

SolPEG Blendgutachten

Solarpark Bredenbek 3

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Bredenbek 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	14
4	Ergebnisse	18
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1 und P2, Autobahn A210.....	19
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P3 und P4, Bahnstrecke.....	19
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P5, Rolfshörner Weg	21
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P6, K67 / Schönhagener Straße	22
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P7, Bovenauer Straße	22
4.6	Fliegerhorst Hohn.....	22
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	23
6	Schlussbemerkung	23
7	Anhang	24 - 40

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Bredenbek 3

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Bredenbek 3“ für die Bahnstrecke Kiel–Osterrönfeld, für die Autobahn A210 sowie für Anwohner 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 eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Bahnstrecke, die A210 sowie für Anwohner der umliegenden 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 Teilflächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 1 km südlich der Ortschaft Bredenbek (Schleswig-Holstein), ca. 13 km östlich von Rendsburg. Die Fläche befindet sich südlich der A210 bzw. südlich der Bahnstrecke Kiel–Osterrönfeld. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Ackerflächen südlich der Ortschaft Bredenbek (Schleswig-Holstein), ca. 13 km östlich von Rendsburg. Die Flächen sind weitgehend eben, leichtes Gefälle nach Osten (östliche Teilfläche)
Koordinaten (Mitte)	54.314°N, 9.867°O 18 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang der Bahntrasse	ca. 750 m
Abstand zur Bahntrasse	ca. 25 m
Abstand zur A210	ca. 62 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 250 m (kleinste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht² über den Standort und die PV Anlage (schematisch)



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

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

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung.



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

Detailansicht

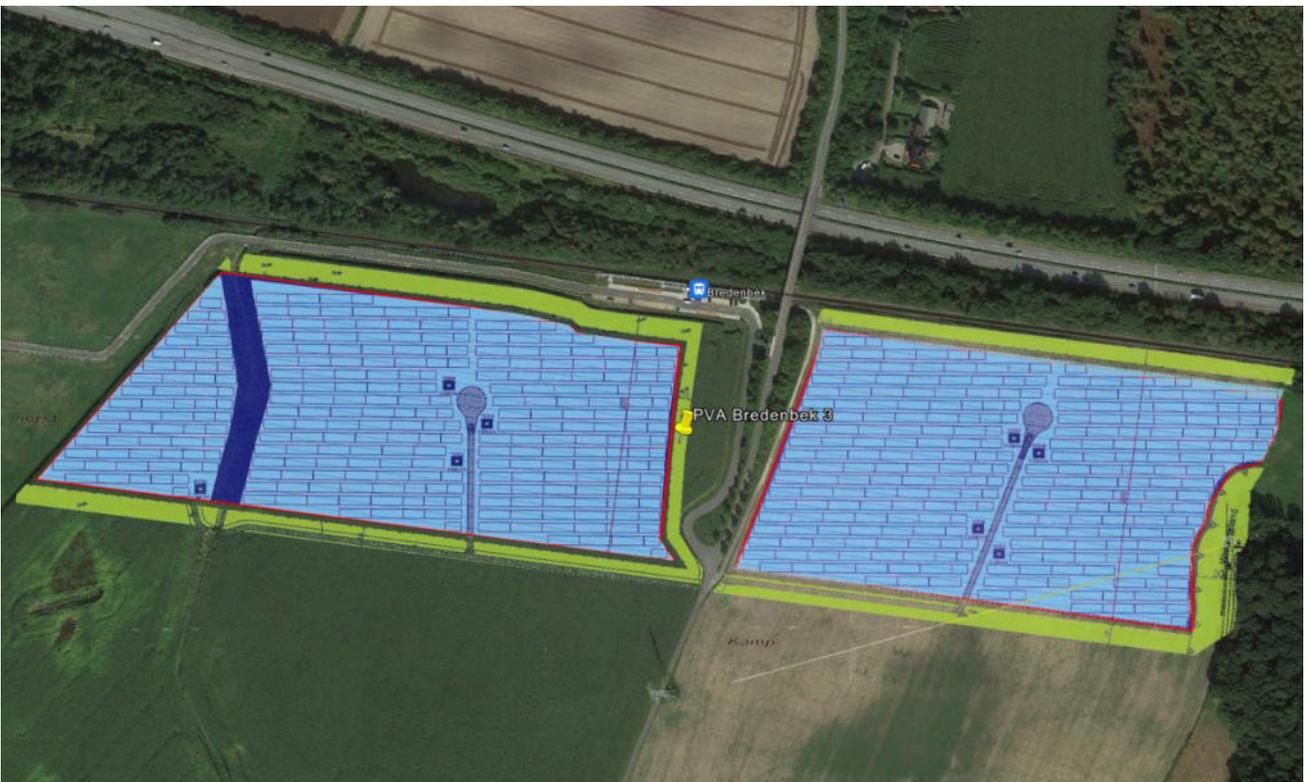


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Flächen (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Fotos der PV Flächen. Blick Richtung Osten.



Bild 2.1.4: Blick Richtung Osten (Quelle: Google StreetView/ Seyed Reza Alavi, Ausschnitt bearbeitet)

Blick Richtung Westen.



Bild 2.1.5: Blick Richtung Westen (Quelle: Google StreetView/ Stefan P., Ausschnitt bearbeitet)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt die PV Anlage und westlich gelegene Gebäude. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz könnten die Gebäude von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden allerdings befinden sie sich hinter Bäumen/Knick, sodass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Der Standort wird dennoch untersucht. Andere Gebäude in der weiteren Umgebung werden nicht weiter untersucht da aufgrund des Einfallswinkels und/oder aufgrund der Entfernung nicht mit Beeinträchtigung durch potentielle Reflexionen zu rechnen ist.



Bild 2.2.1: Gebäude westlich der PV Anlage (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:

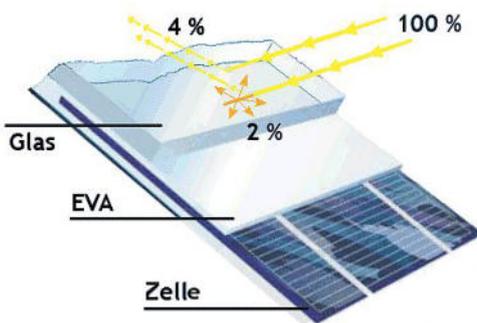


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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 direktem Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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

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

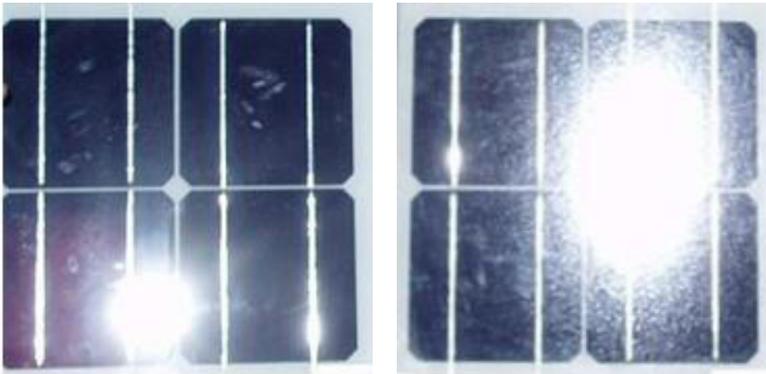


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

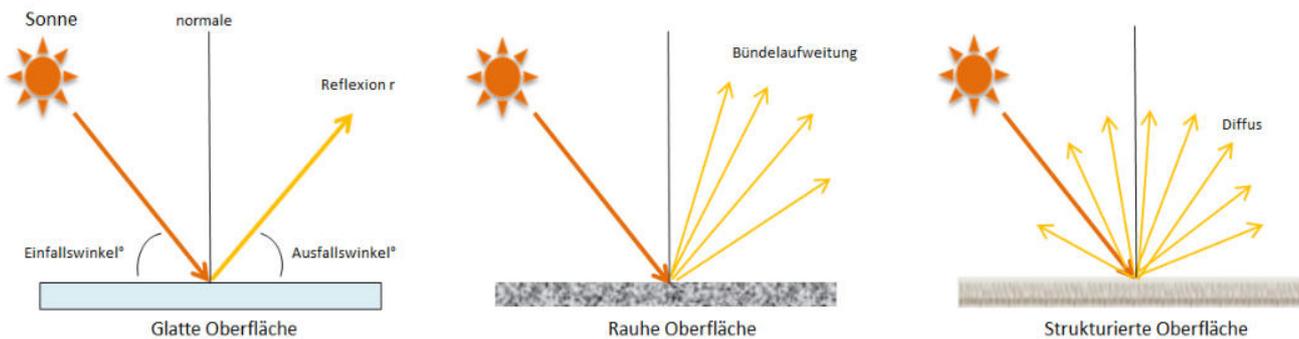


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Jinko Solar mit Anti-Reflexions-Eigenschaften zum Einsatz kommen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt. Es können aber auch Module eines anderen Herstellers mit ähnlichen Eigenschaften verwendet werden. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	120 (6×20)
Dimensions	1903×1134×30mm (74.92×44.65×1.18 inch)
Weight	24.2 kg (53.35 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Berechnung der Blendwirkung

Die Berechnung der Reflexionen von elektromagnetischen Wellen (auch sichtbares Licht) erfolgt nach anerkannten physikalischen Erkenntnissen und den entsprechend abgeleiteten Gesetzen (u.a. Reflexionsgesetz, 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 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:

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

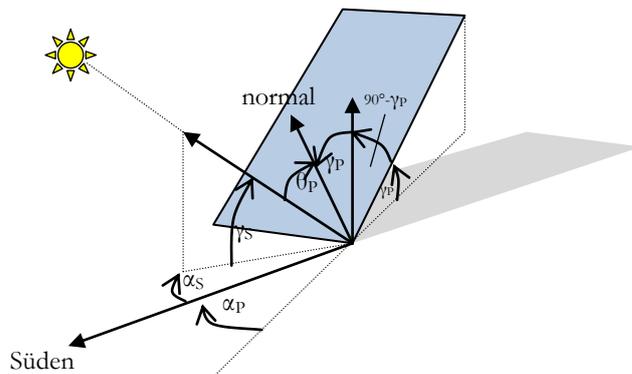


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

Die unter 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV Modulen (Glasoberfläche, Antireflexions-schicht) haben Einfluss auf den Reflexionsfaktor der Berechnung bzw. auf die 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 Licht-Leitlinie 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. Die folgenden Skizzen verdeutlichen die Konstruktion der Modulinstallation.

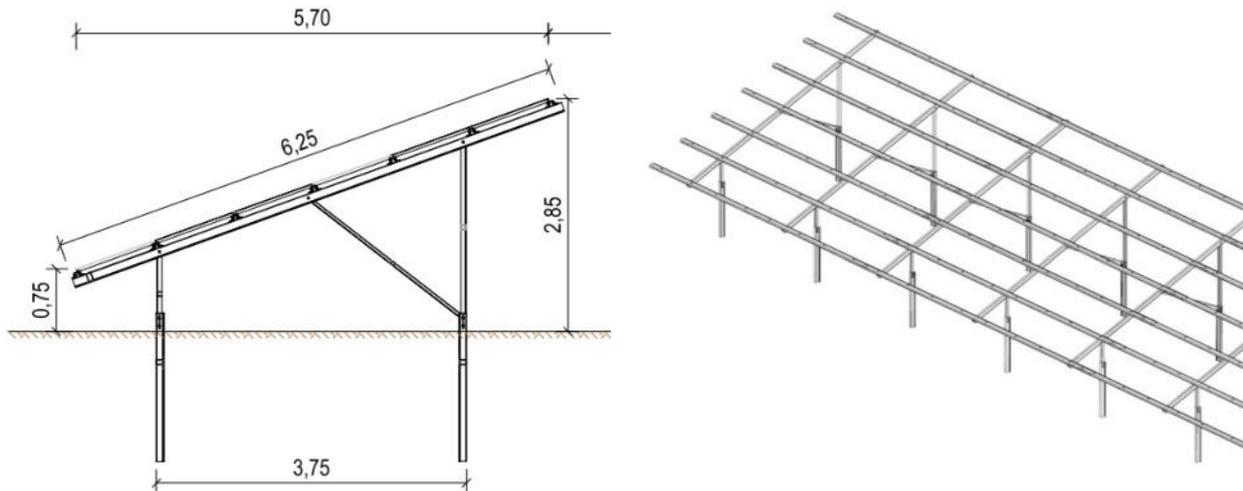


Bild 3.4.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	Jinko (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	6 Module quer übereinander
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	18°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,75 m, max. 2,85 m
Mittlere Höhe der Modulfläche	2 m
Anzahl Messpunkte auf der Bahnstrecke	2 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte A210	2 Messpunkte
Anzahl Messpunkte Gebäude	1 Messpunkt
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (Mittlere Sitzhöhe PKW/LKW Fahrer)

3.5 Standorte für die Analyse

Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung 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 gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Position der Messpunkte wird anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt oder auch aufgrund von konkreten Anforderungen. Objekte im Süden von PV Anlagen können 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 Bredenbek 3 wurden insgesamt 7 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke, 2 Messpunkte auf der Autobahn A210, 2 Messpunkte auf angrenzenden Straße sowie 1 Messpunkt im Bereich der westlich gelegenen Gebäude. Weitere Standorte an Gebäuden 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)

In SolPEG Blendgutachten werden üblicherweise Flugplätze und andere besondere Zonen im Umkreis von 10 km um die PV Anlage untersucht. Der Militärflugplatz Hohn (ICAO-Code ETNH) befindet sich ca. 20 km westlich der PV Anlage und somit deutlich außerhalb einer relevanten Entfernung. Der Fliegerhorst Schleswig/Jägel (ICAO-Code ETNS) befindet sich ca. 27 km nordwestlich der PV Anlage, ebenfalls deutlich außerhalb einer relevanten Entfernung. Aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle ist eine Blendwirkung durch die PV Anlage im Verlauf der Landeanflüge nicht wahrscheinlich und daher werden die genannten Flugplätze nicht weiter analysiert.

Darüber hinaus befinden sich im Umfeld des Fliegerhorstes Hohn einige Gewässer sodass davon ausgegangen werden kann, dass Reflexionen keine ungewöhnliche Herausforderung für die Piloten des dortigen Lufttransportgeschwaders 63 darstellen.

Die folgende Skizze gibt einen ungefähren Überblick über die Entfernungen.

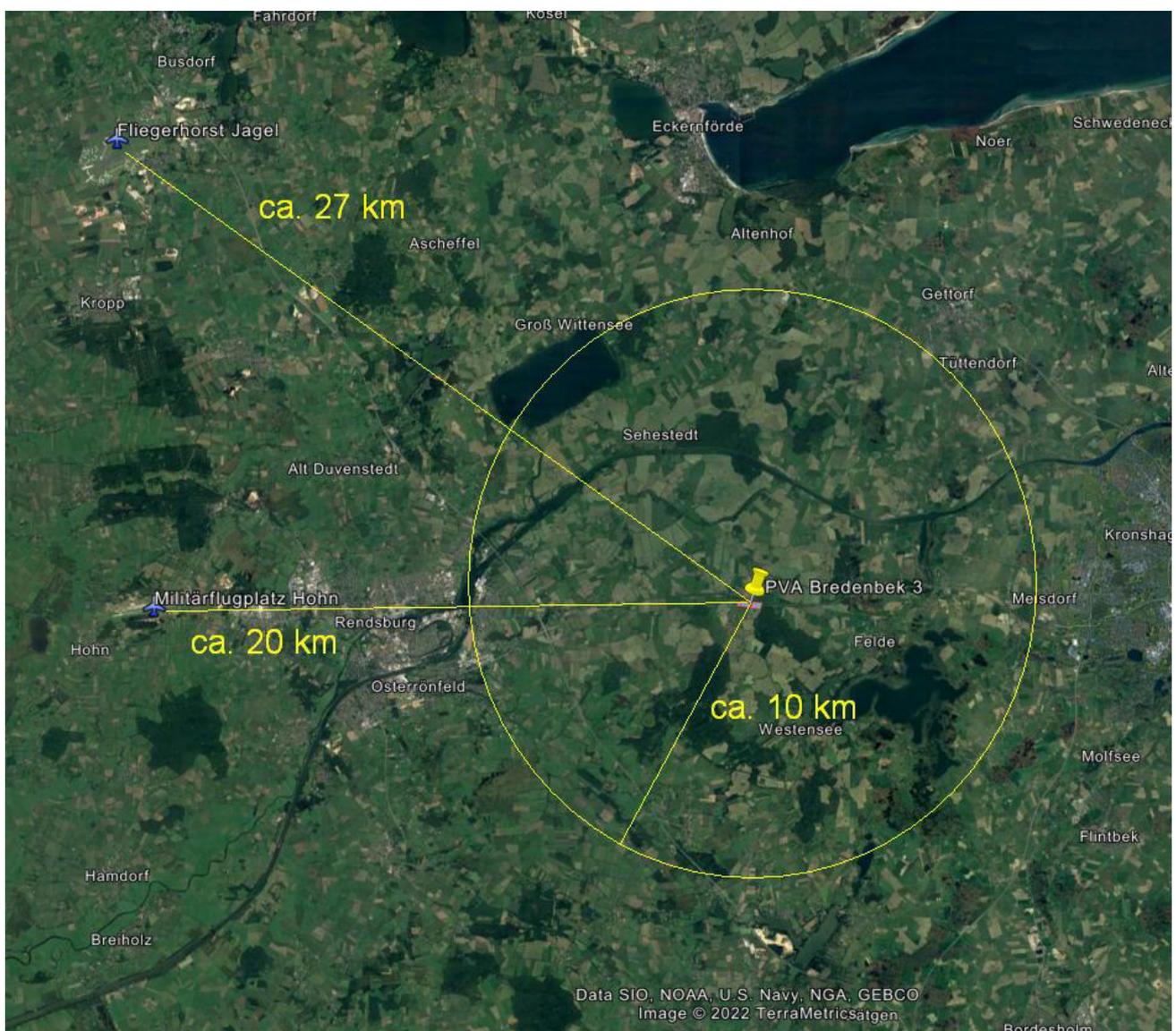


Bild 3.5.2: Übersicht über die PV Anlage und entfernt liegende Flugplätze (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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 belästigenden Wirkung statischer Sonnenlichtreflexionen. Da in der Licht-Richtlinie klar unterschieden wird zwischen konstantem und Wechsellicht und es sich beim periodischen Schattenwurf von Windenergieanlagen um das generell stärker belästigende Wechsellicht handelt, liegt die Vermutung nahe, dass zeitliche Grenzwerte für konstante Sonnenlichtreflexionen deutlich über denen der Schattenwurfrichtlinie anzusetzen wären.

Schutzwürdige Räume

In der Lichtleitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁷ 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.

⁷ Lichtleitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

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. TMY⁸) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2021 eine mittlere Wolkenbedeckung⁹ von ca. 68 % 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.

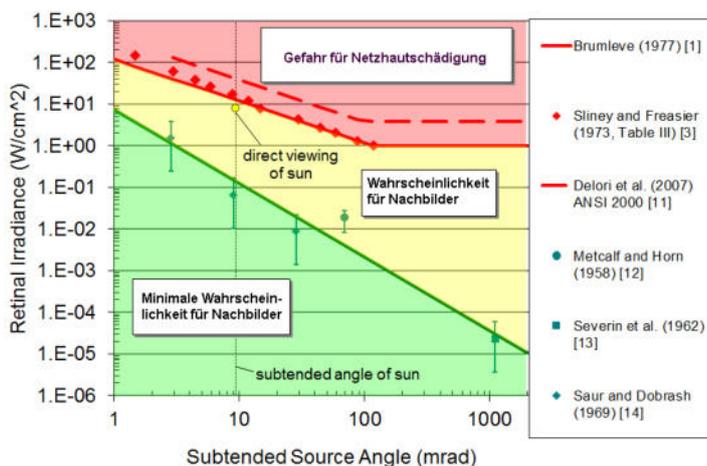


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

⁸ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

⁹ 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_2021_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 einiger Loktypen (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt bearbeitet)

Konstruktionsbedingt verfügen auch aktuelle Lokomotiven bzw. Triebwagen nur über einen eingeschränkten Sichtbereich und daher können potentielle 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 wird die momentan noch verwendete Baureihe 143 / 243 (RB) u.a. aufgrund der gestiegenen Sicherheitsanforderungen (Crash-Optimierung) bis 2021 gegen neuere Baureihen oder Triebwagen ersetzt. 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 potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Bredenbek 3 wird für 7 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.1 auch als farbige Flächen dargestellt:

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

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der 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.

Die folgende Tabelle 3 zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen zu verwenden. Diese werden im weiteren Verlauf von Abschnitt 4 für die jeweiligen Messpunkte gesondert beschrieben.

Tabelle 3: Potentielle Blendwirkung an den jeweiligen Messpunkten [Kategorie ■, Minuten pro Jahr]

Messpunkt	PV Feld West	PV Feld Ost
P1 A210 nordöstlich	-	-
P2 A210 nordwestlich	-	-
P3 Bahnstrecke nordwestlich	-	-
P4 Bahnstrecke nordöstlich	-	-
P5 Straße Rolfshörner Weg	1914 ^W	6211 ^W
P6 K67 / Felder Straße	-	-
P7 Gebäude westlich	-	-

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

^D Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1 und P2, Autobahn A210

Die Messpunkte P1 und P2 auf der A210 nordöstlich und nordwestlich der PV Anlage wurden zu Kontrollzwecken untersucht, da aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Reflexionen im Verlauf der A210. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten besteht ohnehin kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage und daher kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern auf der A210 mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P3 und P4, Bahnstrecke

Auch die Messpunkte P3 und P4 auf der Bahnstrecke nördlich der PV Anlage wurden zu Kontrollzwecken untersucht, da auch hier kaum mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Die Simulation zeigt am Messpunkt P4 nur an insgesamt 10 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage, nach Bereinigung der Rohdaten sind keine Reflexionen mehr nachweisbar. Die PV Anlage ist im Verlauf der Bahnstrecke zwar (von hinten) sichtbar aber aufgrund der Neigung und Ausrichtung der PV Module können potentielle Reflexionen die Bahnstrecke nicht erreichen. Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Das folgende Foto zeigt beispielhaft die Situation am Messpunkt P4 aus Sicht des Zugführers bei der Fahrt Richtung Westen (Haltestelle Bredenbek). Der relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt.



Bild 4.2.1: Foto am Messpunkt P4 bei der Fahrt Richtung Westen (Quelle: [Youtube Video](#), Rail-Riders, Minute 15:30)

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P4. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.2 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt (hier 10 Minuten), die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Weitere Details auch zu den anderen Messpunkten finden sich im Anhang.

PV Feld West - OP Receptor (OP 4)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

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

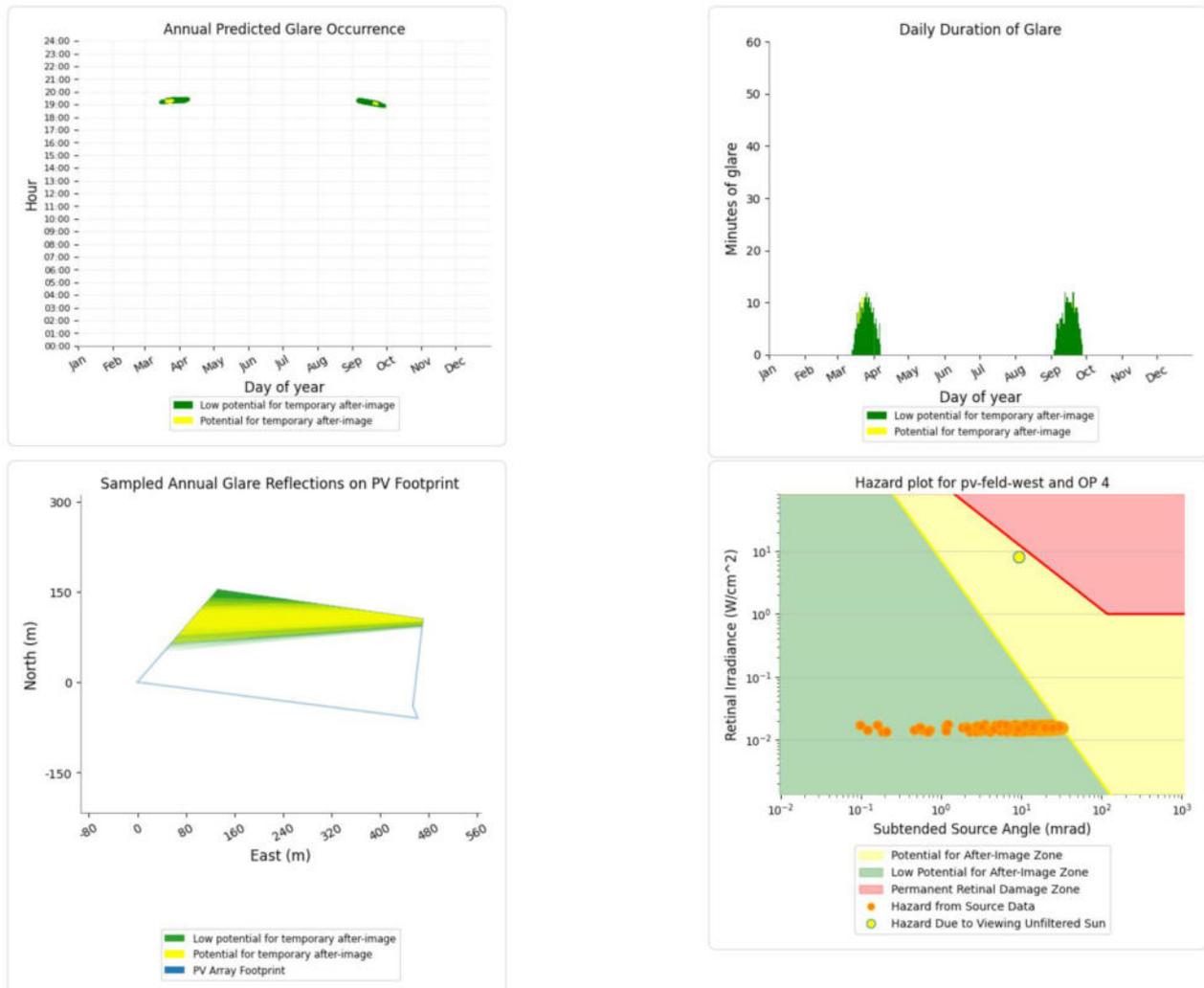


Bild 4.2.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P4 (Quelle: Simulationsergebnisse)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P5, Rolfshörner Weg

Am Messpunkt P5 auf dem Rolfshörner Weg theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Diese können zwischen dem 18. April und dem 25. August, abends zwischen 19:19 - 19:55 Uhr für 5 bis max. 16 Minuten aus westlicher Richtung (PV Feld West) auftreten. Zwischen dem 28. März und dem 14. September, in den Morgenstunden zwischen 06:47 - 08:13 Uhr können rein rechnerisch für 5 bis max. 45 Minuten auch Reflexionen aus östlicher Richtung (PV Feld Ost) auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings in beiden Konstellationen deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtfeldes¹⁰ (Fahrtrichtung +/- 20°, Sichtweite ca. 100 m) und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P5.

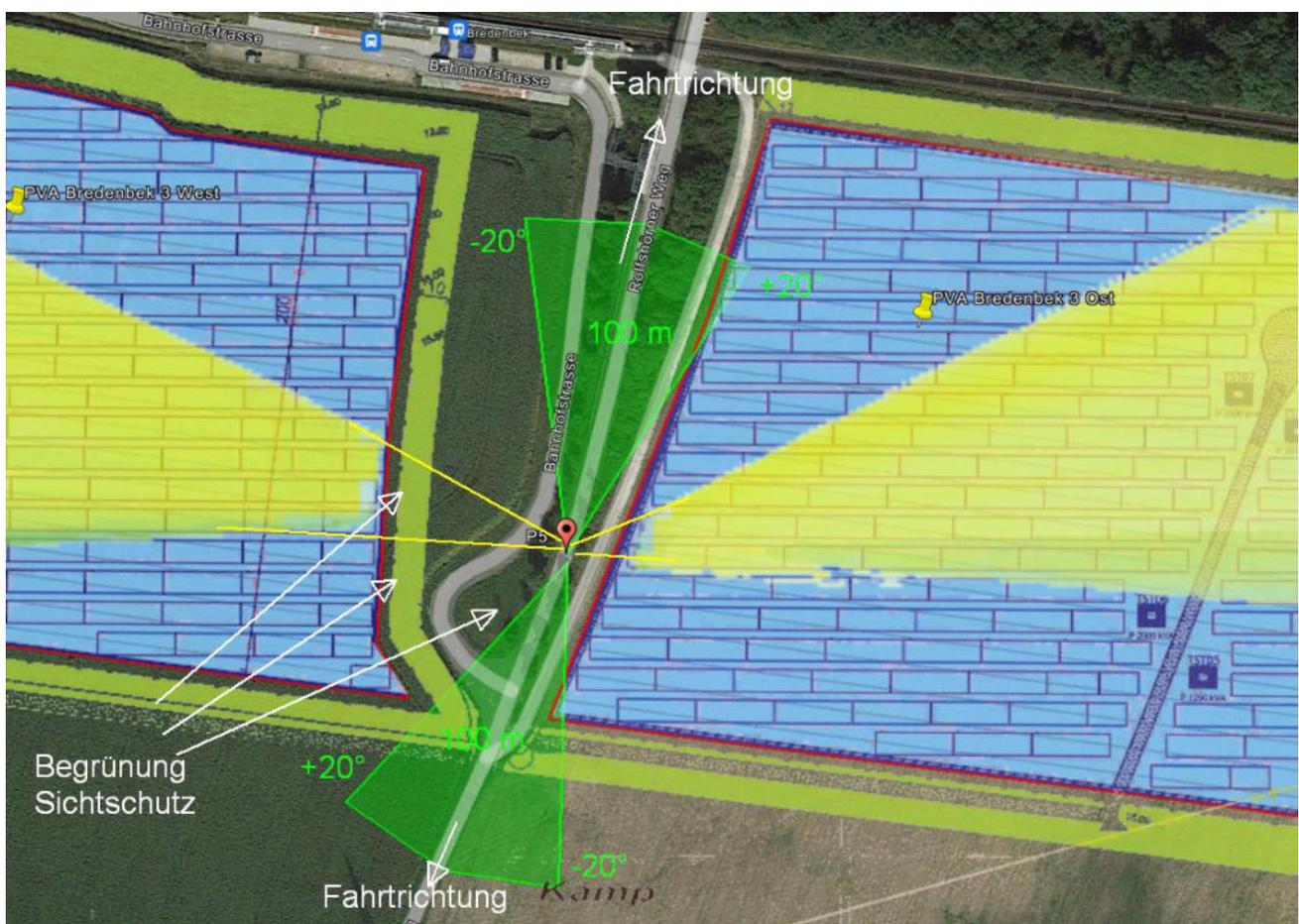


Bild 4.5.1: Simulation am Messpunkt P5 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grüne Bereich symbolisiert bei Fahrt Richtung Südwesten das relevante Sichtfeld. Im gelb/grün markierten Bereich können potentielle Reflexionen auftreten. Da dieser Bereich deutlich außerhalb des relevanten Blickwinkels liegt, stellen potentielle Reflexionen keine Beeinträchtigung für den Fahrzeugführer dar. Darüber ist zusätzlich zu den bestehenden Knicks eine Begrünung entlang der Geländegrenze geplant, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

¹⁰ Das relevante Sichtfeld ist der Teil des binokularen Gesichtsfeldes in dem Reflexionen als Beeinträchtigung empfunden werden.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P6, K67 / Schönhagener Straße

Messpunkt P6 im Bereich der Kreuzung K67 / Felder Straße, Bahnhofstraße westlich der PV Anlage wurden zu Kontrollzwecken untersucht, da aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz kaum mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Die Simulation zeigt erwartungsgemäß nur an insgesamt 29 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage und nach Bereinigung der Rohdaten sind keine Reflexionen mehr nachweisbar. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten besteht allerdings ohnehin kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage und daher kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage ausgeschlossen werden. Aber auch aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle von ca. 430 m – 810 m wären potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P6.

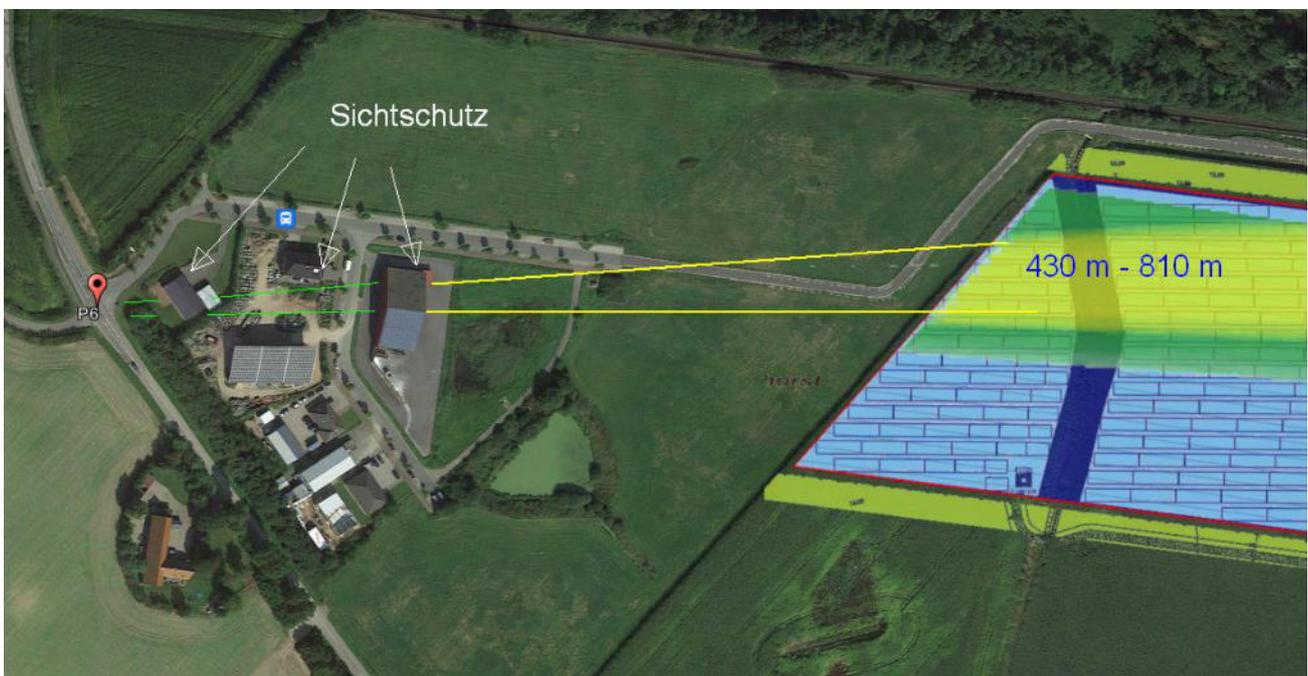


Bild 4.6.1: Simulation am Messpunkt P6 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P7, Bovenauer Straße

Messpunkt P7 im Bereich der überwiegend gewerblich genutzten Gebäude in der Bovenauer Straße westlich der PV Anlage kann aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Lediglich an 8 Minuten pro Jahr sind Reflexionen der Kategorie Grün (nicht relevant) möglich. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern und Mitarbeitern bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

4.6 Fliegerhorst Hohn

Mit den im Abschnitt 3 aufgeführten Parametern kommt die Berechnung der Reflexionen zu dem Ergebnis, dass für Landeanflüge zu keinem Zeitpunkt mit Reflexionen durch die geplante PV Anlage zu rechnen ist.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Bredenbek 3 kann als „geringfügig“ klassifiziert¹¹ 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 durch den Einsatz von hochwertigen PV Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von 7 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt für die nördlich verlaufende Autobahn A210 und auch für die nördlich verlaufende Bahnstrecke Kiel-Rendsburg keine relevanten Reflexionen. Anhand der ausgewerteten Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung durch die PV Anlage mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Im Verlauf der Straße Rolfshörner Weg können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld Ost und West auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Darüber hinaus besteht aufgrund der örtlichen Gegebenheiten überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage. Die Einmündung der Felder Straße / Bahnhofstraße auf die K76 wurde zu Kontrollzwecken untersucht und auch hier ist kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage vorhanden. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Die westlich gelegenen Gebäude im Bereich der Bovenauer Straße können aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

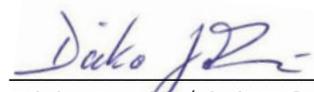
Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten und es 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 03.01.2023


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹¹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

Cheetah 60M-V 315-335 Watt

MONO PERC MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory

IEC61215, IEC61730, UL1703 certified product



PERC



KEY FEATURES



5 Busbar Solar Cell

5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



High Voltage

UL and IEC 1500V certified; lowers BOS costs and yields better LCOE



High Efficiency

Higher module conversion efficiency (up to 20.08%) benefit from Passivated Emmitter Rear Contact (PERC) technology.



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for mass production.



Low-light Performance

Advanced glass and cell surface textured design ensure excellent performance in low-light environment.



Severe Weather Resilience

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



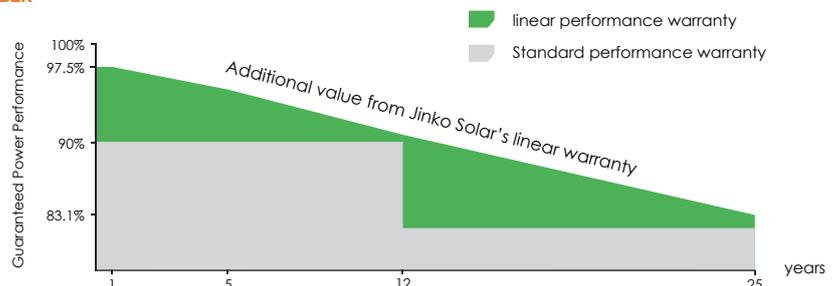
Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



Bredenbek 3

Bredenbek 3

Created Jan. 2, 2023
Updated Jan. 2, 2023
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Site ID 81755.14464

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**

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 Ost	18.0	180.0	5,448	9,603	-
PV Feld West	18.0	180.0	1,877	2,827	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 124,080 m²

Name: PV Feld Ost
Footprint area: 57,465 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	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.314740	9.868685	15.36	2.00	17.36
2	54.314333	9.873749	14.38	2.00	16.38
3	54.314052	9.873545	14.05	2.00	16.05
4	54.314008	9.873245	14.79	2.00	16.79
5	54.313664	9.872880	14.29	2.00	16.29
6	54.312756	9.872730	16.43	2.00	18.43
7	54.313132	9.867730	16.77	2.00	18.77

Name: PV Feld West
Footprint area: 66,615 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	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.313706	9.859918	16.00	2.00	18.00
2	54.315083	9.861957	14.13	2.00	16.13
3	54.314645	9.867149	15.92	2.00	17.92
4	54.313343	9.866892	18.31	2.00	20.31
5	54.313168	9.867021	18.35	2.00	20.35

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	54.315087	9.872821	17.80	2.00	19.80
OP 2	54.316070	9.864421	18.05	2.00	20.05
OP 3	54.315325	9.863906	15.08	2.50	17.58
OP 4	54.314743	9.871148	16.17	2.50	18.67
OP 5	54.313629	9.867725	17.79	2.00	19.79
OP 6	54.314610	9.854370	19.13	2.00	21.13
OP 7	54.313946	9.856333	15.04	2.00	17.04

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt deg	Orientation deg	"Green" Glare min	"Yellow" Glare min	Energy Produced kWh	Data File
PV Feld Ost	18.0	180.0	5,448	9,603	-	
PV Feld West	18.0	180.0	1,877	2,827	-	

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-ost (green)	0	312	710	535	601	600	609	570	701	491	13	0
pv-feld-ost (yellow)	0	90	1042	1376	1306	1208	1278	1377	1238	393	0	0
pv-feld-west (green)	0	0	266	274	65	70	64	114	456	0	0	0
pv-feld-west (yellow)	0	0	183	425	477	468	481	450	333	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Feld Ost 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	365	0
OP: OP 5	4775	9603
OP: OP 6	308	0
OP: OP 7	0	0

PV Feld Ost - OP Receptor (OP 1)

No glare found

PV Feld Ost - OP Receptor (OP 2)

No glare found

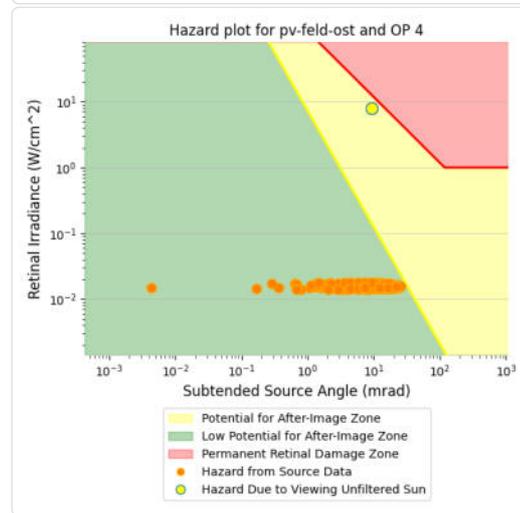
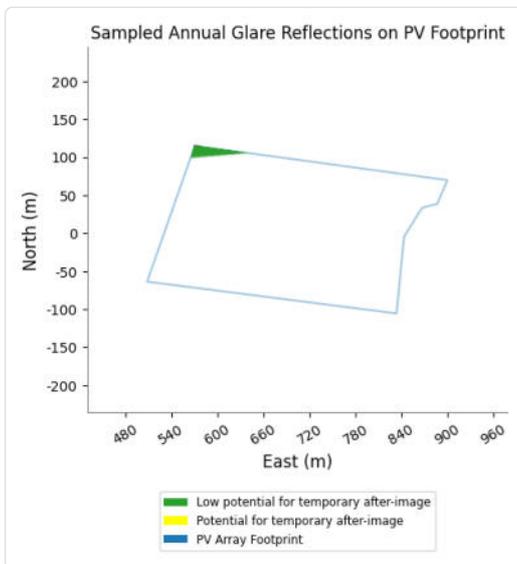
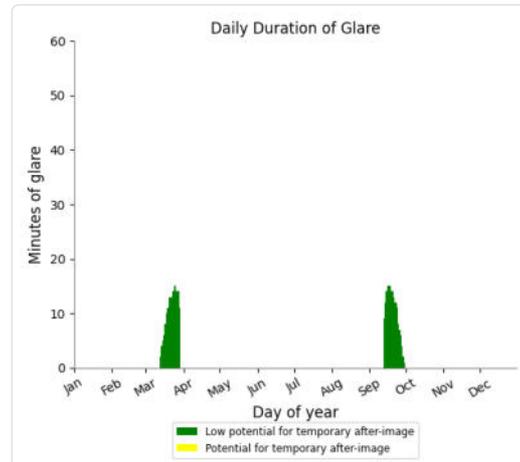
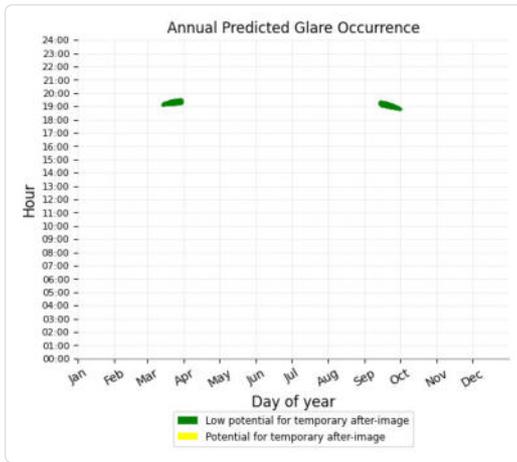
PV Feld Ost - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV Feld Ost - OP Receptor (OP 4)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

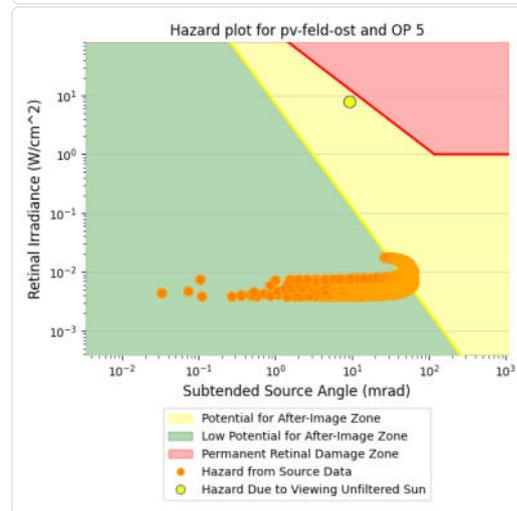
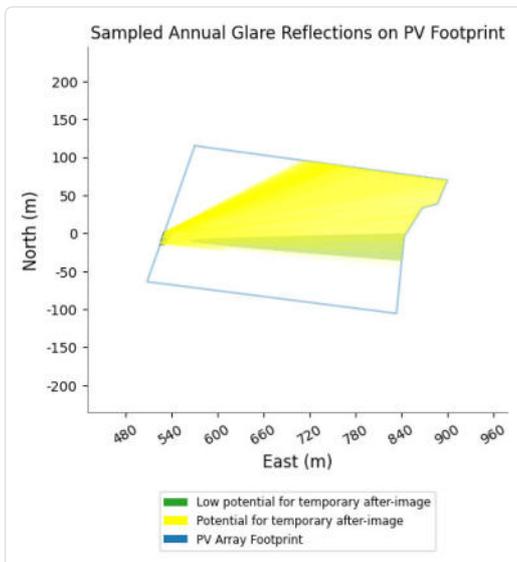
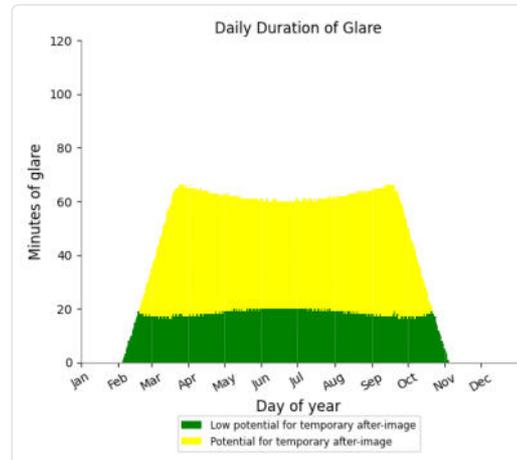
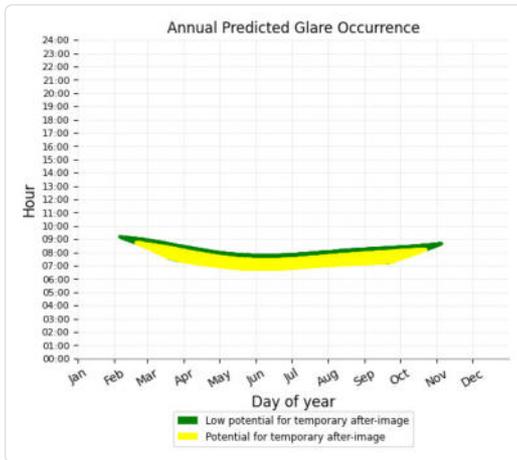
- 365 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld Ost - OP Receptor (OP 5)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

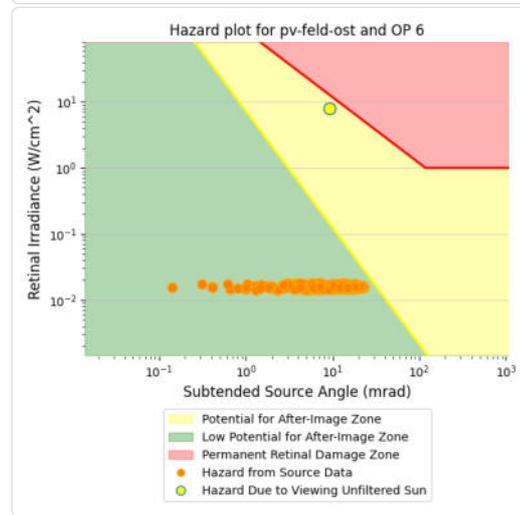
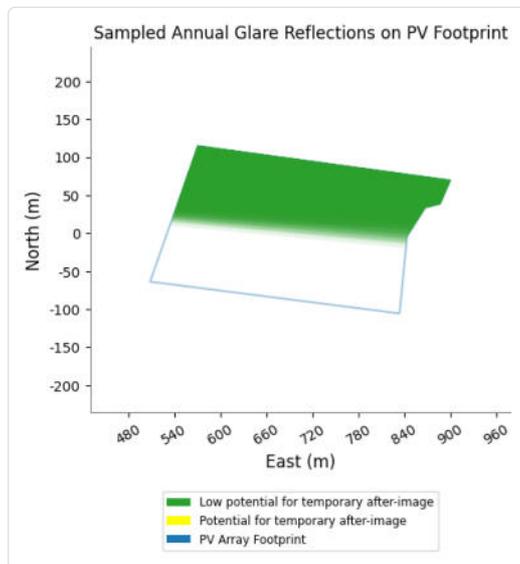
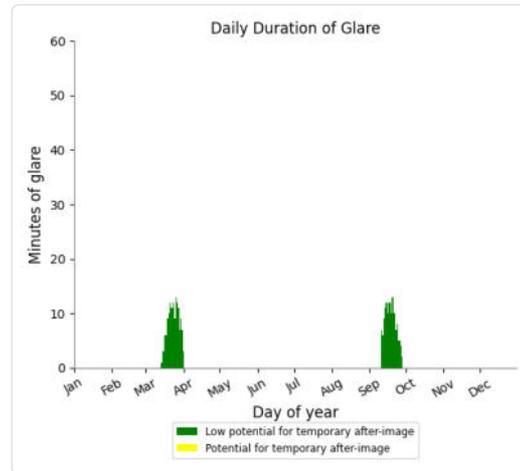
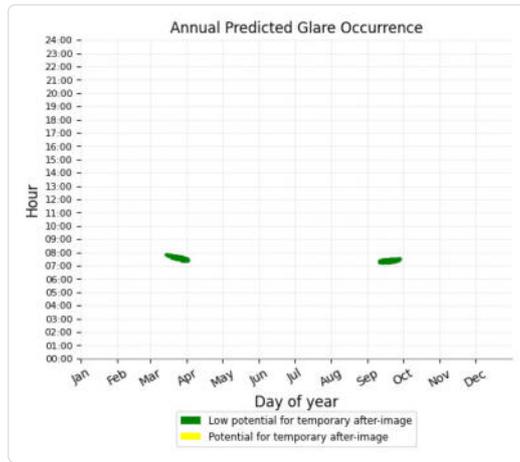
- 4,775 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 9,603 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld Ost - OP Receptor (OP 6)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 308 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 Ost - OP Receptor (OP 7)

No glare found

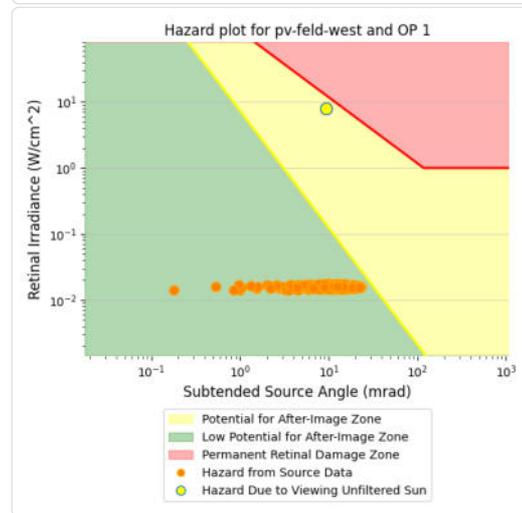
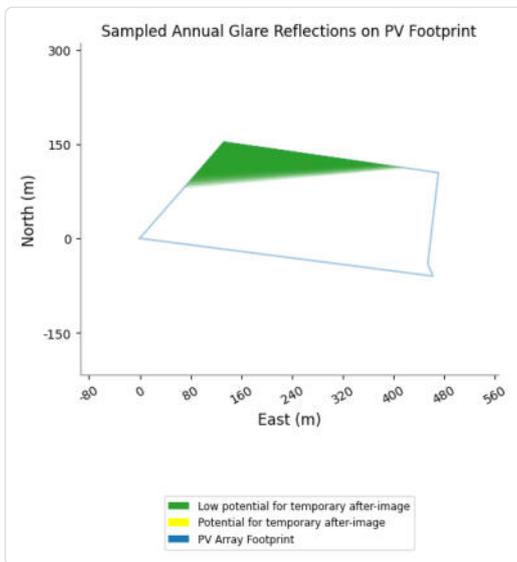
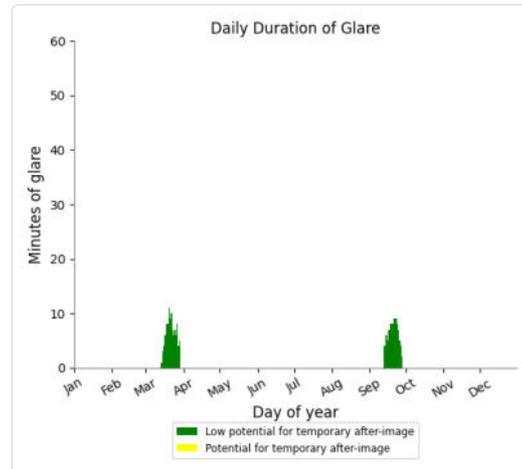
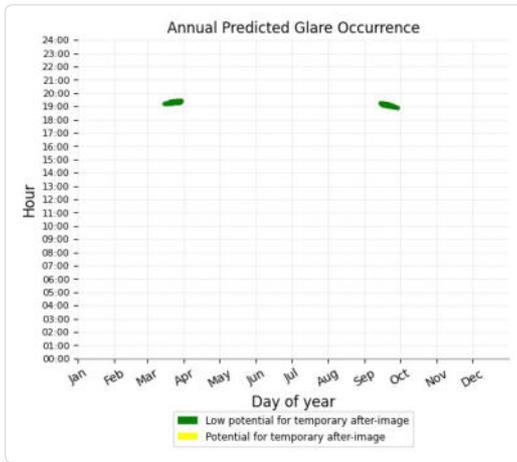
PV Feld West potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	206	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	362	10
OP: OP 5	522	2788
OP: OP 6	779	29
OP: OP 7	8	0

PV Feld West - OP Receptor (OP 1)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 206 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 West - OP Receptor (OP 2)

No glare found

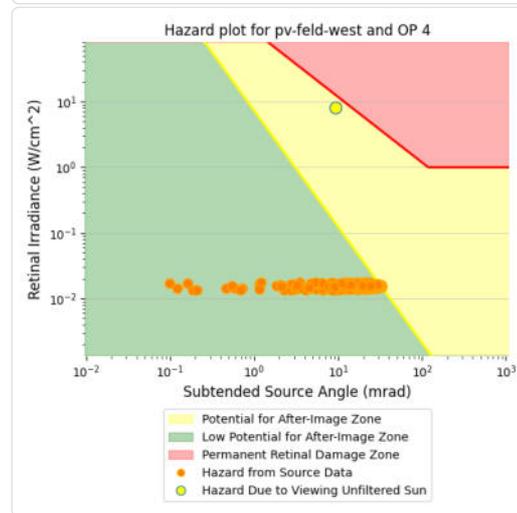
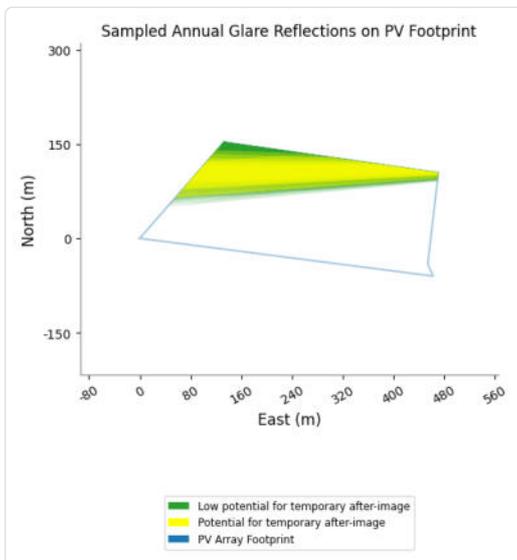
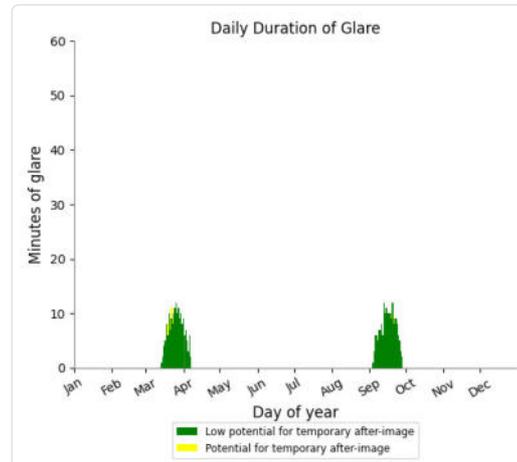
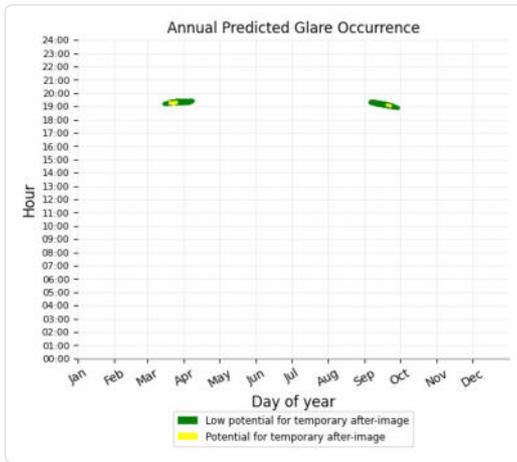
PV Feld West - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV Feld West - OP Receptor (OP 4)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

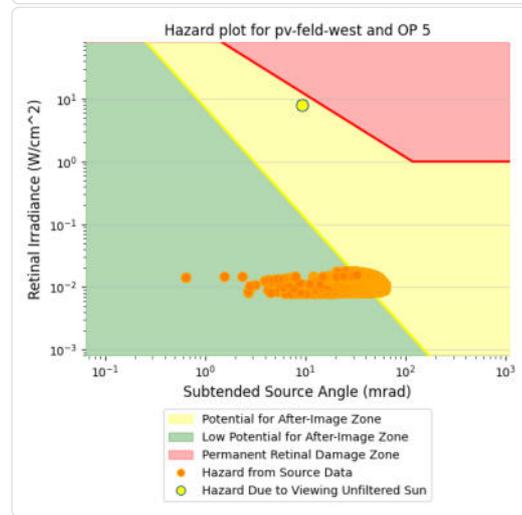
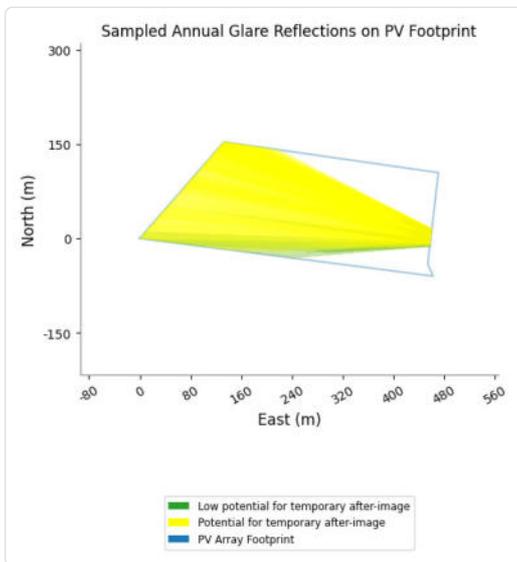
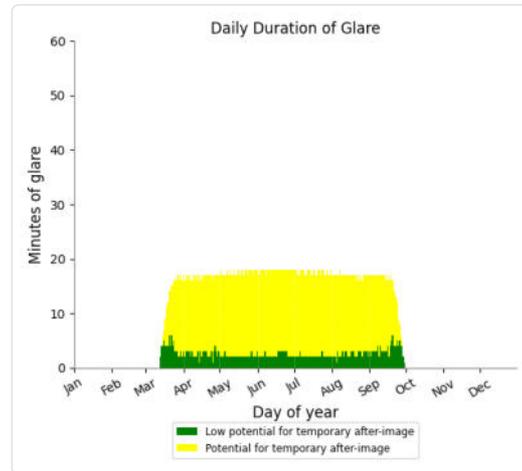
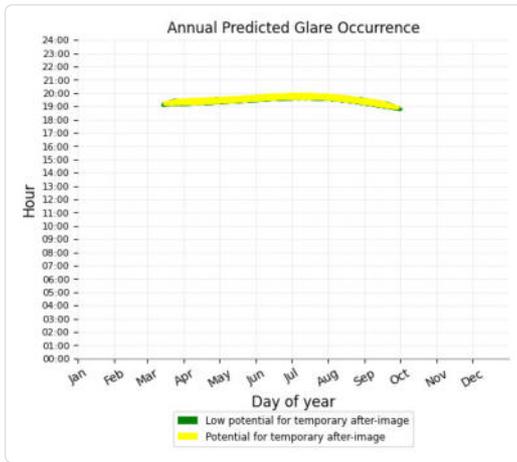
- 362 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 10 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld West - OP Receptor (OP 5)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

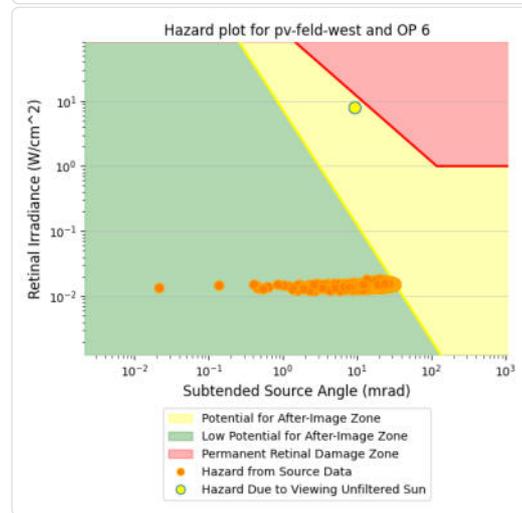
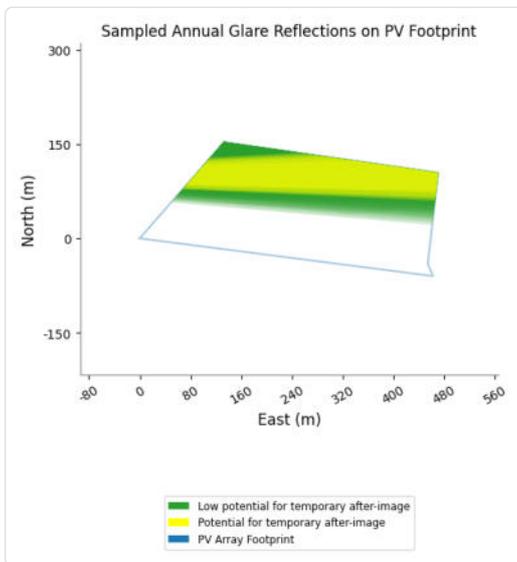
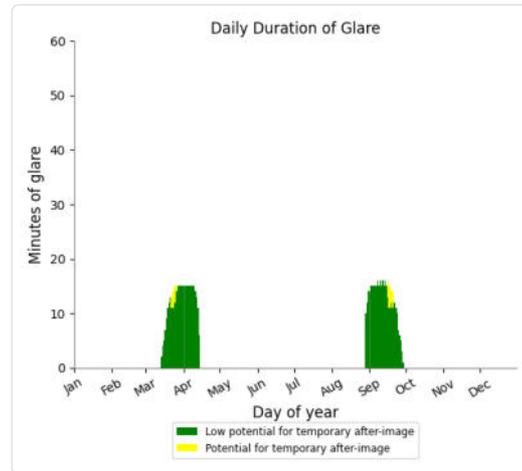
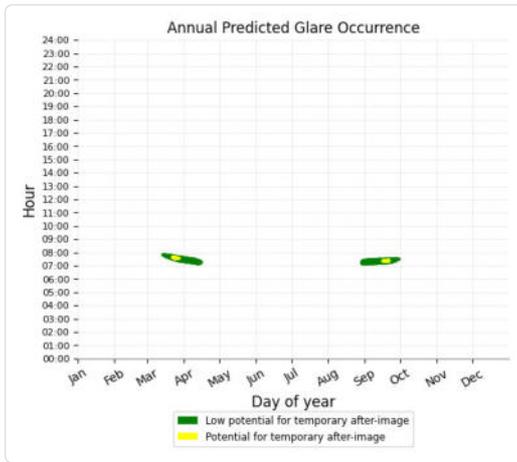
- 522 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,788 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld West - OP Receptor (OP 6)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

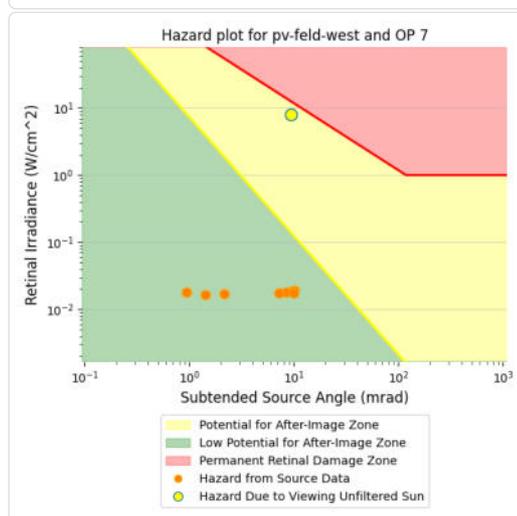
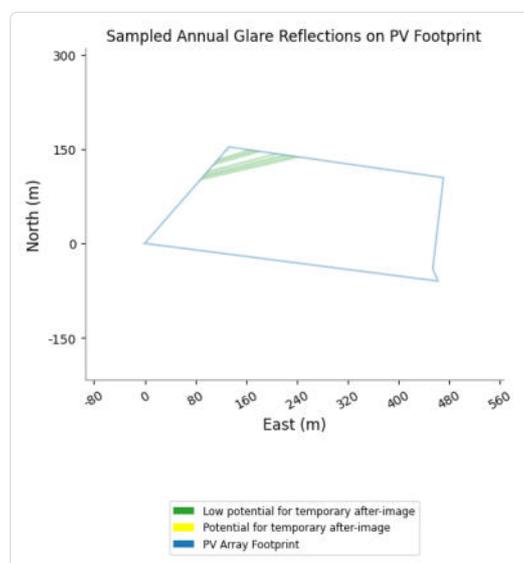
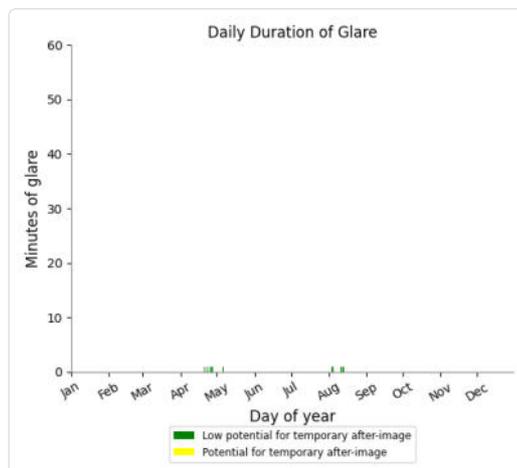
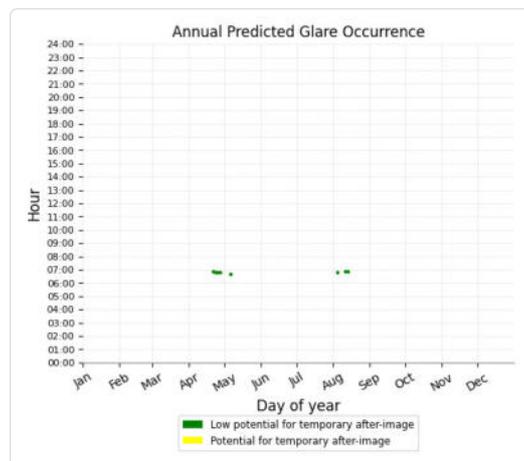
- 779 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 29 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld West - OP Receptor (OP 7)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

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

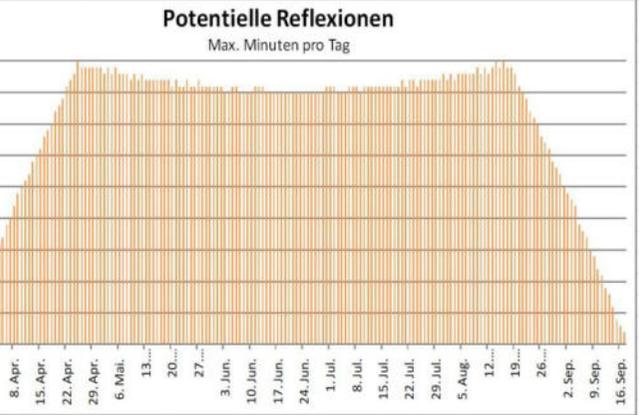


Assumptions

- 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.

	Cornel 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	Seil	Anzahl Minuten	Tag	Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 5	
2023-03-13 09:09:00	0,006635	542,1774	1	0,479183	0,014735	0,002348	0,3	263,4	-0,993	-0,115	0,005	0,993	0,09	0,071		15. Apr.	1	19:18	19:18				16	1914	19:19	19:55		
2023-03-13 19:10:00	0,007796	539,6964	1	0,489377	0,01498	0,017601	0,1	263,6	-0,994	-0,111	0,002	0,994	0,089	0,067		16. Apr.	3	19:18	19:20									
2023-03-14 19:10:00	0,007287	546,3942	1	0,477288	0,014791	0,011953	0,4	263,9	-0,994	-0,107	0,008	0,994	0,082	0,069		17. Apr.	4	19:19	19:22									
2023-03-14 19:11:00	0,008216	543,9429	1	0,487451	0,015039	0,022491	0,3	264,1	-0,995	-0,103	0,005	0,995	0,081	0,065		18. Apr.	6	19:19	19:24									
2023-03-14 19:12:00	0,008881	541,487	1	0,497833	0,01529	0,028471	0,2	264,3	-0,995	-0,1	0,003	0,995	0,079	0,061		19. Apr.	7	19:19	19:25									
2023-03-14 19:13:00	0,009248	539,0265	1	0,508439	0,015544	0,030763	0	264,5	-0,995	-0,096	0	0,995	0,078	0,057		20. Apr.	9	19:19	19:27									
2023-03-15 19:10:00	0,006497	550,5398	1	0,465472	0,014535	0,001552	0,8	264,1	-0,995	-0,103	0,013	0,995	0,075	0,071		21. Apr.	10	19:20	19:29									
2023-03-15 19:11:00	0,007738	548,1107	1	0,475389	0,014779	0,018217	0,6	264,3	-0,995	-0,099	0,011	0,995	0,074	0,067		22. Apr.	12	19:20	19:31									
2023-03-15 19:12:00	0,008557	545,677	1	0,48552	0,015027	0,026555	0,5	264,5	-0,995	-0,096	0,008	0,995	0,073	0,063		23. Apr.	13	19:20	19:32									
2023-03-15 19:13:00	0,009045	543,2387	1	0,495869	0,015278	0,030296	0,3	264,7	-0,996	-0,092	0,006	0,996	0,071	0,059		24. Apr.	14	19:20	19:34									
2023-03-15 19:14:00	0,009428	540,7957	2	0,50644	0,015534	0,032648	0,2	264,9	-0,996	-0,089	0,003	0,996	0,07	0,055		25. Apr.	15	19:20	19:34									
2023-03-15 19:15:00	0,009685	538,3482	2	0,51724	0,015793	0,033618	0	265,1	-0,996	-0,085	0,001	0,996	0,069	0,051		26. Apr.	14	19:21	19:35									
2023-03-16 19:10:00	0,007196	554,6114	1	0,463605	0,014583	0,012119	0,9	264,5	-0,995	-0,095	0,017	0,995	0,067	0,069		27. Apr.	13	19:21	19:33									
2023-03-16 19:11:00	0,008172	552,2041	1	0,47349	0,01483	0,02334	0,8	264,7	-0,996	-0,092	0,014	0,996	0,066	0,065		28. Apr.	14	19:21	19:35									
2023-03-16 19:12:00	0,008879	549,7922	1	0,483587	0,01508	0,029774	0,7	264,9	-0,996	-0,088	0,011	0,996	0,065	0,061		29. Apr.	15	19:21	19:35									
2023-03-16 19:13:00	0,009252	547,3758	1	0,493902	0,015334	0,032101	0,5	265,1	-0,996	-0,085	0,009	0,996	0,063	0,057		30. Apr.	14	19:22	19:36									
2023-03-16 19:14:00	0,009611	544,9548	2	0,504439	0,015592	0,034106	0,4	265,3	-0,997	-0,081	0,006	0,997	0,062	0,053		1. Mai.	15	19:22	19:36									
2023-03-16 19:15:00	0,009538	542,5292	1	0,515203	0,015853	0,031827	0,2	265,5	-0,997	-0,078	0,004	0,997	0,061	0,049		2. Mai.	16	19:22	19:37									
2023-03-16 19:16:00	0,009961	540,0991	2	0,526199	0,016119	0,034336	0,1	265,7	-0,997	-0,074	0,001	0,997	0,059	0,045		3. Mai.	15	19:23	19:37									
2023-03-17 19:10:00	0,00635	558,6113	1	0,452097	0,014324	0,000636	1,3	264,8	-0,996	-0,091	0,022	0,996	0,061	0,072		4. Mai.	15	19:23	19:37									
2023-03-17 19:11:00	0,007666	556,2255	1	0,461741	0,014567	0,018731	1,1	265	-0,996	-0,088	0,02	0,996	0,059	0,068		5. Mai.	14	19:24	19:38									
2023-03-17 19:12:00	0,008525	553,8352	1	0,471592	0,014814	0,027571	1	265,2	-0,996	-0,084	0,017	0,996	0,058	0,063		6. Mai.	15	19:23	19:37									
2023-03-17 19:13:00	0,009057	551,4403	1	0,481655	0,015065	0,031762	0,8	265,4	-0,997	-0,081	0,015	0,997	0,057	0,059		7. Mai.	16	19:23	19:38									
2023-03-17 19:14:00	0,009445	549,0409	2	0,491936	0,015319	0,034126	0,7	265,6	-0,997	-0,077	0,012	0,997	0,055	0,055		8. Mai.	15	19:24	19:38									
2023-03-17 19:15:00	0,009742	546,6369	2	0,502437	0,015578	0,035453	0,5	265,8	-0,997	-0,074	0,01	0,997	0,054	0,051		9. Mai.	15	19:24	19:38									
2023-03-17 19:16:00	0,009768	544,2284	2	0,513164	0,01584	0,034146	0,4	266	-0,998	-0,07	0,007	0,998	0,053	0,047		10. Mai.	16	19:24	19:39									
2023-03-17 19:17:00	0,010054	541,8154	2	0,524123	0,016107	0,035274	0,3	266,2	-0,998	-0,067	0,004	0,998	0,051	0,043		11. Mai.	15	19:25	19:39									
2023-03-17 19:18:00	0,010091	539,398	2	0,535317	0,016377	0,034069	0,1	266,4	-0,998	-0,063	0,002	0,998	0,05	0,039		12. Mai.	15	19:25	19:39									
2023-03-18 19:11:00	0,007094	562,4791	1	0,450271	0,014365	0,012202	1,5	265,2	-0,996	-0,084	0,025	0,996	0,053	0,07		13. Mai.	16	19:25	19:40									
2023-03-18 19:12:00	0,008112	560,1212	1	0,459881	0,01461	0,024082	1,3	265,4	-0,997	-0,08	0,023	0,997	0,051	0,066		14. Mai.	15	19:26	19:40									
2023-03-18 19:13:00	0,008856	557,7588	1	0,469699	0,014859	0,030932	1,2	265,6	-0,997	-0,077	0,02	0,997	0,05	0,061		15. Mai.	15	19:26	19:40									
2023-03-18 19:14:00	0,009224	555,3919	2	0,479727	0,015112	0,033185	1	265,8	-0,997	-0,073	0,018	0,997	0,049	0,057		16. Mai.	16	19:26	19:41									
2023-03-18 19:15:00	0,009631	553,0204	2	0,489972	0,015369	0,035637	0,9	266	-0,997	-0,07	0,015	0,997	0,047	0,053		17. Mai.	15	19:27	19:41									
2023-03-18 19:16:00	0,009498	550,6445	2	0,500437	0,015629	0,032768	0,7	266,2	-0,998	-0,066	0,013	0,998	0,046	0,049		18. Mai.	15	19:27	19:41									
2023-03-18 19:17:00	0,010048	548,2641	2	0,511127	0,015894	0,036449	0,6	266,4	-0,998	-0,062	0,01	0,998	0,045	0,045		19. Mai.	16	19:27	19:42									
2023-03-18 19:18:00	0,010148	545,8792	2	0,522048	0,016163	0,035814	0,4	266,6	-0,998	-0,059	0,008	0,998	0,043	0,041		20. Mai.	15	19:28	19:42									
2023-03-18 19:19:00	0,009665	543,4899	1	0,533203	0,016436	0,029655	0,3	266,8	-0,998	-0,055	0,005	0,998	0,042	0,037		21. Mai.	15	19:28	19:42									
2023-03-18 19:20:00	0,010189	541,0962	2	0,544598	0,016714	0,033307	0,1	267	-0,999	-0,052	0,003	0,999	0,04	0,033		22. Mai.	16	19:28	19:43									
2023-03-18 19:21:00	0,010123	538,6981	2	0,556238	0,016995	0,030878	0	267,2	-0,999	-0,048	0	0,999	0,039	0,028		23. Mai.	16	19:28	19:43									
2023-03-19 19:12:00	0,007582	563,9953	1	0,448452	0,014345	0,019166	1,6	265,6	-0,997	-0,076	0,029	0,997	0,045	0,068		24. Mai.	15	19:30	19:44									
2023-03-19 19:13:00	0,008475	561,6537	1	0,458029	0,014591	0,028476	1,5	265,8	-0,997	-0,073	0,026	0,997	0,043	0,064		25. Mai.	16	19:30	19:45									
2023-03-19 19:14:00	0,009048	559,3076	1	0,467812	0,01484	0,033077	1,3	266	-0,997	-0,069	0,024	0,997	0,042	0,06		26. Mai.	16	19:30	19:45									
2023-03-19 19:15:00	0,00943	556,9571	2	0,477805	0,015094	0,035363	1,2	266,2	-0,998	-0,065	0,021	0,998	0,041	0,055		27. Mai.	15	19:31	19:45									
2023-03-19 19:16:00	0,009765	554,602	2	0,488014	0,015351	0,03702	1,1	266,5	-0,998	-0,062	0,018	0,998	0,039	0,051		28. Mai.	15	19:31	19:45									
2023-03-19 19:17:00	0,009744	552,2425	2	0,498442	0,015612	0,035263	0,9	266,7	-0,998	-0,058	0,016	0,998	0,038	0,047		29. Mai.	16	19:31	19:46									
2023-03-19 19:18:00	0,01014	549,8786	2	0,509095	0,015878	0,037384	0,8	266,9	-0,998	-0,055	0,013	0,998	0,036	0,043		30. Mai.	16	19:31	19:46									
2023-03-19 19:19:00	0,010206	547,5103	2	0,519976	0,016147	0,036431	0,6	267,1	-0,999	-0,051	0,011	0,999	0,035	0,039		31. Mai.	16	19:31	19:46									
2023-03-19 19:20:00	0,009983	545,1376	2	0,531092	0,016421	0,032806	0,5	267,3	-0,999	-0,048	0,008	0,999	0,034	0,035		1. Jun.	15	19:32	19:46									

	Cornel 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	Se (°)	Anzahl Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 5
2023-02-05 09:12:00	0,003333	542,63	1	0,245432	0,007554	0,000105	0	119	0,875	-0,485	0	-0,875	0,392	0,285	25	Mrz.	1	08:16	08:16	28. März	14. September	45	6211	06:47	08:13	
2023-02-06 09:10:00	0,003749	542,2646	1	0,249674	0,007679	0,011004	0	118,4	0,879	-0,476	0	-0,879	0,385	0,28	26	Mrz.	2	08:13	08:14							
2023-02-06 09:11:00	0,003483	545,4314	1	0,245022	0,00758	0,004564	0,1	118,6	0,878	-0,479	0,003	-0,878	0,386	0,284	27	Mrz.	4	08:11	08:14							
2023-02-07 09:08:00	0,004048	541,9455	1	0,253974	0,007807	0,017234	0	117,9	0,884	-0,467	0	-0,884	0,378	0,275	28	Mrz.	5	08:09	08:13							
2023-02-07 09:09:00	0,00384	545,0893	1	0,249219	0,007705	0,013146	0,1	118,1	0,882	-0,471	0,002	-0,882	0,379	0,279	29	Mrz.	7	08:05	08:11							
2023-02-07 09:10:00	0,003599	548,2254	1	0,244559	0,007604	0,007734	0,3	118,3	0,881	-0,474	0,005	-0,881	0,381	0,282	30	Mrz.	9	08:03	08:11							
2023-02-08 09:06:00	0,004312	541,6715	1	0,258334	0,007937	0,021923	0	117,3	0,889	-0,459	0	-0,889	0,371	0,27	31	Mrz.	10	08:01	08:10							
2023-02-08 09:07:00	0,004125	544,7926	1	0,253474	0,007832	0,018812	0,1	117,5	0,887	-0,462	0,002	-0,887	0,372	0,273	1	Apr.	11	07:58	08:08							
2023-02-08 09:08:00	0,003923	547,9062	1	0,248712	0,007729	0,015061	0,3	117,7	0,885	-0,465	0,005	-0,885	0,373	0,277	2	Apr.	13	07:55	08:07							
2023-02-08 09:09:00	0,003699	551,0123	1	0,244046	0,007627	0,010302	0,4	117,9	0,884	-0,468	0,007	-0,884	0,375	0,281	3	Apr.	15	07:53	08:07							
2023-02-08 09:10:00	0,003417	554,1107	1	0,239474	0,007526	0,00326	0,5	118,1	0,882	-0,471	0,009	-0,882	0,376	0,284	4	Apr.	16	07:50	08:05							
2023-02-09 09:04:00	0,004554	541,4418	1	0,262755	0,008069	0,02569	0	116,7	0,893	-0,45	0	-0,893	0,364	0,264	5	Apr.	17	07:48	08:04							
2023-02-09 09:05:00	0,004381	544,5405	1	0,257789	0,007962	0,023187	0,1	116,9	0,892	-0,453	0,002	-0,892	0,365	0,268	6	Apr.	19	07:46	08:04							
2023-02-09 09:06:00	0,004198	547,6317	1	0,252923	0,007856	0,020275	0,3	117,1	0,89	-0,456	0,005	-0,89	0,366	0,272	7	Apr.	20	07:44	08:03							
2023-02-09 09:07:00	0,004002	550,7155	1	0,248155	0,007751	0,016802	0,4	117,3	0,888	-0,459	0,007	-0,888	0,368	0,275	8	Apr.	22	07:40	08:01							
2023-02-09 09:08:00	0,003788	553,7918	1	0,243484	0,007648	0,012504	0,5	117,5	0,887	-0,462	0,009	-0,887	0,369	0,279	9	Apr.	24	07:38	08:01							
2023-02-09 09:09:00	0,003536	556,8606	1	0,238907	0,007546	0,006654	0,7	117,7	0,885	-0,466	0,011	-0,885	0,37	0,283	10	Apr.	25	07:36	08:00							
2023-02-10 09:02:00	0,004784	541,2554	1	0,267239	0,008204	0,028841	0	116,2	0,898	-0,441	0	-0,898	0,357	0,259	11	Apr.	26	07:33	07:58							
2023-02-10 09:03:00	0,004619	544,3319	1	0,262165	0,008094	0,02676	0,1	116,4	0,896	-0,444	0,002	-0,896	0,358	0,263	12	Apr.	27	07:31	07:57							
2023-02-10 09:04:00	0,004447	547,401	1	0,257194	0,007985	0,024381	0,3	116,6	0,894	-0,447	0,005	-0,894	0,359	0,267	13	Apr.	29	07:29	07:57							
2023-02-10 09:05:00	0,004267	550,4628	1	0,252323	0,007878	0,021639	0,4	116,8	0,893	-0,45	0,007	-0,893	0,36	0,27	14	Apr.	30	07:27	07:56							
2023-02-10 09:06:00	0,004076	553,5172	1	0,247551	0,007772	0,018397	0,5	117	0,891	-0,454	0,009	-0,891	0,362	0,274	15	Apr.	31	07:24	07:54							
2023-02-10 09:07:00	0,003869	556,5641	1	0,242876	0,007667	0,014458	0,7	117,2	0,89	-0,457	0,011	-0,89	0,363	0,278	16	Apr.	33	07:22	07:54							
2023-02-10 09:08:00	0,003636	559,6036	1	0,238295	0,007563	0,009375	0,8	117,4	0,888	-0,46	0,014	-0,888	0,364	0,281	17	Apr.	34	07:20	07:53							
2023-02-10 09:09:00	0,003335	562,6356	1	0,233806	0,007461	0,00154	0,9	117,6	0,886	-0,463	0,016	-0,886	0,365	0,285	18	Apr.	35	07:18	07:52							
2023-02-11 09:00:00	0,005002	541,1113	1	0,271788	0,008341	0,031523	0	115,6	0,902	-0,432	0	-0,902	0,349	0,254	19	Apr.	37	07:15	07:51							
2023-02-11 09:01:00	0,004844	544,1657	1	0,266605	0,008229	0,029762	0,1	115,8	0,9	-0,435	0,002	-0,9	0,351	0,258	20	Apr.	38	07:13	07:50							
2023-02-11 09:02:00	0,004681	547,213	1	0,261527	0,008117	0,027776	0,3	116	0,899	-0,438	0,005	-0,899	0,352	0,261	21	Apr.	39	07:11	07:49							
2023-02-11 09:03:00	0,004511	550,253	1	0,256551	0,008007	0,025512	0,4	116,2	0,897	-0,441	0,007	-0,897	0,353	0,265	22	Apr.	41	07:09	07:49							
2023-02-11 09:04:00	0,004334	553,2857	1	0,251677	0,007898	0,022916	0,5	116,4	0,896	-0,445	0,009	-0,896	0,354	0,269	23	Apr.	42	07:06	07:47							
2023-02-11 09:05:00	0,004146	556,3111	1	0,246902	0,00779	0,019874	0,7	116,6	0,894	-0,448	0,011	-0,894	0,355	0,272	24	Apr.	43	07:04	07:46							
2023-02-11 09:06:00	0,003946	559,3291	1	0,242223	0,007684	0,016234	0,8	116,8	0,892	-0,451	0,014	-0,892	0,357	0,276	25	Apr.	45	07:02	07:46							
2023-02-11 09:07:00	0,003724	562,3397	1	0,237639	0,007579	0,011673	0,9	117	0,891	-0,454	0,016	-0,891	0,358	0,28	26	Apr.	44	07:02	07:45							
2023-02-11 09:08:00	0,003457	565,343	1	0,233148	0,007476	0,005243	1	117,2	0,889	-0,457	0,018	-0,889	0,359	0,284	27	Apr.	44	07:01	07:44							
2023-02-12 08:58:00	0,005213	541,0085	1	0,276405	0,008481	0,033839	0	115	0,906	-0,423	0	-0,906	0,342	0,249	28	Apr.	44	07:00	07:43							
2023-02-12 08:59:00	0,00506	544,0411	1	0,27111	0,008366	0,032334	0,1	115,2	0,905	-0,426	0,002	-0,905	0,343	0,252	29	Apr.	44	06:59	07:42							
2023-02-12 09:00:00	0,004903	547,0667	1	0,265923	0,008251	0,030643	0,3	115,4	0,903	-0,429	0,005	-0,903	0,344	0,256	30	Apr.	44	06:59	07:42							
2023-02-12 09:01:00	0,00474	550,0851	1	0,260842	0,008138	0,028743	0,4	115,6	0,902	-0,432	0,007	-0,902	0,346	0,26	1	Mai.	44	06:58	07:41							
2023-02-12 09:02:00	0,004572	553,0963	1	0,255864	0,008027	0,026587	0,5	115,8	0,9	-0,435	0,009	-0,9	0,347	0,263	2	Mai.	43	06:58	07:40							
2023-02-12 09:03:00	0,004397	556,1003	1	0,250987	0,007916	0,024119	0,7	116	0,899	-0,439	0,012	-0,899	0,348	0,267	3	Mai.	44	06:57	07:40							
2023-02-12 09:04:00	0,004213	559,0971	1	0,246209	0,007808	0,021259	0,8	116,2	0,897	-0,442	0,014	-0,897	0,349	0,271	4	Mai.	43	06:57	07:39							
2023-02-12 09:05:00	0,004017	562,0866	1	0,241528	0,0077	0,017858	0,9	116,4	0,895	-0,445	0,016	-0,895	0,351	0,275	5	Mai.	44	06:56	07:39							
2023-02-12 09:06:00	0,003804	565,0688	1	0,236942	0,007594	0,013692	1,1	116,6	0,894	-0,448	0,018	-0,894	0,352	0,278	6	Mai.	43	06:55	07:37							
2023-02-12 09:07:00	0,00356	568,0436	1	0,232449	0,007489	0,008181	1,2	116,8	0,892	-0,451	0,021	-0,892	0,353	0,282	7	Mai.	43	06:55	07:37							
2023-02-13 08:56:00	0,005417	540,9459	1	0,281091	0,008624	0,035851	0	114,4	0,911	-0,413	0	-0,911	0,334	0,243	8	Mai.	43	06:54	07:36							
2023-02-13 08:57:00	0,005268	543,9569	1	0,275684	0,008505	0,03456	0,1	114,6	0,909	-0,417	0,003	-0,909	0,336	0,247	9	Mai.	42	06:54	07:35							
2023-02-13 08:58:00	0,005116	546,961	1	0,270386	0,008388	0,033115	0,3	114,8	0,908	-0,42	0,005	-0,908	0,337	0,251	10	Mai.	43	06:53	07:35							
2023-02-13 08:59:00	0,004959	549,9581	1	0,265197	0,008272	0,031492	0,4	115	0,906	-0,423	0,007	-0,906	0,338	0,254	11	Mai.	42	06:53	07:34							
2023-02-13 09:00:00	0,004798	552,948	1	0,260113	0,008158	0,029669	0,5	115,2	0,905	-0,426	0,009	-0,905	0,339	0,258	12	Mai.	43	06:52	07:34							



	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	Se (°)	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 7
2023-04-21 06:51:00	0,009116	612,4899	1	0,542022	0,018829	0,01012	5,2	77,4	0,972	0,218	0,091	-0,972	-0,229	-0,054												
2023-04-23 06:49:00	0,008917	616,2947	1	0,529512	0,018509	0,009605	5,6	76,8	0,969	0,228	0,098	-0,969	-0,242	-0,054		#ZAHL!										Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 7: 0 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 0 Minuten pro Tag (Max)
2023-04-25 06:48:00	0,008693	621,7624	1	0,517714	0,018257	0,008365	6,1	76,2	0,966	0,238	0,105	-0,966	-0,254	-0,054												
2023-04-27 06:47:00	0,00801	627,0399	1	0,506619	0,018018	0,000947	6,5	75,6	0,962	0,247	0,112	-0,962	-0,266	-0,054												
2023-05-06 06:41:00	0,007584	646,0449	1	0,460486	0,016873	0,002152	8,2	73,2	0,947	0,287	0,142	-0,947	-0,315	-0,054												
2023-08-04 06:50:00	0,007414	651,717	1	0,449201	0,016604	0,001425	8,6	72,6	0,943	0,296	0,149	-0,943	-0,328	-0,053												Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 9 Einträgen /-8): 1.: Zeitraum ab 05:45 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)
2023-08-11 06:53:00	0,0082	637,5668	1	0,481732	0,01742	0,007136	7,3	74,4	0,955	0,267	0,128	-0,955	-0,291	-0,054												
2023-08-13 06:53:00	0,008505	631,9843	1	0,491224	0,017608	0,009884	7	74,9	0,958	0,258	0,121	-0,958	-0,28	-0,054												