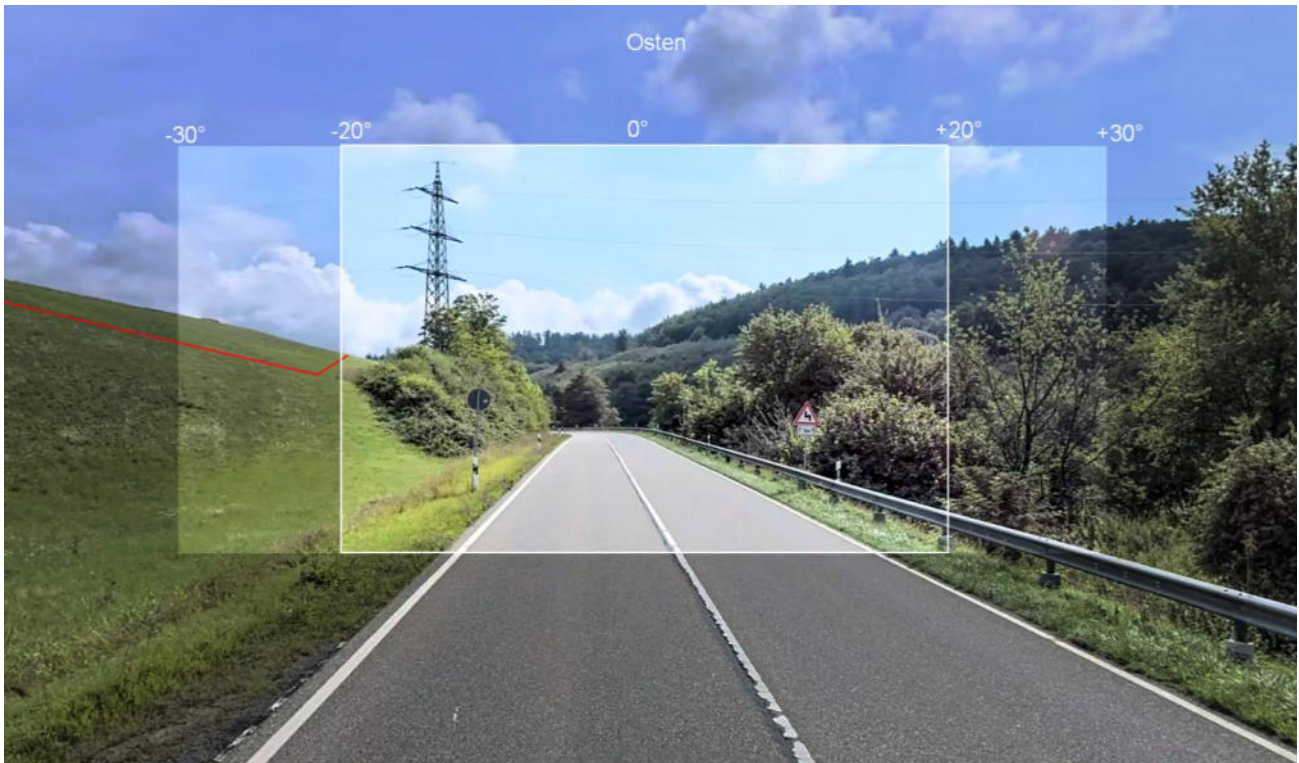


Bild 4.1.2: Foto am Messpunkt P1 (Quelle: Apple Maps, Ausschnitt)

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, L532 südlich von PV-Feld 3

Am Messpunkt P2 ca. 170 m weiter östlich auf der L532 sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten (Böschung) besteht allerdings ohnehin kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage bzw. eine gefährdende Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3 – P6, L532 südlich von PV-Feld 3

Auch an den weiteren Messpunkten P3 bis P6 im Verlauf der L532 sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Zu Kontrollzwecken wurden auch die unbereinigten Rohdaten untersucht und demnach können am Messpunkt P4 bei der Fahrt Richtung Westen an insgesamt 133 Minuten pro Jahr Reflexionen der Kategorie Grün auftreten. Reflexionen der Kategorie Grün sind aufgrund der geringeren Leuchtdichte nicht geeignet um relevante Blendwirkungen hervorzurufen und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage bzw. eine gefährdende Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

¹⁷ Angaben lt. Beschreibung der Google StreetView Fotoerfassung

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P7, L532 östlich von PV-Feld 2

Am Messpunkt P7 auf der L532 könnten theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 28. Mai - 15. Juli, zwischen 19:57 - 20:16 Uhr, für max. 11 Minuten aus westlicher Richtung durch das PV-Feld 1 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 Geländeverlaufes besteht im Bereich der L532 ohnehin kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle (westlich gelegenes PV-Feld 1). Das PV-Feld 2 liegt zwar direkt an der Straße aber aufgrund der leicht nach Westen ausgerichteten PV-Module (190°) sind im Verlauf der L532 keine Reflexionen durch das PV-Feld 2 nachweisbar.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage bzw. eine gefährdende Blendwirkung kann im Bereich von Messpunkt P7 ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P7 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

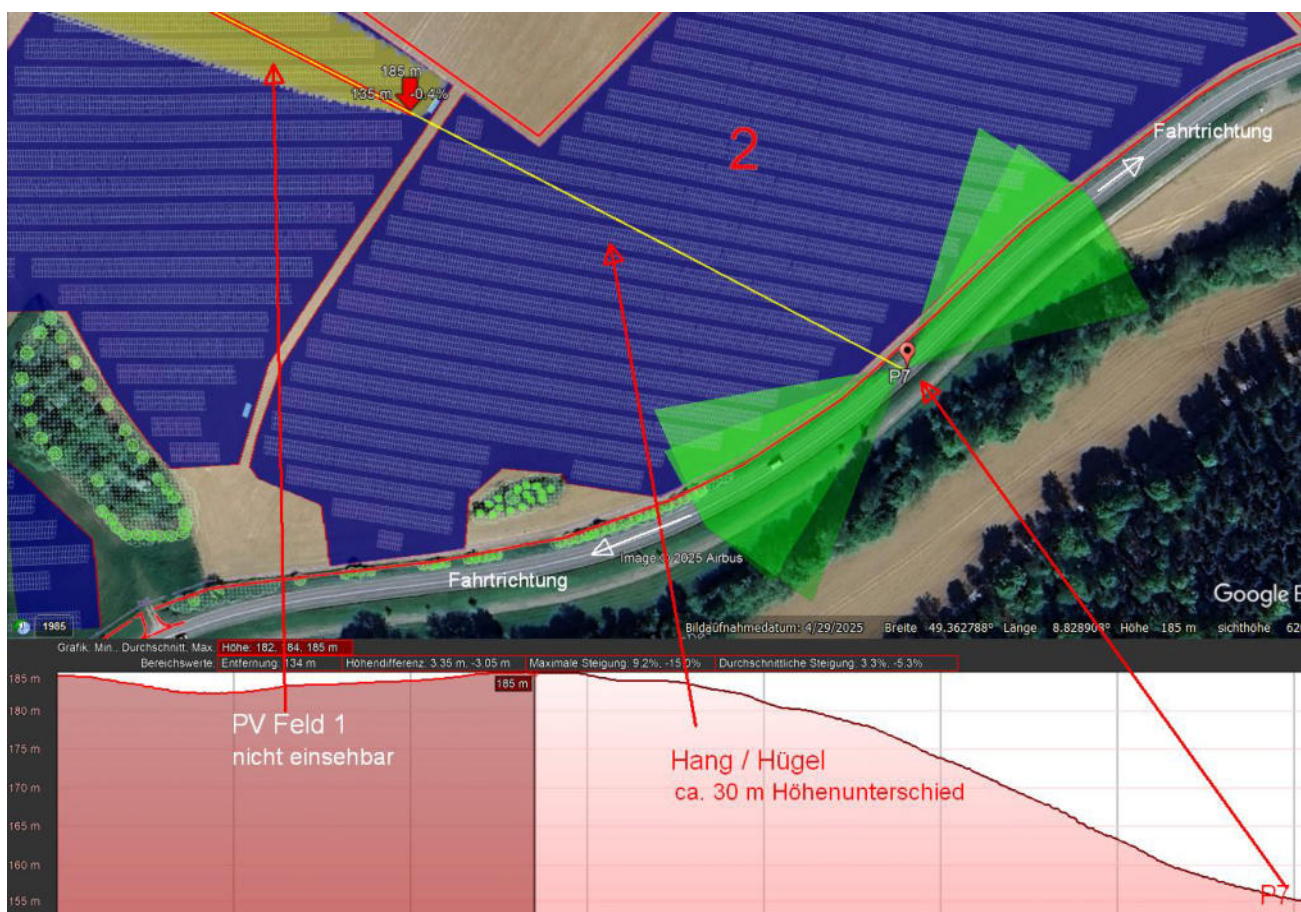


Bild 4.4.1: Situation am Messpunkt P7 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die Grün markierten Bereiche symbolisieren die für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor. Im Gelb markierten Bereich können rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Dieser Bereich liegt allerdings außerhalb des relevanten Sichtwinkels und nicht einsehbar oberhalb des Hügels. Das gilt auch für mögliche Erweiterungsfläche im Norden, diese ist ebenfalls nicht einsehbar.

Aufgrund der Ausrichtung der PV-Module im PV-Feld 2 sind im Verlauf der L532 keine Reflexionen nachweisbar.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P8 – P10, L532 östlich von PV-Feld 2

Auch an den weiteren Messpunkten P8 bis P10 im Verlauf der L532 sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Aufgrund der leichten Ausrichtung nach Westen sind insbesondere durch das PV-Feld 2 sind keine Reflexionen im Verlauf der L532 nachweisbar. Bei der Fahrt Richtung Südwesten ist nur die Rückseite der PV-Module sichtbar.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage bzw. eine gefährdende Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

4.6 Ergebnisse am Messpunkt P11- P13, Neubaugebiet westlich

Die Messpunkte P11 - P13 im Bereich des geplanten Neubaugebietes wurde zu Kontrollzwecken untersucht da keine konkreten Informationen über die Position und Höhe von einzelnen Gebäuden vorliegen. Am Messpunkt P11 und P12 sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Das ist überwiegend durch die örtlichen Gegebenheiten (Geländeverlauf, Vegetation) begründet, bzw. durch den Umstand, dass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur PV-Anlage vorhanden ist. Die Ergebnisse sind auf die weiter westlich gelegenen Gebäude im Bereich der Straßen Steige / Langenzeller Buckel übertragbar – sofern überhaupt ein Sichtbezug zur PV-Fläche vorhanden ist.

Am Messpunkt P13 können theoretisch an insgesamt nur 645 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das PV-Feld 1 auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 09. Mai - 04. August, in den frühen Morgenstunden zwischen 06:58 - 07:18 Uhr, für max. 8 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der ermittelten Minuten pro Tag im Jahresverlauf.

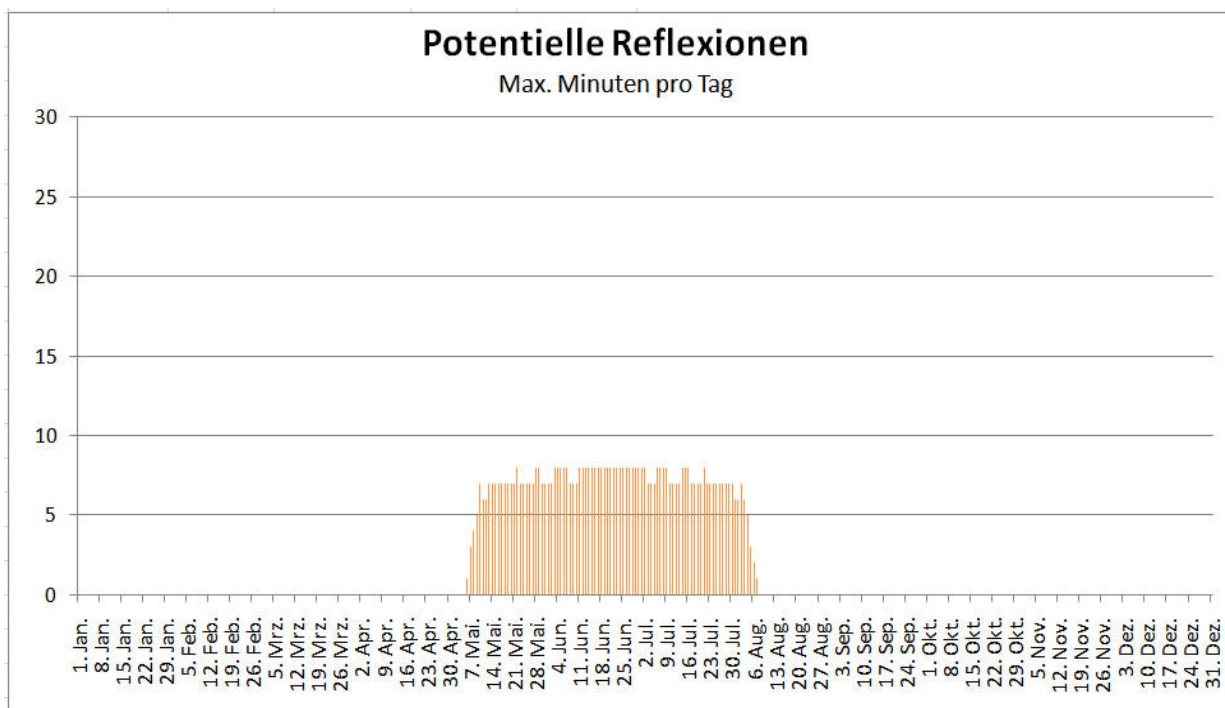


Bild 4.6.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf am Messpunkt P13 (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Die Gesamtsumme von Minuten mit Reflexionen pro Jahr und auch pro Tag liegt deutlich unter den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. „eine erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P13.

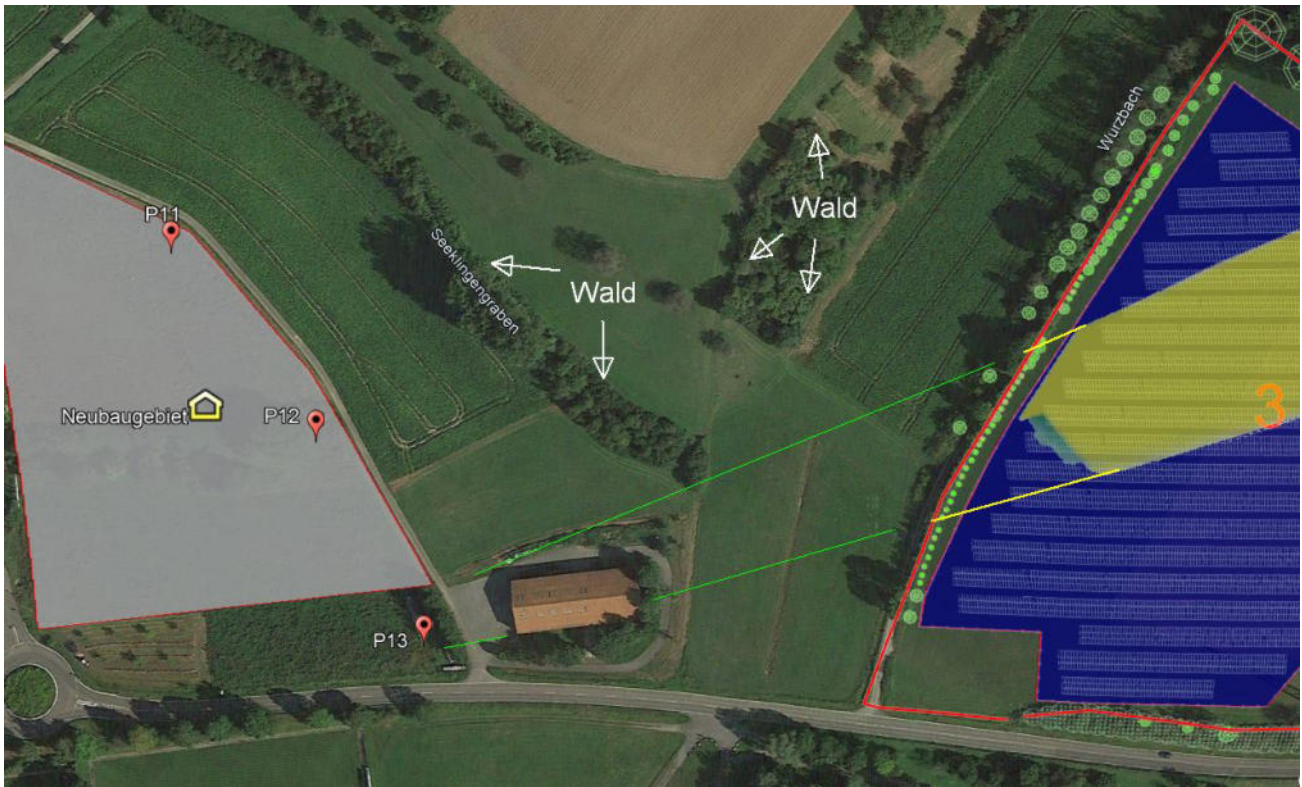


Bild 4.6.2: Simulation am Messpunkt P13 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Das folgende Foto zeigt den Blick von der Straße Steige in Richtung Osten über das Neubaugebiet auf die „dahinter“ liegende Fläche der PV-Anlage in ca. 410 m Entfernung. Das Foto verdeutlicht, dass - wenn überhaupt - nur ein kleiner Teil der PV-Fläche sichtbar ist.



Bild 4.6.3: Blick Richtung Osten auf das Neubaugebiet und die PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, August 2023)

4.7 Ergebnisse Gebäude östlich und Einmündung K4200 / L532

Im Bereich der östlich gelegenen Gebäude an der Adresse Langenzell 29 und auch Langenzell 9 (Destillerie Hofgut Langenzell) sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Evt. sind an bestimmten Standorten einzelne Bereiche der PV-Anlage *sichtbar* aber Reflexionen durch die PV-Anlage sind nicht wahrnehmbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern und Mitarbeitern durch die PV-Anlage bzw. „eine erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden. In der weiteren Umgebung sind kein relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden.

Auch auf der L523 im Bereich der Einmündung der K4200 ist das PV-Feld 2 teilweise sichtbar aber aufgrund der Ausrichtung der PV-Module bzw. aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können Reflexion den Bereich nicht erreichen. Aufgrund der hügeligen Geländestruktur besteht keine Sichtverbindung zu den anderen PV-Feldern und auch zur PV-Erweiterung nördlich von PV-Feld 2. Die folgende Skizze und auch das Foto verdeutlichen die Situation im Bereich der Einmündung.

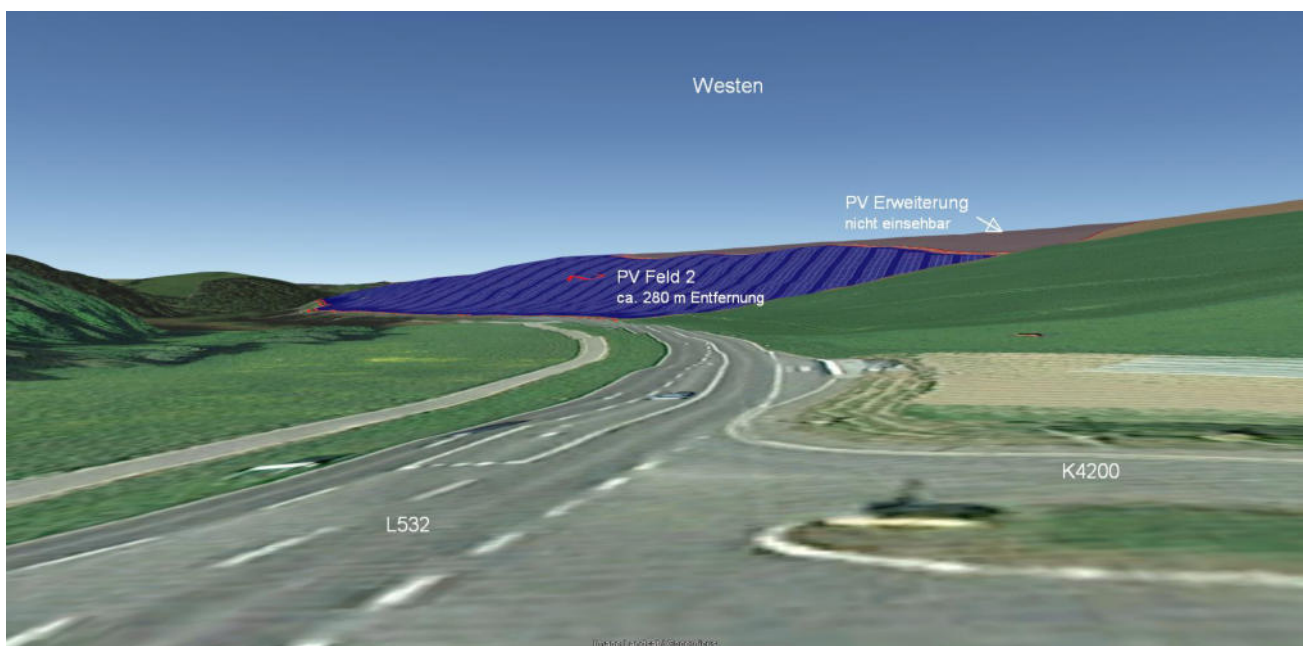


Bild 4.7.1: Situation im Bereich der Einmündung K4200 auf die L532 (Quelle: Google Earth / SolPEG)



Bild 4.7.2: Situation im Bereich der Einmündung K4200 auf die L532 (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

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.

Durch den Einsatz von hochwertigen PV-Modulen hat der Auftraggeber die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von potenziellen Reflexionen ergriffen. Die Simulation von potenziellen Reflexionen und die Analyse der Ergebnisse wurde für 13 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV-Anlage durchgeführt. Zusätzlich zu der punktuellen Analyse ausgewählter Messpunkte wurde der Streckenabschnitt mit der Simulationsvariante „Route“ überprüft.

Im Verlauf der L532 können rein rechnerisch in geringem Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten aber die Einfallswinkel liegen außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors und daher sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine gefährdende Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Darüber hinaus zeigt die Analyse des Geländeverlaufes, dass aufgrund der örtlichen Gegebenheiten überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur PV-Anlage besteht.

Im Bereich der westlich gelegenen Gebäude (u.a. Steige, Langenzeller Buckel)und auch im Bereich des geplanten Neubaugebietes können theoretisch in geringen Umfang Reflexionen auftreten aber aufgrund der geringen zeitlichen Dauer und insbesondere aufgrund der eingeschränkten Sichtachse kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden.

Im Bereich der östlich gelegenen Gebäude (u.a. Destillerie Hofgut Langenzell) sind evt. einzelne Bereiche der PV-Anlage *sichtbar* aber Reflexionen durch die PV-Anlage sind nicht nachweisbar. Auch hier kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern und Mitarbeitern durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden. In der weiteren Umgebung sind kein relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden.


Auf der L523 im Bereich der Einmündung der K4200 ist das PV-Feld 2 teilweise sichtbar aber aufgrund der Ausrichtung der PV-Module können Reflexion den Bereich nicht erreichen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage bzw. eine gefährdende Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet. Für die PV-Erweiterung nördlich von PV-Feld 2 ist aktuell keine Planung vorhanden aber aufgrund der Geländestruktur ist ohnehin kein direkter Sichtkontakt zur PV-Fläche vorhanden.

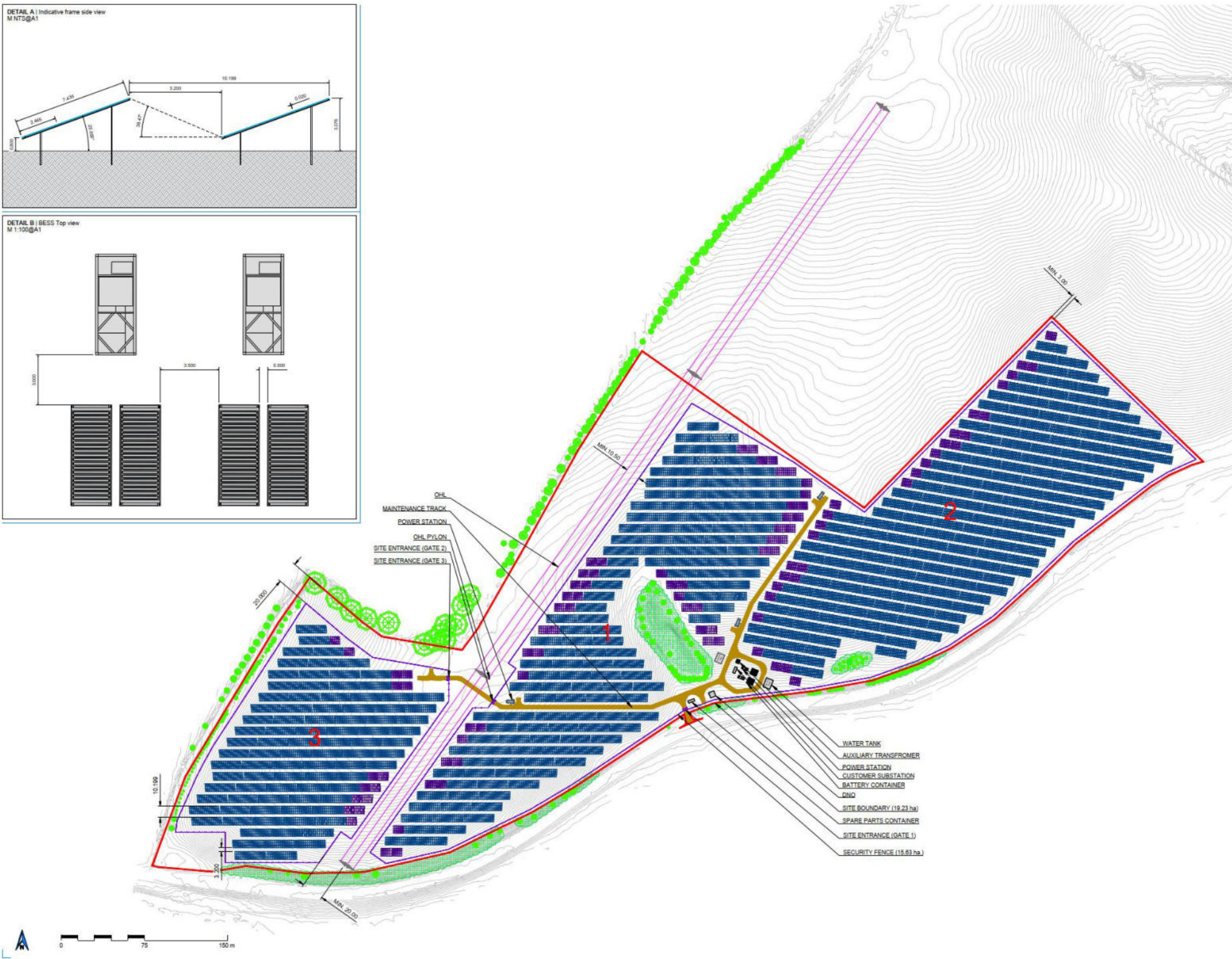
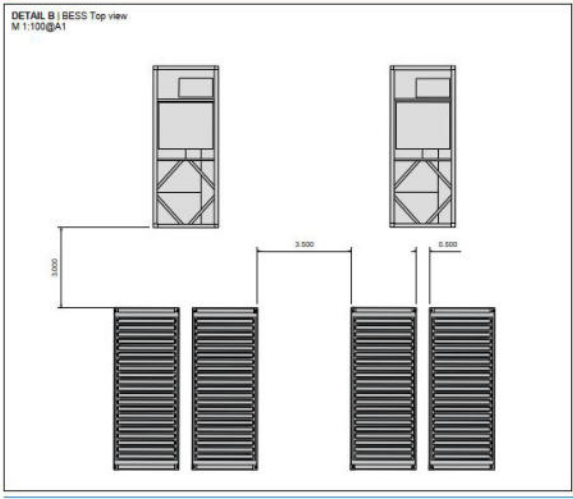
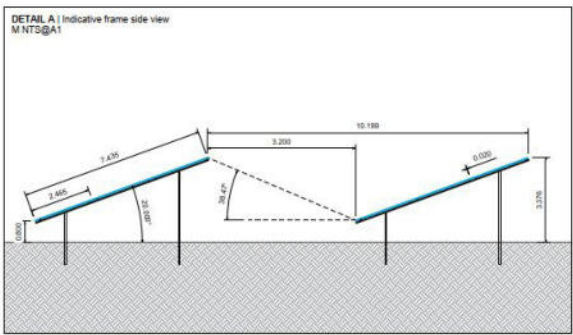
Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

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 07.07.2025


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: 04/10/13

Reference drawings:

| Ref. | Rev. | Date |
|------|------|----------|
| 01 | 01 | 04/10/13 |
| 02 | 01 | 04/10/13 |
| 03 | 01 | 04/10/13 |
| 04 | 01 | 04/10/13 |
| 05 | 01 | 04/10/13 |

- Legend:
- Site boundary
 - Perimeter fence (2736 m)
 - OHL
 - Maintenance track
 - OHL Pylon
 - Customer substation
 - Spare part container
 - DNO
 - Water tank
 - Auxiliary transformer
 - Battery container
 - 200k Power Station (2000 kVA)
 - 200k Power Station (8000 kVA)
 - Table of 22 modules (387 pos.)
 - Table of 24 modules (98 pos.)
 - Gate
 - Tree
 - Hedge

System description:

DC Power kVA: 19100.32
 AC Power kVA: 19300 (P_{max}) / 17900 (P_{lim})
 Max. Export Capacity: —

No. of modules: 38996
 Module type: Ja Solar JSM70040-020MB
 Dimensions: 2460x1134x35

Substructure type: 3 modules in portrait
 Modules per string: 24
 Number of strings: 1289
 TR angle: 30°
 Shading angle: 38.47°
 Azimuth from South: 0° / 15°
 OCR: 53.67%

Inverter model: Sungrow SC350HX
 Inverter power kVA: 352 (P_{max}) / 320 (P_{lim})
 No. of inverters: 65
 DC / AC ratio: 1.09 (P_{max})

Capacity per area:

| Area | Module # | Capacity kVA |
|--------|----------|--------------|
| 11.000 | 1289 | 8.394.32 |
| 8.800 | 98 | 4.040.80 |
| 8.800 | 0 | 0.000.00 |

BESS System description:

Total storage capacity (Q_{R4L}), MWh: 20.08
 Total AC power output, MVA: 10

Battery container storage capacity: 5
 No. of battery containers: 4

Power Station output, MVA: 5.14
 No. of Power Station units: 2



Revisions:

| Rev. | Date | Comments | Drawn | Checked |
|------|----------|----------------|-------|---------|
| 01 | 04/10/13 | Initial design | JD | JD |
| 02 | 04/10/13 | Final design | JD | JD |
| 03 | 04/10/13 | Final design | JD | JD |
| 04 | 04/10/13 | Final design | JD | JD |
| 05 | 04/10/13 | Final design | JD | JD |
| 06 | 04/10/13 | Final design | JD | JD |
| 07 | 04/10/13 | Final design | JD | JD |
| 08 | 04/10/13 | Final design | JD | JD |
| 09 | 04/10/13 | Final design | JD | JD |
| 10 | 04/10/13 | Final design | JD | JD |

Project: Wieserbach
 Location: Wieserbach Baden-Württemberg Germany 49.261039°, 8.827376°
 Title: PV Layout

Drawn: Detra Solar / AD Approved: FJ
 Scale: 1:1500@A1 Date: 30/06/23
 Drawing No: 923V1006-100 Rev: 01

reventon
 reventon.com

Detra Solar
 Löhner Str. 25/104
 80333 München
 www.detrasolar.com

reventon Asset Partners GmbH
 Theodor-Strömschke 14, München
 80333 München
 www.reventon-partners.com

Detra Solar has the right to reuse the content of this drawing for its own purposes. The user is not to be held liable for any damage or loss of profit.

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 Lower LID



Better weak illumination response



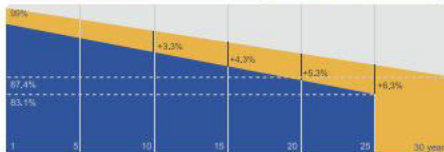
Better Temperature Coefficient

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

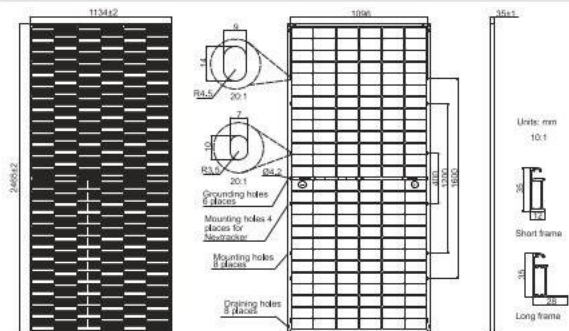
■ Standard Module Linear Performance Warranty

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(-)(Leapfrog) 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(β _{Isc}) | +0.046%/°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.

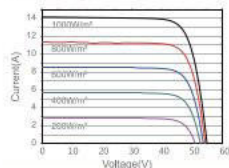
ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO

OPERATING CONDITIONS

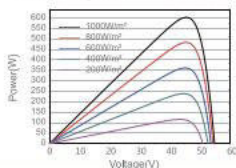
| TYPE | JAM78D40 -600/MB | JAM78D40 -605/MB | JAM78D40 -610/MB | JAM78D40 -615/MB | JAM78D40 -620/MB | JAM78D40 -625/MB | Maximum System Voltage | 1500V DC |
|--|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|----------------------------|---------------------------------|
| Rated Max Power(Pmax) [W] | 648 | 653 | 659 | 664 | 670 | 675 | Operating Temperature | -40°C→+85°C |
| Open Circuit Voltage(Voc) [V] | 54.78 | 54.93 | 55.08 | 55.23 | 55.37 | 55.51 | Maximum Series Fuse Rating | 30A |
| Max Power Voltage(Vmp) [V] | 45.66 | 45.80 | 45.93 | 46.07 | 46.20 | 46.36 | Maximum Static Load,Front* | 5400Pa(112 lb/ft ²) |
| Short Circuit Current(Isc) [A] | 15.14 | 15.22 | 15.29 | 15.37 | 15.44 | 15.51 | Maximum Static Load,Back* | 2400Pa(50 lb/ft ²) |
| Max Power Current(Imp) [A] | 14.19 | 14.27 | 14.34 | 14.42 | 14.49 | 14.56 | NOCT | 45±2°C |
| Irradiation Ratio (rear/front) | 10% | | | | | | Bifaciality** | 80%±10% |
| *For NexTracker installations, maximum static load please take compatibility approve letter between JA Solar and NexTracker for reference. **Bifaciality=Pmax, rear/Rated Pmax, front | | | | | | | Fire Performance | UL Type 29 |

CHARACTERISTICS

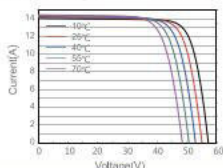
Current-Voltage Curve JAM78D40-610/MB



Power-Voltage Curve JAM78D40-610/MB



Current-Voltage Curve JAM78D40-610/MB



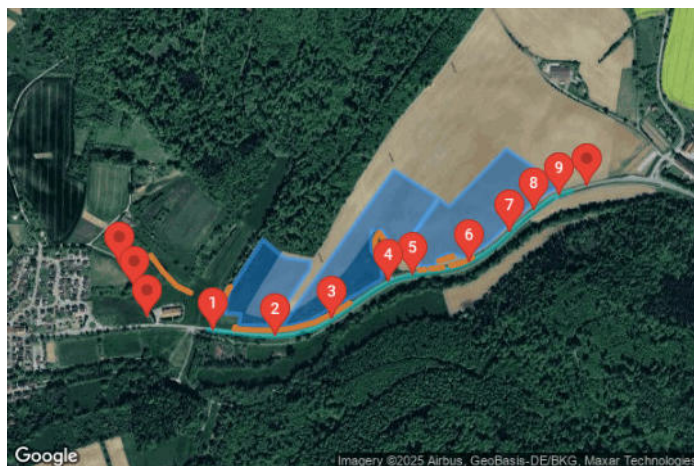


Wiesenbach

Wiesenbach Neu

Created Jul 02, 2025
Updated Jul 03, 2025
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 10.0 deg
Site ID 153784.25640

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 array 1 | 20.0 | 180.0 | 2,423 | 1,772 | - |
| PV array 2 | 20.0 | 180.0 | 3,525 | 1,930 | - |
| PV array 3 | 20.0 | 190.0 | 3,445 | 0 | - |

PV Array(s)

Total PV footprint area: 137,728 m²

Name: PV array 1
Footprint area: 29,582 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 | 49.360140 | 8.821164 | 154.13 | 2.00 | 156.13 |
| 2 | 49.360101 | 8.821791 | 163.59 | 2.00 | 165.59 |
| 3 | 49.359836 | 8.821722 | 155.67 | 2.00 | 157.67 |
| 4 | 49.359822 | 8.822781 | 162.37 | 2.00 | 164.37 |
| 5 | 49.360058 | 8.822990 | 168.03 | 2.00 | 170.03 |
| 6 | 49.360012 | 8.823124 | 167.40 | 2.00 | 169.40 |
| 7 | 49.361195 | 8.824350 | 181.47 | 2.00 | 183.47 |
| 8 | 49.361391 | 8.824399 | 181.36 | 2.00 | 183.36 |
| 9 | 49.361478 | 8.823412 | 176.53 | 2.00 | 178.53 |
| 10 | 49.361918 | 8.822618 | 160.81 | 2.00 | 162.81 |
| 11 | 49.360650 | 8.821362 | 155.59 | 2.00 | 157.59 |

Name: PV array 2
Footprint area: 53,065 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 | 49.359856 | 8.823364 | 164.02 | 2.00 | 166.02 |
| 2 | 49.359812 | 8.823522 | 162.78 | 2.00 | 164.78 |
| 3 | 49.359931 | 8.824322 | 161.41 | 2.00 | 163.41 |
| 4 | 49.360480 | 8.825852 | 158.63 | 2.00 | 160.63 |
| 5 | 49.360961 | 8.827060 | 155.15 | 2.00 | 157.15 |
| 6 | 49.361304 | 8.827078 | 159.95 | 2.00 | 161.95 |
| 7 | 49.361648 | 8.826663 | 169.25 | 2.00 | 171.25 |
| 8 | 49.362137 | 8.826655 | 171.21 | 2.00 | 173.21 |
| 9 | 49.362133 | 8.827049 | 168.70 | 2.00 | 170.70 |
| 10 | 49.361610 | 8.827569 | 166.40 | 2.00 | 168.40 |
| 11 | 49.361615 | 8.827867 | 166.93 | 2.00 | 168.93 |
| 12 | 49.361952 | 8.828076 | 174.99 | 2.00 | 176.99 |
| 13 | 49.362932 | 8.829105 | 185.39 | 2.00 | 187.39 |
| 14 | 49.363600 | 8.827490 | 186.19 | 2.00 | 188.19 |

Name: PV array 3
Footprint area: 55.082 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 190.0 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 | 49.361600 | 8.827980 | 166.57 | 2.00 | 168.57 |
| 2 | 49.361493 | 8.828432 | 163.96 | 2.00 | 165.96 |
| 3 | 49.361252 | 8.828440 | 157.11 | 2.00 | 159.11 |
| 4 | 49.361293 | 8.829061 | 157.59 | 2.00 | 159.59 |
| 5 | 49.361429 | 8.829107 | 161.28 | 2.00 | 163.28 |
| 6 | 49.361513 | 8.829252 | 162.47 | 2.00 | 164.47 |
| 7 | 49.361579 | 8.829488 | 163.00 | 2.00 | 165.00 |
| 8 | 49.361541 | 8.829767 | 160.06 | 2.00 | 162.06 |
| 9 | 49.361487 | 8.830099 | 157.92 | 2.00 | 159.92 |
| 10 | 49.361612 | 8.830482 | 157.67 | 2.00 | 159.67 |
| 11 | 49.361836 | 8.831024 | 157.52 | 2.00 | 159.52 |
| 12 | 49.362413 | 8.831941 | 156.32 | 2.00 | 158.32 |
| 13 | 49.362836 | 8.832713 | 157.33 | 2.00 | 159.33 |
| 14 | 49.363054 | 8.833185 | 157.51 | 2.00 | 159.51 |
| 15 | 49.363208 | 8.833724 | 157.16 | 2.00 | 159.16 |
| 16 | 49.364111 | 8.831667 | 177.17 | 2.00 | 179.17 |
| 17 | 49.362714 | 8.829553 | 183.02 | 2.00 | 185.02 |
| 18 | 49.362888 | 8.829199 | 185.10 | 2.00 | 187.10 |
| 19 | 49.361926 | 8.828121 | 174.63 | 2.00 | 176.63 |

Route Receptor(s)

Name: Route 1
Route type: Two-way
Azimuthal view angle: 30.0 deg
Downward view angle: 0.0 deg



| Vertex | Latitude | Longitude | Ground elevation | Height above ground | Total elevation |
|--------|-----------|-----------|------------------|---------------------|-----------------|
| | deg | deg | m | m | m |
| 1 | 49.359733 | 8.820590 | 149.86 | 0.00 | 149.86 |
| 2 | 49.359655 | 8.821606 | 151.50 | 0.00 | 151.50 |
| 3 | 49.359599 | 8.822398 | 152.64 | 0.00 | 152.64 |
| 4 | 49.359580 | 8.823068 | 153.21 | 0.00 | 153.21 |
| 5 | 49.359614 | 8.823707 | 153.06 | 0.00 | 153.06 |
| 6 | 49.359761 | 8.824541 | 153.07 | 0.00 | 153.07 |
| 7 | 49.359971 | 8.825176 | 152.91 | 0.00 | 152.91 |
| 8 | 49.360317 | 8.825952 | 153.14 | 0.00 | 153.14 |
| 9 | 49.360581 | 8.826528 | 152.23 | 0.00 | 152.23 |
| 10 | 49.360727 | 8.826864 | 153.04 | 0.00 | 153.04 |
| 11 | 49.360909 | 8.827435 | 153.51 | 0.00 | 153.51 |
| 12 | 49.361016 | 8.827928 | 152.96 | 0.00 | 152.96 |
| 13 | 49.361120 | 8.828693 | 153.53 | 0.00 | 153.53 |
| 14 | 49.361211 | 8.829605 | 153.98 | 0.00 | 153.98 |
| 15 | 49.361325 | 8.830165 | 153.66 | 0.00 | 153.66 |
| 16 | 49.361575 | 8.830879 | 154.42 | 0.00 | 154.42 |
| 17 | 49.361833 | 8.831410 | 154.89 | 0.00 | 154.89 |
| 18 | 49.362074 | 8.831802 | 155.42 | 0.00 | 155.42 |
| 19 | 49.362313 | 8.832177 | 155.49 | 0.00 | 155.49 |
| 20 | 49.362507 | 8.832531 | 155.59 | 0.00 | 155.59 |
| 21 | 49.362722 | 8.832958 | 155.66 | 0.00 | 155.66 |
| 22 | 49.362900 | 8.833338 | 155.95 | 0.00 | 155.95 |
| 23 | 49.362999 | 8.833650 | 155.90 | 0.00 | 155.90 |
| 24 | 49.363092 | 8.834092 | 155.74 | 0.00 | 155.74 |

Discrete Observation Receptors

| Number | Latitude | Longitude | Ground elevation | Height above ground | Total Elevation |
|--------|-----------|-----------|------------------|---------------------|-----------------|
| | deg | deg | m | m | m |
| OP 1 | 49.359718 | 8.820772 | 150.20 | 2.50 | 152.70 |
| OP 2 | 49.359584 | 8.823077 | 153.22 | 2.50 | 155.72 |
| OP 3 | 49.359992 | 8.825215 | 153.03 | 2.50 | 155.53 |
| OP 4 | 49.360890 | 8.827283 | 153.12 | 2.50 | 155.62 |
| OP 5 | 49.361064 | 8.828213 | 153.19 | 2.50 | 155.69 |
| OP 6 | 49.361361 | 8.830284 | 153.98 | 2.50 | 156.48 |
| OP 7 | 49.362095 | 8.831802 | 155.58 | 2.50 | 158.08 |
| OP 8 | 49.362609 | 8.832709 | 155.85 | 2.50 | 158.35 |
| OP 9 | 49.362989 | 8.833642 | 155.84 | 2.50 | 158.34 |
| OP 10 | 49.363200 | 8.834683 | 156.42 | 2.50 | 158.92 |
| OP 11 | 49.361298 | 8.817314 | 162.52 | 2.50 | 165.02 |
| OP 12 | 49.360711 | 8.817840 | 155.68 | 2.50 | 158.18 |
| OP 13 | 49.360026 | 8.818328 | 147.88 | 2.50 | 150.38 |

Obstruction Components

Name: Obstruction 1
Upper edge height: 5.0 m



| Vertex | Latitude deg | Longitude deg | Ground elevation m |
|--------|-----------------|------------------|-----------------------|
| 1 | 49.359799 | 8.821596 | 153.04 |
| 2 | 49.359753 | 8.821560 | 151.72 |
| 3 | 49.359728 | 8.822253 | 157.05 |
| 4 | 49.359719 | 8.823015 | 159.56 |
| 5 | 49.359764 | 8.823690 | 159.88 |
| 6 | 49.359915 | 8.824577 | 157.89 |
| 7 | 49.360058 | 8.825008 | 158.19 |
| 8 | 49.360201 | 8.825416 | 155.88 |
| 9 | 49.360381 | 8.825851 | 155.38 |

Name: Obstruction 2
Upper edge height: 5.0 m



| Vertex | Latitude deg | Longitude deg | Ground elevation m |
|--------|-----------------|------------------|-----------------------|
| 1 | 49.361179 | 8.828441 | 155.41 |
| 2 | 49.361188 | 8.828636 | 155.32 |

Name: Obstruction 3
Upper edge height: 6.0 m



| Vertex | Latitude deg | Longitude deg | Ground elevation m |
|--------|-----------------|------------------|-----------------------|
| 1 | 49.361401 | 8.829165 | 160.03 |
| 2 | 49.361450 | 8.829390 | 160.97 |
| 3 | 49.361515 | 8.829674 | 159.87 |

Name: Obstruction 4
Upper edge height: 5.0 m



| Vertex | Latitude deg | Longitude deg | Ground elevation m |
|--------|-----------------|------------------|-----------------------|
| 1 | 49.361288 | 8.829619 | 155.41 |
| 2 | 49.361319 | 8.829832 | 155.14 |
| 3 | 49.361352 | 8.830017 | 155.22 |
| 4 | 49.361402 | 8.830201 | 155.37 |
| 5 | 49.361482 | 8.830404 | 156.15 |

Name: Obstruction 5
Upper edge height: 4.0 m



| Vertex | Latitude | Longitude | Ground elevation |
|--------|-----------|-----------|------------------|
| | deg | deg | m |
| 1 | 49.361208 | 8.828854 | 155.75 |
| 2 | 49.361225 | 8.829036 | 156.08 |

Name: Obstruction 6
Upper edge height: 4.0 m



| Vertex | Latitude | Longitude | Ground elevation |
|--------|-----------|-----------|------------------|
| | deg | deg | m |
| 1 | 49.361222 | 8.829098 | 155.92 |
| 2 | 49.361243 | 8.829300 | 155.71 |

Name: Obstruction 7
Upper edge height: 5.0 m



| Vertex | Latitude | Longitude | Ground elevation |
|--------|-----------|-----------|------------------|
| | deg | deg | m |
| 1 | 49.361901 | 8.826783 | 168.61 |
| 2 | 49.361640 | 8.826805 | 167.52 |
| 3 | 49.361508 | 8.827084 | 163.30 |
| 4 | 49.361324 | 8.827277 | 159.25 |
| 5 | 49.361403 | 8.827631 | 161.43 |
| 6 | 49.361635 | 8.827438 | 166.97 |
| 7 | 49.362086 | 8.826933 | 169.10 |
| 8 | 49.361901 | 8.826783 | 168.61 |

Name: Obstruction 8
Upper edge height: 5.0 m



| Vertex | Latitude | Longitude | Ground elevation |
|--------|-----------|-----------|------------------|
| | deg | deg | m |
| 1 | 49.360778 | 8.821414 | 155.61 |
| 2 | 49.360456 | 8.821148 | 153.95 |
| 3 | 49.360098 | 8.820963 | 151.63 |

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 array 1 | 20.0 | 180.0 | 2,423 | 1,772 | - | |
| PV array 2 | 20.0 | 180.0 | 3,525 | 1,930 | - | |
| PV array 3 | 20.0 | 190.0 | 3,445 | 0 | - | |

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 | 0 | 5 | 508 | 210 | 423 | 169 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| pv-array-1 (yellow) | 0 | 0 | 0 | 0 | 172 | 431 | 285 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| pv-array-2 (green) | 0 | 0 | 0 | 0 | 222 | 151 | 210 | 49 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| pv-array-2 (yellow) | 0 | 0 | 0 | 0 | 112 | 674 | 339 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| pv-array-3 (green) | 0 | 0 | 0 | 15 | 560 | 1022 | 782 | 149 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| pv-array-3 (yellow) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

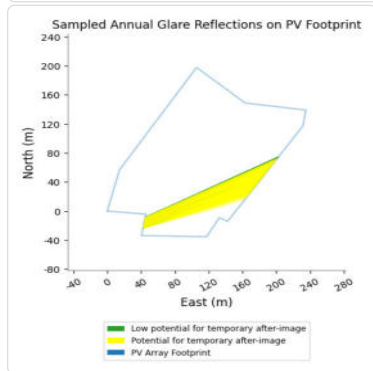
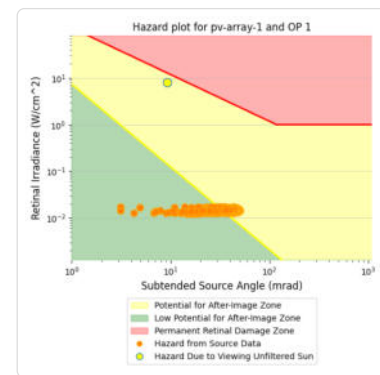
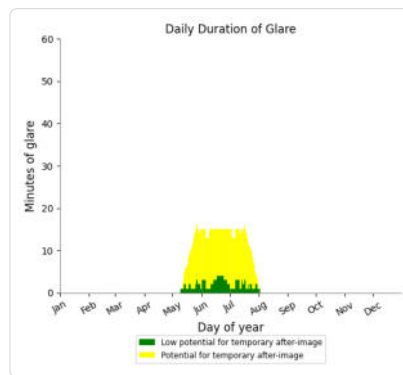
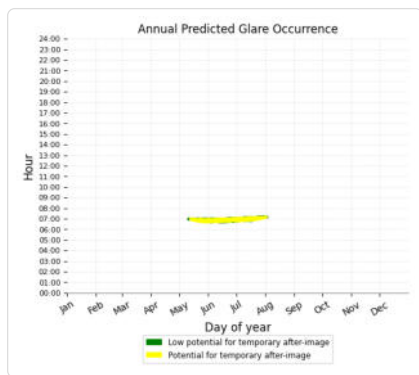
PV array 1 potential temporary after-image

| Component | Green glare (min) | Yellow glare (min) |
|----------------|-------------------|--------------------|
| OP: OP 1 | 167 | 860 |
| OP: OP 2 | 0 | 0 |
| OP: OP 3 | 0 | 0 |
| OP: OP 4 | 563 | 0 |
| OP: OP 5 | 0 | 0 |
| OP: OP 6 | 0 | 0 |
| OP: OP 7 | 0 | 0 |
| OP: OP 8 | 0 | 0 |
| OP: OP 9 | 0 | 0 |
| OP: OP 10 | 0 | 0 |
| OP: OP 11 | 0 | 0 |
| OP: OP 12 | 245 | 0 |
| OP: OP 13 | 1448 | 659 |
| Route: Route 1 | 0 | 253 |

PV array 1: OP 1

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

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



PV array 1: OP 2

No glare found

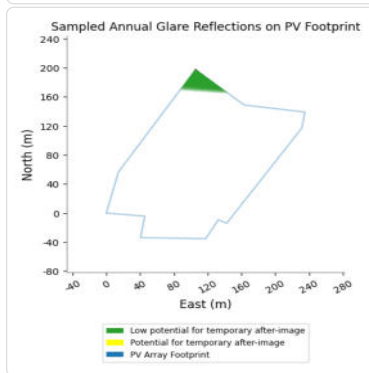
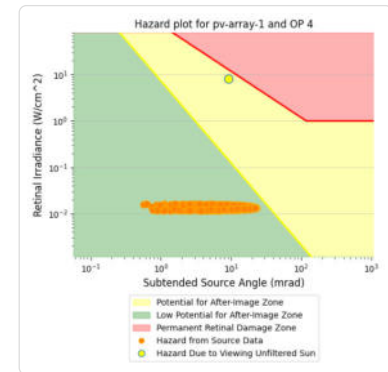
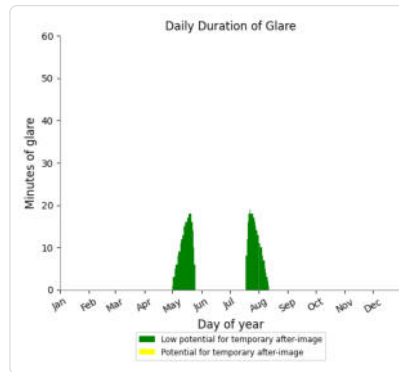
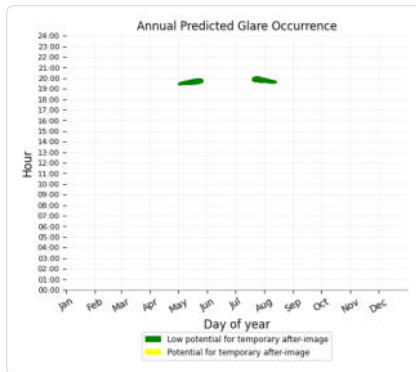
PV array 1: OP 3

No glare found

PV array 1: OP 4

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

- 563 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 5**

No glare found

PV array 1: OP 6

No glare found

PV array 1: OP 7

No glare found

PV array 1: OP 8

No glare found

PV array 1: OP 9

No glare found

PV array 1: OP 10

No glare found

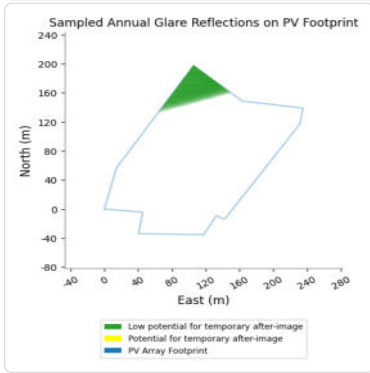
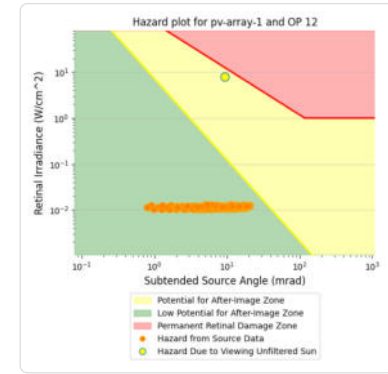
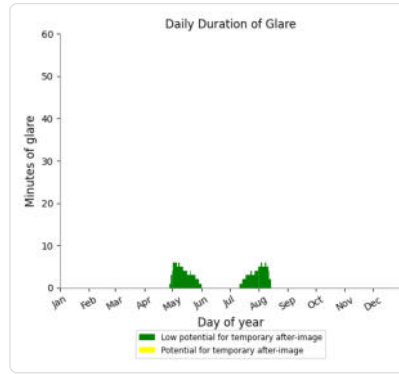
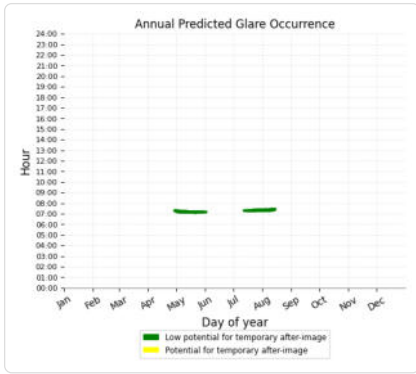
PV array 1: OP 11

No glare found

PV array 1: OP 12

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

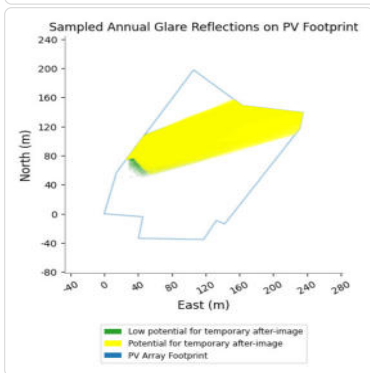
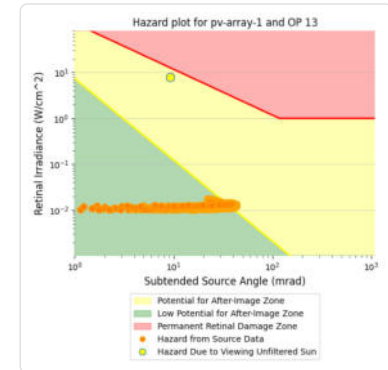
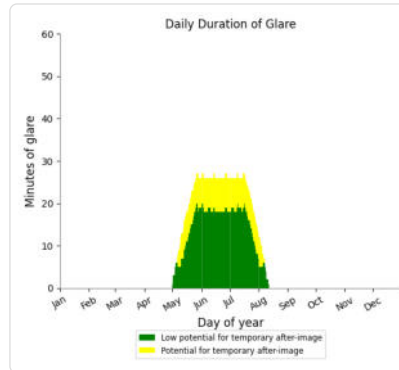
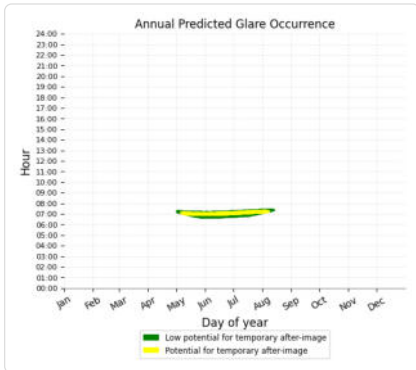
- 245 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV array 1: OP 13

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

- 1,448 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 659 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



| Corneal Irradiance | DNI (W/m²) | Ocular Hazard # | Reflectivity | Retinal Irradiance | Subtended Glare Angle (rad) | Sun Altitude (deg) | Sun Azimuth (deg) | Sun Position Vector (i) | Sun Position Vector (j) | Sun Position Vector (k) | Reflected Sun Vector (i) | Reflected Sun Vector (j) | Reflected Sun Vector (k) | Tag | Anzahl Minuten | Anfang | Ende | Zeitraum Start | Zeitraum Ende | pro Tag | Minuten im Zeitraum | Erste Zeit | Letzte Zeit | Messpunkt P4 | | |
|---------------------|-------------|-----------------|--------------|--------------------|-----------------------------|--------------------|-------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------|----------------|--------|------|----------------|---------------|---------|---------------------|------------|-------------|--------------|--|--|
| 2025-05-23 07:19:00 | 0,005819761 | 709,5 | 1 | 0,319 | 0,012894691 | 0,003021988 | 15 | 75,7 | 0,936 | 0,238 | 0,258 | -0,949 | -0,31 | -0,057 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-23 07:20:00 | 0,005787341 | 711 | 1 | 0,312 | 0,012558936 | 0,004512739 | 15,1 | 75,9 | 0,936 | 0,235 | 0,261 | -0,95 | -0,309 | -0,053 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-23 07:21:00 | 0,005721326 | 712,5 | 1 | 0,306 | 0,012357621 | 0,005362517 | 15,3 | 76,1 | 0,936 | 0,232 | 0,264 | -0,95 | -0,308 | -0,049 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-23 07:22:00 | 0,005609358 | 714 | 1 | 0,299 | 0,012120604 | 0,005319598 | 15,4 | 76,3 | 0,936 | 0,229 | 0,266 | -0,95 | -0,308 | -0,045 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-23 07:23:00 | 0,005470655 | 715,5 | 1 | 0,293 | 0,011887891 | 0,004709984 | 15,6 | 76,5 | 0,936 | 0,225 | 0,269 | -0,951 | -0,307 | -0,041 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-23 07:24:00 | 0,005327877 | 717,1 | 1 | 0,287 | 0,011655261 | 0,003948638 | 15,8 | 76,6 | 0,936 | 0,222 | 0,272 | -0,951 | -0,306 | -0,037 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-23 07:25:00 | 0,005166455 | 718,6 | 1 | 0,281 | 0,011434798 | 0,002716397 | 15,9 | 76,8 | 0,936 | 0,219 | 0,274 | -0,952 | -0,306 | -0,033 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-24 07:17:00 | 0,006015964 | 707,5 | 1 | 0,33 | 0,013237974 | 0,003348436 | 14,8 | 75,3 | 0,935 | 0,246 | 0,255 | -0,947 | -0,314 | -0,065 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-24 07:18:00 | 0,006005996 | 709 | 1 | 0,323 | 0,012985531 | 0,005254173 | 15 | 75,4 | 0,935 | 0,243 | 0,258 | -0,948 | -0,314 | -0,061 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-24 07:19:00 | 0,005994519 | 710,5 | 1 | 0,316 | 0,012737528 | 0,007118726 | 15,1 | 75,6 | 0,935 | 0,24 | 0,261 | -0,948 | -0,313 | -0,057 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-24 07:20:00 | 0,005950512 | 712,1 | 1 | 0,309 | 0,012494049 | 0,008306954 | 15,3 | 75,8 | 0,935 | 0,237 | 0,263 | -0,949 | -0,312 | -0,053 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-24 07:21:00 | 0,005860378 | 713,6 | 1 | 0,303 | 0,012254868 | 0,008822522 | 15,4 | 76 | 0,935 | 0,234 | 0,266 | -0,949 | -0,312 | -0,049 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-24 07:22:00 | 0,005741826 | 715,1 | 1 | 0,296 | 0,012019967 | 0,008707668 | 15,6 | 76,2 | 0,935 | 0,231 | 0,269 | -0,949 | -0,311 | -0,045 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-24 07:23:00 | 0,005615402 | 716,6 | 1 | 0,29 | 0,011789277 | 0,008401299 | 15,7 | 76,3 | 0,935 | 0,227 | 0,271 | -0,95 | -0,31 | -0,041 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-24 07:24:00 | 0,005490329 | 718,1 | 1 | 0,284 | 0,011562731 | 0,008069332 | 15,9 | 76,5 | 0,935 | 0,224 | 0,274 | -0,95 | -0,309 | -0,037 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-24 07:25:00 | 0,005353082 | 719,6 | 1 | 0,278 | 0,011340262 | 0,007441775 | 16,1 | 76,7 | 0,935 | 0,221 | 0,277 | -0,951 | -0,309 | -0,033 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-24 07:26:00 | 0,0051792 | 721,1 | 1 | 0,272 | 0,011121804 | 0,005988398 | 16,2 | 76,9 | 0,935 | 0,218 | 0,279 | -0,951 | -0,308 | -0,029 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-24 07:27:00 | 0,004935042 | 722,6 | 1 | 0,266 | 0,010907291 | 0,002869519 | 16,4 | 77 | 0,935 | 0,215 | 0,282 | -0,951 | -0,307 | -0,025 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-25 07:15:00 | 0,006205024 | 705,5 | 1 | 0,341 | 0,013645254 | 0,003418098 | 14,6 | 74,8 | 0,934 | 0,254 | 0,252 | -0,945 | -0,319 | -0,072 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-25 07:16:00 | 0,006197051 | 707 | 1 | 0,334 | 0,013385887 | 0,005356587 | 14,8 | 75 | 0,934 | 0,251 | 0,255 | -0,946 | -0,318 | -0,068 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-25 07:17:00 | 0,006182501 | 708,6 | 1 | 0,327 | 0,013131114 | 0,007166778 | 14,9 | 75,1 | 0,934 | 0,248 | 0,258 | -0,946 | -0,317 | -0,064 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-25 07:18:00 | 0,006164717 | 710,1 | 1 | 0,32 | 0,012880861 | 0,008908273 | 15,1 | 75,3 | 0,934 | 0,245 | 0,26 | -0,947 | -0,317 | -0,06 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-25 07:19:00 | 0,006124439 | 711,6 | 1 | 0,313 | 0,012635057 | 0,010251581 | 15,2 | 75,5 | 0,934 | 0,242 | 0,263 | -0,947 | -0,316 | -0,056 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-25 07:20:00 | 0,006052924 | 713,1 | 1 | 0,306 | 0,012393632 | 0,011045017 | 15,4 | 75,7 | 0,934 | 0,239 | 0,266 | -0,948 | -0,315 | -0,052 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-25 07:21:00 | 0,005949118 | 714,6 | 1 | 0,3 | 0,012156515 | 0,011256784 | 15,6 | 75,8 | 0,934 | 0,236 | 0,268 | -0,948 | -0,315 | -0,048 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-25 07:22:00 | 0,005828234 | 716,1 | 1 | 0,294 | 0,011923638 | 0,01113235 | 15,7 | 76 | 0,934 | 0,233 | 0,271 | -0,948 | -0,314 | -0,044 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-25 07:23:00 | 0,005705803 | 717,6 | 1 | 0,287 | 0,011694933 | 0,010936826 | 15,9 | 76,2 | 0,934 | 0,229 | 0,274 | -0,949 | -0,313 | -0,04 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-25 07:24:00 | 0,005583308 | 719,1 | 1 | 0,281 | 0,011470334 | 0,010694095 | 16 | 76,4 | 0,934 | 0,226 | 0,276 | -0,949 | -0,312 | -0,036 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-25 07:25:00 | 0,005446139 | 720,6 | 1 | 0,275 | 0,011249772 | 0,010119565 | 16,2 | 76,6 | 0,934 | 0,223 | 0,279 | -0,95 | -0,312 | -0,032 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-25 07:26:00 | 0,005284634 | 722,1 | 1 | 0,269 | 0,011033185 | 0,008992652 | 16,4 | 76,7 | 0,934 | 0,22 | 0,282 | -0,95 | -0,311 | -0,028 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-25 07:27:00 | 0,005100679 | 723,6 | 1 | 0,264 | 0,010820506 | 0,007294168 | 16,5 | 76,9 | 0,934 | 0,217 | 0,284 | -0,95 | -0,31 | -0,024 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-25 07:28:00 | 0,004874953 | 725,1 | 1 | 0,258 | 0,010611672 | 0,00452326 | 16,7 | 77,1 | 0,934 | 0,214 | 0,287 | -0,951 | -0,31 | -0,02 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-26 07:14:00 | 0,006328162 | 705 | 1 | 0,345 | 0,013800626 | 0,004321917 | 14,6 | 74,5 | 0,932 | 0,259 | 0,252 | -0,944 | -0,323 | -0,075 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-26 07:15:00 | 0,006347218 | 706,6 | 1 | 0,338 | 0,013538811 | 0,006708619 | 14,7 | 74,6 | 0,933 | 0,256 | 0,255 | -0,944 | -0,322 | -0,071 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-26 07:16:00 | 0,006344565 | 708,1 | 1 | 0,331 | 0,013281619 | 0,008708666 | 14,9 | 74,8 | 0,933 | 0,253 | 0,257 | -0,945 | -0,321 | -0,067 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-26 07:17:00 | 0,00631757 | 709,6 | 1 | 0,324 | 0,013028979 | 0,010288088 | 15,1 | 75 | 0,933 | 0,25 | 0,26 | -0,945 | -0,32 | -0,063 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-26 07:18:00 | 0,00627544 | 711,1 | 1 | 0,317 | 0,012780818 | 0,011604581 | 15,2 | 75,2 | 0,933 | 0,247 | 0,263 | -0,946 | -0,32 | -0,059 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-26 07:19:00 | 0,006214849 | 712,6 | 1 | 0,31 | 0,012537065 | 0,012602063 | 15,4 | 75,4 | 0,933 | 0,244 | 0,265 | -0,946 | -0,319 | -0,055 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-26 07:20:00 | 0,00612799 | 714,1 | 1 | 0,304 | 0,012297651 | 0,013143664 | 15,5 | 75,5 | 0,933 | 0,241 | 0,268 | -0,947 | -0,318 | -0,051 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-26 07:21:00 | 0,006017024 | 715,6 | 1 | 0,297 | 0,012062507 | 0,013250877 | 15,7 | 75,7 | 0,933 | 0,238 | 0,27 | -0,947 | -0,318 | -0,047 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-26 07:22:00 | 0,005895741 | 717,1 | 1 | 0,291 | 0,011831565 | 0,013143764 | 15,9 | 75,9 | 0,933 | 0,234 | 0,273 | -0,948 | -0,317 | -0,043 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-26 07:23:00 | 0,005775437 | 718,6 | 1 | 0,285 | 0,011604756 | 0,01301278 | 16 | 76,1 | 0,933 | 0,231 | 0,276 | -0,948 | -0,316 | -0,039 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-26 07:24:00 | 0,005651374 | 720,1 | 1 | 0,279 | 0,011382016 | 0,012769928 | 16,2 | 76,3 | 0,933 | 0,228 | 0,278 | -0,948 | -0,315 | -0,035 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-26 07:25:00 | 0,005513197 | 721,6 | 1 | 0,273 | 0,011163278 | 0,012212476 | 16,3 | 76,4 | 0,933 | 0,225 | 0,281 | -0,949 | -0,315 | -0,031 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-26 07:26:00 | 0,005356424 | 723,1 | 1 | 0,267 | 0,010948477 | 0,011227274 | 16,5 | 76,6 | 0,933 | 0,222 | 0,284 | -0,949 | -0,314 | -0,027 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-26 07:27:00 | 0,005187574 | 724,6 | 1 | 0,261 | 0,010737525 | 0,009903766 | 16,6 | 76,8 | 0,933 | 0,219 | 0,286 | -0,949 | -0,313 | -0,023 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-26 07:28:00 | 0,004996071 | 726 | 1 | 0,256 | 0,010530435 | 0,007982157 | 16,8 | 77 | 0,933 | 0,216 | 0,289 | -0,95 | -0,313 | -0,019 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-26 07:29:00 | 0,004743994 | 727,5 | 1 | 0,25 | 0,010327068 | 0,004518416 | 17 | 77,1 | 0,933 | 0,213 | 0,292 | -0,95 | -0,312 | -0,015 | | | | | | | | | | | | |
| 2025-05-27 07:13:00 | 0,006416996 | 704,6 | 1 | 0,349 | 0,013961293 | 0,004577957 | 14,6 | 74,2 | 0,931 | 0,264 | 0,251 | -0,942 | -0,326 | -0,078 | | | | | | | | | | | | |

Tag **Anzahl Minuten** **Anfang** **Ende** **Zeitraum Start** **Zeitraum Ende** **pro Tag** **Minuten im Zeitraum** **Erste Zeit** **Letzte Zeit** **Messpunkt P4**

#ZAHL

Potentielle Reflexionen am Messpunkt P4:
 0 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
 0 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 1453 Einträgen / -1452):
 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)