

SolPEG Blendgutachten Photovoltaikanlage Zahna-Elster

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in der Nähe von Zahna-Elster in Sachsen-Anhalt**

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

FON: +49 (0)40 79 69 59 36
FAX: +49 (0)40 79 69 59 38
info@solpeg.de
www.solpeg.de

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung	3
1.1	Hintergrund und Auftragsumfang	3
2	Systembeschreibung	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude	6
3	Ermittlung der potenziellen Blendwirkung	7
3.1	Rechtliche Hinweise	7
3.2	Blendwirkung von PV-Modulen	7
3.2	Berechnung der Blendwirkung	9
3.3	Technische Parameter der PV-Anlage	10
3.4	Standorte für die Analyse	11
3.5	Hinweise zum Simulationsverfahren	12
4	Ergebnisse	16
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, B187 südwestlich	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, B187 südlich	19
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, B187 südwestlich	20
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Bahnstrecke östlich	21
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Bahnstrecke östlich	23
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P6, Gebäude südlich	25
4.7	Ergebnisse am Messpunkt P7, Gebäude östlich	25
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	27
6	Schlussbemerkung	27
7	Anhang (Auszug)	28 - 42

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV-Anlage „Zahna-Elster“

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 700 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Zahna-Elster“ für Verkehrsteilnehmer auf der B187, die Bahnstrecke Węgliniec–Roßlau sowie ggf. für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.1 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. Licht-Leitlinie¹, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV-Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Licht-Leitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV-Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV-Anlage „Zahna-Elster“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf der B187, die Bahnstrecke, sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV-Anlage. Eine Analyse der 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 Licht-Leitlinie werden an entsprechender Stelle wiedergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet im Landkreis Wittenberg in Sachsen-Anhalt in der Nähe der Stadt Elster (Elbe). Durch das Feld A verläuft die Bahnstrecke Wegliniec–Roßlau und südlich des Feldes A verläuft die B187. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen im Landkreis Wittenberg in Sachsen-Anhalt in der Nähe von Elster (Elbe). Die Flächen sind überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	51.852 °N, 12.807 °O, 73 m ü.N.N
Kürzeste Entfernung zur Bahnstrecke	ca. 15 m
Kürzester Abstand zur B187	ca. 30 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 220 m, ca. 345 m

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

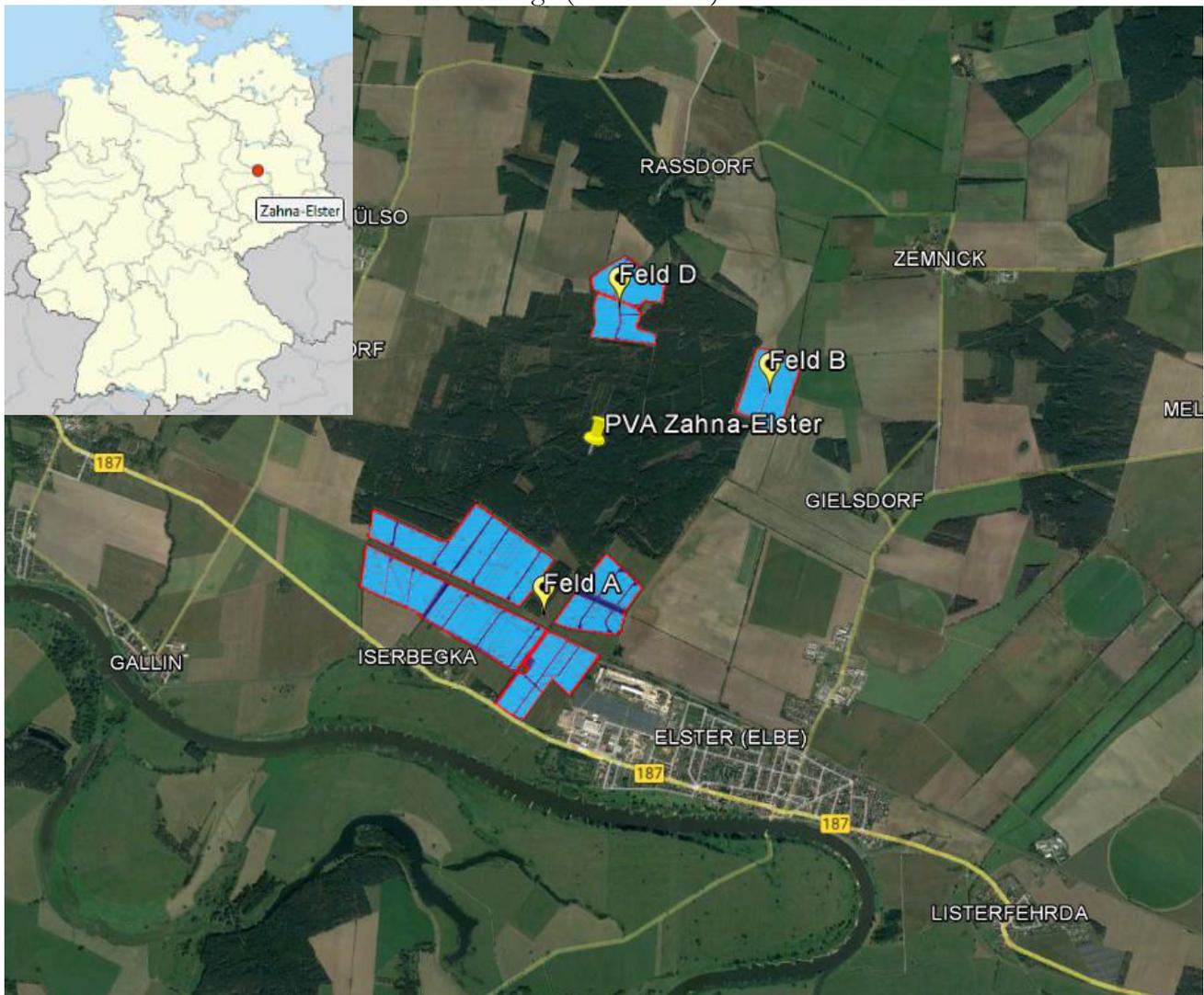


Bild 2.1.1: Luftbild der PV-Anlage und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Die folgenden Bilder zeigen die Fläche der geplanten PV-Anlage sowie Umgebung.

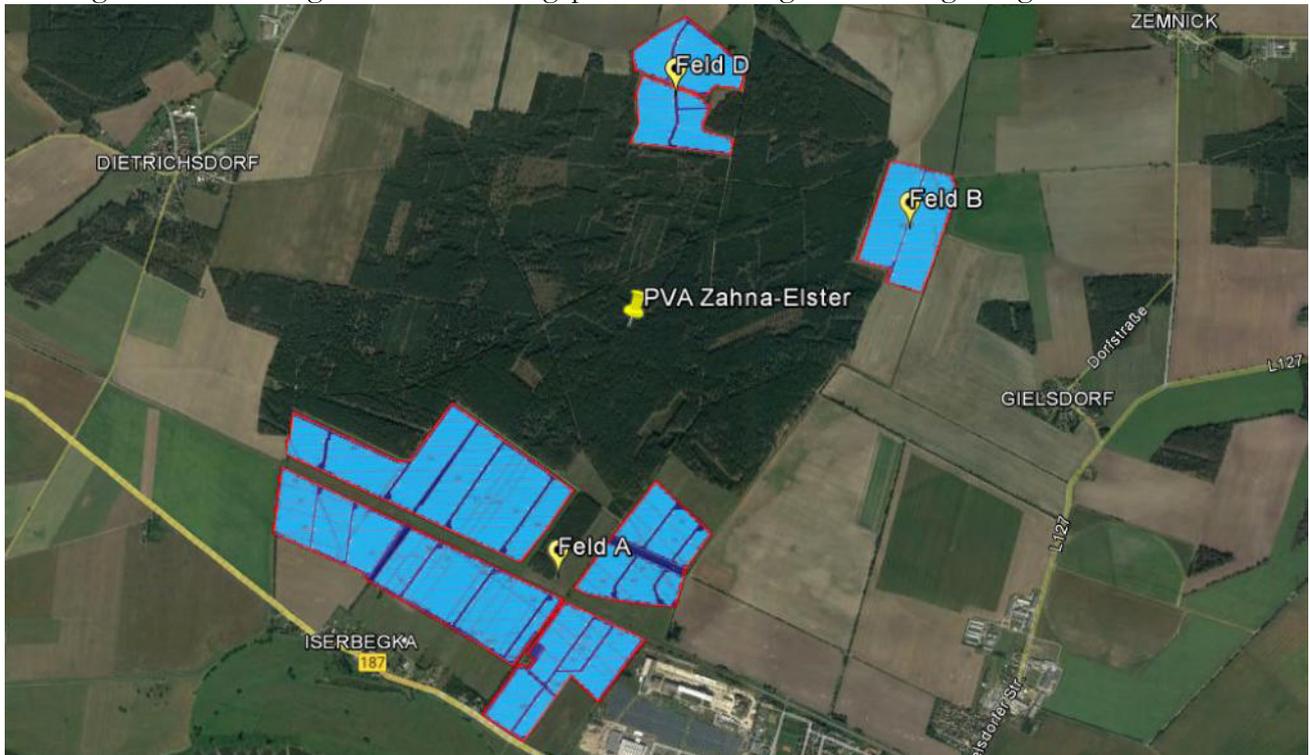


Bild 2.1.2: Detail der PV-Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Das folgende Bild zeigt die Teilflächen von PV-Feld A der geplanten PV-Anlage sowie Umgebung.



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

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.

Das folgende Bild zeigt zwei Gebäude in der Umgebung des Feldes A der PV-Anlage. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können diese Immissionsorte von potenziellen Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden. Die Standorte sind zwar recht weit entfernt, werden aber beispielhaft aufgrund der Lage, des Einfallswinkels und der Entfernung analysiert. Bei den Feldern B und D befinden sich keine Gebäude in der Umgebung.

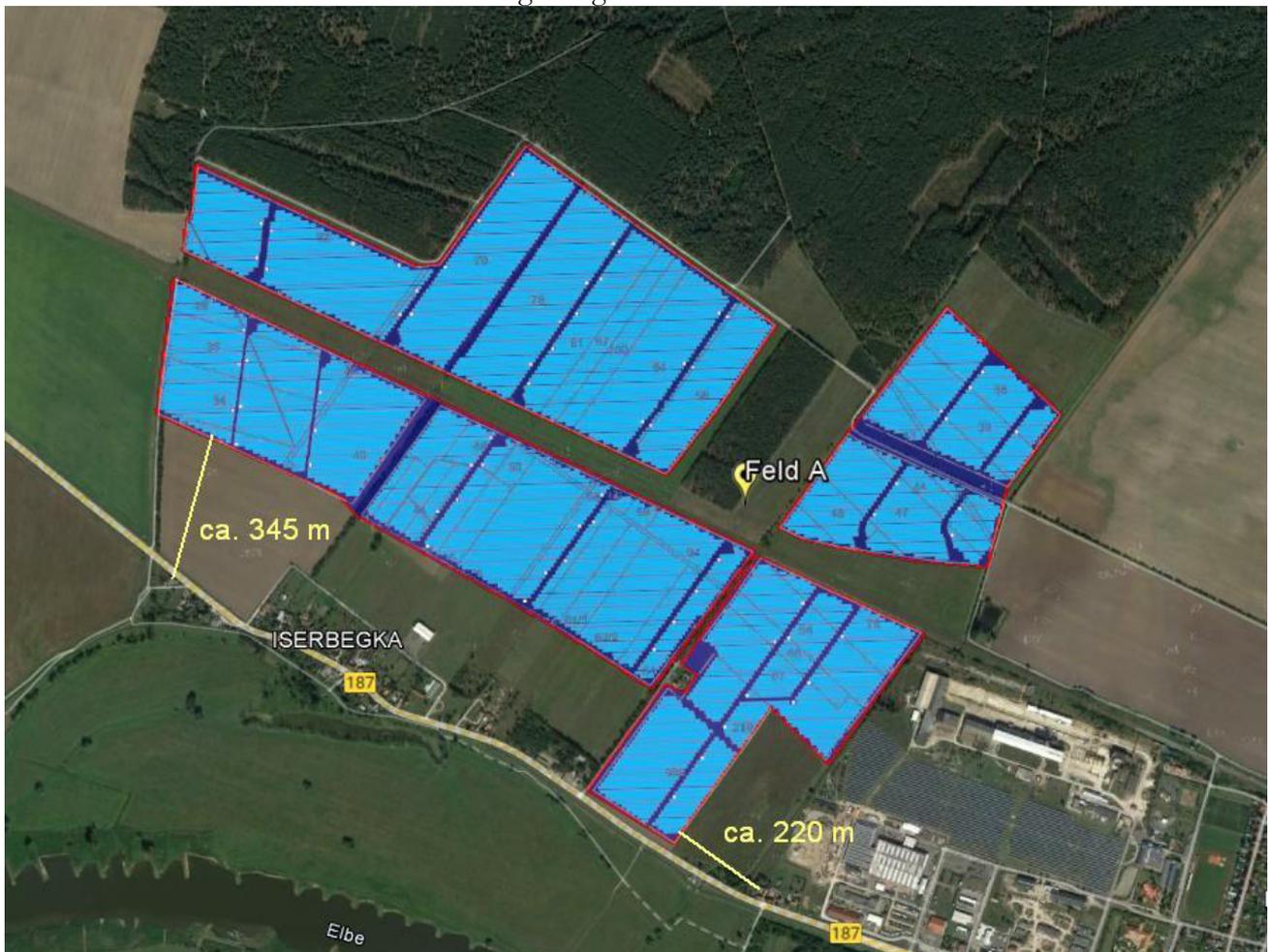


Bild 2.2.1: Gebäude in der Umgebung der PV-Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

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 Braunschweig² die grundsätz-
lich fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI
Lichtleitlinie können lediglich im Einzelfall als Orientierung herangezogen werden.

1.2 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:

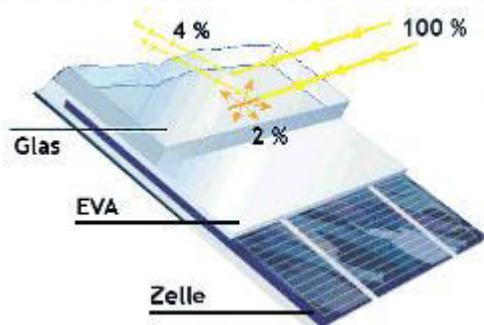


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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)

² <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.

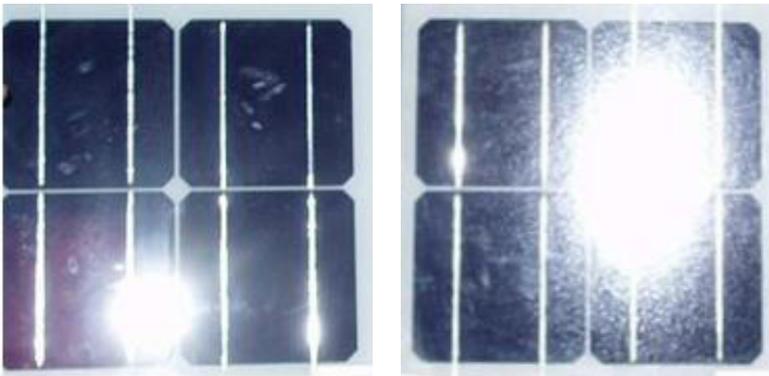


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

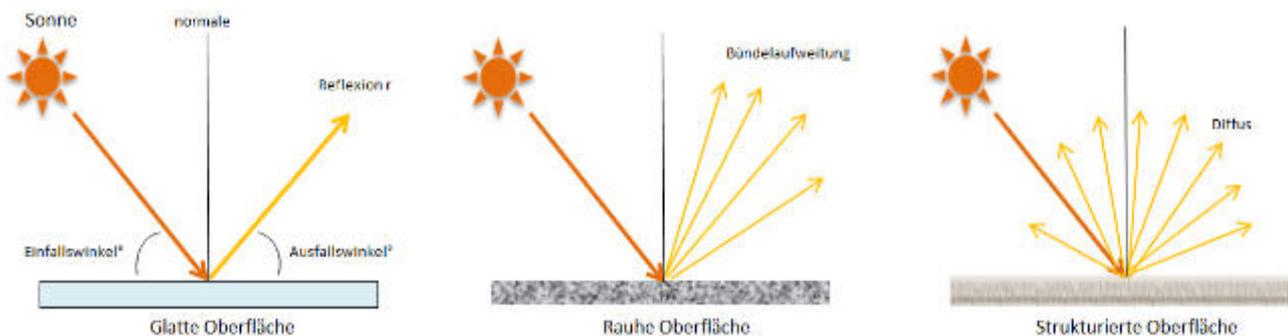


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers werden PV-Module mit Anti-Reflexions-Eigenschaften zum Einsatz kommen (von Herstellern wie z.B. Trina Solar, Jinko, JA Solar). Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung. Die folgende Skizze zeigt beispielhaft die Angaben zur Antireflexionsschicht.

Mechanische Eigenschaften

Zelltyp	P-Typ Monokristallin
Anzahl der Zellen	144 (6×24)
Maße	2274×1134×35mm (89.53×44.65×1.38 inch)
Gewicht	28.9 kg (63.7 lbs)
Frontglas	3.2mm, getempertes Glas mit hoher Lichtdurchlässigkeit und niedrigem Eisengehalt; <u>Antireflex-Beschichtung</u>
Rahmen	Eloxierte Aluminiumlegierung
Anschlussdose	Schutzklasse IP68

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.2 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 FAA³ zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

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

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

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

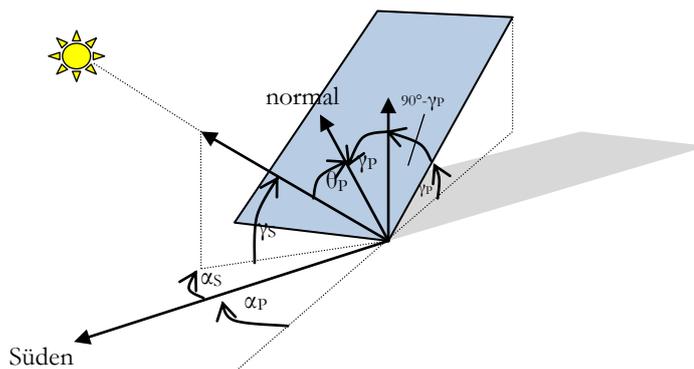


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

Die unter 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV-Modulen (Glasoberfläche, 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 höchstmögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Immissionsquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV-Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie⁴ wird eine Entfernung von 100 m genannt. Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁵, New Mexico überprüft.

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

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

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

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 einfachen Modulen. Dennoch sind Reflexionen nicht ausgeschlossen, insbesondere wenn das Sonnenlicht abends und morgens in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft. Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

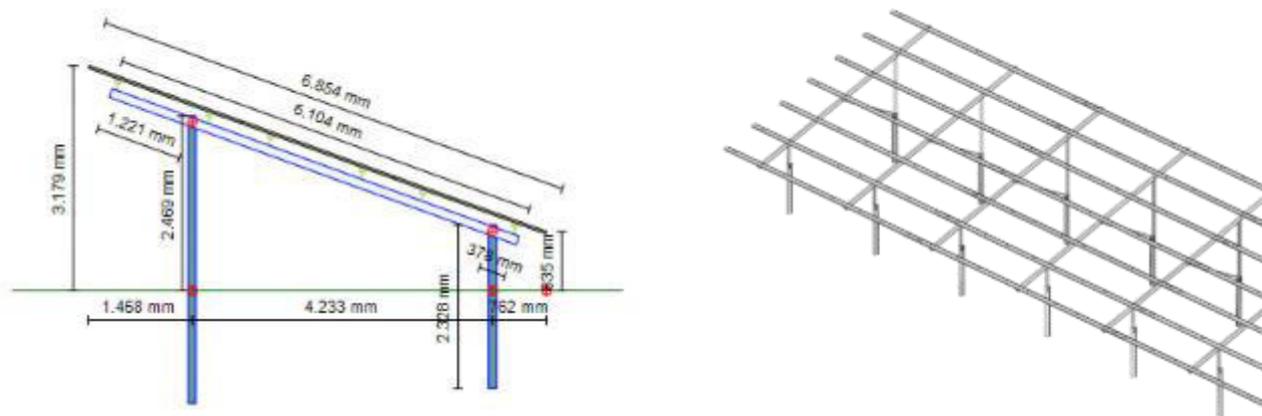


Bild 3.4.1: Beispiel der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung, Beispiel)

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

Berechnungsparameter

PV-Modul	Trina Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	180° = Süden
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,8 m – 3,2 m
Höhe Messpunkte	2 m (PKW, Transporter, LKW gemittelt ⁶), 2,5 m Triebwagen
Sichtwinkel Zug- und Fahrzeugführer	Fahrtrichtung +/- 20°, 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 Beeinträchtigung⁷ darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen mit einer bestimmten Leuchtdichte eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Unter Berücksichtigung dieser Aspekte wird der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von +/- 20° um die Fahrtrichtung definiert. Die Sichtweite beträgt dabei 100 m.

⁶ Eine Höhe von 2 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt ca. 1,30 m

⁷ Ein Aspekt ist die Anordnung und Anzahl der relevanten Schzellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge

3.4 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 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 der potenziellen Blendwirkung wurden exemplarisch insgesamt 7 Messpunkte im Bereich der PV-Teilfelder A1 – A5 festgelegt (PV-Feld B und D sind aufgrund der Entfernung nicht relevant) und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. 2 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke, 2 Messpunkte im Bereich von umliegenden Gebäuden sowie 3 Messpunkte auf der B187. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.

Die folgende Übersicht zeigt die gewählten Messpunkte P1 – P7:



Bild 3.5.1: Exemplarisch gewählte Messpunkte P1 – P7 für die Analyse der Reflexionen (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3.5 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 belastigende Wechsellicht handelt, liegt die Vermutung nahe, dass zeitliche Grenzwerte für konstante Sonnenlichtreflexionen deutlich über denen der Schattenwurfrichtlinie anzusetzen wären.

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁸ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

Einfallswinkel der Reflexion

Die Fachliteratur enthält ebenfalls keine einheitlichen Aussagen zur Berechnung und Beurteilung der Blendwirkung von Fahrzeugführern durch reflektiertes Sonnenlicht und auch unter den Experten gibt es bislang keine einheitliche Meinung, ab welchem Winkel eine Reflexion bei Tageslicht als objektiv störend empfunden wird. Dies hängt u.a. mit den Abbildungseigenschaften des Auges zusammen wonach die Dichte der Helligkeitsrezeptoren (Zapfen) außerhalb des zentralen Schärfepunktes (Fovea Centralis) abnimmt.

Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel ab 20° zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Vor diesem Hintergrund ist in dieser Untersuchung der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

Entfernung zur Immissionsquelle

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

Die von der SolPEG seit 2015 in über 700 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.

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

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

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>

Sonstige Einflüsse

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

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

In der Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY¹¹) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung¹² von ca. 62,5 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

Aber auch der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel, Bäume oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden.

Es handelt sich dabei allerdings um Limitierungen der Software und nicht um Vorgaben für die Berechnung von Reflexionen. Eine realitätsnahe Simulation ist mit der aktuell verfügbaren Simulationssoftware nur begrenzt möglich.

Kategorien von Reflexionen

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

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

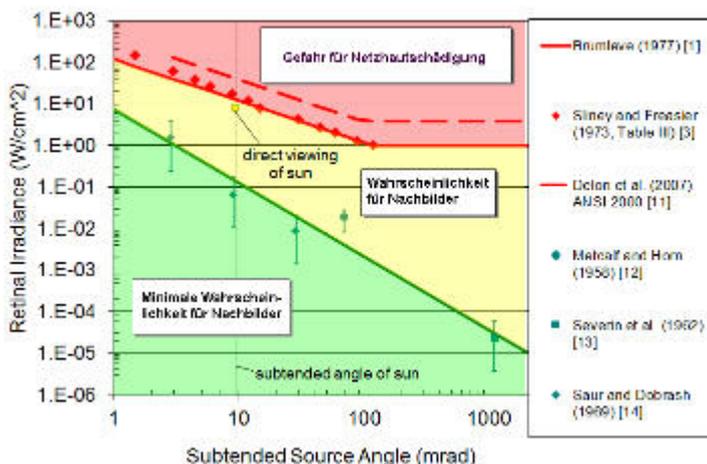


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

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

Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2022_17.png

Sonderfall Zugführer

Das Simulationsprogramm ermittelt alle Lichtstrahlen/Reflexionen die einen Immissionsort erreichen können (360°). Das Verfahren ist rechnerisch korrekt aber es kann die Realität von bestimmten Umgebungen nicht ausreichend abbilden.

Der Arbeitsplatz des Zugführers hat ein eingeschränktes Sichtfeld u.a. um während der Fahrt Störungen aus dem seitlichen Sichtbereich zu verhindern. Die folgenden Bilder zeigen den Frontbereich von gängigen Loks bzw. Triebwagentypen.



Bild 3.6.2: Fensterfront gängiger Loktypen (Quelle: SolPEG)

Konstruktionsbedingt verfügen auch aktuelle Lokomotiven bzw. Triebwagen nur über einen eingeschränkten Sichtbereich und daher können potenzielle Reflexionen den Zugführer kaum erreichen. Die o.g. Aspekte unterstützen die gängige Einschätzung, dass der Sichtbereich für Zug- und Fahrzeugführer auf +/-20° zur Fahrtrichtung als relevant festgelegt ist. Die in der Simulation berechneten Ergebnisse beziehen sich auf einen Ort im freien Raum (360° Rundumblick) und sind daher nur mit Einschränkungen verwendbar. Die folgenden Bilder zeigen beispielhaft den Führerstand gängiger Loktypen und den Sichtbereich der Zugführer.



Bild 3.6.3: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

Es ist im Rahmen dieser Untersuchung nicht möglich alle aktuellen bzw. auch älteren Baureihen der zum Einsatz kommenden Loktypen mit den jeweiligen Fenstergrößen, dem Sichtwinkel von Sitzplatz zu Fensteraußenkante sowie Sitzhöhe des Zugführers zu simulieren. Beispielsweise sollte die noch verwendete Baureihe 143 / 243 (RB) u.a. aufgrund der gestiegenen Sicherheitsanforderungen (Crash-Optimierung) bis 2021 gegen neuere Baureihen oder Triebwagen ersetzt werden. Aber auch hier ist die Fensterfront im Randbereich überwiegend nur unwesentlich verändert und daher sind die entsprechenden Aspekte der Simulation weiterhin anwendbar.

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Zahna-Elster wird für bestimmte exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind weiter unten aufgeführt und im Anhang.

Aufgrund des Fahrbahnverlaufes ist es nicht zielführend mehrere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Ausrichtung der Fahrbahn (Azimut) und die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Die Höhe der Messpunkte ist auf 2 m über GOK festgelegt. Dies entspricht der gemittelten Sitzhöhe von PKW und LKW inkl. Transporter und SUV. Das ist ein eher konservativer Ansatz, da die Sitzhöhe bei der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt. Eine Höhe von 3 m ist unrealistisch und liegt außerhalb des Median.

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

Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.3 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 wird der 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 folgendem 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 ¹³ ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 B187 südwestlich	51.833871	12.797620	72,95	74,95	nicht relevant ^W
P2 B187 südlich	51.836074	12.791297	71,66	73,66	nicht relevant ^{WS}
P3 B187 südwestlich	51.838520	12.783705	71,51	73,51	nicht relevant ^{WS}
P4 Bahnstrecke östlich	51.839514	12.803229	72,93	75,43	nicht relevant ^W
P5 Bahnstrecke westlich	51.843516	12.789653	73,01	75,51	nicht relevant ^W
P6 Gebäude südlich	51.832634	12.801968	73,02	75,02	nicht relevant ^{WS}
P7 Gebäude südwestlich	51.839209	12.782053	71,90	73,90	nicht relevant ^{DE}

^W = Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen, ^E = Entfernung, ^S = Sichtschutz oder Geländestruktur, ^D = Dauer

¹³ GPS Längengrad, Breitengrad und Höhenangaben gemäß Google Earth Datenbasis (WGS84 / World Geodetic System 1984)

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, B187 südwestlich

Am Messpunkt P1 auf der B187 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 13. April - 30. August, morgens, zwischen 06:49 - 07:24 Uhr für 5 bis max. 21 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Südosten mit ca. -47° bis -67° links (östlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, 100 m Sichtweite) und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Bei der Fahrt Richtung Norden sind die Einfallswinkel entsprechend größer und nochmals weniger relevant.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch Reflexionen durch die PV-Anlage im Bereich von Messpunkt P1 kann ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für den weiteren Verlauf der B187.

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

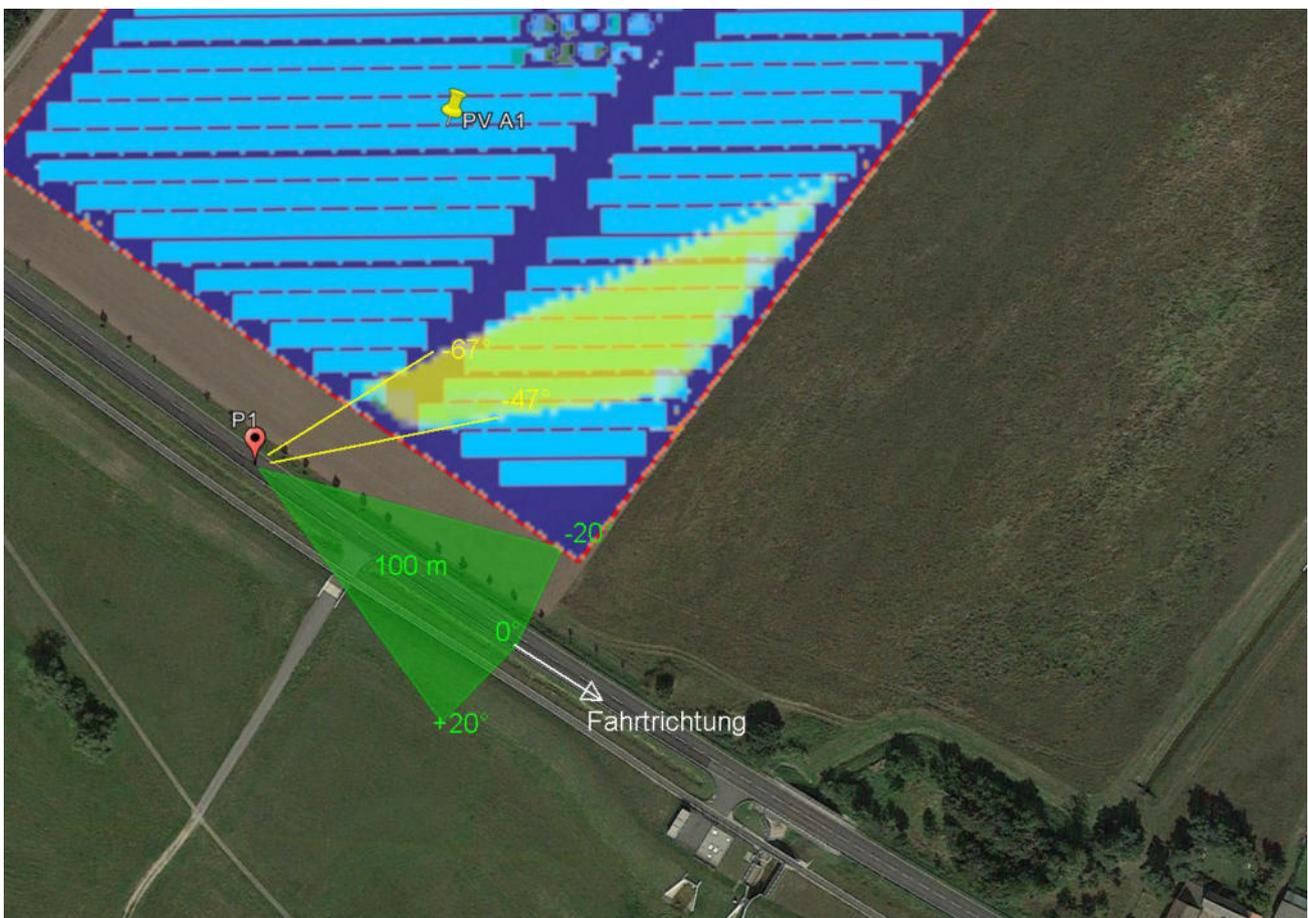


Bild 4.1.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den relevanten Sichtwinkel bei der Fahrt Richtung Südosten. Potenzielle Reflexionen können theoretisch in den Gelb/Weiß markierten Flächen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler. Aufgrund des Einfallswinkels sind Reflexionen zu vernachlässigen.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P1 auf der B187 bei der Fahrt Richtung Südosten. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das PV-Feld A1 ist teilweise links im Bild sichtbar aber potenzielle Reflexionen wären deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels, außerhalb des Bildes.

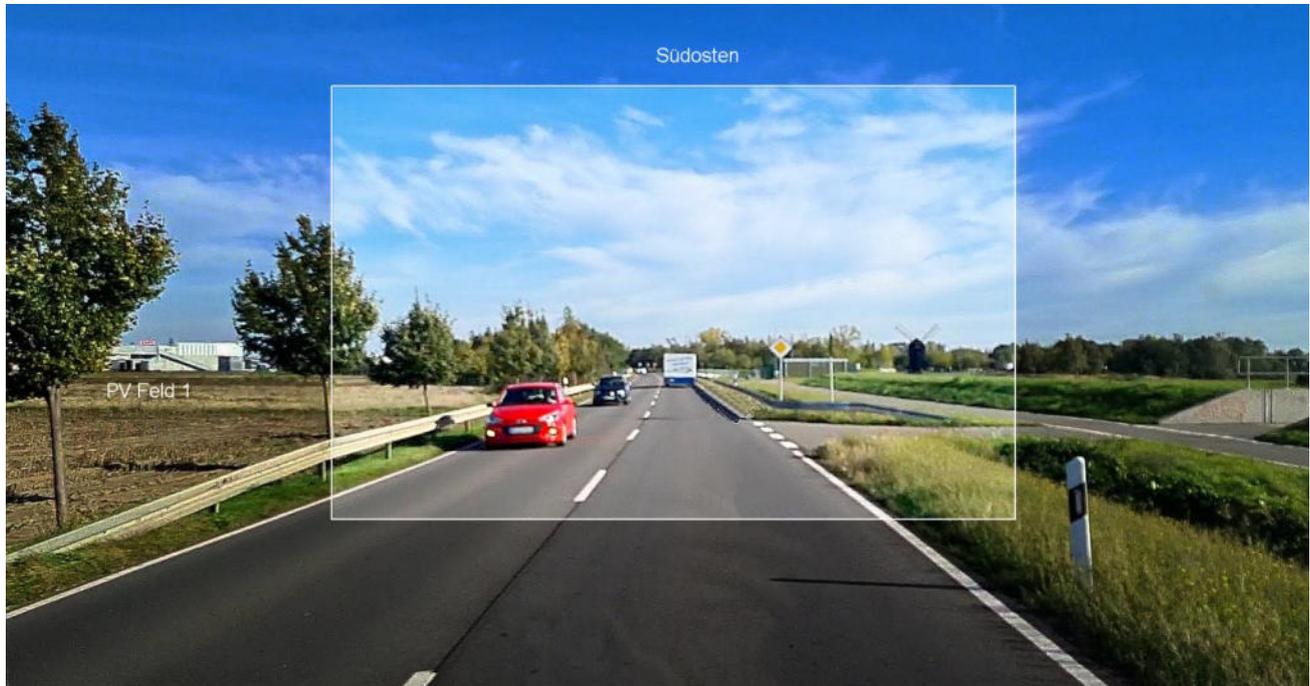


Bild 4.1.2: Situation am Messpunkt P1 bei Fahrt Richtung Südosten (Quelle: Google StreetView, Oktober 2022, Ausschnitt)

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, B187 südlich

Am Messpunkt P2 auf der B187 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch Ende April bis Anfang Juni und Anfang August, morgens, zwischen 06:38 - 07:02 Uhr für max. 12 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Südosten auch in diesem Abschnitt deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Blickwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Entscheidend für die Beurteilung einer potenziellen Blendwirkung ist allerdings der Umstand, dass aufgrund der sehr großen Entfernung von 400 m – 900 m zur Immissionsquelle, Reflexionen zu vernachlässigen sind. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten besteht ohnehin kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch Reflexionen durch die PV-Anlage im Bereich von Messpunkt P2 kann ausgeschlossen werden.

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

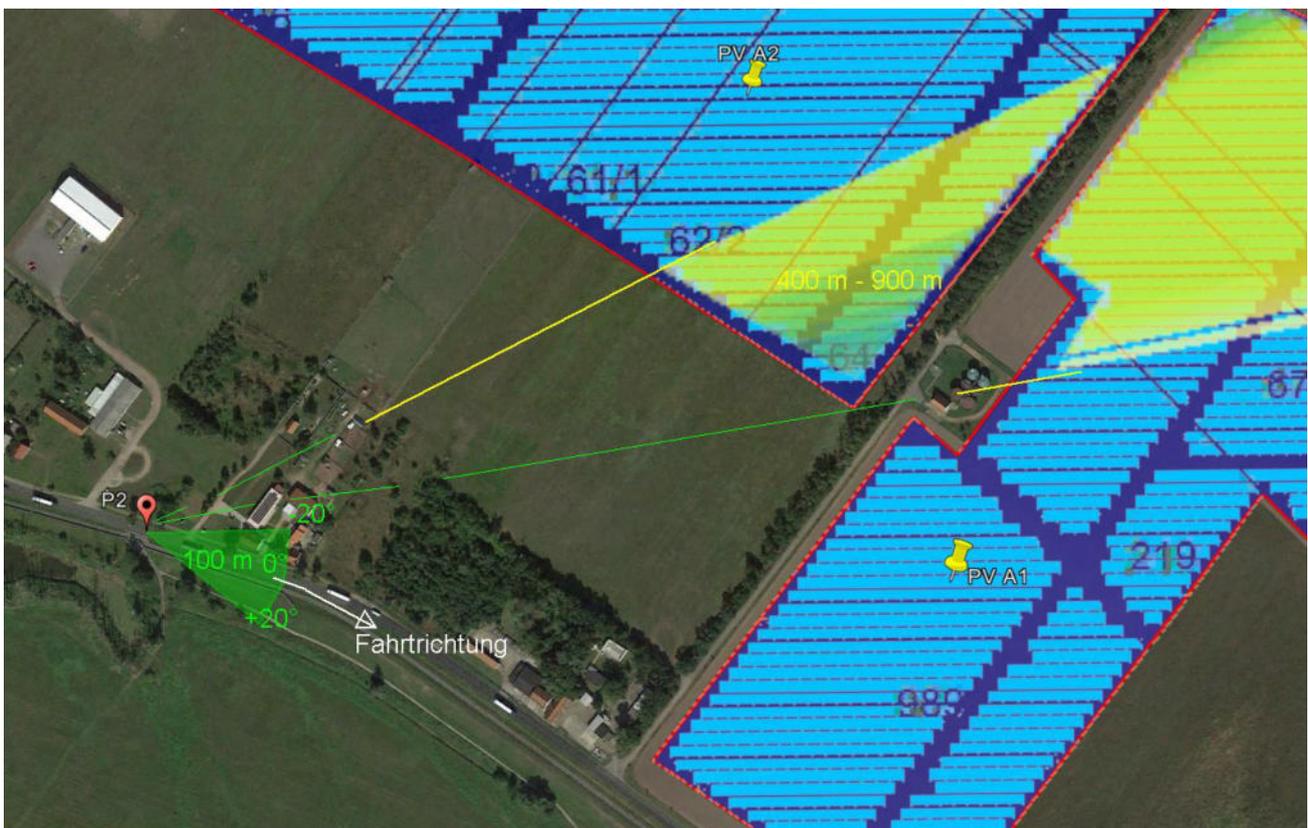


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den relevanten Sichtwinkel bei der Fahrt Richtung Südosten. Potenzielle Reflexionen können theoretisch in den Gelb/Weiß markierten Flächen, in großer Entfernung auftreten. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten besteht im Verlauf der B187 kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P2 auf der B187 bei der Fahrt Richtung Südosten. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten (Sichtschutz durch Häuser, Begrünung) ist die PV-Anlage im Verlauf der B187 nicht einsehbar.

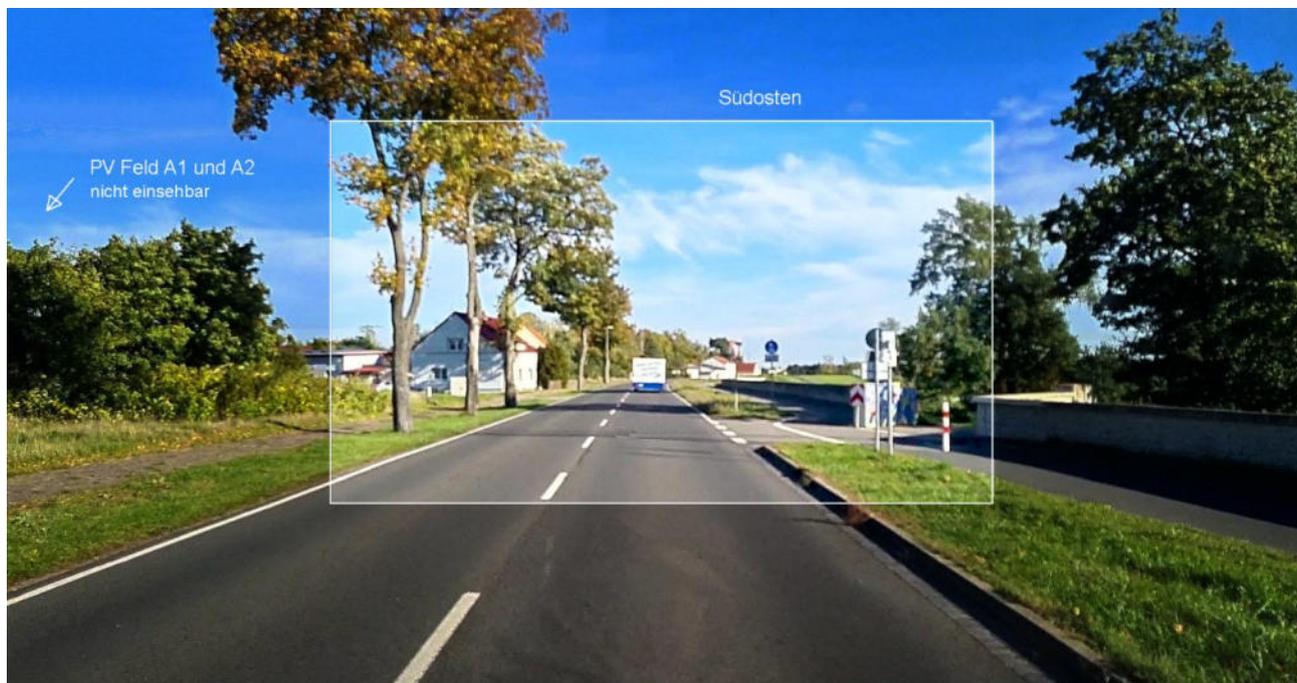


Bild 4.2.2: Situation am Messpunkt P2 bei Fahrt Richtung Südosten (Quelle: Google StreetView, Oktober 2022, Ausschnitt)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, B187 südwestlich

Auch am Messpunkt P3 auf der B187 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch an insgesamt nur 970 Minuten pro Jahr durch das PV-Feld A2 auftreten. Wie auch am Messpunkt P2 besteht aufgrund der örtlichen Gegebenheiten kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle und daher sind die rechnerisch ermittelten Ergebnisse in der Realität nicht anwendbar.

Auch aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle von über 450 m sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Mit zunehmender Entfernung verringert sich die Leuchtdichte der Moduloberfläche aufgrund der Bündelaufweitung der diffus reflektierten Lichtstrahlen. Die PV-Anlage wäre - sofern überhaupt sichtbar – nur als helle Fläche wahrnehmbar.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch Reflexionen durch die PV-Anlage im Bereich von Messpunkt P3 kann ausgeschlossen werden.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Bahnstrecke östlich

Am Messpunkt P4 auf der Bahnstrecke können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 17. April - 26. August zwischen 19:03 - 19:33 Uhr für 5 bis max. 15 Minuten aus westlicher Richtung durch das PV-Feld A2 auftreten. Und zwischen dem 18. April - 25. August auch in den frühen Morgenstunden, zwischen 06:48 - 07:16 Uhr, für max. 13 Minuten aus östlicher Richtung durch das PV-Feld A5 auftreten. Die Einfallswinkel liegen sowohl bei der Fahrt Richtung Nordwesten als auch nach Südosten überwiegend deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors (Fahrtrichtung +/- 20°, 100 m Sichtweite) und daher sind potenzielle Reflexionen zu vernachlässigen. Aber insbesondere aufgrund der kurzen zeitlichen Dauer sind Reflexionen nicht relevant.

Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar einen Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P4 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

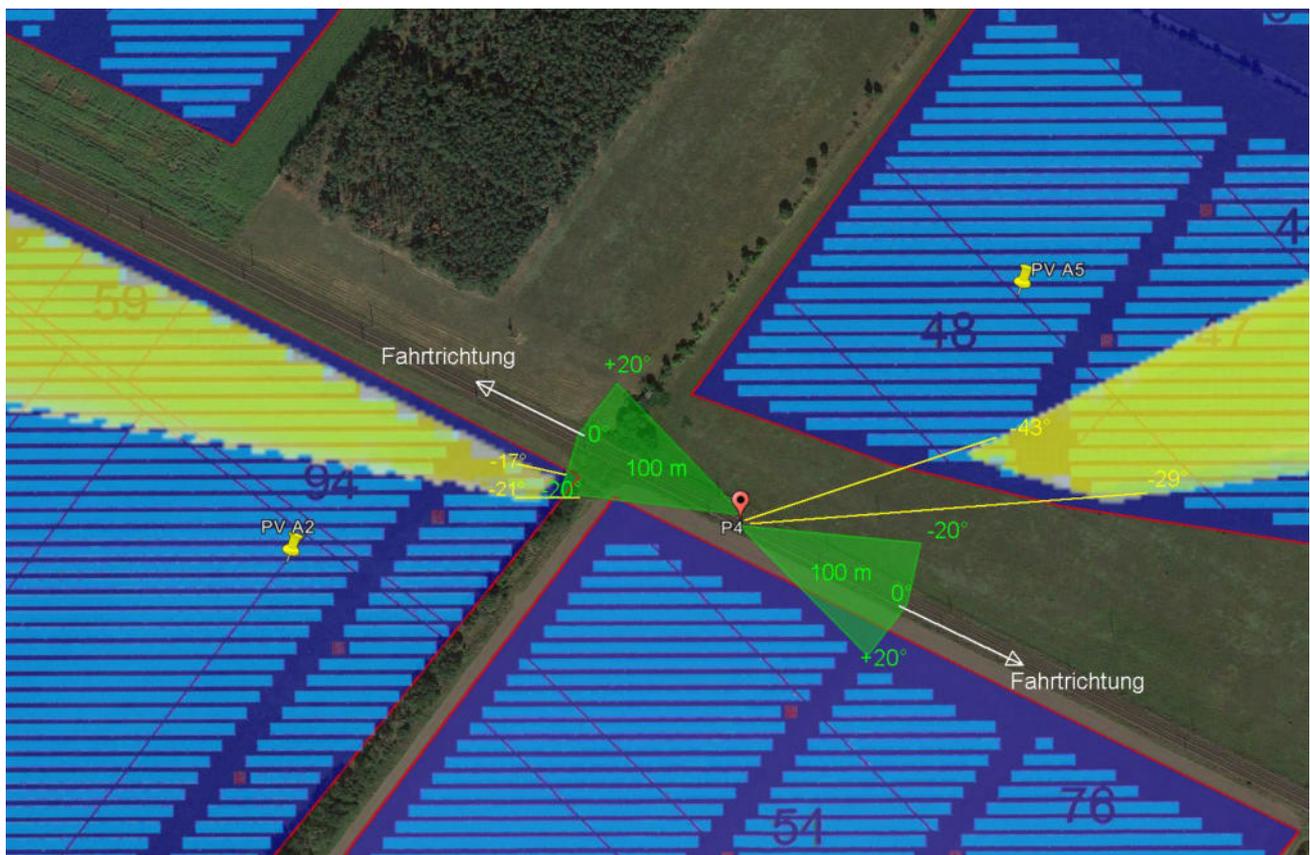


Bild 4.4.1: Situation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die Grün markierten Bereiche symbolisieren die für Zugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor. Potenzielle Reflexionen können theoretisch in der Gelb/Weiß markierten Fläche auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler. Aufgrund des Einfallswinkels und aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind Reflexionen zu vernachlässigen.

Das folgende Foto zeigt den Blick am Messpunkt P4 aus dem Führerstand bei der Fahrt Richtung Nordwesten. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Die Flächen der PV-Anlage sind links im Bild teilweise sichtbar aber potenzielle Reflexionen wären weiter links, überwiegend außerhalb des relevanten Sichtwinkels.

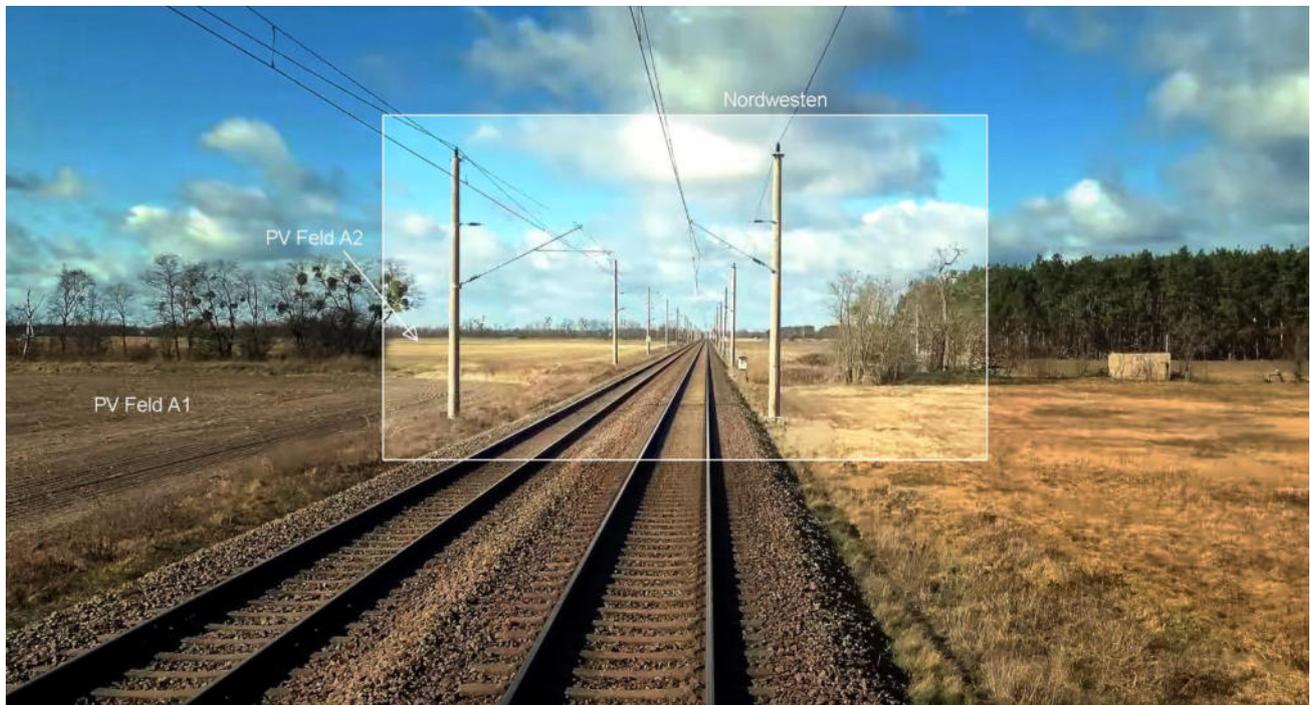


Bild 4.4.2: Foto am Messpunkt P4, Fahrt Richtung Nordwesten (Quelle Youtube [Video aQC3-e2fBUw](#), Minute 31:13)

Die folgende Visualisierung zeigt den Blick aus dem Führerstand des ICE. Das Bild verdeutlicht, dass aufgrund der eingeschränkten Sicht im Cockpit potenzielle Reflexionen im Randbereich nicht wahrnehmbar sind.



Bild 4.4.3: Visualisierung am Messpunkt P4, Fahrt Richtung Nordwesten (Quelle: SolPEG Visualisierung, bearbeitet)

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Bahnstrecke östlich

Am Messpunkt P5 auf der Bahnstrecke können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch Mitte April bis Ende Mai und Mitte Juli bis Mitte August, zwischen 19:03 - 19:30 Uhr für max. 10 Minuten aus westlicher Richtung durch das PV-Feld A3 auftreten. Und zwischen dem 17. April - 26. August, in den frühen Morgenstunden, zwischen 06:48 - 07:18 Uhr für 5 bis max. 16 Minuten aus östlicher Richtung durch das PV-Feld A4 auftreten. Wie auch am Messpunkt P4 liegen auch hier die Einfallswinkel, sowohl bei der Fahrt Richtung Nordwesten als auch nach Südosten, überwiegend deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen zu vernachlässigen. Aber insbesondere aufgrund der kurzen zeitlichen Dauer sind Reflexionen nicht relevant.

Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar einen Blendwirkung kann ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P5 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

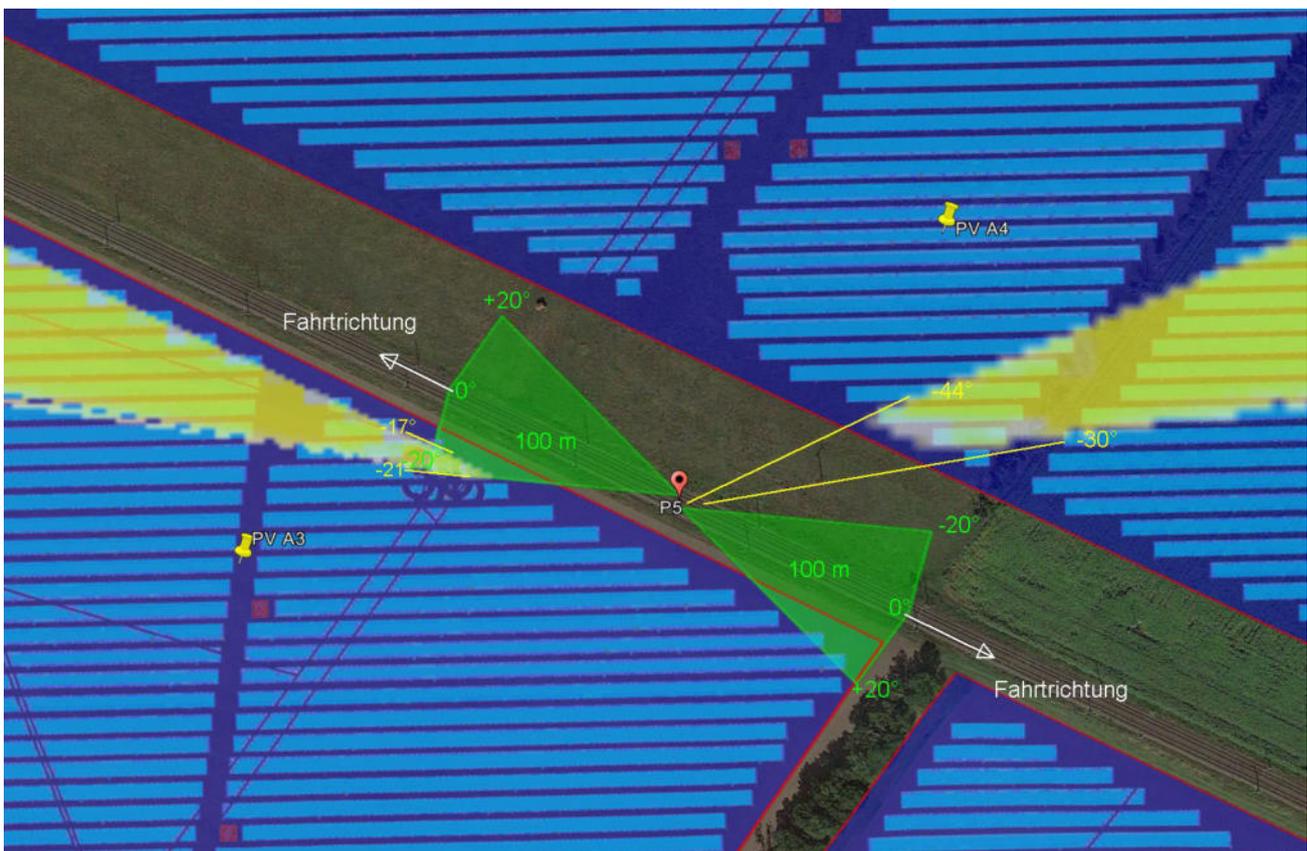


Bild 4.5.1: Situation am Messpunkt P5 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die Grün markierten Bereiche symbolisieren die für Zugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor. Potenzielle Reflexionen können theoretisch in der Gelb/Weiß markierten Fläche auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Aufgrund des Einfallswinkels und aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind Reflexionen zu vernachlässigen.

Das folgende Foto zeigt den Blick am Messpunkt P5 aus dem Führerstand bei der Fahrt Richtung Nordwesten. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Die Flächen der PV-Anlage sind links im Bild teilweise sichtbar aber potenzielle Reflexionen wären weiter links, überwiegend außerhalb des relevanten Sichtwinkels.



Bild 4.5.2: Foto am Messpunkt P5, Fahrt Richtung Westen (Quelle Youtube [Video aQC3-e2fBUw](https://www.youtube.com/watch?v=aQC3-e2fBUw), Minute 31:52)

Die folgende Visualisierung zeigt den Blick aus dem Führerstand. Das Bild verdeutlicht, dass aufgrund der eingeschränkten Sicht im Führerstand potenzielle Reflexionen im Randbereich nicht wahrnehmbar sind.



Bild 4.5.3: Visualisierung am Messpunkt P5, Fahrt Richtung Nordwesten (Quelle: SolPEG Visualisierung, bearbeitet)

4.6 Ergebnisse am Messpunkt P6, Gebäude südlich

Messpunkt P6 im Bereich der Gebäude südlich der PV-Anlage, an der Adresse Wittenberger Allee 28, wurde zu Kontrollzwecken untersucht, da an dem Standort nicht mit Reflexionen durch die PV-Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Reflexionen und daher kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern und Gästen durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

4.7 Ergebnisse am Messpunkt P7, Gebäude östlich

Am Messpunkt P7 im Bereich der Gebäude an der Adresse Hauptstraße 26, können nur an insgesamt 944 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 22. April - 10. Juli zwischen 06:48 - 07:10 Uhr für 5 bis max. 11 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der aufgeführten Minuten pro Tag im Jahresverlauf.

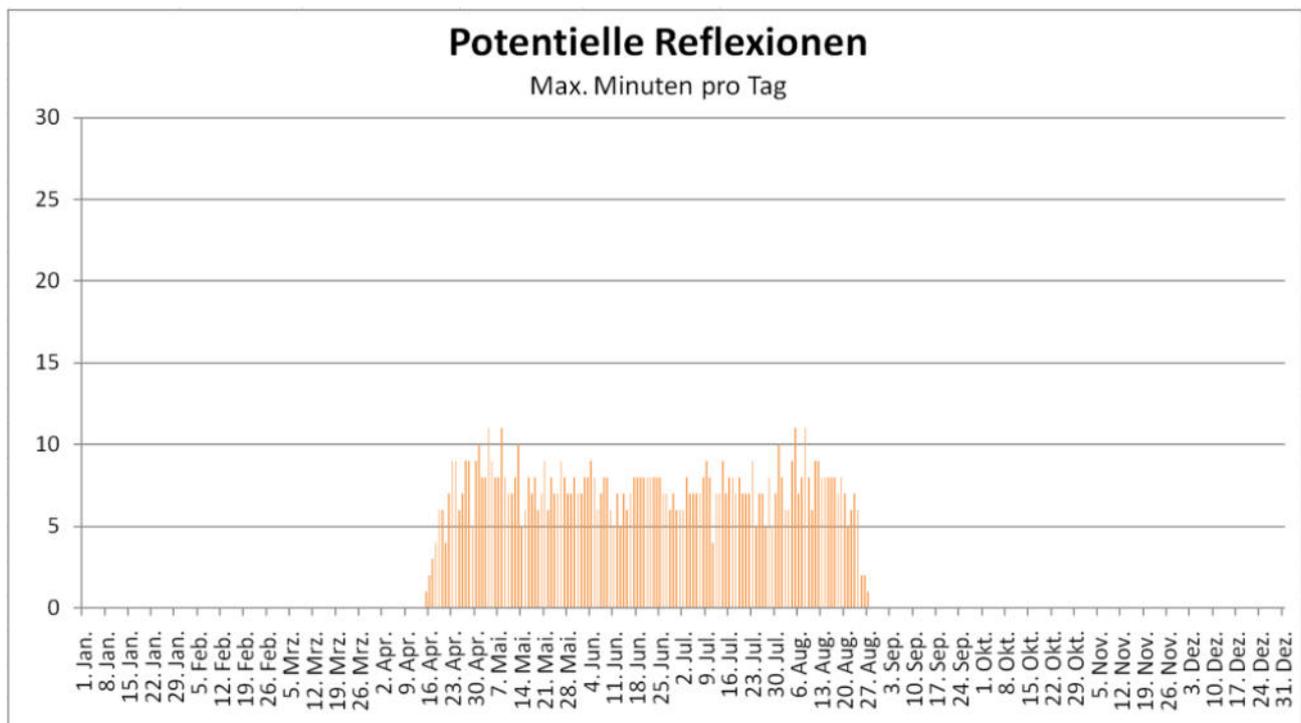


Bild 4.7.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Aufgrund der Entfernung von ca. 480 m – 930 m zur Immissionsquelle aber insbesondere aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potenzielle Reflexionen im Bereich von Messpunkt P7 zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P7 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten. Die Skizze verdeutlicht auch den Umstand, dass aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ohnehin kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist.

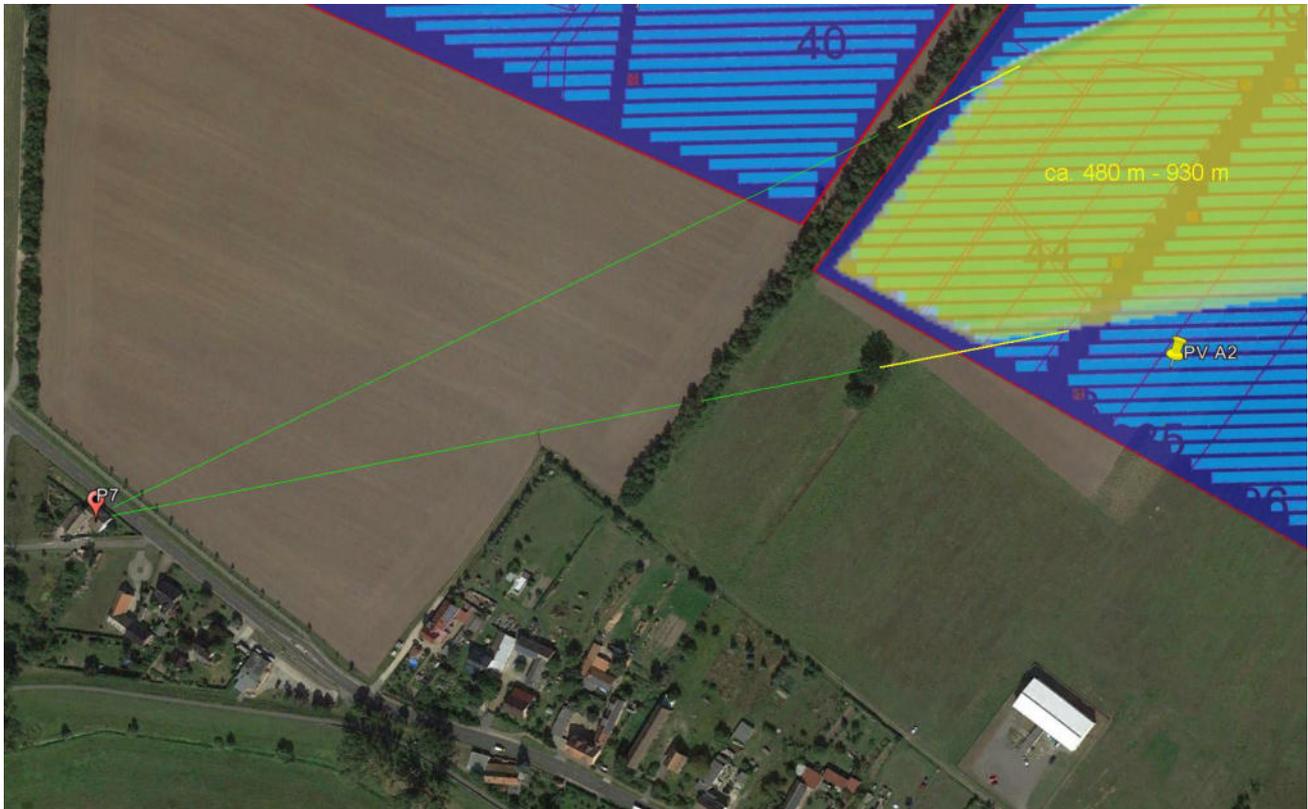


Bild 4.7.2: Situation am Messpunkt P7 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Weitere Gebäude in der Umgebung wurden nicht analysiert da aufgrund der Lage und/oder Entfernung nicht mit Reflexionen durch die PV-Anlage zu rechnen ist.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potenzielle Blendwirkung der hier betrachteten PV-Anlage „Zahna-Elster“ kann als „geringfügig“ klassifiziert¹⁴ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV-Anlage als gering eingestuft werden.

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

Bei der Analyse der geplanten PV-Anlage wurde nur der Teilbereich A näher untersucht, da im Umfeld der Teilbereiche B und D keine relevanten Immissionsorte vorhanden sind.

Die Analyse von 7 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen.

Im Verlauf der B187 liegen die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher kann auch für den Straßenverkehr eine Beeinträchtigung durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Darüber hinaus besteht im Verlauf der B187 überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle.

Auch Zugführer auf der Bahnstrecke Wegliniec–Roßlau werden nicht durch potenzielle Reflexionen durch die PV-Anlage beeinträchtigt, da auch hier die Einfallswinkel überwiegend außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels liegen. Die Sichtbarkeit von evt. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Im Bereich der umliegenden Gebäude sind keine relevanten Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar und daher kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern bzw. Gästen durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Weitere Gebäude in der Umgebung wurden nicht analysiert da aufgrund der Lage und/oder Entfernung nicht mit Reflexionen durch die PV-Anlage zu rechnen ist.

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

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 29.12.2023


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹⁴ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



Anschriften: 06895 Zahna-Elster
Koordinaten: N 51° 51' 13.1076"
 E 12° 48' 37.1124"

Angaben zum Beispielmodul:
 Modultyp: 450 Wp
 Modulgröße: ca. (2094 x 1038) mm
 Konfiguration: Tisch = 3 x 9 Module Portrait

Modulneigung: 20°
 Modulausrichtung: 0° Azimut

Pitch: 9,12 m
 Reihenabstand: 3 m

Angaben zum Beispielwechselrichter:
 Wechselrichtertyp: Huawei SUN2000 185
 KTL-M0 oder gleichwertig
 Konfiguration: 969 St.-WR
 18 Stränge je 27 Module
 pro WR

Maximal geplante Leistung:
 ca. 179.265 kVA
 ca. 211.762,4 kWp, entspricht ca. 470.583 Modulen

Legende

- 278 Flurstücksnummer
- Flurstücksgrenze
- Modultisch 3 x 9
- Trafostation
- Baustraße (Schotter)
- Zaun

Entwurfsverfasser:

Vorbereit. Projekt:
 PVA Zahna-Elster
 06895 Zahna-Elster
 Lageplan Gesamtübersicht

Bezeichnung: Vorentwurf Belegungsplan mit Luftbild		Blatt: 000
Datum: 24.02.2023		Format: A3
Projekt: M. Becker	Geschult/ geplant: EZE	Maßstab: 1:20000
Gesamtprojektleitung:		



Harvest the Sunshine

DEEP BLUE 3.0

Mono

550W MBB Half-cell Module
JAM72S30 525-550/MR Series

Introduction

Assembled with 11BB PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

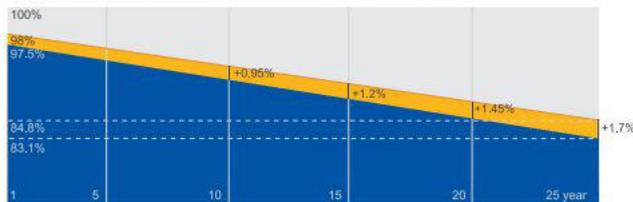


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

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

0.55% Annual Degradation
Over 25 years



■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



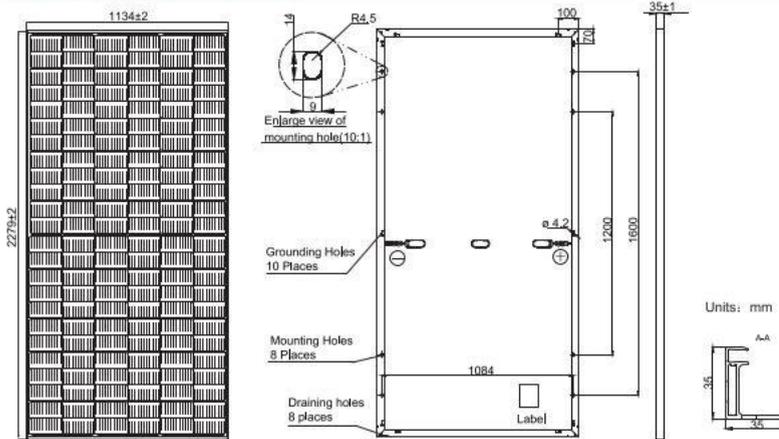
JA SOLAR

www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests.
JA Solar reserves the right of final interpretation.



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	28.6kg±3%
Dimensions	2279±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet, 620pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S30 -525/MR	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.15	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.15	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.65	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.76	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11
Module Efficiency [%]	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.350%/°C					

STC Irradiance 1000W/m², 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 PARAMETERS AT NOCT

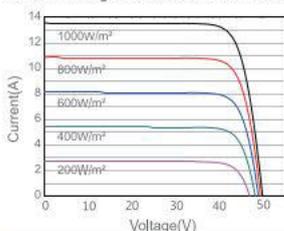
TYPE	JAM72S30 -525/MR	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	397	401	405	408	412	416
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.05	46.18	46.31	46.43	46.55	46.68
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.36	38.57	38.78	38.99	39.20	39.43
Short Circuit Current(Isc) [A]	10.97	11.01	11.05	11.09	11.13	11.17
Max Power Current(Imp) [A]	10.35	10.39	10.43	10.47	10.51	10.55
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C,wind speed 1m/s, AM1.5G					

OPERATING CONDITIONS

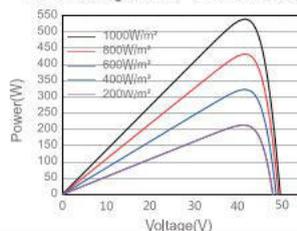
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40 C ~+85 C
Maximum Series Fuse Rating	25A
Maximum Static Load,Front*	5400Pa(112lb/ft ²)
Maximum Static Load,Back*	2400Pa(50lb/ft ²)
NOCT	45±2 C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

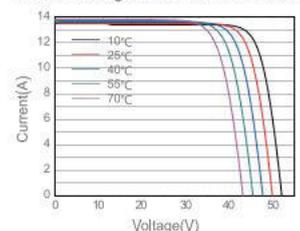
Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Power-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Zahna-Elster

Zahna-Elster

Created Dec 30, 2023
Updated Dec 30, 2023
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 8.0 deg
Site ID 108899.18854

Project type Advanced
Project status: active
Category 5 MW to 10 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 A1	20.0	180.0	1,478	3,376	-
PV A2	20.0	180.0	2,631	3,459	-
PV A3	20.0	180.0	2,042	1,611	-
PV A4	20.0	180.0	313	1,965	-
PV A5	20.0	180.0	514	1,493	-

PV Array(s)

Total PV footprint area: 1,389,134 m²

Name: PV A1
Footprint area: 210,571 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	51.834867	12.796464	71.91	2.00	73.91
2	51.836869	12.798738	72.26	2.00	74.26
3	51.836604	12.799575	71.77	2.00	73.77
4	51.837678	12.800712	71.71	2.00	73.71
5	51.837956	12.800047	71.94	2.00	73.94
6	51.839521	12.801828	72.38	2.00	74.38
7	51.839521	12.802493	72.27	2.00	74.27
8	51.838049	12.807600	71.39	2.00	73.39
9	51.835344	12.804403	70.98	2.00	72.98
10	51.836511	12.802472	70.82	2.00	72.82
11	51.833912	12.799468	69.55	2.00	71.55
12	51.833846	12.798566	71.09	2.00	73.09

Name: PV A2
Footprint area: 278,076 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	51.842803	12.791290	69.91	2.00	71.91
2	51.839781	12.801590	72.07	2.00	74.07
3	51.836930	12.798200	71.59	2.00	73.59
4	51.840430	12.788479	70.79	2.00	72.79

Name: PV A3
Footprint area: 172,299 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	51.845415	12.782428	73.89	2.00	75.89
2	51.842976	12.790861	72.19	2.00	74.19
3	51.840735	12.788286	71.40	2.00	73.40
4	51.840656	12.787943	71.64	2.00	73.64
5	51.842764	12.781785	71.40	2.00	73.40

Name: PV A4
Footprint area: 508,298 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	51.848098	12.782878	73.39	2.00	75.39
2	51.845752	12.791032	72.74	2.00	74.74
3	51.848390	12.794187	73.88	2.00	75.88
4	51.844559	12.802770	72.09	2.00	74.09
5	51.841178	12.799208	71.96	2.00	73.96
6	51.846044	12.782557	73.29	2.00	75.29

Name: PV A5
Footprint area: 219,890 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	51.840387	12.802736	72.34	2.00	74.34
2	51.845067	12.808273	73.33	2.00	75.33
3	51.842628	12.812374	72.34	2.00	74.34
4	51.841057	12.810367	72.98	2.00	74.98
5	51.839452	12.809745	71.86	2.00	73.86
6	51.839552	12.806934	72.15	2.00	74.15
7	51.840089	12.803941	72.22	2.00	74.22

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	51.833871	12.797620	72.95	2.00	74.95
OP 2	51.836074	12.791297	71.66	2.00	73.66
OP 3	51.838520	12.783705	71.51	2.00	73.51
OP 4	51.839514	12.803229	72.93	2.50	75.43
OP 5	51.843516	12.789653	73.01	2.50	75.51
OP 6	51.832634	12.801968	73.02	2.00	75.02
OP 7	51.839209	12.782053	71.90	2.00	73.90

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV A1	20.0	180.0	1,478	3,376	-	
PV A2	20.0	180.0	2,631	3,459	-	
PV A3	20.0	180.0	2,042	1,611	-	
PV A4	20.0	180.0	313	1,965	-	
PV A5	20.0	180.0	514	1,493	-	

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-a1 (green)	0	0	0	91	294	525	383	177	8	0	0	0
pv-a1 (yellow)	0	0	0	319	902	655	838	661	1	0	0	0
pv-a2 (green)	0	0	0	86	197	283	241	151	0	0	0	0
pv-a2 (yellow)	0	0	0	290	659	436	574	550	0	0	0	0
pv-a3 (green)	0	0	0	64	188	393	286	98	0	0	0	0
pv-a3 (yellow)	0	0	0	136	268	101	214	245	0	0	0	0
pv-a4 (green)	0	0	0	35	72	68	76	62	0	0	0	0
pv-a4 (yellow)	0	0	0	183	472	478	481	351	0	0	0	0
pv-a5 (green)	0	0	0	48	115	134	131	86	0	0	0	0
pv-a5 (yellow)	0	0	0	137	368	350	364	274	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

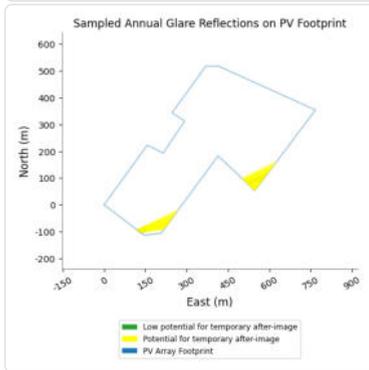
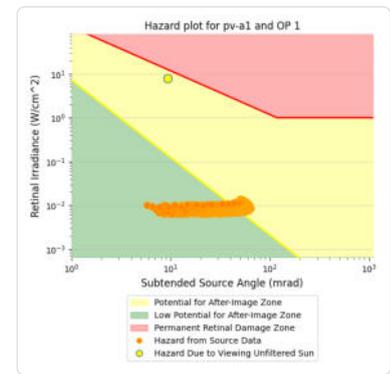
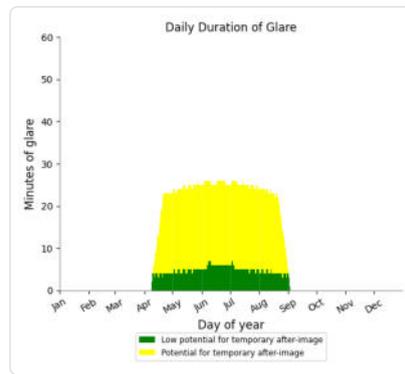
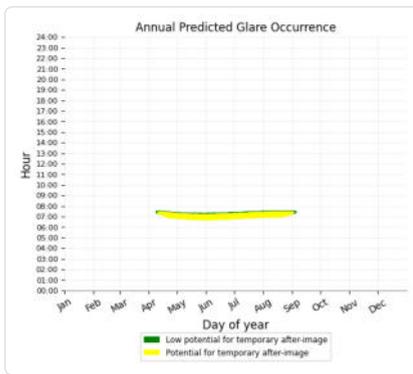
PV A1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	699	2606
OP: OP 2	779	770
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0
OP: OP 6	0	0
OP: OP 7	0	0

PV A1: OP 1

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

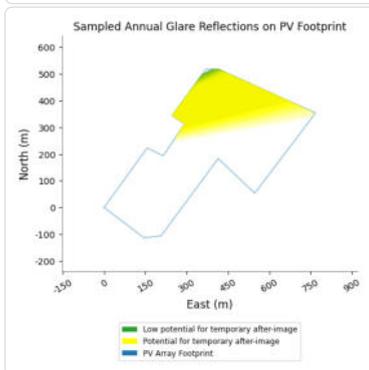
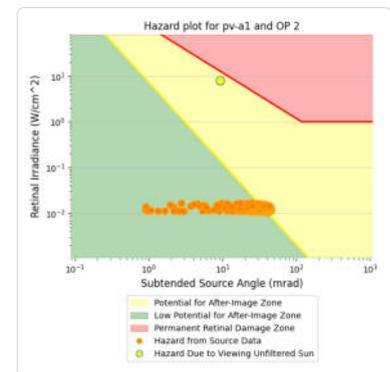
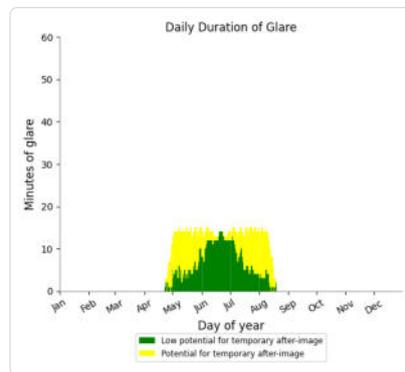
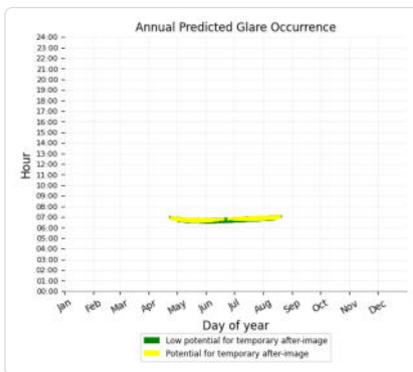
- 699 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,606 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV A1: OP 2

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

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



PV A1: OP 3

No glare found

PV A1: OP 4

No glare found

PV A1: OP 5

No glare found

PV A1: OP 6

No glare found

PV A1: OP 7

No glare found

PV A2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	679	37
OP: OP 3	678	970
OP: OP 4	489	1485
OP: OP 5	0	0
OP: OP 6	0	0
OP: OP 7	785	967

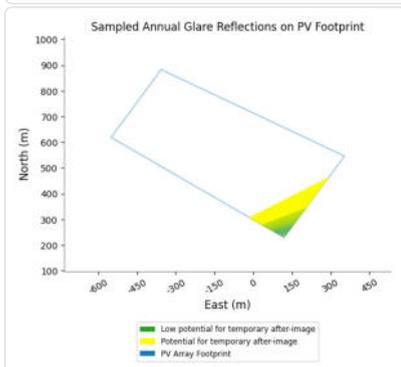
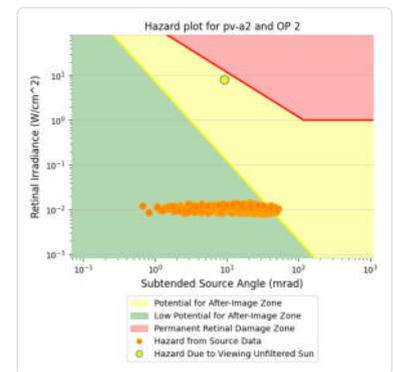
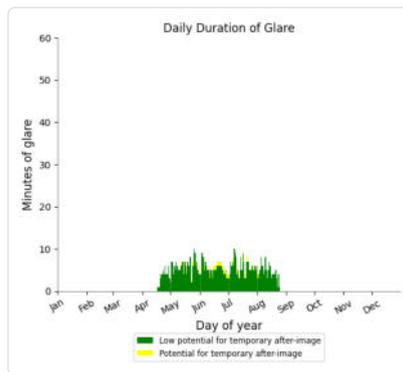
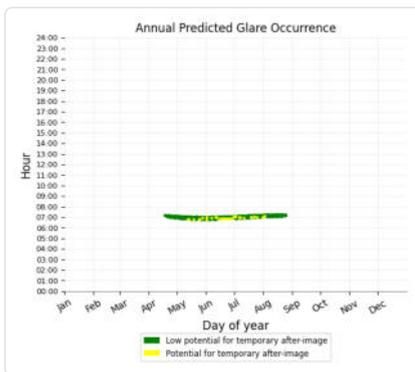
PV A2: OP 1

No glare found

PV A2: OP 2

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

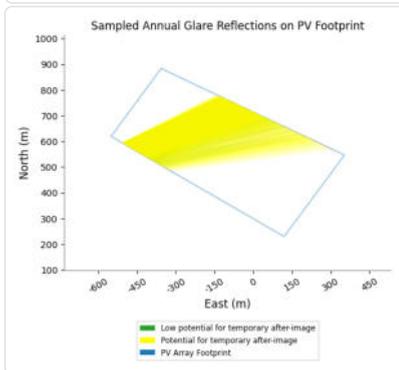
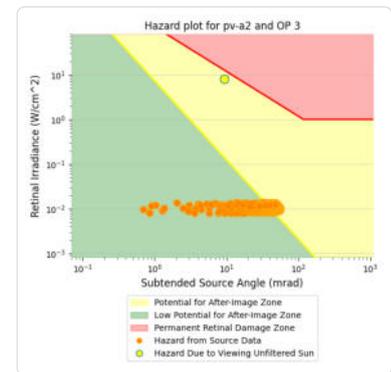
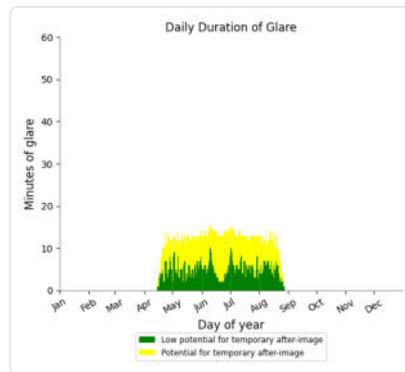
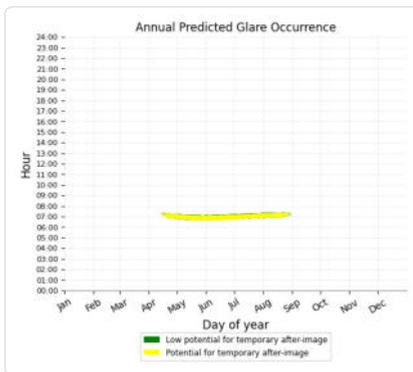
- 679 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 37 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV A2: OP 3

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

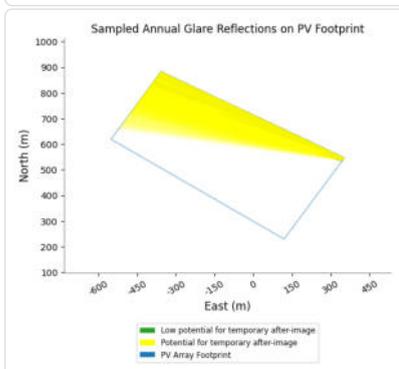
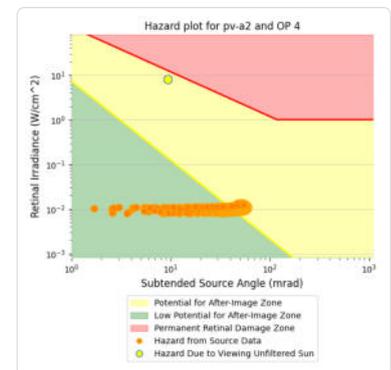
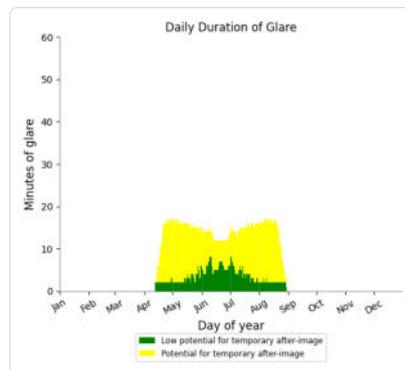
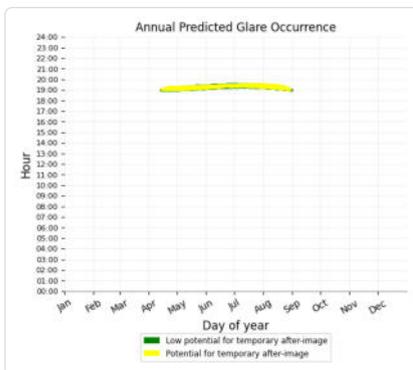
- 678 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 970 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV A2: OP 4

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

- 489 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,485 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV A2: OP 5

No glare found

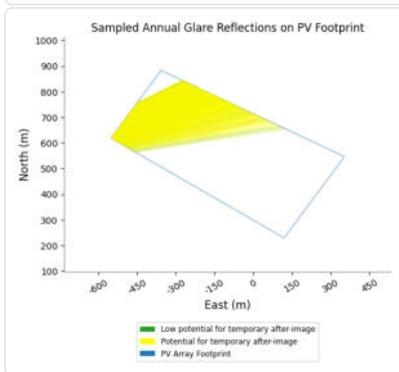
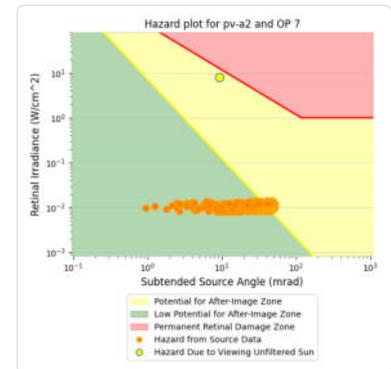
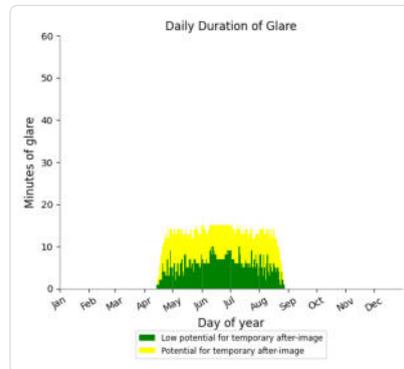
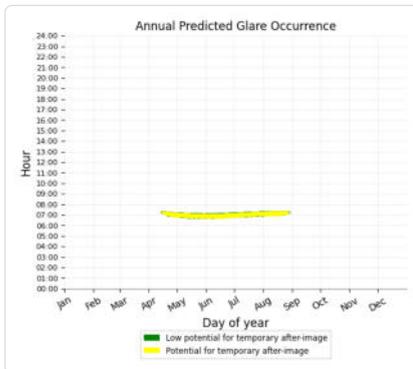
PV A2: OP 6

No glare found

PV A2: OP 7

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

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



PV A3 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	902	825
OP: OP 5	800	786
OP: OP 6	0	0
OP: OP 7	340	0

PV A3: OP 1

No glare found

PV A3: OP 2

No glare found

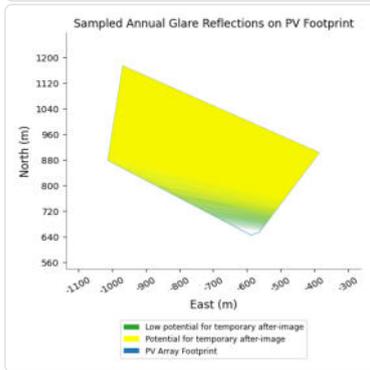
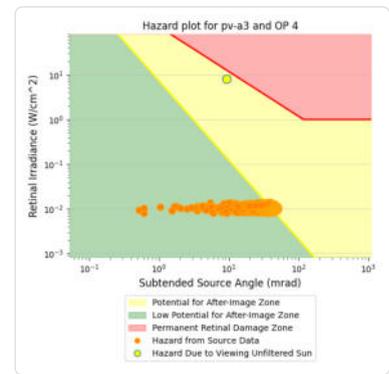
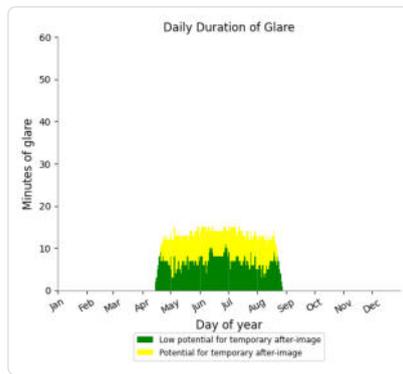
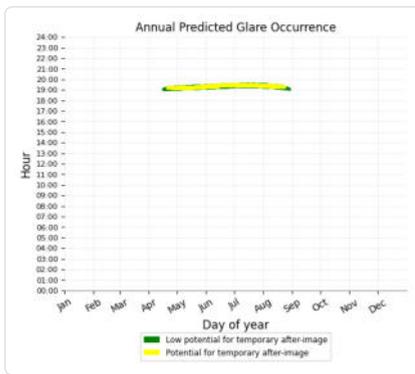
PV A3: OP 3

No glare found

PV A3: OP 4

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

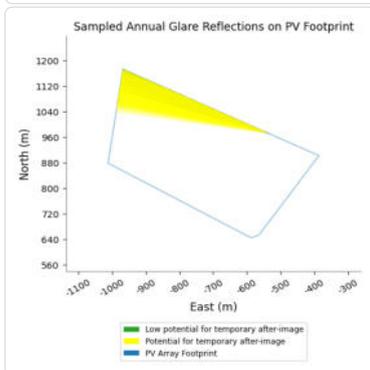
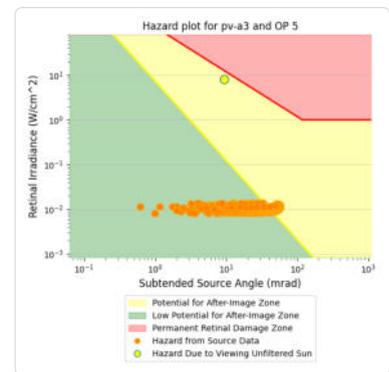
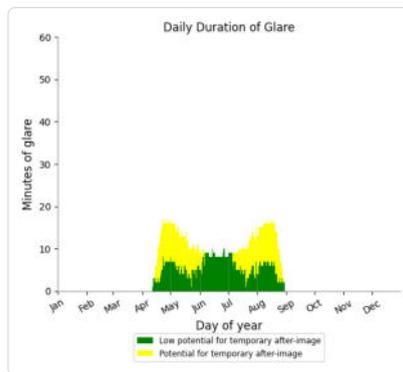
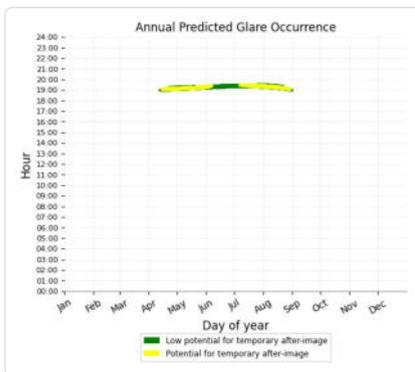
- 902 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 825 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV A3: OP 5

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

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



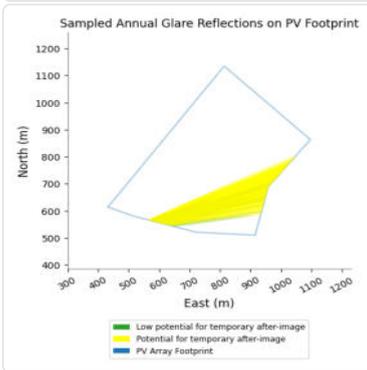
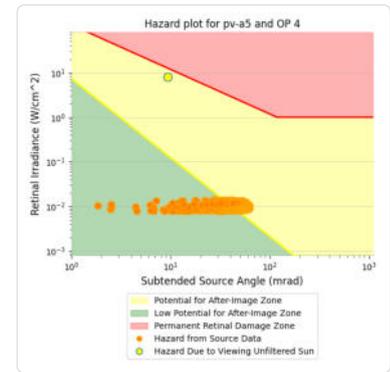
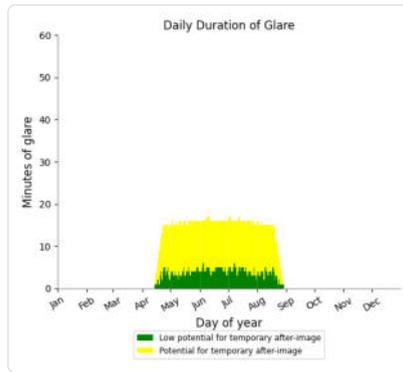
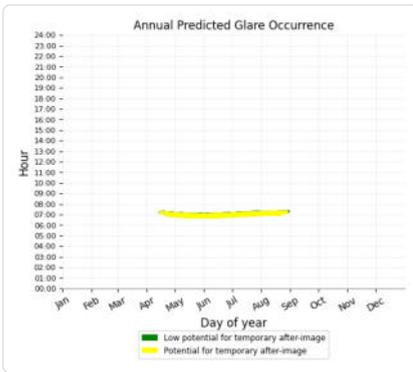
PV A3: OP 6

No glare found

PV A5: OP 4

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

- 514 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,493 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV A5: OP 5

No glare found

PV A5: OP 6

No glare found

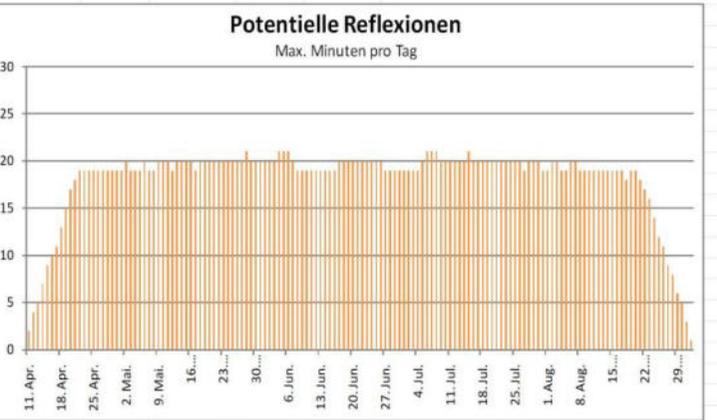
PV A5: OP 7

No glare found

Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and 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.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Anzahl Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1	
2023-04-09 07:27:00	0,006016	646,3483	1	0,287092	0,010525	0,026926	8,1	88,7	0,99	0,022	0,141	-0,99	-0,108	0,093	11. Apr.	2	07:23	07:24	13. April	30. August	21	2596	06:49	07:24	Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 1: 2596 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 1707 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 889 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 21 Minuten pro Tag (Max) Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 3306 Einträgen /-699): 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)	
2023-04-09 07:28:00	0,005314	648,2731	1	0,280769	0,010324	0,016488	8,2	88,9	0,989	0,019	0,143	-0,989	-0,107	0,097	12. Apr.	4	07:20	07:23								
2023-04-10 07:25:00	0,006968	646,4031	1	0,293938	0,010777	0,038524	8,1	88,1	0,99	0,033	0,14	-0,99	-0,116	0,086	13. Apr.	5	07:18	07:22								
2023-04-10 07:26:00	0,006417	648,3182	1	0,28747	0,010571	0,032674	8,2	88,6	0,989	0,03	0,143	-0,989	-0,115	0,09	14. Apr.	7	07:16	07:22								
2023-04-10 07:27:00	0,0058	650,2291	1	0,281142	0,010368	0,024821	8,4	88,5	0,989	0,027	0,146	-0,989	-0,114	0,095	15. Apr.	9	07:14	07:22								
2023-04-10 07:28:00	0,005058	652,1359	1	0,274953	0,01017	0,01294	8,5	88,7	0,989	0,023	0,148	-0,989	-0,113	0,099	16. Apr.	10	07:12	07:21								
2023-04-11 07:23:00	0,007741	646,4487	2	0,300975	0,011035	0,045803	8,1	87,7	0,989	0,044	0,14	-0,989	-0,124	0,079	17. Apr.	11	07:10	07:20								
2023-04-11 07:24:00	0,007287	648,3541	2	0,294357	0,010825	0,042154	8,2	87,6	0,989	0,041	0,143	-0,989	-0,123	0,083	18. Apr.	13	07:08	07:20								
2023-04-11 07:25:00	0,006778	650,2554	1	0,287883	0,010618	0,037354	8,4	87,8	0,989	0,038	0,146	-0,989	-0,122	0,087	19. Apr.	15	07:06	07:20								
2023-04-11 07:26:00	0,006215	652,1526	1	0,281551	0,010414	0,031057	8,5	88	0,988	0,034	0,148	-0,988	-0,121	0,092	20. Apr.	17	07:03	07:20								
2023-04-11 07:27:00	0,00558	654,0458	1	0,275357	0,010215	0,022474	8,7	88,2	0,988	0,031	0,151	-0,988	-0,121	0,096	21. Apr.	18	07:01	07:18								
2023-04-11 07:28:00	0,00478	655,9349	1	0,269297	0,010019	0,008574	8,8	88,4	0,988	0,027	0,154	-0,988	-0,12	0,1	22. Apr.	19	07:00	07:18								
2023-04-12 07:20:00	0,008284	644,5847	2	0,308207	0,011268	0,049856	8,1	86,8	0,989	0,055	0,14	-0,989	-0,132	0,072	23. Apr.	19	07:00	07:18								
2023-04-12 07:21:00	0,007957	646,4845	2	0,301436	0,011053	0,048059	8,2	87	0,988	0,052	0,143	-0,988	-0,131	0,076	24. Apr.	19	06:59	07:17								
2023-04-12 07:22:00	0,007551	648,3803	2	0,294813	0,010842	0,045173	8,4	87,2	0,988	0,048	0,145	-0,988	-0,131	0,08	25. Apr.	19	06:58	07:16								
2023-04-12 07:23:00	0,007085	650,2721	2	0,288334	0,010634	0,041123	8,5	87,4	0,988	0,045	0,148	-0,988	-0,13	0,084	26. Apr.	19	06:58	07:16								
2023-04-12 07:24:00	0,006568	652,1599	1	0,281996	0,010431	0,036088	8,7	87,6	0,988	0,042	0,151	-0,988	-0,129	0,089	27. Apr.	19	06:58	07:16								
2023-04-12 07:25:00	0,005994	654,0437	1	0,275796	0,010231	0,029305	8,8	87,8	0,987	0,038	0,153	-0,987	-0,128	0,093	28. Apr.	19	06:58	07:16								
2023-04-12 07:26:00	0,005338	655,9234	1	0,269731	0,010035	0,019829	9	88	0,987	0,035	0,156	-0,987	-0,127	0,097	29. Apr.	19	06:57	07:15								
2023-04-13 07:18:00	0,00868	644,6197	2	0,315639	0,01154	0,051801	8	86,2	0,988	0,066	0,14	-0,988	-0,14	0,065	30. Apr.	19	06:56	07:14								
2023-04-13 07:19:00	0,008438	646,51	2	0,308713	0,011132	0,051032	8,2	86,4	0,988	0,063	0,143	-0,988	-0,14	0,069	1. Mai	19	06:56	07:14								
2023-04-13 07:20:00	0,008154	648,3964	2	0,301937	0,011104	0,049762	8,3	86,6	0,988	0,059	0,145	-0,988	-0,139	0,073	2. Mai	20	06:55	07:14								
2023-04-13 07:21:00	0,007803	650,2788	2	0,295308	0,010892	0,04763	8,5	86,8	0,987	0,056	0,148	-0,987	-0,138	0,077	3. Mai	19	06:55	07:13								
2023-04-13 07:22:00	0,007381	652,1573	2	0,288823	0,010683	0,044464	8,7	87	0,987	0,052	0,15	-0,987	-0,137	0,082	4. Mai	19	06:55	07:13								
2023-04-13 07:23:00	0,006904	654,0317	1	0,282479	0,010479	0,040229	8,8	87,2	0,987	0,049	0,153	-0,987	-0,136	0,086	5. Mai	19	06:55	07:13								
2023-04-13 07:24:00	0,006377	655,9022	1	0,276273	0,010278	0,03472	9	87,3	0,987	0,046	0,156	-0,987	-0,135	0,09	6. Mai	20	06:54	07:13								
2023-04-13 07:25:00	0,005791	657,7686	1	0,270202	0,010081	0,027401	9,1	87,5	0,986	0,042	0,158	-0,986	-0,134	0,094	7. Mai	20	06:54	07:13								
2023-04-13 07:26:00	0,005106	659,631	1	0,264263	0,009887	0,016833	9,3	87,7	0,986	0,039	0,161	-0,986	-0,133	0,098	8. Mai	19	06:54	07:12								
2023-04-14 07:16:00	0,009	644,6439	2	0,323278	0,01182	0,052837	8	85,6	0,987	0,077	0,14	-0,987	-0,149	0,058	9. Mai	20	06:53	07:12								
2023-04-14 07:17:00	0,008797	646,5249	2	0,316192	0,011595	0,052536	8,2	85,7	0,987	0,073	0,142	-0,987	-0,148	0,062	10. Mai	20	06:52	07:11								
2023-04-14 07:18:00	0,008572	648,402	2	0,30926	0,011373	0,051978	8,3	85,9	0,987	0,07	0,145	-0,987	-0,147	0,066	11. Mai	20	06:52	07:11								
2023-04-14 07:19:00	0,008319	650,2751	2	0,302477	0,011156	0,051069	8,5	86,1	0,987	0,067	0,148	-0,987	-0,146	0,07	12. Mai	19	06:52	07:10								
2023-04-14 07:20:00	0,008018	652,1443	2	0,295842	0,010943	0,049573	8,6	86,3	0,987	0,063	0,15	-0,987	-0,145	0,074	13. Mai	20	06:51	07:10								
2023-04-14 07:21:00	0,007645	654,0096	2	0,289351	0,010733	0,047127	8,8	86,5	0,986	0,06	0,153	-0,986	-0,144	0,079	14. Mai	20	06:51	07:10								
2023-04-14 07:22:00	0,007209	655,8708	2	0,283001	0,010528	0,043681	8,9	86,7	0,986	0,056	0,156	-0,986	-0,143	0,083	15. Mai	20	06:51	07:10								
2023-04-14 07:23:00	0,006723	657,7281	1	0,276788	0,010326	0,039146	9,1	86,9	0,986	0,053	0,158	-0,986	-0,142	0,087	16. Mai	20	06:51	07:10								
2023-04-14 07:24:00	0,006185	659,5815	1	0,270711	0,010127	0,033242	9,3	87,1	0,986	0,05	0,161	-0,986	-0,141	0,091	17. Mai	19	06:51	07:09								
2023-04-14 07:25:00	0,005585	661,4308	1	0,264765	0,009933	0,025314	9,4	87,3	0,985	0,046	0,163	-0,985	-0,141	0,095	18. Mai	20	06:50	07:09								
2023-04-14 07:26:00	0,004863	663,2761	1	0,258949	0,009742	0,013338	9,6	87,5	0,985	0,043	0,166	-0,985	-0,14	0,1	19. Mai	20	06:50	07:09								
2023-04-15 07:14:00	0,009273	644,6569	2	0,331128	0,012107	0,053326	8	84,9	0,986	0,088	0,139	-0,986	-0,157	0,05	20. Mai	20	06:51	07:10								
2023-04-15 07:15:00	0,009096	646,5286	2	0,323879	0,011877	0,053325	8,2	85,1	0,986	0,084	0,142	-0,986	-0,156	0,055	21. Mai	20	06:51	07:10								
2023-04-15 07:16:00	0,008904	648,3965	2	0,316787	0,01165	0,053151	8,3	85,3	0,986	0,081	0,145	-0,986	-0,155	0,059	22. Mai	20	06:51	07:10								
2023-04-15 07:17:00	0,008695	650,2605	2	0,309848	0,011428	0,052769	8,5	85,5	0,986	0,077	0,147	-0,986	-0,154	0,063	23. Mai	20	06:50	07:09								
2023-04-15 07:18:00	0,008462	652,1206	2	0,303059	0,011209	0,052107	8,6	85,7	0,986	0,074	0,15	-0,986	-0,153	0,067	24. Mai	20	06:50	07:09								
2023-04-15 07:19:00	0,008195	653,9767	2	0,296418	0,010995	0,051035	8,8	85,9	0,986	0,071	0,153	-0,986	-0,152	0,071	25. Mai	20	06:50	07:09								
2023-04-15 07:20:00	0,007874	655,829	2	0,289919	0,010784	0,049267	8,9	86,1	0,986	0,067	0,155	-0,986	-0,151	0,076	26. Mai	20	06:50	07:09								
2023-04-15 07:21:00	0,007484	657,6773	2	0,283562	0,010578	0,046546	9,1	86,3	0,985	0,064	0,158	-0,985	-0,15	0,08	27. Mai	20	06:50	07:09								
2023-04-15 07:22:00	0,007036	659,5216	2	0,277343	0,010375	0,042824	9,2	86,5	0,985	0,06	0,161	-0,985	-0,15	0,084	28. Mai	21	06:49	07:09								
2023-04-15 07:23:00	0,006654	661,362	1	0,271258	0,010175	0,037979	9,4	86,7	0,985	0,057	0,163	-0,985	-0,149	0,088	29. Mai	20	06:49	07:08								



	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Anzahl Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
2023-04-13 19:01:00	0,006053	644,9969	1	0,308685	0,011293	0,020585	8,2	273,6	-0,988	0,063	0,143	0,988	-0,14	0,069	14. Apr.	2	19:03	19:04
2023-04-13 19:02:00	0,00716	643,1033	1	0,31561	0,011512	0,034943	8	273,8	-0,988	0,066	0,14	0,988	-0,14	0,065	15. Apr.	4	19:03	19:06
2023-04-14 19:01:00	0,005608	647,7543	1	0,302449	0,011112	0,014465	8,5	273,9	-0,987	0,067	0,148	0,987	-0,146	0,07	16. Apr.	4	19:03	19:06
2023-04-14 19:02:00	0,006811	645,8759	1	0,30923	0,011328	0,031771	8,3	274,1	-0,987	0,07	0,145	0,987	-0,147	0,066	17. Apr.	6	19:03	19:08
2023-04-14 19:03:00	0,007693	643,9935	2	0,316161	0,011548	0,04122	8,2	274,3	-0,987	0,073	0,142	0,987	-0,148	0,062	18. Apr.	8	19:03	19:10
2023-04-14 19:04:00	0,008045	642,1073	2	0,323245	0,011772	0,043492	8	274,4	-0,987	0,077	0,14	0,987	-0,149	0,058	19. Apr.	9	19:04	19:12
2023-04-15 19:01:00	0,005065	650,4873	1	0,296388	0,010935	0,005416	8,8	274,1	-0,986	0,071	0,153	0,986	-0,152	0,071	20. Apr.	11	19:03	19:13
2023-04-15 19:02:00	0,006443	648,6238	1	0,303029	0,011148	0,027985	8,6	274,3	-0,986	0,074	0,15	0,986	-0,153	0,067	21. Apr.	13	19:03	19:15
2023-04-15 19:03:00	0,007417	646,7564	2	0,309816	0,011365	0,039362	8,5	274,5	-0,986	0,077	0,147	0,986	-0,154	0,063	22. Apr.	14	19:03	19:16
2023-04-15 19:04:00	0,007899	644,8851	2	0,316754	0,011586	0,043291	8,3	274,7	-0,986	0,081	0,145	0,986	-0,155	0,059	23. Apr.	14	19:04	19:17
2023-04-15 19:05:00	0,008403	643,0099	2	0,323845	0,011811	0,047029	8,2	274,9	-0,986	0,084	0,142	0,986	-0,156	0,055	24. Apr.	14	19:03	19:16
2023-04-15 19:06:00	0,008732	641,1309	2	0,331092	0,01204	0,048693	8	275,1	-0,986	0,088	0,139	0,986	-0,157	0,05	25. Apr.	15	19:03	19:17
2023-04-16 19:01:00	0,006073	653,1968	1	0,297004	0,011003	0,023489	8,9	274,5	-0,985	0,078	0,155	0,985	-0,159	0,069	26. Apr.	15	19:03	19:17
2023-04-16 19:02:00	0,007131	651,348	1	0,303651	0,011218	0,036961	8,8	274,7	-0,985	0,081	0,152	0,985	-0,16	0,064	27. Apr.	14	19:04	19:17
2023-04-16 19:03:00	0,007824	649,4954	2	0,310446	0,011436	0,043594	8,6	274,9	-0,985	0,085	0,15	0,985	-0,161	0,06	28. Apr.	15	19:04	19:18
2023-04-16 19:04:00	0,008134	647,6389	2	0,317391	0,011659	0,045319	8,4	275,1	-0,985	0,088	0,147	0,985	-0,162	0,056	29. Apr.	15	19:04	19:18
2023-04-16 19:05:00	0,008442	645,7786	2	0,324489	0,011885	0,046889	8,3	275,3	-0,985	0,091	0,144	0,985	-0,163	0,052	30. Apr.	14	19:04	19:17
2023-04-16 19:06:00	0,00919	643,9144	2	0,331743	0,012116	0,052515	8,1	275,5	-0,985	0,095	0,142	0,985	-0,164	0,047	1. Mai.	14	19:04	19:17
2023-04-17 19:01:00	0,005662	655,8835	1	0,291151	0,010831	0,018054	9,2	274,8	-0,984	0,082	0,16	0,984	-0,165	0,07	2. Mai.	15	19:04	19:18
2023-04-17 19:02:00	0,006802	654,0494	1	0,297663	0,011042	0,03405	9	275	-0,984	0,085	0,157	0,984	-0,166	0,066	3. Mai.	15	19:04	19:18
2023-04-17 19:03:00	0,007628	652,2114	2	0,304318	0,011257	0,042736	8,9	275,1	-0,984	0,089	0,154	0,984	-0,167	0,061	4. Mai.	14	19:05	19:18
2023-04-17 19:04:00	0,007989	650,3696	2	0,311121	0,011477	0,045125	8,7	275,3	-0,984	0,092	0,152	0,984	-0,168	0,057	5. Mai.	15	19:05	19:19
2023-04-17 19:05:00	0,008315	648,524	2	0,318073	0,0117	0,046937	8,6	275,5	-0,984	0,095	0,149	0,984	-0,169	0,053	6. Mai.	15	19:05	19:19
2023-04-17 19:06:00	0,009034	646,6745	2	0,325178	0,011927	0,052392	8,4	275,7	-0,984	0,099	0,147	0,984	-0,17	0,049	7. Mai.	14	19:06	19:19
2023-04-17 19:07:00	0,009344	644,8212	2	0,33244	0,012158	0,053616	8,3	275,9	-0,984	0,102	0,144	0,984	-0,171	0,045	8. Mai.	14	19:06	19:19
2023-04-17 19:08:00	0,009609	642,9642	2	0,339861	0,012394	0,054345	8,1	276,1	-0,984	0,105	0,141	0,984	-0,172	0,04	9. Mai.	15	19:06	19:20
2023-04-18 19:01:00	0,005214	658,5484	1	0,285466	0,010663	0,011182	9,5	275	-0,983	0,086	0,165	0,983	-0,171	0,071	10. Mai.	14	19:07	19:20
2023-04-18 19:02:00	0,006455	656,7287	1	0,291846	0,010871	0,030586	9,3	275,2	-0,983	0,089	0,162	0,983	-0,172	0,067	11. Mai.	14	19:06	19:19
2023-04-18 19:03:00	0,007377	654,9053	2	0,298367	0,011083	0,041144	9,2	275,4	-0,983	0,092	0,159	0,983	-0,173	0,063	12. Mai.	14	19:06	19:20
2023-04-18 19:04:00	0,007732	653,078	2	0,305031	0,011299	0,043622	9	275,6	-0,983	0,096	0,157	0,983	-0,174	0,058	13. Mai.	14	19:06	19:20
2023-04-18 19:05:00	0,008334	651,2469	2	0,311842	0,011519	0,048491	8,9	275,8	-0,983	0,099	0,154	0,983	-0,175	0,054	14. Mai.	13	19:07	19:20
2023-04-18 19:06:00	0,008714	649,412	2	0,318802	0,011743	0,050662	8,7	276	-0,983	0,103	0,151	0,983	-0,176	0,05	15. Mai.	14	19:07	19:20
2023-04-18 19:07:00	0,009167	647,5733	2	0,325915	0,011971	0,053315	8,6	276,2	-0,983	0,106	0,149	0,983	-0,177	0,046	16. Mai.	13	19:07	19:19
2023-04-18 19:08:00	0,009476	645,7308	2	0,333185	0,012203	0,054476	8,4	276,3	-0,983	0,109	0,146	0,983	-0,178	0,042	17. Mai.	11	19:09	19:19
2023-04-18 19:09:00	0,009717	643,8845	2	0,340614	0,012439	0,05497	8,2	276,5	-0,983	0,113	0,143	0,983	-0,179	0,037	18. Mai.	13	19:08	19:21
2023-04-18 19:10:00	0,009866	642,0345	2	0,348206	0,01268	0,054646	8,1	276,7	-0,983	0,116	0,141	0,983	-0,179	0,033	19. Mai.	13	19:08	19:21
2023-04-19 19:02:00	0,006091	659,3868	1	0,286198	0,010704	0,026497	9,6	275,4	-0,982	0,093	0,167	0,982	-0,178	0,068	20. Mai.	13	19:09	19:21
2023-04-19 19:03:00	0,007094	657,5777	1	0,292587	0,010913	0,039006	9,4	275,6	-0,982	0,096	0,164	0,982	-0,179	0,064	21. Mai.	11	19:11	19:21
2023-04-19 19:04:00	0,007696	655,7648	2	0,299117	0,011125	0,044575	9,3	275,8	-0,982	0,1	0,162	0,982	-0,18	0,06	22. Mai.	11	19:11	19:21
2023-04-19 19:05:00	0,008006	653,9481	2	0,30579	0,011342	0,046345	9,1	276	-0,982	0,103	0,159	0,982	-0,181	0,055	23. Mai.	12	19:10	19:21
2023-04-19 19:06:00	0,008385	652,1276	2	0,31261	0,011563	0,048686	9	276,2	-0,982	0,106	0,156	0,982	-0,182	0,051	24. Mai.	12	19:10	19:21
2023-04-19 19:07:00	0,009051	650,3033	2	0,319579	0,011787	0,05354	8,8	276,4	-0,982	0,11	0,154	0,982	-0,183	0,047	25. Mai.	13	19:10	19:22
2023-04-19 19:08:00	0,00934	648,4753	2	0,326701	0,012016	0,05456	8,7	276,6	-0,982	0,113	0,151	0,982	-0,184	0,043	26. Mai.	11	19:12	19:22
2023-04-19 19:09:00	0,009571	646,6435	2	0,33398	0,012249	0,054992	8,5	276,8	-0,982	0,117	0,148	0,982	-0,185	0,039	27. Mai.	11	19:12	19:22
2023-04-19 19:10:00	0,009505	644,8008	2	0,341417	0,012486	0,052813	8,4	277	-0,982	0,12	0,146	0,982	-0,185	0,035	28. Mai.	9	19:13	19:22
2023-04-19 19:11:00	0,01002	642,9688	2	0,349018	0,012728	0,05561	8,2	277,2	-0,982	0,123	0,143	0,982	-0,186	0,03	29. Mai.	9	19:13	19:22
2023-04-19 19:12:00	0,009886	641,1258	2	0,356784	0,012974	0,052896	8,1	277,3	-0,982	0,127	0,14	0,982	-0,187	0,026	30. Mai.	12	19:14	19:23
2023-04-20 19:01:00	0,005726	663,8155	1	0,280714	0,010569	0,021661	9,9	275,6	-0,98	0,097	0,172	0,98	-0,184	0,069	31. Mai.	9	19:11	19:23
2023-04-20 19:02:00	0,006807	662,0244	1	0,286976	0,010776	0,036385	9,7	275,8	-0,981	0,1	0,169	0,981	-0,185	0,065	1. Jun.	8	19:14	19:21

Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 4
17. April	26. August		15	1468	19:03	19:33

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 4:

1468 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)

894 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk

574 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk

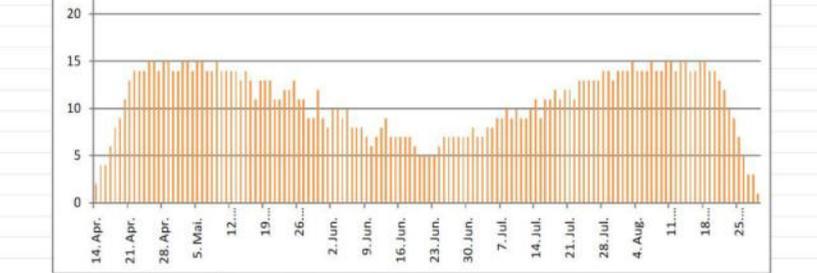
15 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 1975 Einträgen (-489):

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)



Tag	Minuten	Startzeit	Endzeit
14. Apr.	2	19:03	19:04
15. Apr.	4	19:03	19:06
16. Apr.	4	19:03	19:06
17. Apr.	6	19:03	19:08
18. Apr.	8	19:03	19:10
19. Apr.	9	19:04	19:12
20. Apr.	11	19:03	19:13
21. Apr.	13	19:03	19:15
22. Apr.	14	19:03	19:16
23. Apr.	14	19:04	19:17
24. Apr.	14	19:03	19:16
25. Apr.	15	19:03	19:17
26. Apr.	15	19:03	19:17
27. Apr.	14	19:04	19:17
28. Apr.	15	19:04	19:18
29. Apr.	15	19:04	19:18
30. Apr.	14	19:04	19:17
1. Mai.	14	19:04	19:17
2. Mai.	15	19:04	19:18
3. Mai.	15	19:04	19:18
4. Mai.	14	19:05	19:18
5. Mai.	15	19:05	19:19
6. Mai.</			