

Blendgutachten Solarpark Bebensee

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Gemeinde Bebensee in Schleswig-Holstein**

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

☎ +49 40 79 69 59 36

📞 +49 40 79 69 59 38

@ info@solpeg.com

🌐 www.solpeg.com

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung.....	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	7
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....	8
3.1	Rechtliche Hinweise	8
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	8
3.3	Berechnung der Blendwirkung	10
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	11
3.5	Standorte für die Analyse	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	13
4	Ergebnisse	17
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, A21 nordöstlich.....	18
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, A21 nördlich	20
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Hauptstraße westlich.....	22
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Hauptstraße nordwestlich	24
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude südwestlich.....	25
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	26
6	Schlussbemerkung	26
7	Anhang	27 - 41

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Bebensee

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Bebensee“ für Verkehrsteilnehmer auf der A21 sowie Anwohnern der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Die Umsetzung der Energiewende und die Bestrebungen für mehr Klimaschutz resultieren in Erfordernissen und Maßnahmen, die als gesellschaftlicher Konsens und somit als öffentliche Belange gesetzlich festgeschrieben sind. Z.B. im „Gesetz zur Stärkung der klimagerechten Entwicklung in den Städten und Gemeinden“ (2011) und im „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG“ (2017). Andererseits soll der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die bestehenden Regelungen für den Immissionsschutz berücksichtigen. Dies gilt auch für Lichtimmissionen durch PV Anlagen.

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

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage „Bebensee“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf der A21 und Anwohner der angrenzenden Gebäude.

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

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

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

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet im Norden der Gemeinde Bebensee in Schleswig-Holstein. Angrenzend an die Flächen verläuft die A21. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliches Gebiet im Norden der Gemeinde Bebensee in Schleswig-Holstein. Die Flächen weisen leichte Gefälle nach Süden sowie Osten auf
Koordinaten (Feld Süd)	53.884°N, 10.305°O, 39 m ü. NN
Abstand zu A21	ca. 15 m
Grenzlänge entlang A21	ca. 400 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 50 m

Übersicht² über den Standort und die PV Anlage (schematisch)



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

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

Übersicht über die geplante PV Anlage und Umgebung.



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

Detailansicht der PV Anlage.



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

Fotos der PV Fläche. Blick von Westen nach Osten auf die PV Fläche 1. Im Hintergrund die A21.



Bild 2.1.4: Foto der PV Fläche (Quelle: SolPEG)

Blick von Norden nach Süden auf die PV Fläche 3 nordöstlich der A21.



Bild 2.1.5: Foto der PV Anlage (Quelle: SolPEG)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt die PV Anlage und umliegenden Gebäude. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Aufgrund der Entfernung und Beschaffenheit der Gebäude ist dies unwahrscheinlich. Dennoch werden die Standorte analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.

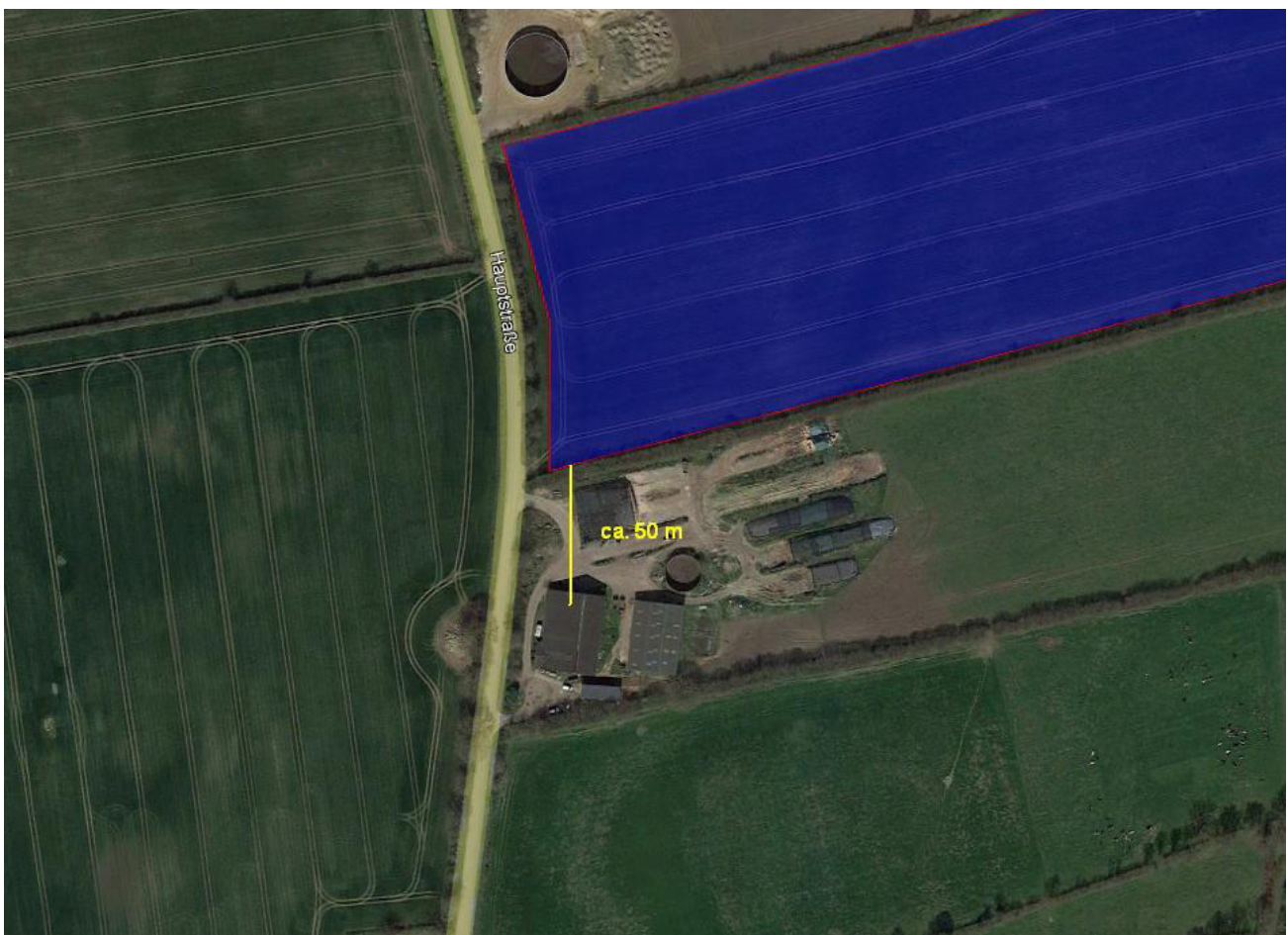


Bild 2.2.1: PV Anlage und umliegende Gebäude (Quelle: Google Earth / SolPEG)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

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

3.2 Blendwirkung von PV Modulen

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

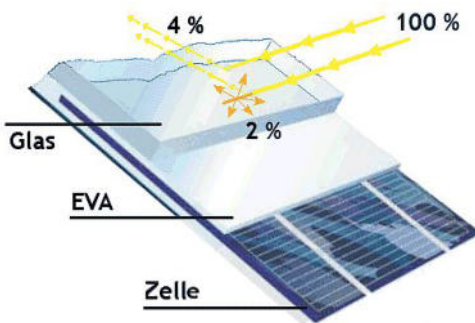


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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



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

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

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

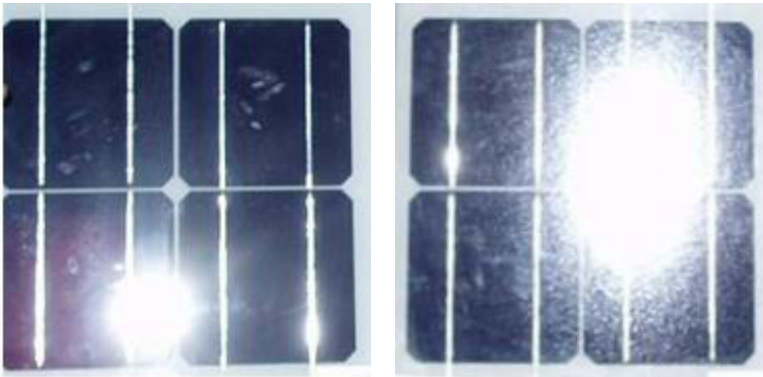


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

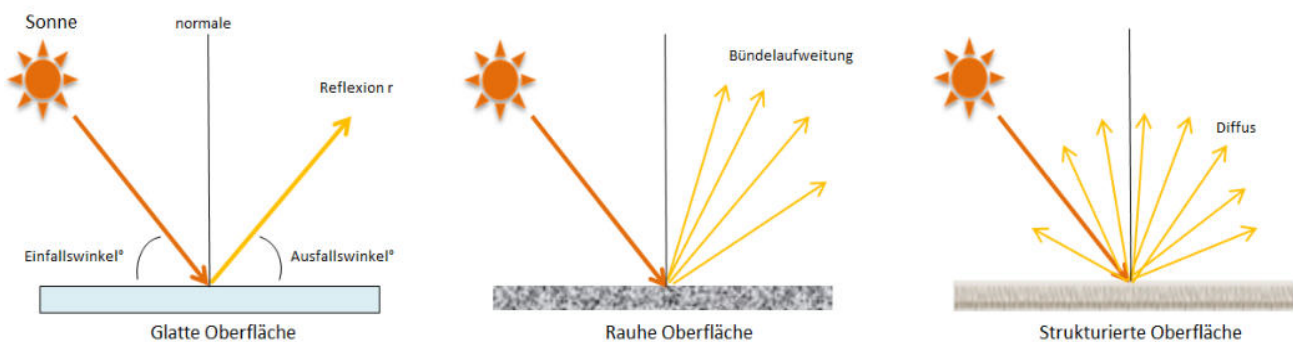


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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

Es können aber auch Module eines anderen Herstellers (z.B. Trina Solar, JA Solar, Jinko) mit ähnlichen Eigenschaften verwendet werden. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

Mechanical Parameters	Operating Parameters
Cell Orientation: 144 (6x24)	Operational Temperature: -40 C ~ +85 C
Junction Box: IP68, three diodes	Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W
Output Cable: 4mm ² , 300mm in length, length can be customized	Voc and Isc Tolerance: ±3%
Glass: Dual glass 2.0mm coated tempered glass	Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)
	Maximum Series Fuse Rating: 25A
	Nominal Operating Cell Temperature: 45±2 C

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Berechnung der Blendwirkung

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

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Lichtleitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA⁴ zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

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

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

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

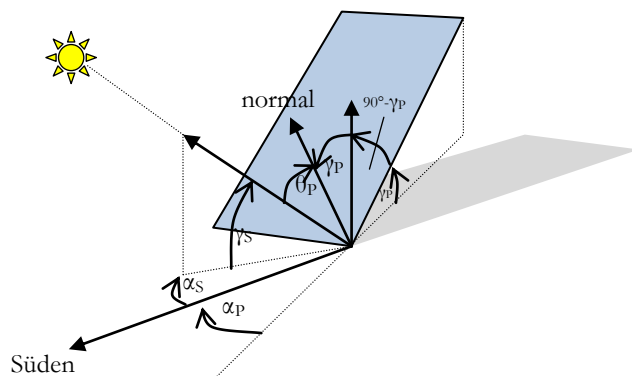


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie⁵ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁶, New Mexico überprüft.

⁴ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths: <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

⁵ Lichtleitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

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

3.4 Technische Parameter der PV Anlage

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

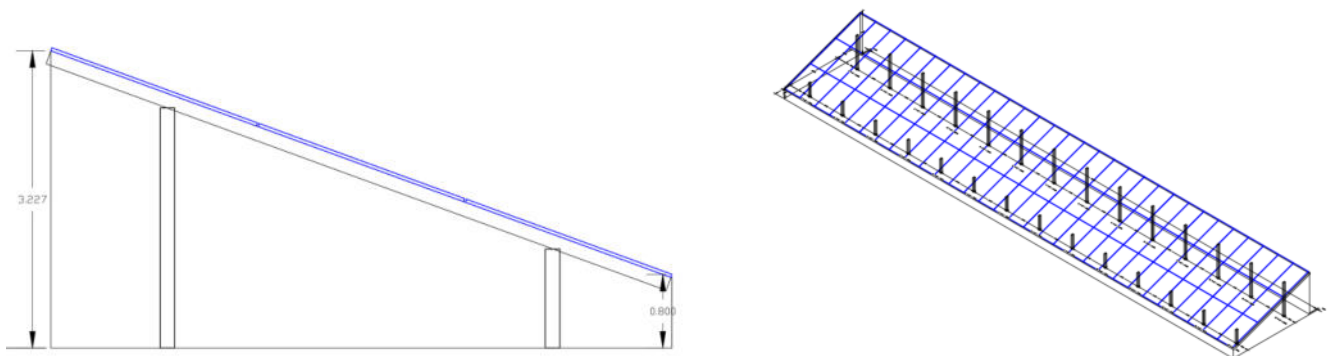


Bild 3.3.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung, Bsp.)

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

Tabelle 1: Berechnungsparameter

PV Modul	LONGi (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	18°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. ca. 0,8 m, max. 3,2 m (leichte Abweichungen möglich)
Anzahl Messpunkte gesamt	5 Messpunkte ⁷ (siehe Skizze 3.5.1)
Azimut bzw. relevanter Sichtwinkel ⁸	Fahrtrichtung +/- 20°, 100 m Sichtweite
Höhe Messpunkte über GOK	2,0 m über Boden ⁹

⁷ Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich im Anhang

⁸ Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Vor diesem Hintergrund wird der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

⁹ Eine Höhe von 2 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt ca. 1,30 m

3.5 Standorte für die Analyse

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

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

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Bebensee wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte auf der A21, 2 Messpunkte auf einer anliegenden Straße sowie 1 Messpunkt im Bereich der umliegenden Gebäude.

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

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



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

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist in Deutschland die sog. Licht-Leitlinie, die erstmals 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst wurde. Die Lichtleitlinie ist weder eine Norm noch ein Gesetz sondern lt. LAI Vorbemerkung "**... ein System zur Beurteilung der Wirkungen von Lichtimmissionen auf den Menschen**" welches ursprünglich für die Bemessung von Lichtimmissionen durch Flutlicht- oder Beleuchtungsanlagen von Sportstätten konzipiert wurde. Anlagen zur Beleuchtung des öffentlichen Straßenraumes, Blendwirkung durch PKW Scheinwerfer usw. werden nicht behandelt.

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

Im Zusammenhang mit der Übernahme zeitlicher Grenzwerte der Schattenwurfrichtlinie besteht noch Forschungsbedarf hinsichtlich der belastigenden Wirkung statischer Sonnenlichtreflexionen. Da in der 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 Lichtleitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt¹⁰ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Lichtleitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

Einfallswinkel der Reflexion

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

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

Entfernung zur Immissionsquelle

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

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

¹⁰ Lichtleitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

100%ige Blendfreiheit

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.

Trotz des politischen und gesellschaftlichen Konsens und der damit einhergehenden verwaltungsrechtlichen Vorgabe zur vereinfachten und priorisierten Genehmigung von Bauvorhaben im Segment der Erneuerbaren Energien wird vereinzelt noch die Forderung erhoben, dass eine Blendwirkung durch PV Anlagen im Randbereich von Autobahnen zu 100% auszuschließen ist. Eine derartig pauschale Forderung ist in Bezug auf die realen Verhältnisse im Straßenverkehr sachlich nicht begründbar und daher auch rechtlich nicht haltbar. Eine Blendwirkung als Resultat von Reflexionen ist - unabhängig von rechnerisch ermittelten Ergebnissen - immer ein subjektives Erleben. Nicht alle im Straßenverkehr auftretenden Reflexionen führen zwangsläufig zu einer relevanten Blendwirkung und nicht zwangsläufig zu einer Beeinträchtigung der sog. „Sicherheit und Leichtigkeit des fließenden Verkehrs“.

Eine Forderung nach 100%iger Blendungsfreiheit entspricht einer Diskriminierung von PV Anlagen, wenn diese Forderung nicht auf alle in den Straßenverkehr eingebrachten Immissionsquellen angewendet wird. Dementsprechend müssten alle potentiell reflektierenden Fahrzeugteile (Windschutzscheiben, Lackierungen, Chromteile u.a.) zum Erlöschen der Betriebs- und/oder Fahrerlaubnis führen, da es nicht zu 100% auszuschließen ist, dass derartige Fahrzeugteile Blendungen verursachen. Konsequenterweise müssten auch Reflexionen durch Schilder oder Gebäude im Bereich der Autobahn zu jeder Zeit zu 100% ausgeschlossen werden – was in der Realität ebenfalls nicht möglich ist.

Auch Reflexionen von Sonnenlicht auf regennasser Fahrbahn stellt eine Beeinträchtigung bzw. Gefährdung dar, die ggf. durch den Autobahnbetreiber mittels eines entsprechenden Fahrbahnbelags oder durch andere geeignete Maßnahmen (z.B. temporäre Sperrungen) verhindert werden könnte/müsste. Ggf. könnte es sogar zu Schadensersatzforderungen gegenüber dem Autobahnbetreiber kommen – insbesondere wenn es sich um Streckenabschnitte handelt auf denen es wiederholt zu derartigen Konstellationen kommt.

Bei derartigen Konstellationen wird allerdings argumentiert, dass die sichere und umsichtige Fahrzeugführung gemäß §3 Absatz 1 der Straßenverkehrsordnung (StVO) im Wesentlichen in der Verantwortung des Fahrzeugführers liegt und dieser hat die Fahrweise den aktuellen Sichtverhältnissen entsprechend anzupassen.

In Bezug auf die Nachtadaptation des menschlichen Auges sind Blendungen, z.B. durch falsch eingestellte Scheinwerfer, durch lichtstarke LED Scheinwerfer oder auch durch Lichtsignale (Lichtthupe) von LKWs als Signal zum Spurwechsel überholender LKWs, gravierender zu bewerten als Reflexionen auf PV Modulen bei Tageslichtadaptation des Auges.

Im Gegensatz zu möglichst glänzenden Lackierungen bei Fahrzeugen kommen bei den aktuell marktüblichen PV Modulen Moduloberflächen durch Anti-Reflexionsschichten und/oder andere Technologien zum Einsatz. Derartige Technologien reduzieren die Leuchtdichte, sodass potentielle Reflexionen im Normalfall nicht geeignet sind eine relevante Blendwirkung hervorzurufen. Es ist daher geboten in jedem Fall eine Abwägung für die konkrete Situation durchzuführen, eine pauschale Forderung nach einer 100%igen Blendfreiheit ist daher zurückzuweisen.

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 Lichtleitlinie 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.

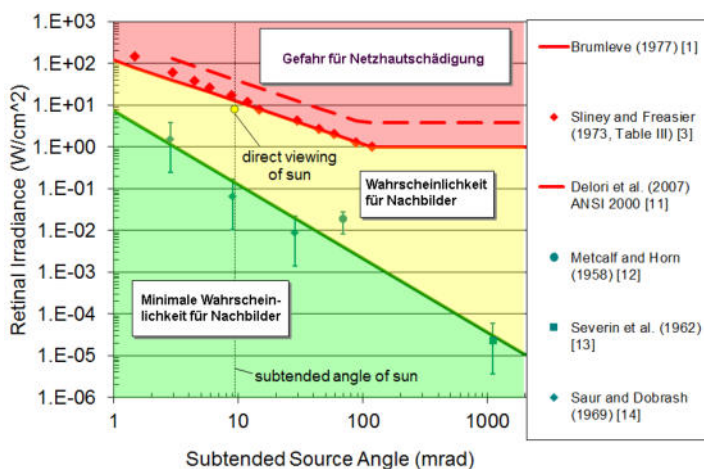


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Bebensee wird für bestimmte exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich im Anhang.

Aufgrund des Fahrbahnverlaufes ist es nicht zielführend mehrere/weitere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Ausrichtung der Fahrbahn (Azimut) und die Einfallswinkel von potentiellen 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.

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 folgenden Abschnitt werden die rechnerisch ermittelten Ergebnisse an den jeweiligen Immissionsorten kommentiert. Es ist nicht zulässig, die rechnerisch ermittelten Ergebnisse außerhalb des Kontextes und ohne die jeweiligen Ausführungen zu verwenden.

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, A21 nordöstlich

Am Messpunkt P1 auf der A21 können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 15. April - 27. August zwischen 17:59 - 19:01 Uhr für 5 bis max. 36 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Nordwesten mit ca. -40° bis -61° links (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, 100 m Sichtweite) und daher sind potentielle Reflexionen nicht relevant. Auch bei einem kurzzeitigen Schulterblick kann eine Blendwirkung durch die PV Anlage ausgeschlossen werden. Bei der Fahrt Richtung Südosten sind die Einfallswinkel nochmals größer und daher nochmals weniger relevant. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz können zu keiner Zeit Reflexionen den Rückspiegel¹³ erreichen.

Einen 100%igen Ausschluss jeglicher Blendwirkung durch Reflexionen kann es in der Realität des Straßenverkehrs nicht geben aber auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

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

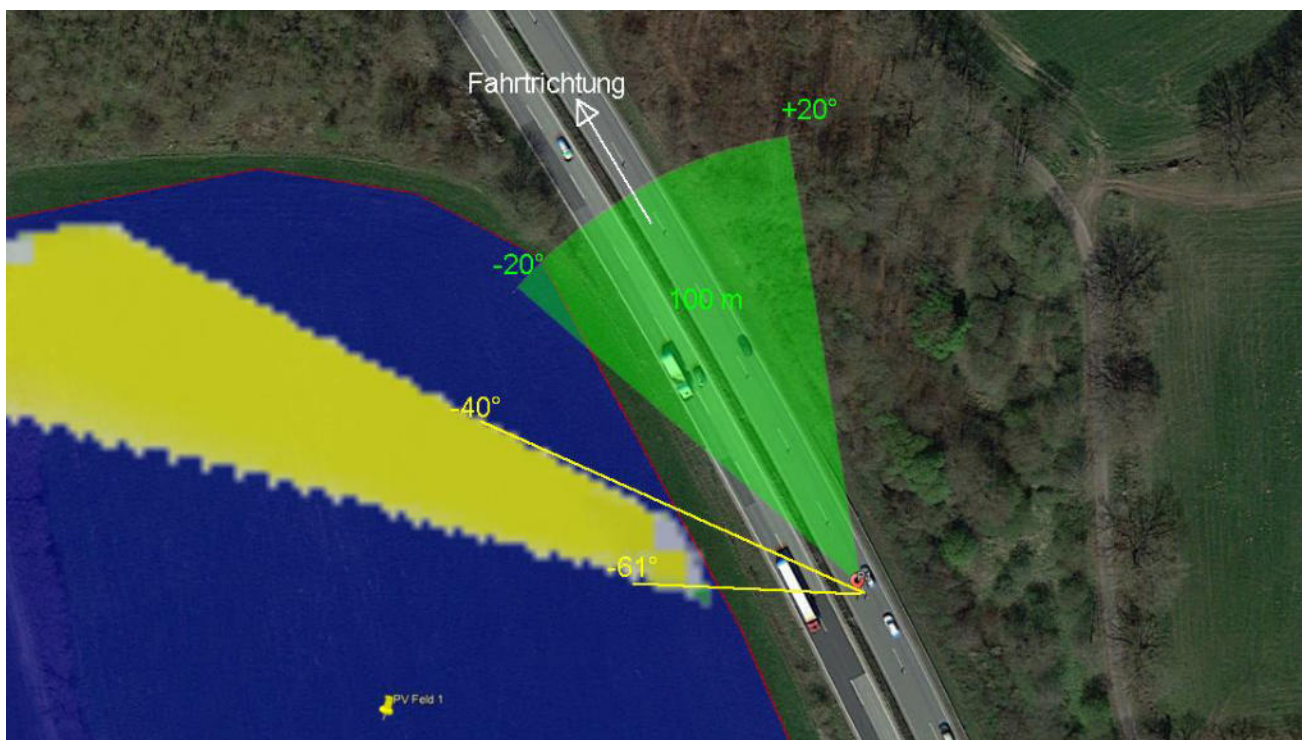


Bild 4.1.1: Simulation am Messpunkt P1, Fahrt Richtung Nordwesten (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/weiß markierten Bereich westlich der Fahrbahn, deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels, können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

¹³ Es gibt keine konkreten Vorgaben für den Sichtwinkel von Seiten- und Rückspiegeln, lediglich unkonkrete Formulierungen, dass diese eine "ausreichende Sicht" oder ein "angemessenes Sichtfeld" ermöglichen sollen. Daher wird der Sichtwinkel hier mit $\pm 5^\circ$ zur Fahrtrichtung definiert. Überwiegend ist der Sichtwinkel durch die Größe der Heckscheibe bzw. die C-Säule begrenzt.

Statistische Auswertung:

Eine umfassende Wahrscheinlichkeitsanalyse legt die Bewertung nahe, dass das theoretische Auftreten der ermittelten Reflexionen statistisch nicht signifikant ist. Diese Analyse stützt sich auf die Annahme, dass die A21 das gesamte Jahr (365 Tage) über uneingeschränkt befahrbar ist, was insgesamt 525.600 Minuten entspricht.

Die statistische Wahrscheinlichkeit für das Eintreten von Reflexionen und somit für die Möglichkeit der Wahrnehmung dieser Reflexionen liegt bei lediglich 0,757%. Blendungen durch Scheinwerfer können überwiegend nur nachts auftreten, Reflexionen von Sonnenlicht auf PV Modulen allerdings nur bei Tageslicht. Für den hier betrachteten Standort wurden 269.753 Minuten pro Jahr¹⁴ mit Tageslicht ermittelt. Bezogen auf das Tageslicht beträgt die statistische Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexionen daher etwa 1,476%.

Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass Reflexionen bei Tageslicht nur dann möglich sind, wenn die Sonne nicht durch Wolken verdeckt oder abgeschwächt wird. Lt. Angaben des Deutschen Wetterdienstes (DWD) liegt die langjährige, durchschnittliche Wolkenbedeckung in der betrachteten Region bei etwa 62,5%. Demnach ist im Durchschnitt nur in 37,5% der Zeit mit wolkenlosem Himmel zu rechnen (sogenannte „clear sky“ Bedingungen). Daraus ergibt sich eine voraussichtliche Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexionen am Messpunkt P1 von lediglich ca. 0,284% im Jahresverlauf bzw. etwa 0,553% während der Zeiten mit Tageslicht.

Basierend auf dieser statistischen Auswertung ist die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexionen im Bereich von Messpunkt P1 derart gering, dass daraus resultierend die Wahrscheinlichkeit für eine Blendung als **nicht signifikant** bewertet wird.

¹⁴ Lt. Angaben des Global Monitoring Laboratory (National Oceanic and Atmospheric Administration, www.noaa.gov)

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, A21 nördlich

Am Messpunkt P2 auf der A21 können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 11. April - 31. August in einem sehr kleinen Zeitfenster in den frühen Morgenstunden zwischen 06:13 - 06:50 Uhr für max. 18 Minuten am Tag aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Südosten mit ca. -45° bis -62° links (östlich) zur Fahrtrichtung allerdings auch hier deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen nicht relevant. Auch bei einem kurzzeitigen Schulterblick kann eine Blendwirkung durch das PV Feld ausgeschlossen werden. Bei der Fahrt Richtung Nordwesten sind die Einfallswinkel nochmals größer und daher nochmals weniger relevant. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz können zu keiner Zeit Reflexionen den Rückspiegel erreichen.

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

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

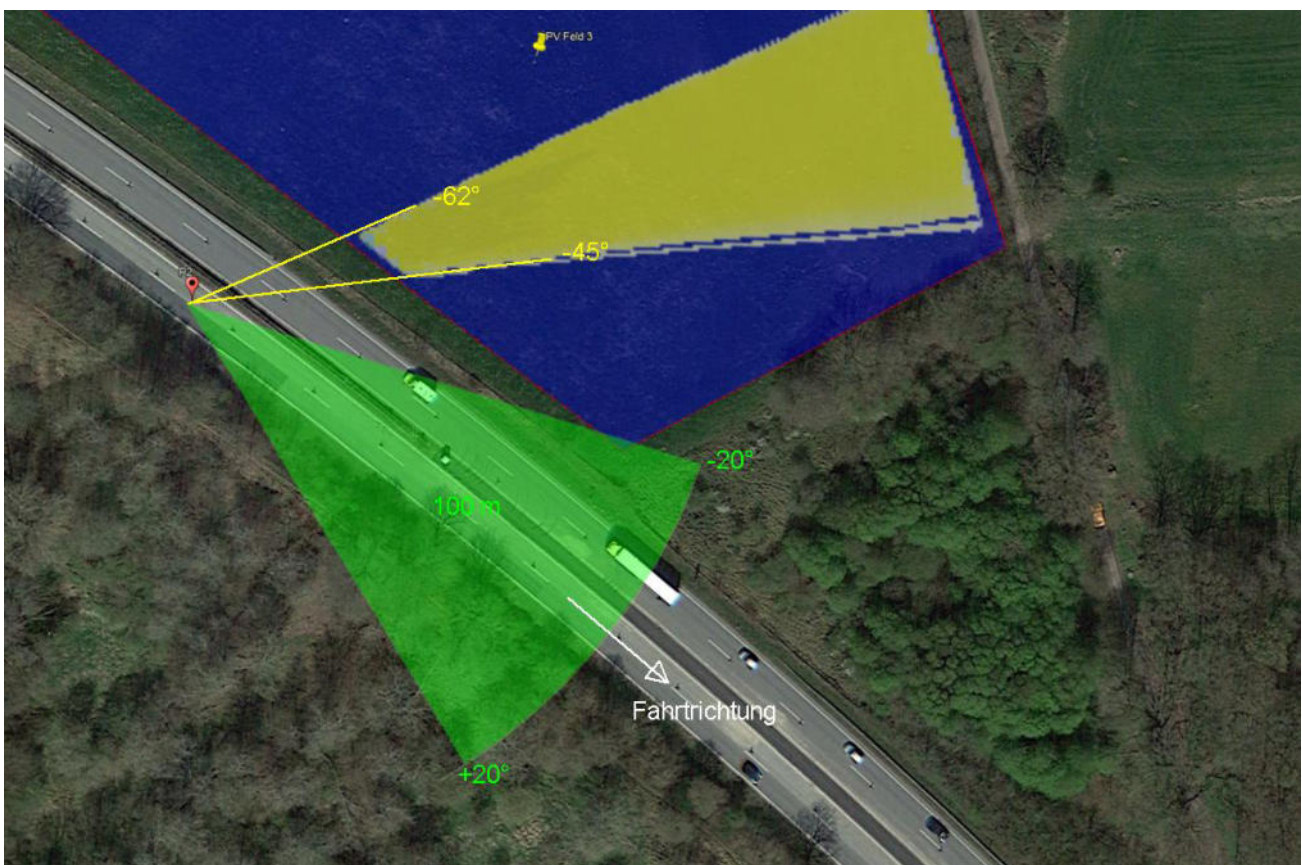


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Südosten (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, 100 m Sichtweite). Im gelb/weiß markierten Bereich östlich der Fahrbahn, deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels, können rein rechnerisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Auch für den Messpunkt P2 kommt die statistische Auswertung zum Ergebnis, dass die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexionen im Bereich von Messpunkt P2 mit 0,328% derart gering ist, dass daraus resultierend die Wahrscheinlichkeit für eine potenzielle Blendwirkung als **nicht signifikant** bewertet wird.

Sofern trotz der hier dargestellten Ergebnisse und Einschätzungen einer - aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht sachlich nicht begründbaren - Forderung nach 100%iger Blendfreiheit nachzukommen ist, müsste eine Sichtschutzmaßnahme entlang der westlichen Geländegrenze errichtet werden. Diese kann mittels eines blickreduzierenden Gewebes aus PE (Polyethylen) oder HDPE (High-Density Polyethylen) mit einem Schattierwert von ca. 30% - 40% als Teil der geplanten Geländeeinzäunung realisiert werden. Die Länge von ca. 150 m und der Verlauf der Sichtschutzmaßnahme entspricht der Geländeeinzäunung entlang der A21 mit einer Höhe von ca. 1 m - 1,8 m (max. 2 m) über Boden. Der untere Teil bis zu 1 m Höhe sollte freigehalten werden um ggf. auftretende Windlasten zu reduzieren, in diesem Bereich sind Reflexionen physikalisch ohnehin nicht möglich. Durch die Maßnahme wird die Sichtachse zwischen der PV Anlage und der A21 unterbrochen.

Die folgende Skizze zeigt eine gängige Variante eines Sichtschutzzauns. Details sind mit dem jeweiligen Hersteller abzustimmen.

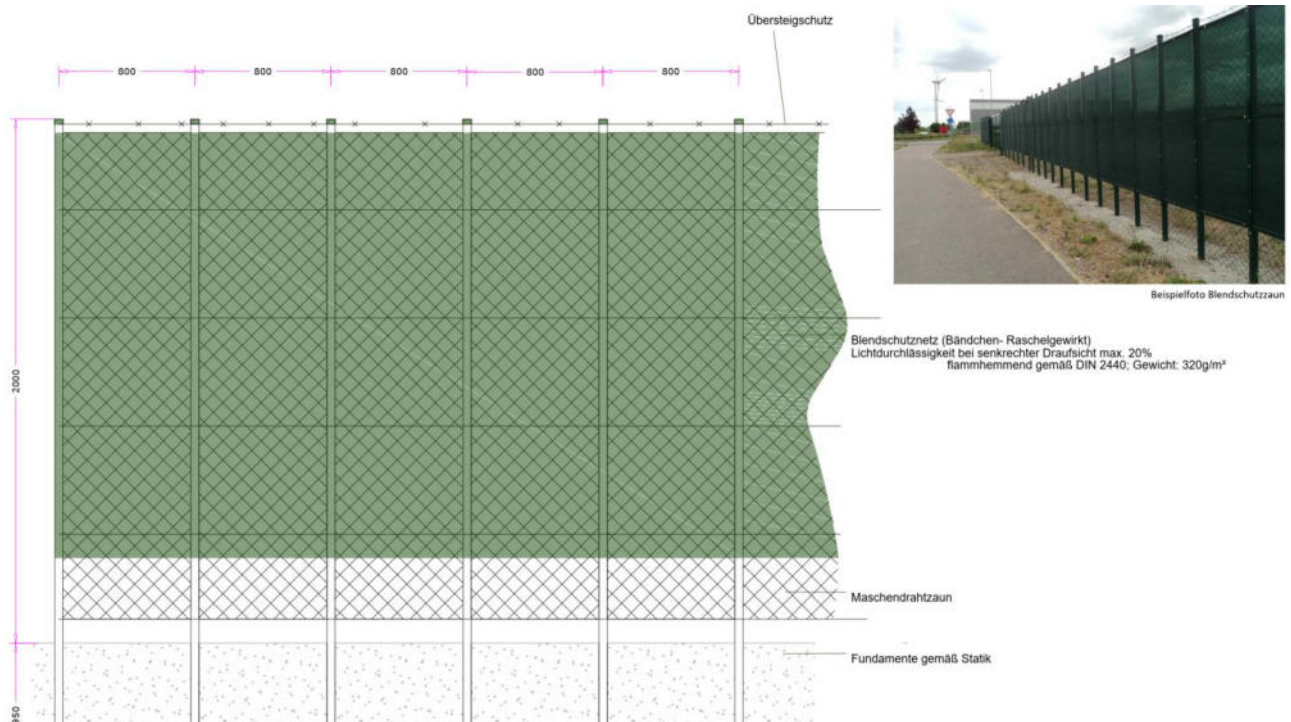


Bild 4.2.2: Beispiel für eine Sichtschutzmaßnahme (Quelle: Planungsunterlagen)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Hauptstraße westlich

Am Messpunkt P3 auf der westlich verlaufenden Hauptstraße können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage (PV Feld 1) auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 30. März und dem 12. September in den frühen Morgenstunden zwischen 05:50 - 07:19 Uhr für 5 bis max. 47 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Norden mit ca. $+69^\circ$ bis $+83^\circ$ rechts (östlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten und daher sind potentielle Reflexionen nicht relevant. Bei der Fahrt Richtung Südosten sind die Einfallswinkel nochmals größer.

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

Darüber hinaus ist in diesem Straßenabschnitt ein ausgeprägtes Straßenbegleitgrün vorhanden, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.

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

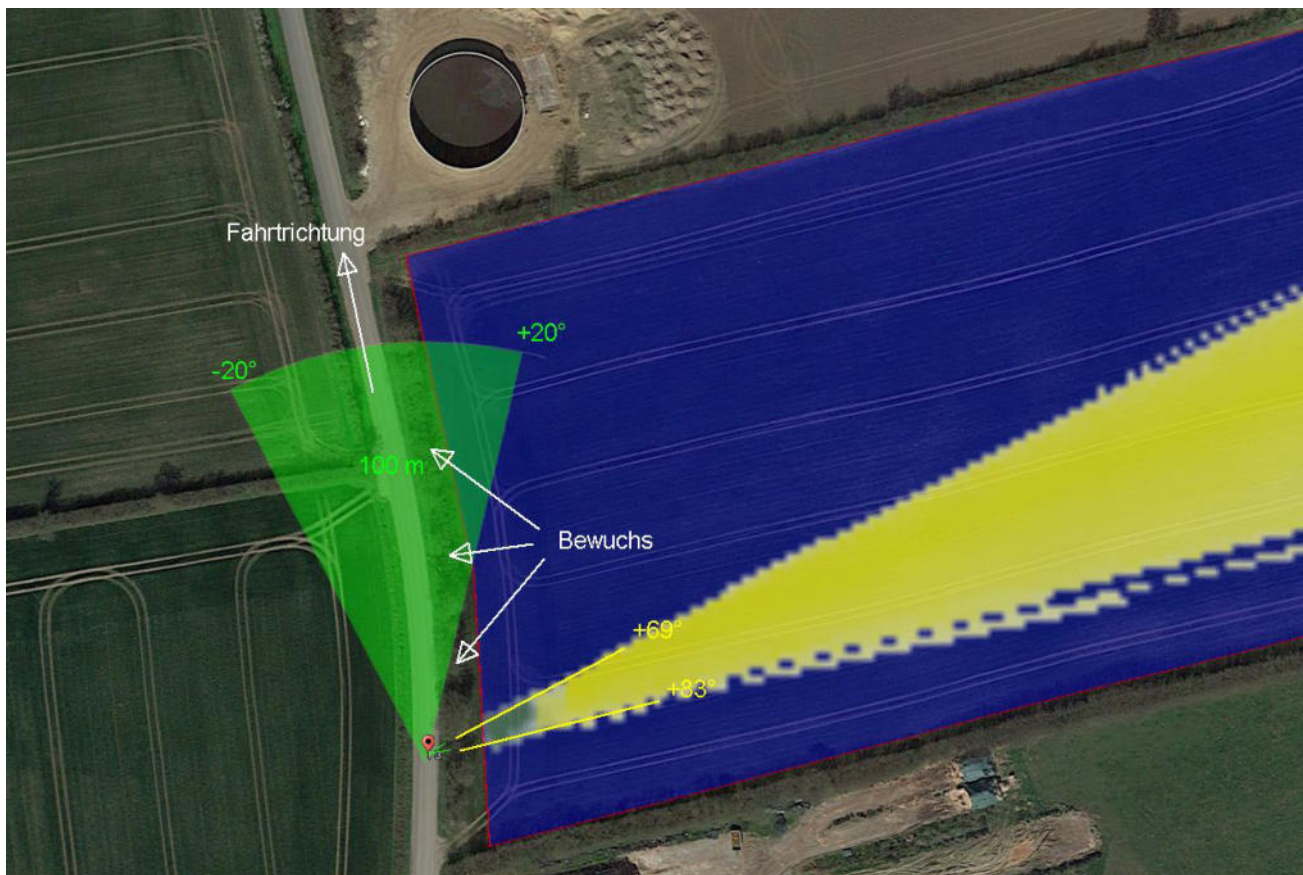


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P3, Fahrt Richtung Norden (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, 100 m Sichtweite). Im gelb/weiß markierten Bereich östlich der Fahrbahn, deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels, können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten – sofern diese aufgrund der Begrünung überhaupt wahrnehmbar sind.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P3 aus Sicht des Fahrzeugführers bei der Fahrt Richtung Norden. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die PV Anlage außerhalb des relevanten Sichtwinkels liegt, überwiegend nicht einsehbar.

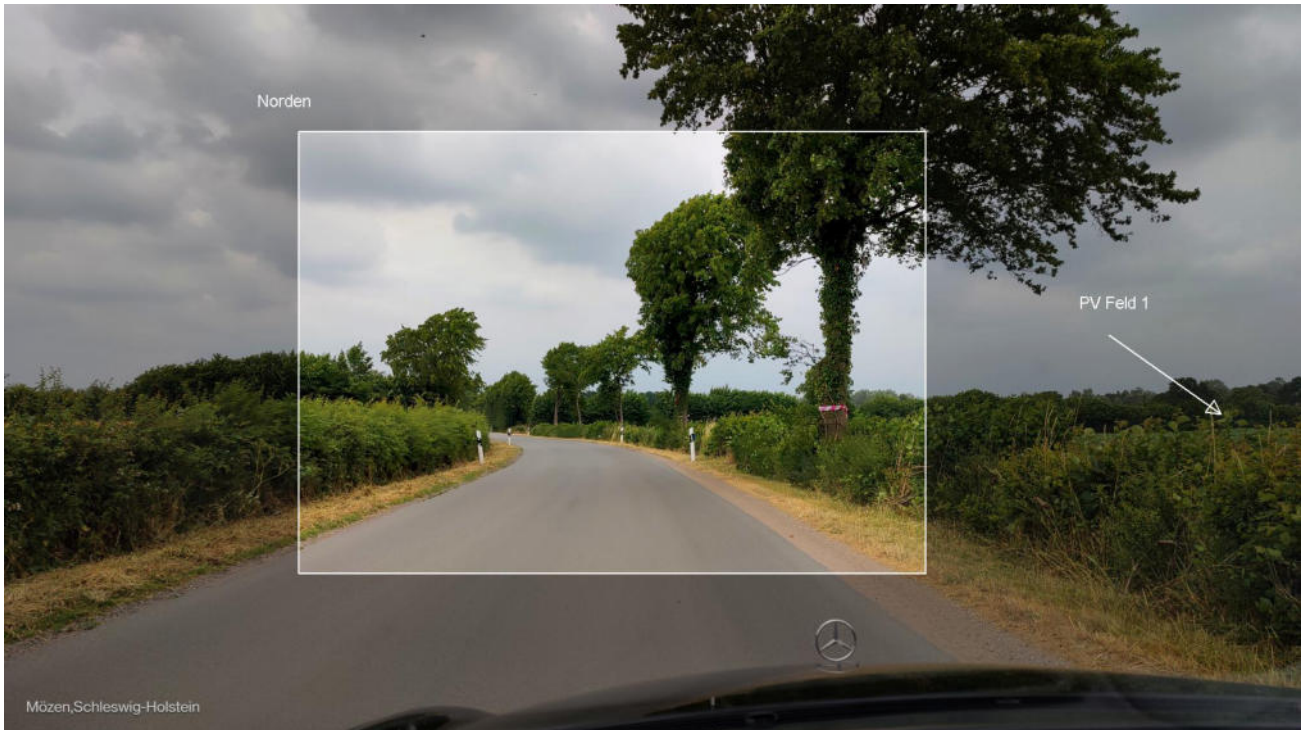


Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P3, Fahrt Richtung Norden (Quelle: SolPEG)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Hauptstraße nordwestlich

Am Messpunkt P4 auf der westlich verlaufenden Hauptstraße rein rechnerisch Reflexionen durch das PV Feld 2 auftreten. Entlang der Straße ist eine Böschung mit Knick vorhanden, sodass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht und daher sind die rechnerisch ermittelten Ergebnisse in der Realität nicht anwendbar. Rechtlich gesehen handelt es sich hier zwar nicht um einen dauerhaften Sichtschutz aber der Bewuchs kann dennoch nicht ignoriert werden. Die Ortsbegehung und die Analyse des Geländeverlaufes zeigt, dass die Fläche der PV Anlage ca. 4 m tiefer liegt als die Hauptstraße und selbst wenn der Bewuchs komplett gerodet werden sollte, ist die PV Fläche nicht einsehbar.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P4 aus Sicht des Fahrzeugführers bei der Fahrt Richtung Norden. Das Foto verdeutlicht, dass die PV Anlage aufgrund von einer Böschung mit Bewuchs entlang der Straße nicht einsehbar ist.

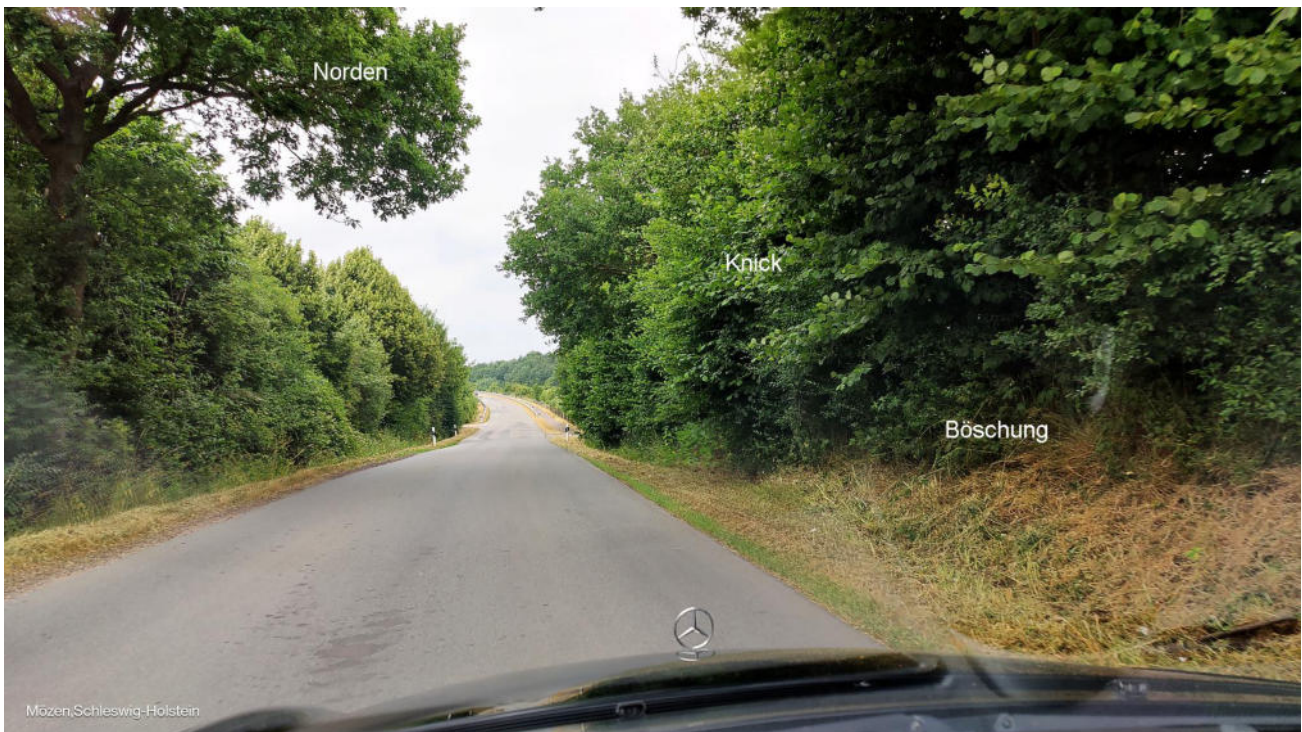


Bild 4.4.1: Foto am Messpunkt P4, Fahrt Richtung Norden (Quelle: SolPEG)

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude südwestlich

Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude südöstlich von PV Feld 1 an der Hauptstraße wurde zu Kontrollzwecken untersucht, da Reflexionen durch die PV Anlage in diesem Bereich kaum wahrscheinlich sind. Lt. Simulationsergebnis können zwar theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 1 auftreten aber in der Realität sind diese zu vernachlässigen, da die Entfernung zur Immissionsquelle über 400 m beträgt. Bei den Gebäuden handelt es sich um Wirtschaftsgebäude und Lagerhallen, die ohnehin nicht als schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie beigestuft werden.

Das folgende Foto zeigt die Gebäude/Lagerhallen, überwiegend ohne Fenster in Richtung der PV Anlage.



Bild 4.5.1: Gebäude am Messpunkt P5 (Quelle: SolPEG)

Im Bereich der weiter südlich an der Hauptstraße gelegen Wohngebäude sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage kann ausgeschlossen werden.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

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

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

Die Simulation von potentiellen Reflexionen und die Analyse der Ergebnisse wurde für 5 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV Anlage durchgeführt. Unabhängig von den örtlichen Gegebenheiten und der jeweiligen Fahrt- und Blickrichtung zeigt bereits die statistische Auswertung, dass die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexionen im Verlauf der geplanten Autobahn A21 derart gering ist, dass bereits daraus resultierend eine Blendwirkung ausgeschlossen werden kann¹⁵.

Die Einbeziehung weiterer Aspekte (u.a. Fahrt- bzw. Blickrichtung, örtliche Gegebenheiten, Entfernungen) ergibt darüber hinaus, dass die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegen, sodass selbst bei einem kurzzeitigen Schulterblick eine Beeinträchtigung oder gar Blendwirkung durch die PV Anlage ausgeschlossen werden kann. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz sind für den Gegenverkehr keine Reflexionen im Seiten- und Rückspiegel nachweisbar.

Wie bereits im Abschnitt 3.6 ausgeführt kann es einen 100%igen Ausschluss jeglicher Blendwirkung durch Reflexionen in der Realität des Straßenverkehrs nicht geben. Insbesondere die Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen auf Objekten im Straßenverkehr (Windschutzscheiben, Hinweisschildern, regenasse Fahrbahn, LED Scheinwerfer bei Nacht o.ä.) sind für Fahrzeugführer bekannte Konstellationen und sind zu tolerieren bzw. ist die Fahrweise¹⁶ entsprechend anzupassen.

Die südwestlich gelegenen Gebäude sind aufgrund der sehr großen Entfernung von über 400 m nicht von Reflexionen betroffen. Im weiteren Umfeld sind keine schutzwürdigen Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden und/der diese sind nicht von Reflexionen betroffen.

Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben. Zur Vorbeugung kann im Bereich von PV Feld 3 ein Sichtschutzzaun errichtet werden (Details siehe 4.2) um einen direkten Sichtkontakt zur PV Anlage zu verhindern und eine Blendwirkung im Verlauf der A21 auszuschließen.

6 Schlussbemerkung

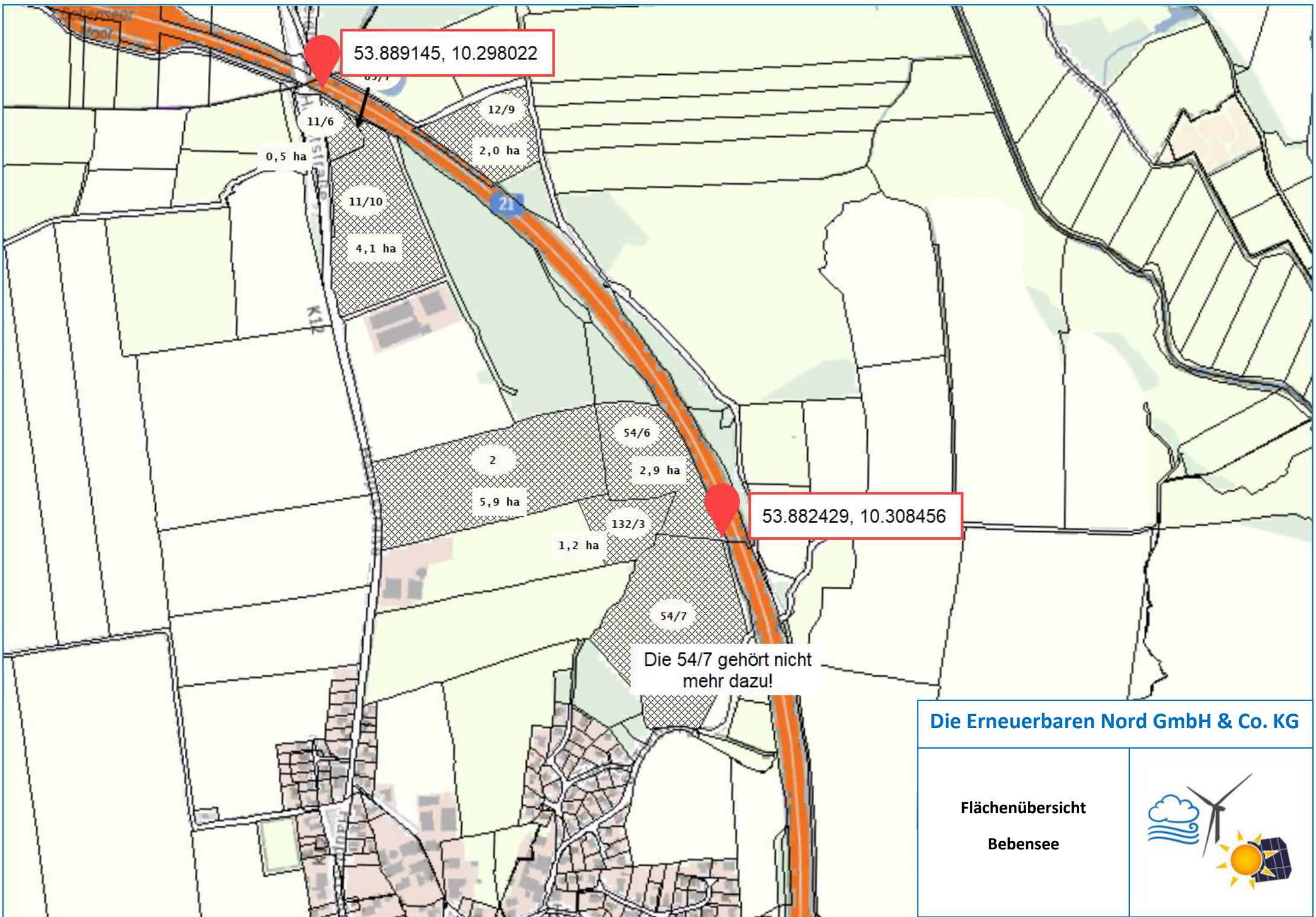
Die hier dargestellten Untersuchungen, Sachverhalte und Einschätzungen wurden nach bestem Wissen und Gewissen und anhand von vorgelegten Informationen, eigenen Untersuchungen und weiterführenden Recherchen angefertigt. Eine Haftung für etwaige Schäden, die aus diesen Ausführungen bzw. weiteren Maßnahmen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

Hamburg, den 12.09.2023


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹⁵ Die Klassifizierung basiert u.a. auf den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

¹⁶ U.a. im Hinblick auf die in §3 Absatz 1 der Straßenverkehrsordnung (StVO) gebotene sichere und umsichtige Fahrzeugführung.



Die Erneuerbaren Nord GmbH & Co. KG

Flächenübersicht
Bebensee



Hi-MO 5

(G2)

LR5-72HIBD 530~550M

- Geeignet für ultragroße Kraftwerke
- Überlegene Moduleffizienz durch fortschrittliche Technologie
 - M10 Gallium-dotierter Wafer
 - Integriertes Segmentiertes Band
 - Half-Cut-Zelle mit 9 Busbars
- Global validierte bifaziale Energieausbeute
- Höchste Modulqualität sichert Langzeitzuverlässigkeit

12

12 Jahre Produktgarantie auf
Materialien und Verarbeitung

30

30 Jahre zusätzlich lineare
Leistungsgarantie

Vollständige Produktzertifizierung

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: ISO Qualitätsmanagementsystem

ISO14001: 2015: ISO Umweltmanagementsystem

ISO45001: 2018: Gesundheit und Sicherheit am Arbeitsplatz

IEC62941: Erhöhte Zuverlässigkeit der Bauartegnung

LONGI



21.3%

MAXIMALE
MODULEFFIZIENZ

0~3%

LEISTUNGSTOLERANZ

<2%

LEISTUNGSDEGRADATION
IM ERST JAHR

0.45%

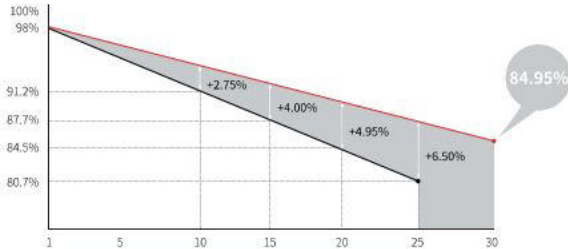
LEISTUNGSDEGRADATION
IN DEN JAHREN 2-30

HALF-CELL

Niedrigere Betriebstemperatur

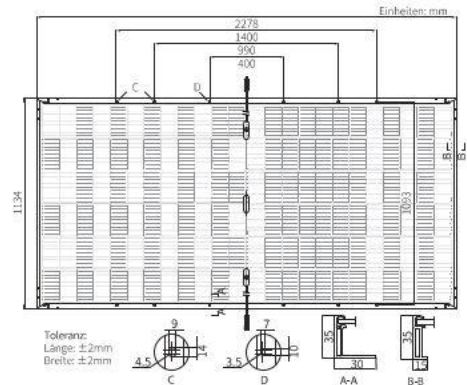
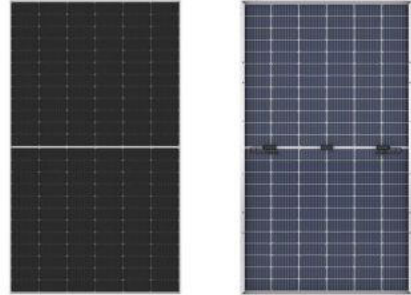
Weitere Daten

30 Jahre Stromversorgungsgarantie



Mechanische Parameter

Zellenanordnung	144 (6×24)
Anschlussdose	IP68, drei Dioden
Kabel	4mm ² , +400, -200mm Kundenspezifische Länge möglich
Steckverbinder	LONGI LR5 oder MC4 EVO2
Glas	Doppelseitiges Glas, 2,0×2,0mm hitzebeständiges Glas
Rahmen	Rahmen aus eloxierter Aluminiumlegierung
Gewicht	32.6kg
Abmessungen	2278×1134×35mm
Verpackungen	31 Stück pro Palette / 155 Stück pro 20'GP / 620 Stück pro 40'HC



Elektrische Eigenschaften

STC: AM1.5 1000W/m² 25°C

NOCT: AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s

Testunsicherheit für P_{max} ±3%

Modultyp	LR5-72HIBD-530M		LR5-72HIBD-535M		LR5-72HIBD-540M		LR5-72HIBD-545M		LR5-72HIBD-550M	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Testbedingungen										
Maximale Leistung (P _{max} /W)	530	396.2	535	399.9	540	403.6	545	407.4	550	411.1
Leerlaufspannung (V _{oc} /V)	49.20	46.26	49.35	46.40	49.50	46.54	49.65	46.68	49.80	46.82
Kurzschlussstrom (I _{sc} /A)	13.71	11.07	13.78	11.12	13.85	11.17	13.92	11.23	13.99	11.29
Spannung bei maximaler Leistung (V _{mp} /V)	41.35	38.58	41.50	38.72	41.65	38.86	41.80	39.00	41.95	39.14
Strom bei maximaler Leistung (I _{mp} /A)	12.82	10.27	12.90	10.33	12.97	10.39	13.04	10.45	13.12	10.51
Modulwirkungsgrad (%)	20.5		20.7		20.9		21.1		21.3	

Elektrische Eigenschaften bei unterschiedlichem Leistungsgewinn durch die Modulrückseite (Referenz 540 W Leistung der Vorderseite)

P _{max} /W	V _{oc} /V	I _{sc} /A	V _{mp} /V	I _{mp} /A	P _{max} gain
567	49.50	14.54	41.65	13.61	5%
594	49.50	15.23	41.65	14.26	10%
621	49.60	15.92	41.75	14.91	15%
648	49.60	16.62	41.75	15.56	20%
675	49.60	17.31	41.75	16.21	25%

Betriebsparameter

Betriebstemperatur	-40°C ~ +85°C
Ausgangsleistungs-Toleranz	0 ~ 3%
V _{oc} - und I _{sc} -Toleranz	±3%
Maximale Anlagenspannung	1500V Gleichstrom (IEC/UL)
Maximaler Sicherheits-Nennstrom in Reihe	30A
Nennbetriebstemperatur (NOCT)	45±2°C
Sicherheitsklasse	Klasse II
Bifazialität	70±5%
Brandschutzklasse	UL Typ 29 IEC klasse C

Last

Maximale statische Last vorne	5400Pa
Maximale statische Last hinten	2400Pa
Besteht den Hageltest	25 mm große Hagelkörner bei einer Geschwindigkeit von 23 m/s

Temp. Koeffizient (STC)

Temperaturkoeffizient von I _{sc}	+0.050%/°C
Temperaturkoeffizient von V _{oc}	-0.265%/°C
Temperaturkoeffizient von P _{max}	-0.340%/°C

Bebensee

Bebensee

Created Sep 13, 2023
Updated Sep 13, 2023
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Minimum sun altitude 10.0 deg
Site ID 100127.17488

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 Feld 1	18.0	180.0	12,632	11,658	-
PV Feld 2	18.0	180.0	1,347	2,767	-
PV Feld 3	18.0	180.0	804	2,373	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 147,332 m²

Name: PV Feld 1
Footprint area: 85,572 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	53.883576	10.299480	42.21	2.00	44.21
2	53.884449	10.305810	40.92	2.00	42.92
3	53.884373	10.306668	39.13	2.00	41.13
4	53.884095	10.307226	36.18	2.00	38.18
5	53.882387	10.308556	35.63	2.00	37.63
6	53.882526	10.306775	31.43	2.00	33.43
7	53.882261	10.306432	31.77	2.00	33.77
8	53.882122	10.305874	32.72	2.00	34.72
9	53.883209	10.305531	36.77	2.00	38.77
10	53.882292	10.299770	44.92	2.00	46.92
11	53.882903	10.299743	43.11	2.00	45.11

Name: PV Feld 2
Footprint area: 43,736 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	53.886485	10.301111	38.04	2.00	40.04
2	53.885862	10.298552	41.35	2.00	43.35
3	53.887026	10.298262	38.58	2.00	40.58
4	53.887863	10.298128	39.68	2.00	41.68
5	53.889141	10.297677	38.46	2.00	40.46
6	53.889185	10.297999	37.59	2.00	39.59
7	53.888613	10.299603	35.40	2.00	37.40

Name: PV Feld 3
Footprint area: 18,023 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	53.888726	10.300692	37.02	2.00	39.02
2	53.889327	10.302988	23.56	2.00	25.56
3	53.889302	10.303235	21.08	2.00	23.08
4	53.888296	10.303696	23.05	2.00	25.05
5	53.887835	10.302570	35.16	2.00	37.16
6	53.888239	10.301701	35.91	2.00	37.91

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total Elevation m
OP 1	53.883633	10.308063	36.62	2.00	38.62
OP 2	53.888164	10.301318	36.86	2.00	38.86
OP 3	53.882571	10.299578	44.46	2.00	46.46
OP 4	53.888196	10.297908	40.24	2.00	42.24
OP 5	53.881533	10.299954	46.24	2.00	48.24

Obstruction Components

Name: Wald
Upper edge height: 10.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	53.888641	10.299850	36.52
2	53.888015	10.301320	37.09
3	53.887193	10.302844	37.53

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 Feld 1	18.0	180.0	12,632	11,658	-	
PV Feld 2	18.0	180.0	1,347	2,767	-	
PV Feld 3	18.0	180.0	804	2,373	-	

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-feld-1 (green)	0	0	698	1706	2089	2133	2154	1950	1142	60	0	0
pv-feld-1 (yellow)	0	0	19	975	2272	2118	2257	1652	169	0	0	0
pv-feld-2 (green)	0	0	0	0	310	525	497	15	0	0	0	0
pv-feld-2 (yellow)	0	0	0	1	599	1151	912	104	0	0	0	0
pv-feld-3 (green)	0	0	0	95	166	203	187	138	15	0	0	0
pv-feld-3 (yellow)	0	0	0	296	536	513	535	485	8	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

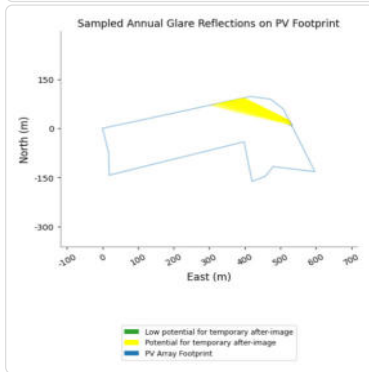
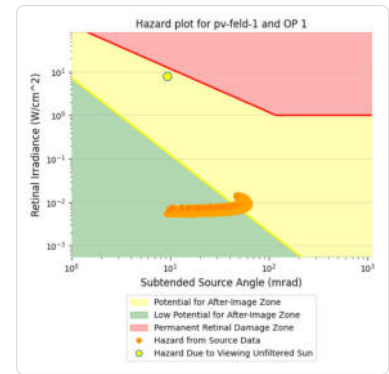
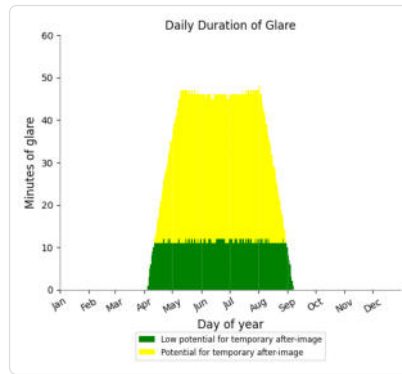
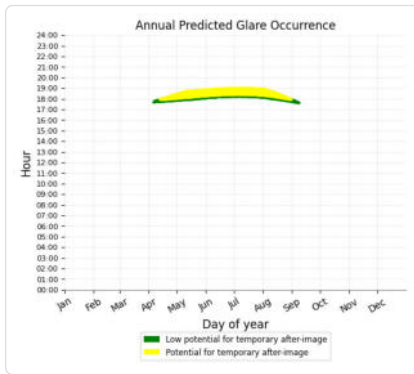
PV Feld 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	1692	3995
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	10240	6167
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	700	1496

PV Feld 1: OP 1

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

- 1,692 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,995 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



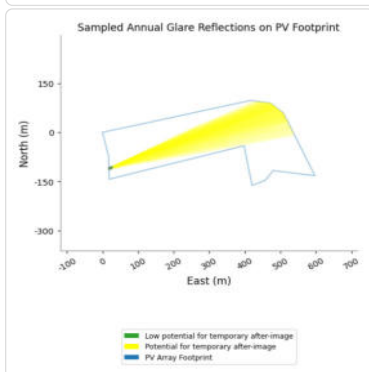
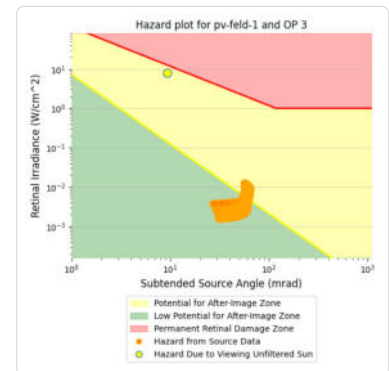
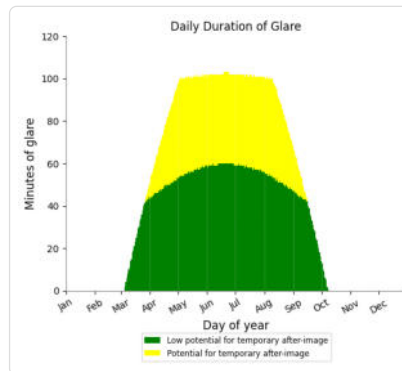
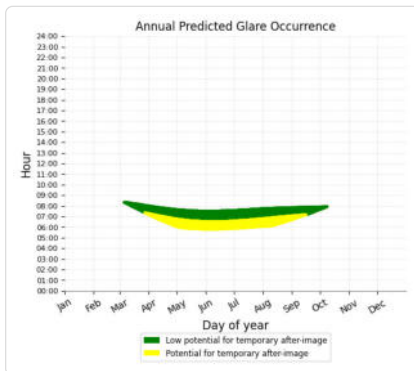
PV Feld 1: OP 2

No glare found

PV Feld 1: OP 3

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

- 10,240 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 6,167 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



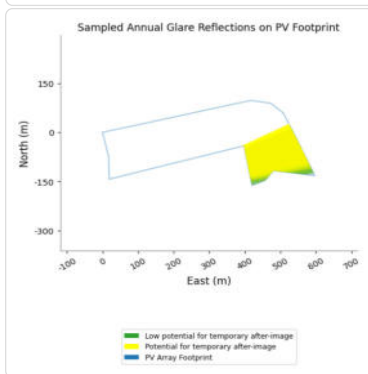
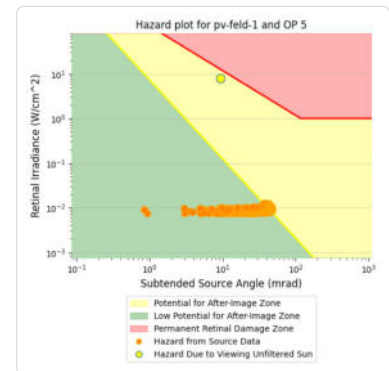
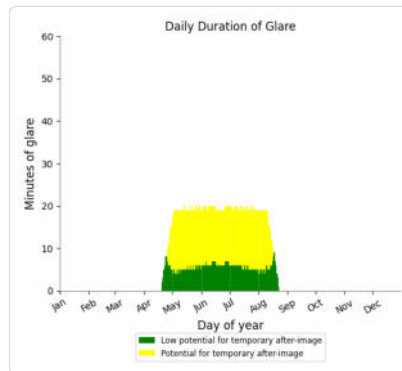
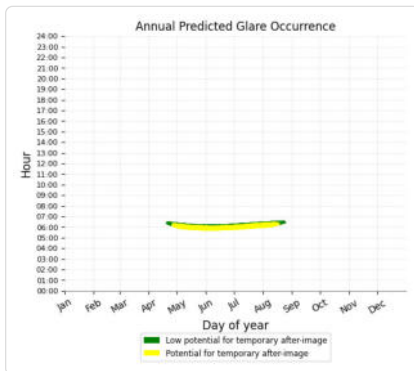
PV Feld 1: OP 4

No glare found

PV Feld 1: OP 5

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

- 700 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,496 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



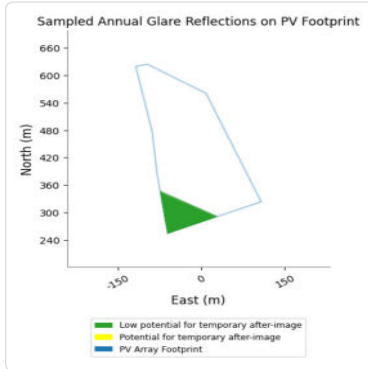
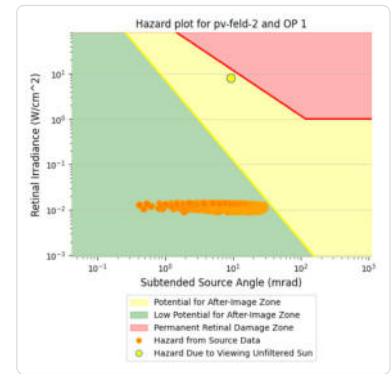
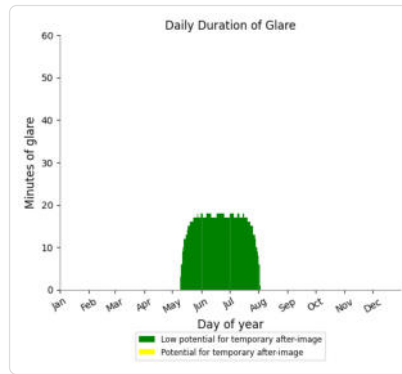
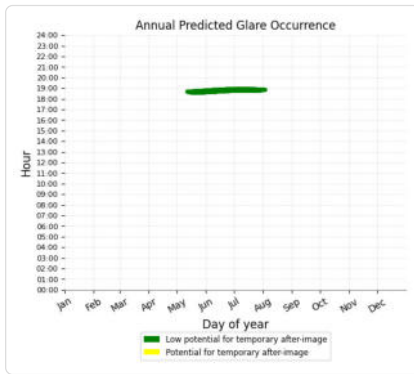
PV Feld 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	1347	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	2767
OP: OP 5	0	0

PV Feld 2: OP 1

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

- 1,347 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2: OP 2

No glare found

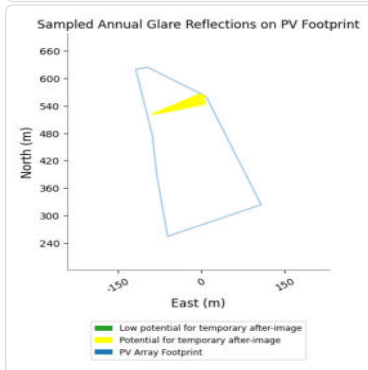
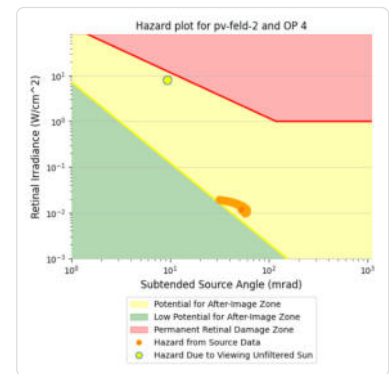
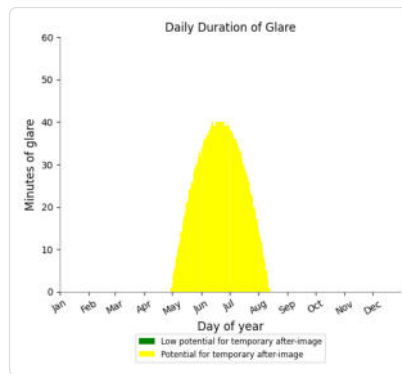
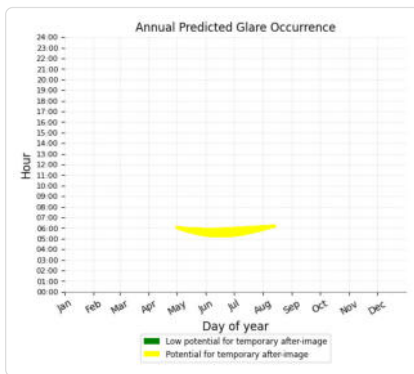
PV Feld 2: OP 3

No glare found

PV Feld 2: OP 4

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

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,767 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2: OP 5

No glare found

PV Feld 3 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	804	2373
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0

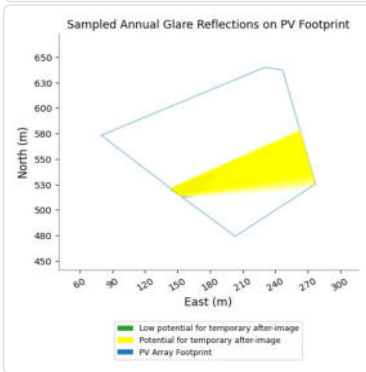
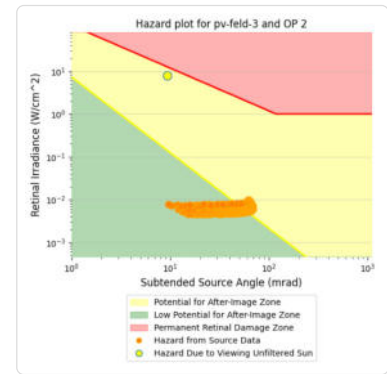
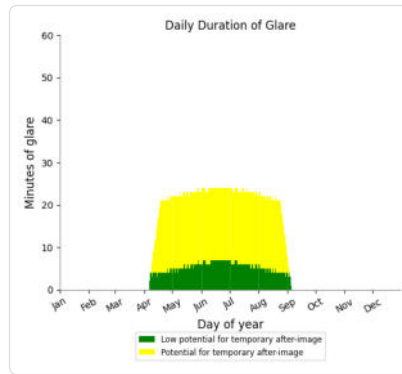
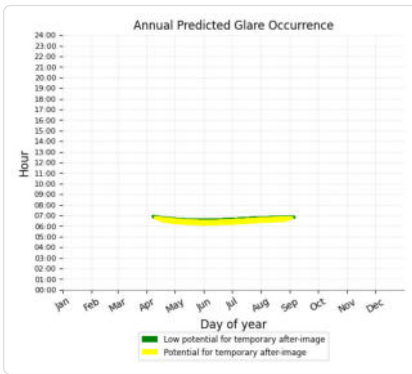
PV Feld 3: OP 1

No glare found

PV Feld 3: OP 2

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

- 804 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,373 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 3: OP 3

No glare found

PV Feld 3: OP 4

No glare found

PV Feld 3: OP 5

No glare found

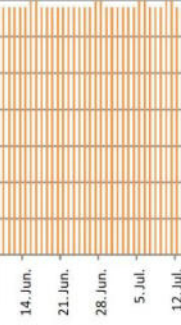
Assumptions

- 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	Extended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	s	Anzahl				Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt C
	Tag	Minuten	Anfang	Ende																							
2023-04-05 17:44:00	0,003759	677,9507		1	0,1922	0,007391	0,015273	10,1	265,6	-0,982	-0,075	0,176	0,982	-0,042	0,186		12. Apr.	1	17:57	17:57	15. April	27. August	36	3981	17:59	19:01	
2023-04-06 17:44:00	0,003531	681,9993		1	0,187668	0,007259	0,010626	10,4	265,9	-0,981	-0,071	0,181	0,981	-0,049	0,188		13. Apr.	2	17:58	17:59							
2023-04-06 17:45:00	0,003842	680,1361		1	0,191706	0,007395	0,017442	10,3	266,1	-0,982	-0,068	0,179	0,982	-0,05	0,184		14. Apr.	3	17:59	18:01							
2023-04-06 17:46:00	0,004122	678,2686		1	0,19583	0,007534	0,022642	10,1	266,3	-0,982	-0,064	0,176	0,982	-0,052	0,18		15. Apr.	5	17:59	18:03	Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 1:						
2023-04-07 17:45:00	0,003613	682,6218		1	0,187212	0,007248	0,01319	10,6	266,3	-0,981	-0,064	0,184	0,981	-0,057	0,186		16. Apr.	6	17:59	18:04	3981 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)						
2023-04-07 17:46:00	0,003913	680,7695		1	0,191241	0,007384	0,019442	10,4	266,5	-0,982	-0,06	0,181	0,982	-0,058	0,182		17. Apr.	8	17:59	18:06	2700 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz						
2023-04-07 17:47:00	0,004184	678,9129		1	0,195355	0,007522	0,024245	10,3	266,7	-0,982	-0,057	0,179	0,982	-0,059	0,178		18. Apr.	9	18:00	18:08	1281 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz						
2023-04-07 17:48:00	0,004435	677,052		1	0,199559	0,007663	0,028132	10,2	266,9	-0,983	-0,053	0,176	0,983	-0,061	0,174		19. Apr.	10	18:01	18:10	36 Minuten pro Tag (Max)						
2023-04-07 17:49:00	0,004676	675,1867		1	0,203852	0,007807	0,031403	10	267,1	-0,984	-0,05	0,174	0,984	-0,062	0,17		20. Apr.	12	18:00	18:11	Parameter für Daten Bereinigung (Datensätze):						
2023-04-08 17:46:00	0,003693	683,244		1	0,186786	0,007238	0,015589	10,8	266,7	-0,981	-0,056	0,187	0,981	-0,064	0,184		21. Apr.	13	18:01	18:13	1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang						
2023-04-08 17:47:00	0,003981	681,4025		1	0,190805	0,007374	0,021307	10,6	266,9	-0,981	-0,053	0,184	0,981	-0,066	0,18		22. Apr.	14	18:02	18:15	2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10 Grad						
2023-04-08 17:48:00	0,004243	679,5568		1	0,194911	0,007512	0,025767	10,5	267,1	-0,982	-0,049	0,182	0,982	-0,067	0,176		23. Apr.	16	18:02	18:17	3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten						
2023-04-08 17:49:00	0,00449	677,7067		1	0,199104	0,007653	0,029435	10,3	267,3	-0,983	-0,046	0,179	0,983	-0,068	0,172		24. Apr.	17	18:02	18:18							
2023-04-08 17:50:00	0,004726	675,8523		1	0,203388	0,007796	0,032544	10,2	267,5	-0,983	-0,042	0,177	0,983	-0,07	0,168		25. Apr.	18	18:02	18:19							
2023-04-08 17:51:00	0,004955	673,9937		1	0,207763	0,007942	0,035219	10	267,7	-0,984	-0,039	0,174	0,984	-0,071	0,164		26. Apr.	19	18:03	18:21							
2023-04-09 17:45:00	0,003472	687,5152		1	0,182465	0,007115	0,010965	11,1	267	-0,98	-0,052	0,192	0,98	-0,071	0,186		27. Apr.	20	18:04	18:23							
2023-04-09 17:46:00	0,00378	685,693		1	0,186391	0,007249	0,017821	10,9	267,2	-0,981	-0,049	0,19	0,981	-0,072	0,182		28. Apr.	22	18:04	18:25							
2023-04-09 17:47:00	0,004058	683,8666		1	0,190401	0,007385	0,023053	10,8	267,4	-0,981	-0,045	0,187	0,981	-0,073	0,178		29. Apr.	23	18:05	18:27							
2023-04-09 17:48:00	0,004314	682,0359		1	0,194497	0,007524	0,027219	10,6	267,6	-0,982	-0,042	0,184	0,982	-0,075	0,174		30. Apr.	24	18:04	18:27							
2023-04-09 17:49:00	0,004557	680,2008		1	0,198681	0,007665	0,030691	10,5	267,8	-0,983	-0,038	0,182	0,983	-0,076	0,17		1. Mai.	25	18:05	18:29							
2023-04-09 17:50:00	0,00479	678,3616		1	0,202955	0,007809	0,033646	10,3	268	-0,983	-0,035	0,179	0,983	-0,077	0,166		2. Mai.	27	18:05	18:31							
2023-04-09 17:51:00	0,005015	676,518		1	0,20732	0,007955	0,036202	10,2	268,2	-0,984	-0,031	0,177	0,984	-0,079	0,161		3. Mai.	28	18:06	18:33							
2023-04-09 17:52:00	0,005236	674,6702		1	0,21178	0,008104	0,038441	10	268,4	-0,984	-0,028	0,174	0,984	-0,08	0,157		4. Mai.	29	18:06	18:34							
2023-04-10 17:46:00	0,003558	688,1177		1	0,182108	0,007107	0,013614	11,2	267,4	-0,98	-0,045	0,195	0,98	-0,078	0,184		5. Mai.	30	18:07	18:36							
2023-04-10 17:47:00	0,003854	686,3061		1	0,186025	0,007241	0,01988	11,1	267,6	-0,98	-0,041	0,192	0,98	-0,08	0,18		6. Mai.	32	18:07	18:38							
2023-04-10 17:48:00	0,004122	684,4902		1	0,190027	0,007377	0,024701	10,9	267,8	-0,981	-0,038	0,19	0,981	-0,081	0,176		7. Mai.	32	18:08	18:39							
2023-04-10 17:49:00	0,004372	682,6701		1	0,194115	0,007516	0,028612	10,8	268	-0,982	-0,034	0,187	0,982	-0,082	0,172		8. Mai.	33	18:09	18:41							
2023-04-10 17:50:00	0,00461	680,8457		1	0,19829	0,007657	0,031899	10,6	268,2	-0,982	-0,031	0,185	0,982	-0,084	0,167		9. Mai.	34	18:09	18:42							
2023-04-10 17:51:00	0,00484	679,0171		1	0,202554	0,007801	0,034714	10,5	268,4	-0,983	-0,027	0,182	0,983	-0,085	0,163		10. Mai.	36	18:08	18:43							
2023-04-10 17:52:00	0,005063	677,1843		1	0,20691	0,007947	0,037159	10,3	268,6	-0,983	-0,024	0,18	0,983	-0,086	0,159		11. Mai.	36	18:09	18:44							
2023-04-10 17:53:00	0,00528	675,3472		1	0,21136	0,008096	0,039308	10,2	268,8	-0,984	-0,02	0,177	0,984	-0,088	0,155		12. Mai.	36	18:09	18:44							
2023-04-10 17:54:00	0,005494	673,506		1	0,215904	0,008248	0,041211	10,1	269	-0,984	-0,017	0,175	0,984	-0,089	0,151		13. Mai.	36	18:10	18:45							
2023-04-11 17:47:00	0,00364	688,7221		1	0,181782	0,007101	0,016076	11,4	267,8	-0,98	-0,037	0,198	0,98	-0,086	0,182		14. Mai.	36	18:10	18:45							
2023-04-11 17:48:00	0,003925	686,9209		1	0,185692	0,007235	0,021794	11,2	268	-0,98	-0,034	0,195	0,98	-0,087	0,178		15. Mai.	35	18:11	18:45							
2023-04-11 17:49:00	0,004185	685,1155		1	0,189685	0,007371	0,026266	11,1	268,2	-0,981	-0,03	0,192	0,981	-0,089	0,173		16. Mai.	36	18:11	18:46							
2023-04-11 17:50:00	0,00443	683,3058		1	0,193764	0,00751	0,02995	11	268,4	-0,981	-0,027	0,19	0,981	-0,09	0,169		17. Mai.	35	18:12	18:46							
2023-04-11 17:51:00	0,004664	681,492		1	0,197931	0,007651	0,033065	10,8	268,6	-0,982	-0,023	0,187	0,982	-0,091	0,165		18. Mai.	35	18:12	18:46							
2023-04-11 17:52:00	0,00489	679,6739		1	0,202187	0,007794	0,035749	10,7	268,8	-0,983	-0,02	0,185	0,983	-0,093	0,161		19. Mai.	35	18:13	18:47							
2023-04-11 17:53:00	0,00511	677,8517		1	0,206534	0,00794	0,03809	10,5	269	-0,983	-0,016	0,182	0,983	-0,094	0,157		20. Mai.	35	18:14	18:48							
2023-04-11 17:54:00	0,005326	676,0253		1	0,210973	0,008089	0,040154	10,4	269,2	-0,984	-0,013	0,18	0,984	-0,095	0,153		21. Mai.	35	18:14	18:48							
2023-04-11 17:55:00	0,005537	674,1948		1	0,215508	0,008241	0,041983	10,2	269,5	-0,984	-0,009	0,177	0,984	-0,097	0,149		22. Mai.	35	18:15	18:49							
2023-04-11 17:56:00	0,005744	672,36		1	0,22014	0,008395	0,043608	10,1	269,7	-0,985	-0,006	0,175	0,985	-0,098	0,145		23. Mai.	35	18:15	18:49							
2023-04-12 17:46:00	0,003433	684,3367		1	0,177667	0,006997	0,011525	11,7	268,1	-0,979	-0,033	0,203	0,979	-0,097	0,183		24. Mai.	35	18:15	18:49							

Potentielle Reflexionen

Max. Minuten pro Tag



Datum	Corneal Irradiance		DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Extended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	S	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt C
	2023-04-07 06:55:00	0,004914	677,7446	677,7446	1	0,203852	0,007836	0,035701	10	92,9	0,984	-0,05	0,174	-0,984	-0,062	0,17	9. Apr.	2	06:50	06:51	11. April	31. August	18	2359	06:13	06:50	
2023-04-07 06:56:00	0,004291	679,604	679,604	1	0,199558	0,007692	0,024538	10,2	93,1	0,983	-0,053	0,176	-0,983	-0,061	0,174	10. Apr.	4	06:48	06:51								
2023-04-08 06:53:00	0,00568	677,6575	677,6575	1	0,207761	0,007985	0,047008	10	92,3	0,984	-0,039	0,174	-0,984	-0,071	0,164	11. Apr.	5	06:46	06:50								
2023-04-08 06:54:00	0,005202	679,5077	679,5077	1	0,203386	0,007839	0,040869	10,2	92,5	0,983	-0,042	0,177	-0,983	-0,07	0,168	12. Apr.	7	06:43	06:49								
2023-04-08 06:55:00	0,004651	681,3536	681,3536	1	0,199103	0,007694	0,032275	10,3	92,7	0,983	-0,046	0,179	-0,983	-0,068	0,172	13. Apr.	8	06:41	06:48								
2023-04-08 06:56:00	0,003981	683,1951	683,1951	1	0,19491	0,007553	0,018906	10,5	92,9	0,982	-0,049	0,182	-0,982	-0,067	0,176	14. Apr.	10	06:39	06:48								
2023-04-09 06:50:00	0,006229	675,7186	675,7186	2	0,211776	0,008116	0,053496	10	91,6	0,984	-0,028	0,174	-0,984	-0,08	0,157	15. Apr.	12	06:37	06:48								
2023-04-09 06:51:00	0,005874	677,564	677,564	2	0,207318	0,007967	0,050097	10,2	91,8	0,984	-0,031	0,177	-0,984	-0,079	0,161	16. Apr.	13	06:34	06:46								
2023-04-09 06:52:00	0,005441	679,4052	679,4052	1	0,202952	0,007821	0,045079	10,3	92	0,983	-0,035	0,179	-0,983	-0,077	0,166	17. Apr.	15	06:32	06:46								
2023-04-09 06:53:00	0,004945	681,242	681,242	1	0,198679	0,007677	0,038175	10,5	92,2	0,983	-0,038	0,182	-0,983	-0,076	0,17	18. Apr.	16	06:30	06:45								
2023-04-09 06:54:00	0,004368	683,0746	683,0746	1	0,194495	0,007535	0,028269	10,6	92,4	0,982	-0,042	0,184	-0,982	-0,075	0,174	19. Apr.	17	06:29	06:45								
2023-04-09 06:55:00	0,003644	684,9029	684,9029	1	0,190399	0,007396	0,011971	10,8	92,6	0,981	-0,045	0,187	-0,981	-0,073	0,178	20. Apr.	17	06:28	06:44								
2023-04-10 06:48:00	0,006629	675,6273	675,6273	2	0,2159	0,008273	0,057066	10,1	91	0,984	-0,017	0,175	-0,984	-0,089	0,151	21. Apr.	17	06:27	06:43								
2023-04-10 06:49:00	0,006336	677,4637	677,4637	2	0,211355	0,008121	0,054866	10,2	91,2	0,984	-0,02	0,177	-0,984	-0,088	0,155	22. Apr.	17	06:27	06:43								
2023-04-10 06:50:00	0,006051	679,2959	679,2959	2	0,206906	0,007972	0,052572	10,3	91,4	0,983	-0,024	0,18	-0,983	-0,086	0,159	23. Apr.	17	06:27	06:43								
2023-04-10 06:51:00	0,005666	681,1239	681,1239	2	0,202551	0,007825	0,048558	10,5	91,6	0,983	-0,027	0,182	-0,983	-0,085	0,163	24. Apr.	17	06:25	06:41								
2023-04-10 06:52:00	0,005215	682,9476	682,9476	1	0,198287	0,007681	0,042913	10,6	91,8	0,982	-0,031	0,185	-0,982	-0,084	0,167	25. Apr.	17	06:25	06:41								
2023-04-10 06:53:00	0,004698	684,7671	684,7671	1	0,194112	0,007539	0,035111	10,8	92	0,982	-0,034	0,187	-0,982	-0,082	0,172	26. Apr.	17	06:24	06:40								
2023-04-10 06:54:00	0,004081	686,5823	686,5823	1	0,190025	0,0074	0,023421	10,9	92,2	0,981	-0,038	0,19	-0,981	-0,081	0,176	27. Apr.	17	06:24	06:40								
2023-04-11 06:46:00	0,006997	675,5285	675,5285	2	0,220134	0,008434	0,059886	10,1	90,3	0,985	-0,006	0,175	-0,985	-0,098	0,145	28. Apr.	17	06:24	06:40								
2023-04-11 06:47:00	0,006751	677,356	677,356	2	0,215503	0,008279	0,058494	10,2	90,5	0,984	-0,009	0,177	-0,984	-0,097	0,149	29. Apr.	17	06:23	06:39								
2023-04-11 06:48:00	0,006436	679,1794	679,1794	2	0,210968	0,008127	0,056099	10,4	90,8	0,984	-0,013	0,18	-0,984	-0,095	0,153	30. Apr.	17	06:22	06:38								
2023-04-11 06:49:00	0,00619	680,9985	680,9985	2	0,206529	0,007977	0,054418	10,5	91	0,983	-0,016	0,182	-0,983	-0,094	0,157	1. Mai.	18	06:21	06:38								
2023-04-11 06:50:00	0,005862	682,8135	682,8135	2	0,202182	0,00783	0,051406	10,7	91,2	0,983	-0,02	0,185	-0,983	-0,093	0,161	2. Mai.	17	06:21	06:37								
2023-04-11 06:51:00	0,005454	684,6243	684,6243	1	0,197927	0,007686	0,046806	10,8	91,4	0,982	-0,023	0,187	-0,982	-0,091	0,165	3. Mai.	17	06:21	06:37								
2023-04-11 06:52:00	0,004985	686,4309	686,4309	1	0,193761	0,007544	0,040484	11	91,6	0,981	-0,027	0,19	-0,981	-0,09	0,169	4. Mai.	18	06:20	06:37								
2023-04-11 06:53:00	0,004444	688,2332	688,2332	1	0,189682	0,007404	0,031603	11,1	91,8	0,981	-0,03	0,192	-0,981	-0,089	0,173	5. Mai.	17	06:20	06:36								
2023-04-11 06:54:00	0,003784	690,0313	690,0313	1	0,185689	0,007267	0,017647	11,2	92	0,98	-0,034	0,195	-0,98	-0,087	0,178	6. Mai.	17	06:20	06:36								
2023-04-12 06:43:00	0,007268	675,1115	675,1115	2	0,224482	0,008596	0,061419	10,1	89,7	0,985	0,005	0,175	-0,985	-0,107	0,139	7. Mai.	18	06:19	06:36								
2023-04-12 06:44:00	0,007069	676,9265	676,9265	2	0,219762	0,008438	0,060678	10,2	89,9	0,984	0,001	0,177	-0,984	-0,106	0,143	8. Mai.	17	06:19	06:35								
2023-04-12 06:45:00	0,006846	678,7373	678,7373	2	0,215141	0,008282	0,059592	10,4	90,1	0,984	-0,002	0,18	-0,984	-0,104	0,147	9. Mai.	17	06:19	06:35								
2023-04-12 06:46:00	0,006578	680,5441	680,5441	2	0,210616	0,00813	0,057869	10,5	90,3	0,983	-0,005	0,183	-0,983	-0,103	0,151	10. Mai.	18	06:17	06:34								
2023-04-12 06:47:00	0,006273	682,3467	682,3467	2	0,206185	0,00798	0,055499	10,7	90,5	0,983	-0,009	0,185	-0,983	-0,102	0,155	11. Mai.	17	06:17	06:33								
2023-04-12 06:48:00	0,006022	684,1452	684,1452	2	0,201848	0,007832	0,053651	10,8	90,7	0,982	-0,012	0,188	-0,982	-0,1	0,159	12. Mai.	17	06:17	06:33								
2023-04-12 06:49:00	0,005663	685,9396	685,9396	2	0,197601	0,007688	0,050024	11	90,9	0,982	-0,016	0,19	-0,982	-0,099	0,163	13. Mai.	18	06:16	06:33								
2023-04-12 06:50:00	0,005236	687,7297	687,7297	1	0,193443	0,007546	0,044841	11,1	91,1	0,981	-0,019	0,193	-0,981	-0,098	0,167	14. Mai.	17	06:16	06:32								
2023-04-12 06:51:00	0,004748	689,5158	689,5158	1	0,189372	0,007406	0,037748	11,3	91,3	0,981	-0,023	0,195	-0,981	-0,096	0,171	15. Mai.	17	06:16	06:32								
2023-04-12 06:52:00	0,004179	691,2976	691,2976	1	0,185386	0,007269	0,027489	11,4	91,5	0,98	-0,026	0,198	-0,98	-0,095	0,175	16. Mai.	18	06:15	06:32								
2023-04-12 06:53:00	0,003462	693,0752	693,0752	1	0,181484	0,007134	0,010368	11,5	91,7	0,979	-0,03	0,2	-0,979	-0,094	0,179	17. Mai.	17	06:15	06:31								
2023-04-13 06:41:00	0,007498	674,998	674,998	2	0,228948	0,008765	0,062338	10,1	89,1	0,984	0,016	0,175	-0,984	-0,116	0,132	18. Mai.	17	06:15	06:31								
2023-04-13 06:42:00	0,007324	676,8043	676,8043	2	0,224137	0,008604	0,06195	10,2	89,3	0,984	0,012	0,178	-0,984	-0,114	0,136	19. Mai.	17	06:15	06:31								
2023-04-13 06:43:00	0,007136	678,6066	678,6066	2	0,219427	0,008446	0,06136	10,4	89,5	0,984	0,009	0,18	-0,984	-0,113	0,141	20. Mai.	18	06:14	06:31								
2023-04-13 06:44:00	0,006929	680,4048	680,4048	2	0,214814	0,008279	0,060049	10,5	89,7	0,983	0,005	0,183	-0,983	-0,112	0,145												

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Stended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	s	Anzahl				Minuten						
																Tag	Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt C
2023-03-05 08:21:00	0,002288	713,5672	1	0,095666	0,003872	0,030137	10,1	116,5	0,881	-0,44	0,175	-0,881	0,253	0,4	27. Mrz.	1	07:23	07:23	30. März	12. September	47	6150	05:50	07:19		
2023-03-05 08:22:00	0,00218	715,7395	1	0,093804	0,003808	0,027064	10,2	116,7	0,879	-0,443	0,177	-0,879	0,254	0,404	28. Mrz.	3	07:20	07:22								
2023-03-06 08:18:00	0,002515	710,8984	1	0,098829	0,003985	0,036313	10	115,7	0,887	-0,427	0,174	-0,887	0,243	0,392	29. Mrz.	4	07:18	07:21								
2023-03-06 08:19:00	0,002416	713,0657	1	0,096894	0,003919	0,034107	10,1	115,9	0,885	-0,43	0,176	-0,885	0,244	0,395	30. Mrz.	5	07:15	07:19								
2023-03-06 08:20:00	0,002313	715,2262	1	0,094999	0,003854	0,031619	10,3	116,1	0,884	-0,433	0,178	-0,884	0,245	0,399	31. Mrz.	6	07:13	07:18								
2023-03-06 08:21:00	0,002208	717,3798	1	0,093143	0,00379	0,028776	10,4	116,3	0,882	-0,436	0,181	-0,882	0,247	0,403	1. Apr.	9	07:10	07:18								
2023-03-07 08:16:00	0,002631	710,4328	1	0,100125	0,004034	0,039299	10,1	115	0,892	-0,417	0,175	-0,892	0,234	0,387	2. Apr.	10	07:07	07:16								
2023-03-07 08:17:00	0,002535	712,5882	1	0,098156	0,003967	0,037442	10,2	115,3	0,89	-0,42	0,177	-0,89	0,236	0,39	3. Apr.	11	07:05	07:15								
2023-03-07 08:18:00	0,002437	714,737	1	0,096227	0,003901	0,03536	10,3	115,5	0,888	-0,423	0,18	-0,888	0,237	0,394	4. Apr.	12	07:03	07:14								
2023-03-07 08:19:00	0,002337	716,879	1	0,094339	0,003836	0,033018	10,5	115,7	0,886	-0,426	0,182	-0,886	0,238	0,398	5. Apr.	13	07:00	07:12								
2023-03-07 08:20:00	0,002235	719,0142	1	0,09249	0,003772	0,030361	10,6	115,9	0,884	-0,429	0,184	-0,884	0,239	0,401	6. Apr.	14	06:58	07:11								
2023-03-07 08:21:00	0,002128	721,1427	1	0,090679	0,003709	0,027284	10,7	116,1	0,882	-0,432	0,186	-0,882	0,24	0,405	7. Apr.	16	06:55	07:10								
2023-03-08 08:13:00	0,002839	709,5218	1	0,103503	0,004165	0,043273	10	114,2	0,898	-0,404	0,174	-0,898	0,224	0,378	8. Apr.	18	06:53	07:10								
2023-03-08 08:14:00	0,002747	711,6604	1	0,101456	0,004095	0,041853	10,1	114,4	0,896	-0,407	0,176	-0,896	0,226	0,382	9. Apr.	19	06:50	07:08								
2023-03-08 08:15:00	0,002654	713,7925	1	0,099452	0,004026	0,040273	10,3	114,6	0,895	-0,41	0,178	-0,895	0,227	0,385	10. Apr.	20	06:48	07:07								
2023-03-08 08:16:00	0,002559	715,9179	1	0,09749	0,003959	0,038513	10,4	114,8	0,893	-0,413	0,181	-0,893	0,228	0,389	11. Apr.	21	06:46	07:06								
2023-03-08 08:17:00	0,002463	718,0368	1	0,095569	0,003892	0,036546	10,5	115	0,891	-0,416	0,183	-0,891	0,229	0,393	12. Apr.	22	06:43	07:04								
2023-03-08 08:18:00	0,002365	720,149	1	0,093687	0,003827	0,034338	10,7	115,3	0,889	-0,419	0,185	-0,889	0,23	0,396	13. Apr.	24	06:41	07:04								
2023-03-08 08:19:00	0,002264	722,2545	1	0,091845	0,003762	0,031845	10,8	115,5	0,887	-0,422	0,188	-0,887	0,232	0,4	14. Apr.	25	06:39	07:03								
2023-03-08 08:20:00	0,00216	724,3534	1	0,090041	0,003699	0,028994	10,9	115,7	0,885	-0,426	0,19	-0,885	0,233	0,404	15. Apr.	26	06:37	07:02								
2023-03-09 08:11:00	0,002942	709,1048	1	0,104907	0,004219	0,045273	10,1	113,6	0,903	-0,393	0,175	-0,903	0,216	0,373	16. Apr.	27	06:34	07:00								
2023-03-09 08:12:00	0,002852	711,2318	1	0,102824	0,004148	0,04405	10,2	113,8	0,901	-0,397	0,177	-0,901	0,217	0,376	17. Apr.	28	06:32	06:59								
2023-03-09 08:13:00	0,002762	713,3523	1	0,100785	0,004078	0,0427	10,3	114	0,899	-0,4	0,179	-0,899	0,218	0,38	18. Apr.	30	06:30	06:59								
2023-03-09 08:14:00	0,00267	715,4662	1	0,098788	0,004009	0,041201	10,5	114,2	0,897	-0,403	0,182	-0,897	0,219	0,384	19. Apr.	31	06:28	06:58								
2023-03-09 08:15:00	0,002577	717,5737	1	0,096833	0,003941	0,039532	10,6	114,4	0,895	-0,406	0,184	-0,895	0,22	0,388	20. Apr.	32	06:25	06:56								
2023-03-09 08:16:00	0,002482	719,6746	1	0,094919	0,003874	0,03767	10,7	114,6	0,893	-0,409	0,186	-0,893	0,222	0,391	21. Apr.	34	06:23	06:56								
2023-03-09 08:17:00	0,002386	721,7689	1	0,093044	0,003809	0,035585	10,9	114,8	0,891	-0,412	0,189	-0,891	0,223	0,395	22. Apr.	35	06:21	06:55								
2023-03-09 08:18:00	0,002287	723,8567	1	0,091209	0,003745	0,033239	11	115	0,889	-0,416	0,191	-0,889	0,224	0,399	23. Apr.	36	06:19	06:54								
2023-03-09 08:19:00	0,002186	725,9378	1	0,089412	0,003681	0,030578	11,1	115,3	0,887	-0,419	0,193	-0,887	0,225	0,402	24. Apr.	37	06:16	06:52								
2023-03-09 08:20:00	0,002081	728,0123	1	0,087652	0,003619	0,027493	11,3	115,5	0,885	-0,422	0,195	-0,885	0,226	0,406	25. Apr.	38	06:15	06:52								
2023-03-10 08:08:00	0,003032	706,5866	1	0,10635	0,004262	0,047028	10,1	112,9	0,907	-0,383	0,176	-0,907	0,207	0,368	26. Apr.	39	06:13	06:51								
2023-03-10 08:09:00	0,002944	708,7084	1	0,104231	0,00419	0,045963	10,3	113,1	0,905	-0,386	0,178	-0,905	0,208	0,371	27. Apr.	40	06:11	06:50								
2023-03-10 08:10:00	0,002856	710,8238	1	0,102155	0,004119	0,044793	10,4	113,3	0,903	-0,39	0,18	-0,903	0,209	0,375	28. Apr.	42	06:09	06:50								
2023-03-10 08:11:00	0,002767	712,9329	1	0,100123	0,004049	0,043508	10,5	113,5	0,901	-0,393	0,183	-0,901	0,21	0,379	29. Apr.	43	06:07	06:49								
2023-03-10 08:12:00	0,002677	715,0354	1	0,098134	0,00398	0,042086	10,7	113,8	0,899	-0,396	0,185	-0,899	0,212	0,383	30. Apr.	43	06:05	06:47								
2023-03-10 08:13:00	0,002586	717,1316	1	0,096186	0,003912	0,040502	10,8	114	0,898	-0,399	0,187	-0,898	0,213	0,386	1. Mai.	45	06:03	06:47								
2023-03-10 08:14:00	0,002493	719,2213	1	0,094278	0,003846	0,038738	10,9	114,2	0,896	-0,402	0,19	-0,896	0,214	0,39	2. Mai.	46	06:01	06:46								
2023-03-10 08:15:00	0,002398	721,3044	1	0,092411	0,003781	0,036767	11,1	114,4	0,894	-0,405	0,192	-0,894	0,215	0,394	3. Mai.	46	06:00	06:45								
2023-03-10 08:16:00	0,002302	723,3811	1	0,090582	0,003716	0,034555	11,2	114,6	0,892	-0,409	0,194	-0,892	0,216	0,397	4. Mai.	47	05:59	06:45								
2023-03-10 08:17:00	0,002203	725,4513	1	0,088791	0,003653	0,032057	11,3	114,8	0,89	-0,412	0,197	-0,89	0,218	0,401	5. Mai.	46	05:59	06:44								
2023-03-10 08:18:00	0,002102	727,5149	1	0,087038	0,003591	0,029198	11,5	115	0,888	-0,415	0,199	-0,888	0,219	0,405	6. Mai.	46	05:59	06:44								
2023-03-11 08:05:00	0,003213	704,1049	1	0,110037	0,004394	0,049379	10,1	112,1	0,913	-0,37	0,175	-0,913	0,197	0,359	7. Mai.	46	05:58	06:43								
2023-03-11 08:06:00	0,003128	706,2214	1	0,107833	0,004319	0,048555	10,2	112,3	0,911	-0,372	0,177	-0,911	0,198	0,362	8. Mai.	45	05:58	06:42								

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 3:
 6150 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
 3959 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz
 2191 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz
 47 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensätze):
 1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang
 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10°
 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten

