

SolPEG Blendgutachten

Solarpark Stolpe

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in der Gemeinde Stolpe in Mecklenburg-Vorpommern**

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	Technische Parameter der PV-Anlage.....	10
3.4	Berechnung der Blendwirkung.....	11
3.5	Standorte für die Analyse	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	13
4	Ergebnisse	18
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1 und P2, A24	19
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P3, PCH58 nordöstlich	20
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P4, PCH58 östlich.....	22
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P5, PCH58 südöstlich	24
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P6, Gebäude südlich (Stolpe)	24
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	25
6	Schlussbemerkung	25
7	Anhang (Auszug)	26 - 40

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV-Anlage Stolpe

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter im Bereich Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV-Anlage „Stolpe“ für die Verkehrsteilnehmer auf der Bundesautobahn A24 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 Verkehrsteilnehmer auf der A24 und ggf. für Anwohner von umliegenden Gebäuden.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Lichtleitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV-Anlage. Darüber hinaus wurden Details des Standortes im Rahmen einer Ortsbegehung dokumentiert.

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

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

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des geplanten Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet nördlich der Ortschaft Stolpe in Mecklenburg-Vorpommern. Südlich der Fläche verläuft die Autobahn A24, östlich die PCH58. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen nördlich der Ortschaft Stolpe in Mecklenburg-Vorpommern. Die Flächen sind leicht hügelig.
Koordinaten (Mitte)	53.370°N, 11.751°O, 85 m ü. NN
Entfernung zur A24	ca. 350 m (nicht relevant)
Abstand zur PCH58	ca. 45 m – 50 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 180 - 700 m

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

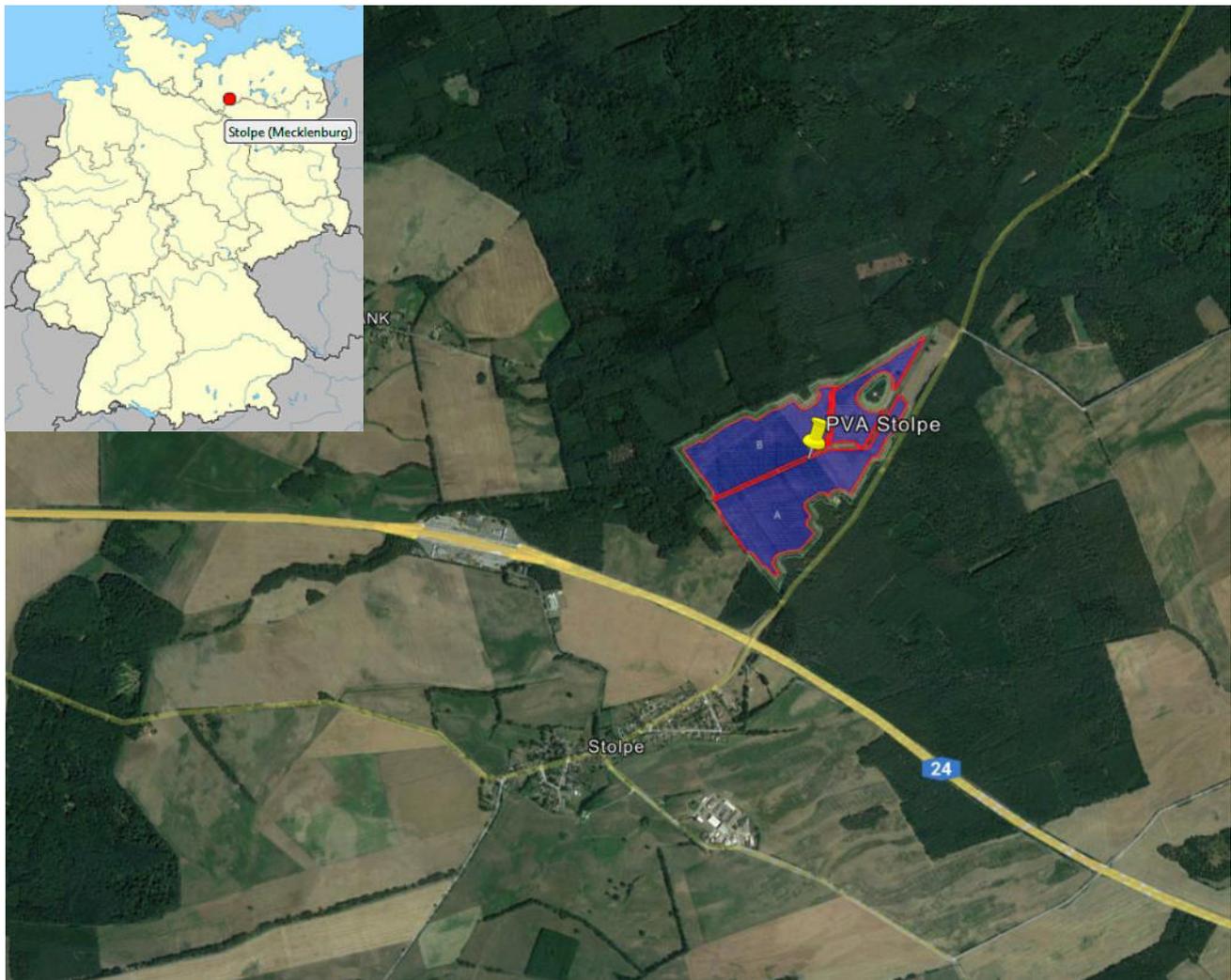


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

Detailansicht der PV-Flächen und Umgebung



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

Detailansicht der PV-Flächen



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

Fotos der PV-Fläche (27.03.2023). Blick von Südosten Richtung Nordwesten.



Bild 2.1.4: Foto der PV-Fläche (Quelle: SolPEG, Ortsbegehung 27.03.2023)

Blick von Süden Richtung Norden.



Bild 2.1.5: Foto der PV-Fläche (Quelle: SolPEG, Ortsbegehung 27.03.2023)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt einen Teil der PV-Anlage sowie umliegende Gebäude. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude nicht von Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden und aufgrund der großen Entfernung sind potentielle Reflexionen ohnehin unwahrscheinlich. Zu Kontrollzwecken werden die Standorte dennoch untersucht. Andere Gebäude in der Umgebung sind aufgrund der Lage, des Einfallswinkels und der Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV-Anlage betroffen und werden nicht weiter analysiert. Details sind im Abschnitt 4 aufgeführt.

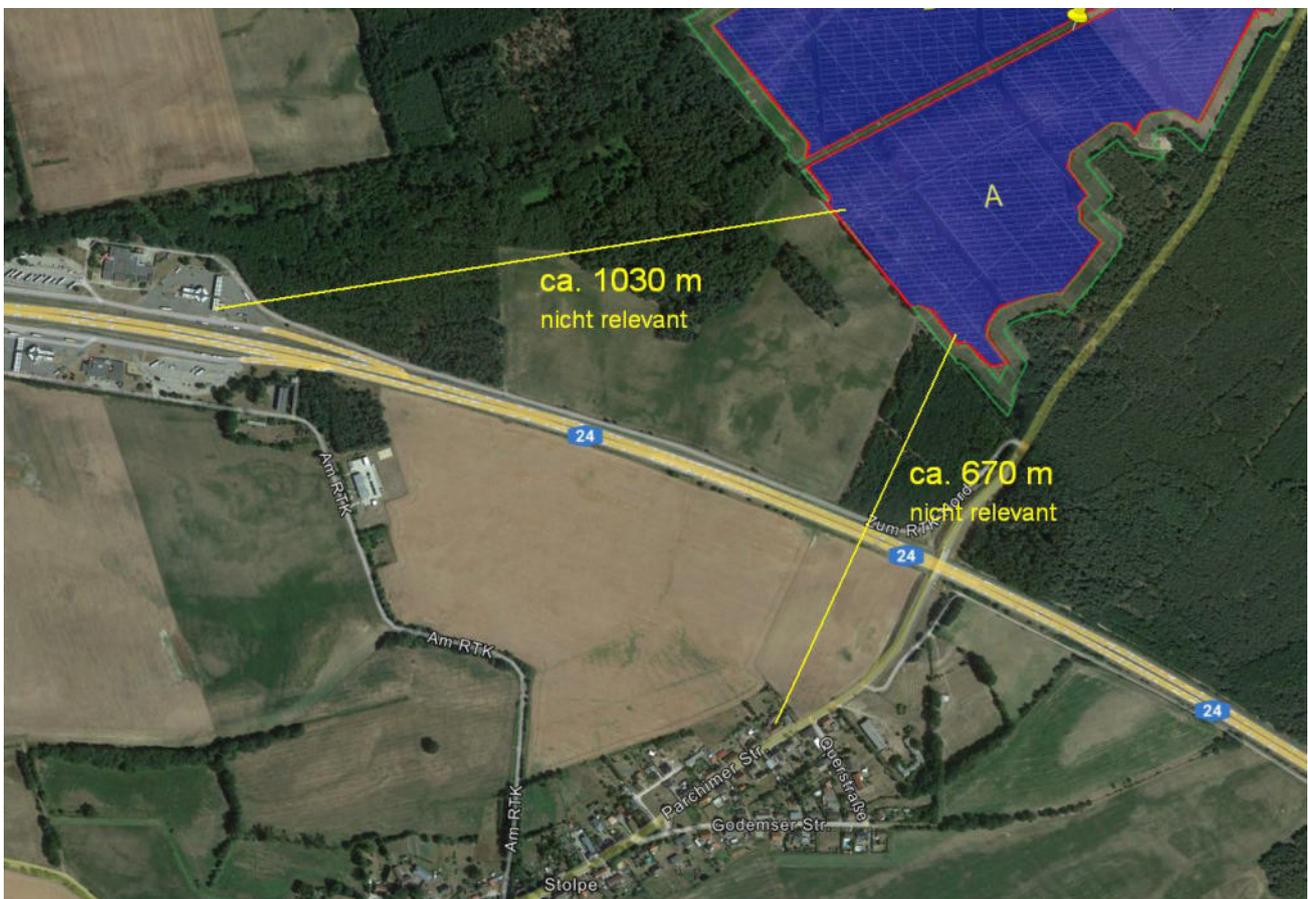


Bild 2.2.1: Gebäude südlich und südwestlich der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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 mög-
lichst das gesamte einfallende Licht für die Stromproduktion genutzt werden soll. Die Materialforschung
hat mit speziell strukturierten Glasoberflächen (Texturen) und Antireflexionsschichten den Anteil des
reflektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV-Moduls:

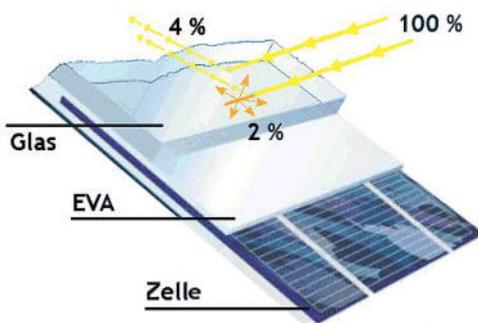


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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



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

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

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

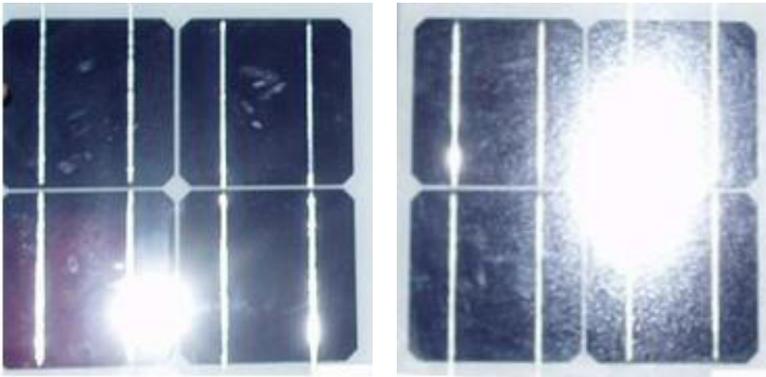


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

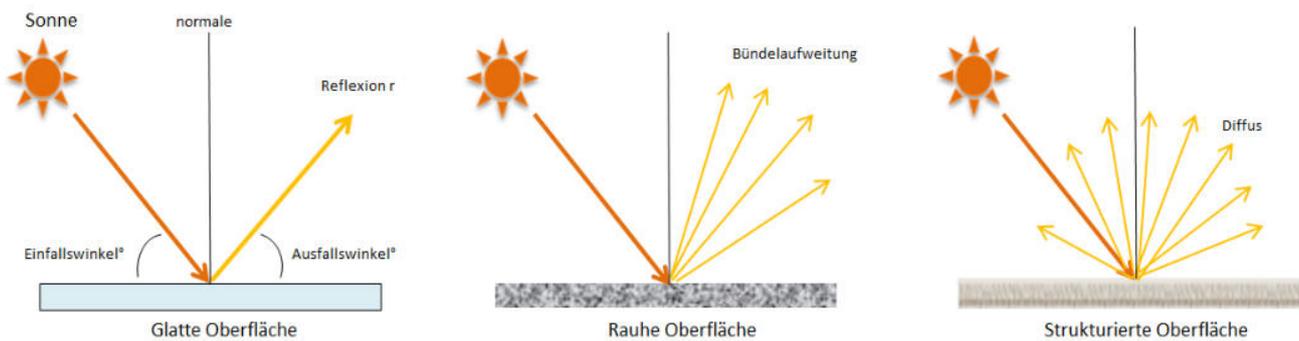


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Planungsunterlagen sollen PV-Module des Herstellers 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 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 Technische Parameter der PV-Anlage

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

Es handelt sich bei der geplanten PV-Anlage um eine Ost-West Installation mit 18° Modulneigung. Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

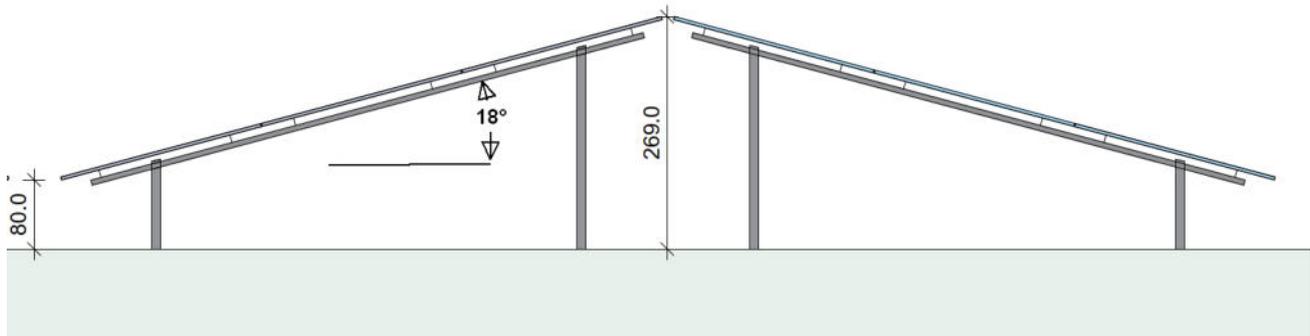


Bild 3.3.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung, Bsp.)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV-Modul	LONGi Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	270° / 90° (180°= Süden)
Modulneigung	18°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. ca. 0,80 m, max. 2,98 m (leichte Abweichungen möglich)
Mittlere Höhe der Modulfläche	2,0 m
Höhe Messpunkte über GOK	2,5 m (Sitzhöhe PKW/LKW ⁴)
Relevanter Sichtwinkel/Sektor	Fahrtrichtung ±30° , 100 m Sichtweite

Es existieren keine verbindlichen Vorgaben zum „relevanten Sichtwinkel“ aber in Fachkreisen wird überwiegend angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung⁵ darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen mit einer bestimmten Leuchtdichte eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Aufgrund dieser Aspekte kann der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von ±20° um die Fahrtrichtung und 100 m Sichtweite definiert werden.

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

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

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

3.4 Berechnung der Blendwirkung

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

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

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

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

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

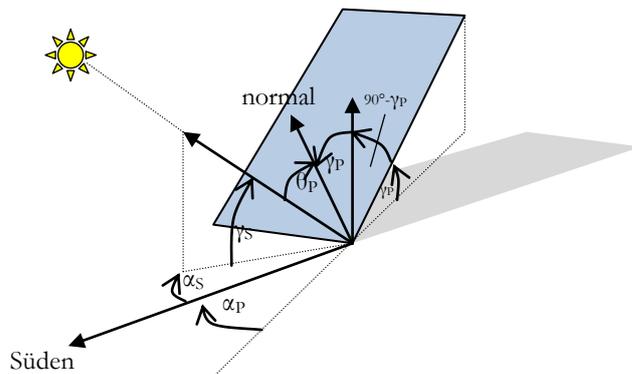


Bild 3.4.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

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

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

⁶ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

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

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

3.5 Standorte für die Analyse

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

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

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV-Anlage Stolpe wurden insgesamt 6 exemplarische Messpunkte festgelegt und die im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. 2 Messpunkte im Verlauf der A24, 3 Messpunkt auf der PCH58 sowie 1 Messpunkt im Bereich der Ortschaft Stolpe.

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



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

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Lichtleitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Simulationssoftware

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

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

Nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Ein Aspekt der Ergebnisdarstellung ist die Kategorisierung der Reflexionen aufgrund deren Intensität/Leuchtdichte. Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m² eintritt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaptation des Auges).

Das Forschungsinstitut Sandia National Laboratories (USA) hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung entspricht dem Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm²) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad). Die Skizze rechts zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

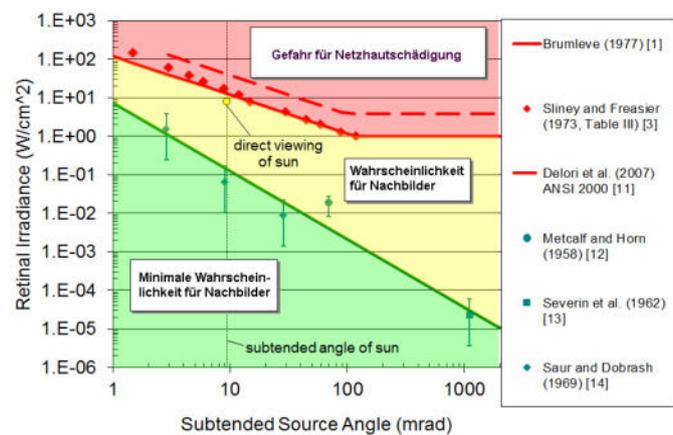


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen
(Quelle: Sandia National Laboratories)

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

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

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

Schutzwürdige Räume

In der LAI Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt¹¹ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Relation zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund ist die Empfehlung der LAI Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf den Schienen- und Straßenverkehr übertragbar. Gleichzeitig fehlt ohne fachliche Grundlage eine Rechtfertigung für die Vorgabe, dass jegliche Reflexionen in beliebiger Entfernung ausgeschlossen werden müssen. Daher müssen die reinen Simulationsergebnisse stets im Kontext betrachtet und im Einzelfall bewertet werden.

Einfallswinkel der Reflexion

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

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

In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen mit einer bestimmten Leuchtdichte eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden (temporäre Nachbilder). Aufgrund dieser Aspekte kann der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von $\pm 20^\circ$ um die Fahrtrichtung und 100 m Sichtweite definiert werden. Lt. Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes (FBA, Stand 29.04.2024) sollen auf Autobahnen Einfallswinkel von bis zu $\pm 30^\circ$ als relevant angesehen werden. Dieser Wert wurde nicht durch wissenschaftlich anerkannte Untersuchungen mit objektiven Probanden unterschiedlicher Altersgruppen ermittelt. Es handelt sich eher um einen Mehrheitsbeschluss oder Konsens u.a. auch mit Hinweis auf andere, ebenfalls nicht wissenschaftlich fundierte Quellen¹² oder auf sachfremde Untersuchungen aus denen Ergebnisse abgeleitet wurden.

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

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

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

Höhe der Messpunkte

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

Entfernung zur Immissionsquelle

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

In der Simulation werden grundsätzlich alle Reflexionen berechnet, die nach dem Reflexionsgesetz physikalisch an einem Messpunkt auftreten können – unabhängig von der Richtung und der tatsächlichen Wahrnehmbarkeit. Daher sind die berechneten Werte als konservativ oder extrem einzustufen und werden gegebenenfalls relativiert. In weiteren Ausführungen werden Konstellationen beschrieben, unter denen Reflexionen überhaupt auftreten können. Reflexionen werden geringer gewichtet, wenn die Immissionsquelle mehr als 100 m entfernt ist. Der Wert orientiert sich an den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie, er ist jedoch umstritten, da bislang ebenfalls keine wissenschaftlichen Untersuchungen vorliegen. Es erfolgt daher eine Einzelfallbewertung.

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

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

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

Limitierungen

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Stolpe wird für 6 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind unten aufgeführt. Aufgrund des Fahrbahn- bzw. Streckenverlaufes ist es nicht zielführend mehrere/ weitere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Ausrichtung (Azimut) der Fahrbahn und die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Wie zuvor ausgeführt erfolgt die Simulation der Messpunkte im Bereich der Straße in einer Augpunkthöhe von 2,5 m über GOK obwohl bei der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) die Sitzhöhe nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt.

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

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

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der LAI Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen die im „nächtlichen Zeitfenster“ von 22:00 – 06:00 Uhr auftreten würden, sind zu relativieren bzw. zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

In einer weiteren Betrachtung werden die örtlichen Gegebenheiten und die Einfallswinkel der Reflexionen analysiert, da dieser entscheidend für die Wahrnehmung von Reflexionen ist. Prinzipiell könnte immer eine Blendwirkung auftreten wenn direkt in die Sonne geblickt wird und daher wird dies vermieden. Aber selbst wenn es z. B. aus Unachtsamkeit zu derartigen Konstellationen kommt, verhindern natürliche Reflexe wie Augen schließen, Änderung der Blickrichtung usw. eine Beeinträchtigung durch starke Lichtquellen. Dies gilt gleichermaßen auch für Reflexionen auf PV-Modulen bzw. eher weniger, da es sich um eher diffuse Reflexionen handelt und nicht um direktes Sonnenlicht. In folgenden Abschnitt werden die rechnerisch ermittelten Ergebnisse an den jeweiligen Immissionsorten kommentiert.

Die folgende Tabelle zeigt Details zu den einzelnen Messpunkten.

Tabelle 1: Details zu den einzelnen Messpunkten (Immissionsorten):

Messpunkt Bezeichnung	Breitengrad [°N]	Längengrad [°O]	Geländehöhe ¹⁶ ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 A24 südwestlich	53.366947	11.732690	75,82	78,32	-
P2 A24 südlich	53.364488	11.744577	79,42	81,92	-
P3 PCH58 nordöstlich	53.374827	11.762022	92,26	94,76	nicht relevant ^{WE}
P4 PCH58 östlich	53.370839	11.758246	92,57	95,07	nicht relevant ^{WS}
P5 PCH58 südöstlich	53.366473	11.753117	86,15	88,65	-
P6 Gebäude südlich	53.361164	11.744946	74,08	76,08	-

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

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

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1 und P2, A24

Am Messpunkt P1 und P2 auf der A24 sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Aufgrund der Neigung und Ausrichtung der PV-Anlage (Ost-West Installation) können potenzielle Reflexionen die A24 zu keinem Zeitpunkt erreichen. Das gilt gleichermaßen für beide Fahrtrichtungen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

Darüber hinaus zeigt die Analyse des Geländeverlaufes, dass zwischen der A24 und der PV-Anlage kein direkter Sichtkontakt vorhanden ist. Die ohnehin geringen Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.

Die folgende Skizze zeigt den Geländeverlauf und den Höhenunterschied zwischen Messpunkt P1 auf der A24 im Bereich des Rastplatzes Stolpe und der PV-Anlage.

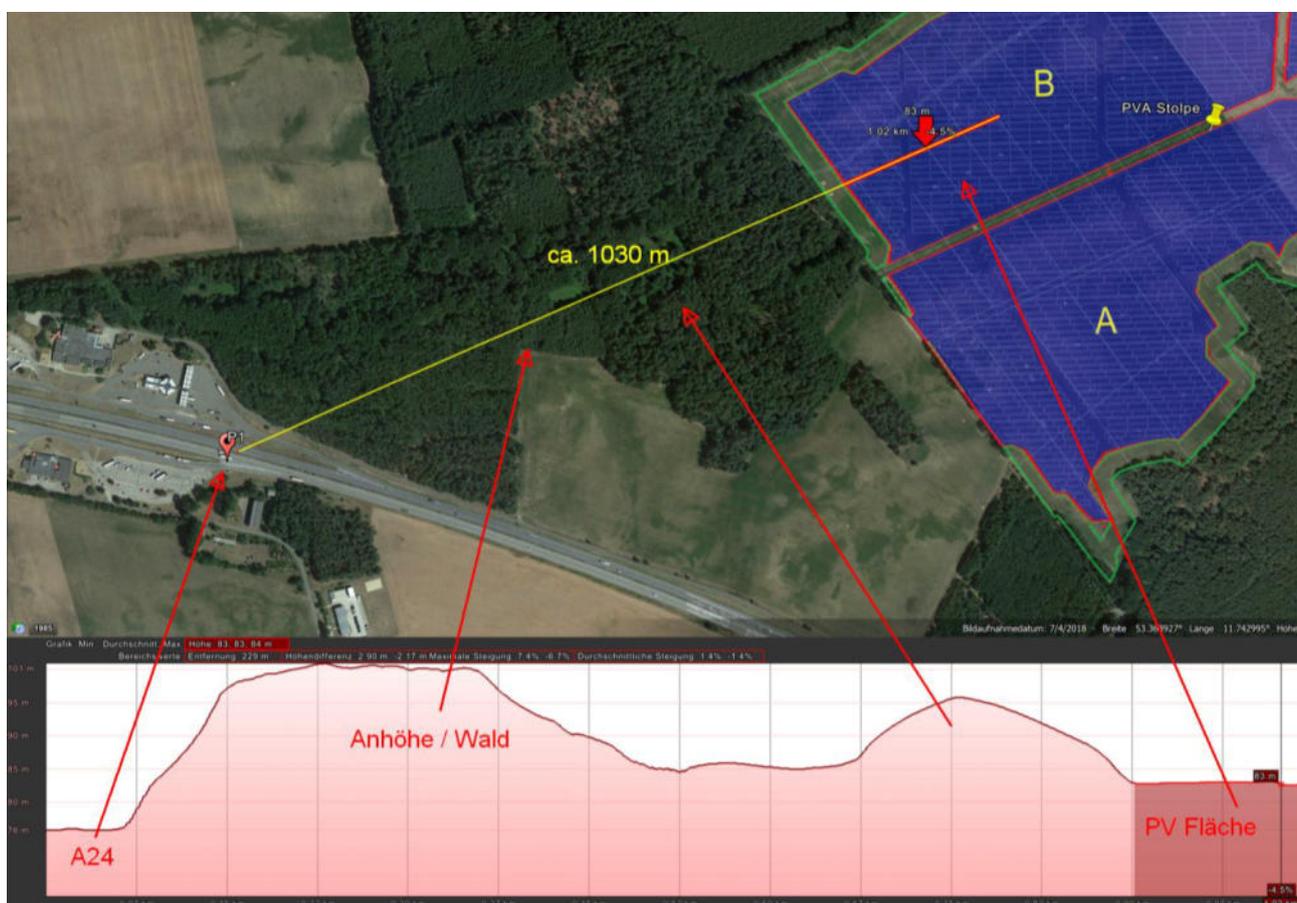


Bild 4.1.1: Geländeverlauf zwischen Messpunkt P1 auf der A24 und der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P3, PCH58 nordöstlich

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

Lt. Simulation können im Bereich von Messpunkt P3 auf der PCH58 nordöstlich der PV-Anlage rein rechnerisch zwischen dem 14. März - 28. September, zwischen 14:24 - 16:19 Uhr, für max. 15 Minuten aus westlicher Richtung durch das PV-Feld C auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Süden mit ca. $+48^\circ$ bis $+54^\circ$ rechts (westlich) der Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors (siehe oben). Aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant. Bei der Fahrt Richtung Nordwesten sind die Einfallswinkel nochmals größer und dementsprechend sind potenzielle Reflexionen nochmals weniger relevant – sofern diese überhaupt wahrnehmbar sind.

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.

Zur Veranschaulichung zeigt die folgende Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P3 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

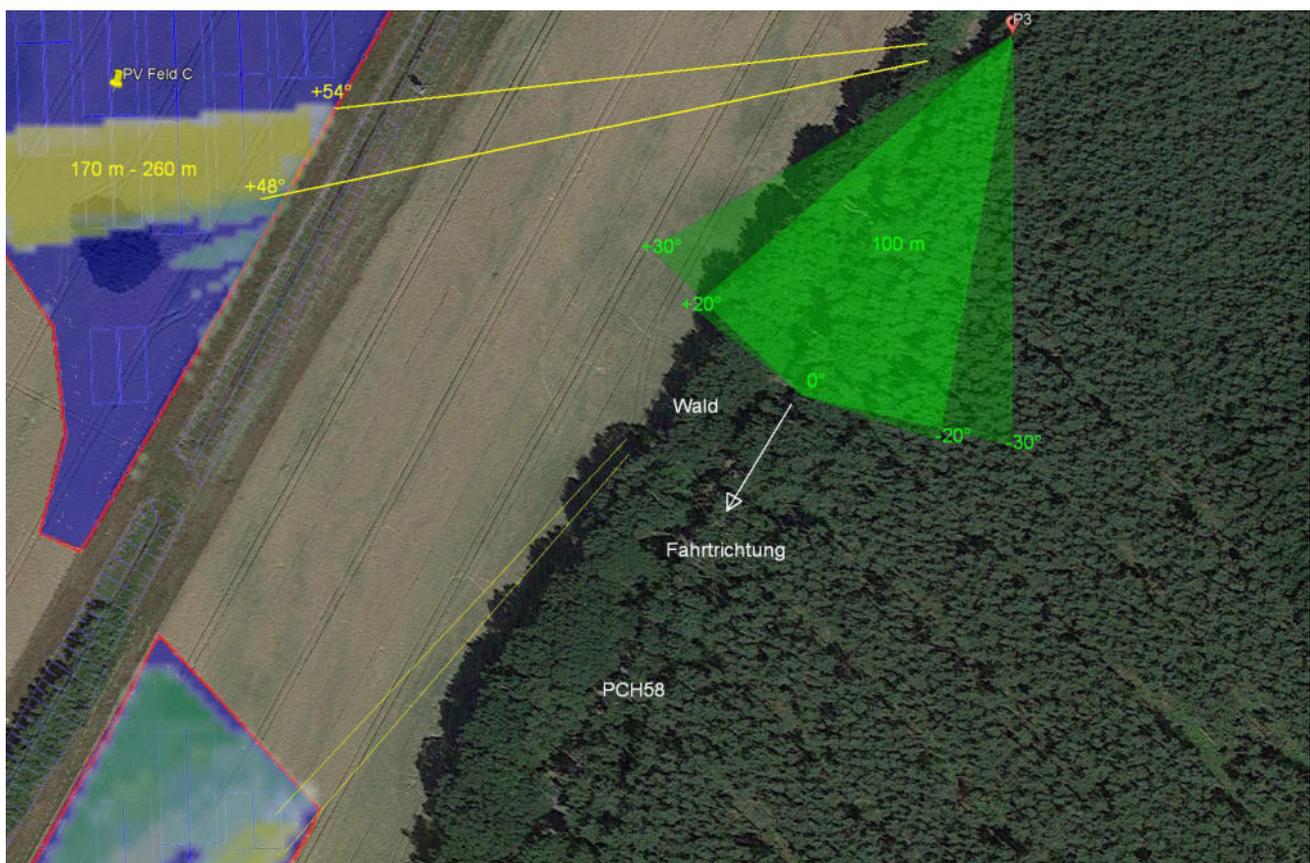


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P3, Fahrt Richtung Süden (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor. Im Gelb markierten Bereich können rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Darüber hinaus ist entlang der Straße ein ausgeprägter Bewuchs aus Büschen und Bäumen vorhanden, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht.

Das folgende Foto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P3 aus Sicht des Fahrzeugführers aus einer erhöhten Position¹⁷ (Augpunkt ca. 2,5 m – 3 m) bei der Fahrt Richtung Süden. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das PV-Feld C liegt rechts im Bild und ist aufgrund von Bewuchs durch Büsche und Bäume überwiegend nicht einsehbar.



Bild 4.3.2: Foto am Messpunkt P3, Blick Richtung Süden (Quelle: Google StreetView, Mai 2022, Ausschnitt)

Der teilweise alte Baumbestand ist zwar rechtlich gesehen kein dauerhafter Sichtschutz aber dennoch können solche örtlichen Gegebenheiten nicht ignoriert werden. Allgemein wird angenommen, dass ein Sichtschutz durch unbelaubte Baumstämme, Äste und Zweige in der Zeit zwischen Oktober bis Mai bereits mit ca. 20-30% anzusetzen ist. Ein Sichtschutz bzw. eine Reduzierung der Lichtdurchlässigkeit durch ausgeprägtes Blattwerk in der Zeit zwischen Anfang Juni bis Ende August wird mit mindestens 50-70% angenommen. Wald wird als nahezu lichtundurchlässig angesehen (horizontaler Blick).

Aber selbst wenn der Bereich komplett gerodet werden sollte, liegen die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels und sind daher nicht relevant. Dies gilt auch für den weiteren Verlauf der PCH58.

¹⁷ Angaben lt. Beschreibung der Google StreetView Fotoerfassung

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P4, PCH58 östlich

Messpunkt P4 befindet sich ca. 500 m weiter südlich von Messpunkt P3 auf der PCH58. Da die Ausrichtung (Azimut) der Fahrbahn nahezu unverändert ist, zeigt die Simulation annähernd gleiche Ergebnisse. Auch am Messpunkt P4 liegen die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors und daher sind Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

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.

Zur Veranschaulichung zeigt die folgende Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P4 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

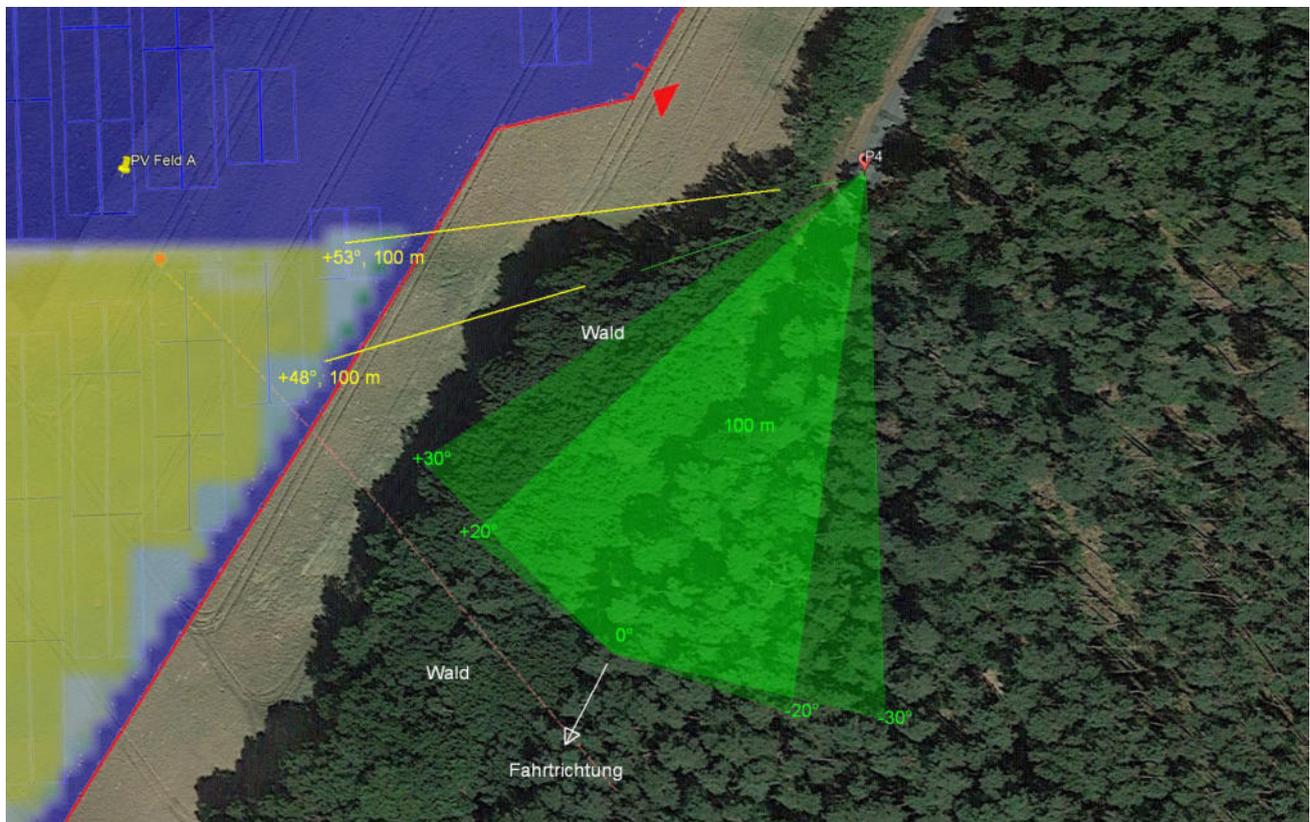


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P4, Fahrt Richtung Süden (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor. Im Gelb markierten Bereich können rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Aufgrund der Einfallswinkel und aufgrund der großen Entfernung sind potenzielle Reflexionen nicht relevant.

Auch in diesem Abschnitt ist entlang der Straße ein ausgeprägter Bewuchs aus Büschen und Bäumen vorhanden, sodass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind daher in der Realität nicht oder nur bedingt anwendbar. Das folgende Foto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P4 aus Sicht des Fahrzeugführers bei der Fahrt Richtung Süden. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das PV-Feld C liegt rechts im Bild und ist aufgrund von Bewuchs durch Büsche und Bäume selbst ohne Blätter überwiegend nicht einsehbar.



Bild 4.3.2: Foto am Messpunkt P4, Blick Richtung Süden (Quelle: SolPEG, 27.03.2023)

Auch zu einer anderen Jahreszeit ist die Situation ähnlich.

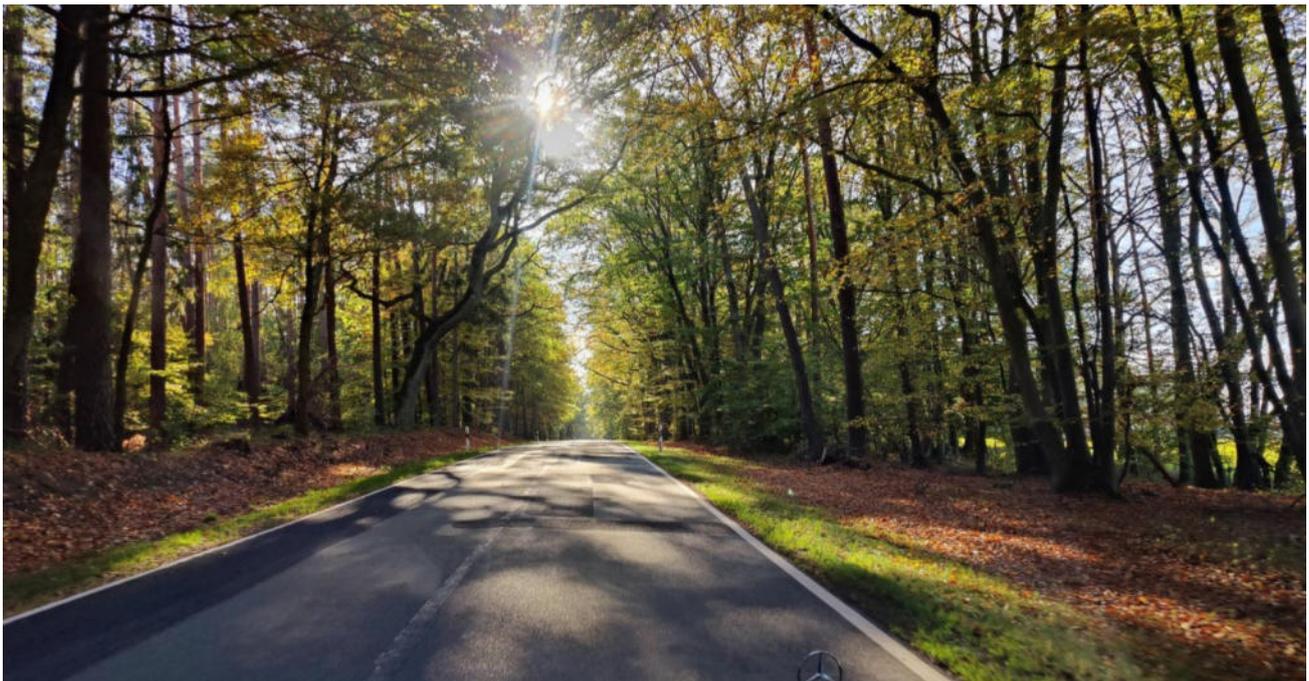


Bild 4.3.3: Foto am Messpunkt P4, Blick Richtung Süden (Quelle: SolPEG, 26.10.2022)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P5, PCH58 südöstlich

Am Messpunkt P5 auf der PCH58 sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Aufgrund der Neigung und Ausrichtung der PV-Anlage (Ost-West Installation) können potenzielle Reflexionen die Straße nicht erreichen.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage kann ausgeschlossen werden. Das gilt gleichermaßen für beide Fahrtrichtungen.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P6, Gebäude südlich (Stolpe)

Messpunkt P6 im Bereich der Gebäude der südlich gelegenen Ortschaft Stolpe wurde zu Kontrollzwecken analysiert, da aufgrund des Strahlenganges gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV-Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann daher ausgeschlossen werden kann.

Dies gilt auch aufgrund der sehr großen Entfernung von über 700 m zur Immissionsquelle.

Zur Veranschaulichung zeigt die folgende Skizze den Geländeverlauf zwischen Messpunkt P6 und der PV-Anlage.

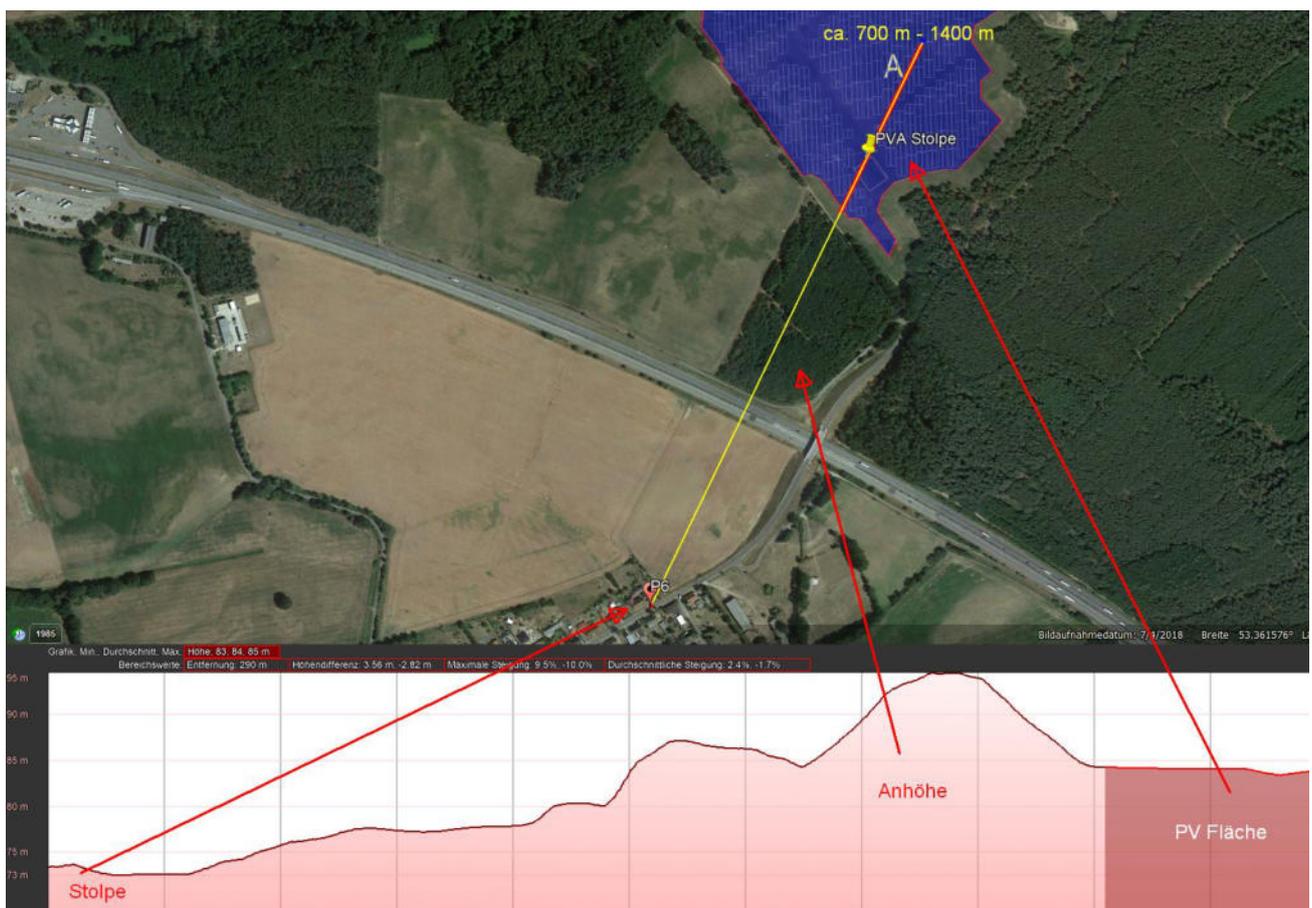


Bild 4.5.1: Geländeverlauf Messpunkt P6 und der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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 „Stolpe“ 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 6 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV-Anlage durchgeführt. Dabei wurden die kürzlich überarbeiteten Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes in Bezug auf relevante Einfallswinkel, Straßenbegleitgrün usw. berücksichtigt¹⁸.

Im Verlauf der A24 sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Aufgrund der Neigung und Ausrichtung der PV-Anlage (Ost-West Installation) können potenzielle Reflexionen die A24 zu keinem Zeitpunkt erreichen. Das gilt gleichermaßen für beide Fahrtrichtungen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung ist ausgeschlossen. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

Im Verlauf der PCH58 können in geringem Umfang Reflexionen durch einzelne PV-Felder auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors, sodass eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden kann. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz sind für den Gegenverkehr keine Reflexionen im Seiten- und Rückspiegel nachweisbar.

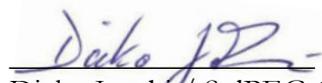
Im Bereich der Gebäude der südlich gelegenen Ortschaft Stolpe sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar und daher kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 03.02.2025


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹⁸ 09.04.2024: https://www.fba.bund.de/DE/Themen/Anbaurecht_Paragraph9_FStrG/Dokumente/20240409_Photovoltaikanlagen.pdf

Hi-MO 5

(G2)

LR5-72HIBD 530~550M

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
 - M10 Gallium-doped Wafer
 - Integrated Segmented Ribbons
 - 9-busbar Half-Cut Cell
- Globally validated bifacial energy yield
- High module quality ensures long-term reliability

12 12-year Warranty for Materials and Processing

30 30-year Warranty for Extra Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: ISO Quality Management System

ISO14001: 2015: ISO Environment Management System

ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGI



21.3%
MAX MODULE
EFFICIENCY

0~3%
POWER
TOLERANCE

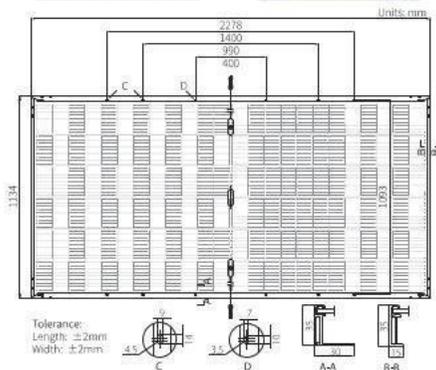
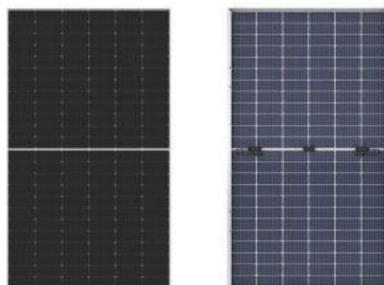
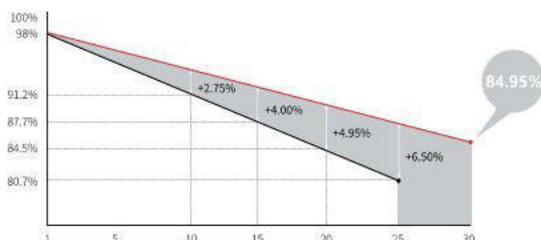
<2%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.45%
YEAR 2-30
POWER DEGRADATION

HALF-CELL
Lower operating temperature

Additional Value

30-Year Power Warranty



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm length can be customized
Connector	LONGi LR5 or MC4 EVO2
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	32.6kg
Dimension	2278×1134×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC

Electrical Characteristics

STC: AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT: AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s

Test uncertainty for P_{max} ±3%

Module Type	LR5-72HIBD-530M		LR5-72HIBD-535M		LR5-72HIBD-540M		LR5-72HIBD-545M		LR5-72HIBD-550M	
	STC	NOCT								
Testing Condition										
Maximum Power (P _{max} /W)	530	396.2	535	399.9	540	403.6	545	407.4	550	411.1
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	49.20	46.26	49.35	46.40	49.50	46.54	49.65	46.68	49.80	46.82
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	13.71	11.07	13.78	11.12	13.85	11.17	13.92	11.23	13.99	11.29
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	41.35	38.58	41.50	38.72	41.65	38.86	41.80	39.00	41.95	39.14
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	12.82	10.27	12.90	10.33	12.97	10.39	13.04	10.45	13.12	10.51
Module Efficiency (%)	20.5		20.7		20.9		21.1		21.3	

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 540W front)

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%

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
V _{oc} and I _{sc} Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Bifaciality	70±5%
Fire Rating	UL type 29 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test:	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

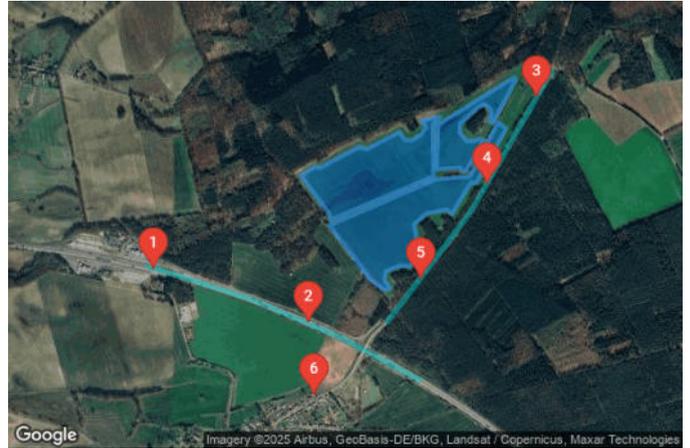
Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.340%/°C

Stolpe

Stolpe_ow

Created Feb 07, 2025
Updated Feb 07, 2025
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Minimum sun altitude 0.0 deg
Site ID 140886.12488

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 A	18.0	90.0	11,106	7,093	-
PV Feld B	18.0	90.0	4,530	830	-
PV Feld C	18.0	90.0	2,930	3,140	-

PV Array(s)

Total PV footprint area: 413,659 m²

Name: PV Feld A
Footprint area: 182,501 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 90.0 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	53.368957	11.746122	81.86	2.00	83.86
2	53.371069	11.754255	85.77	2.00	87.77
3	53.371197	11.756851	86.45	2.00	88.45
4	53.373681	11.758997	88.03	2.00	90.03
5	53.373386	11.759619	89.09	2.00	91.09
6	53.370916	11.757366	87.52	2.00	89.52
7	53.370916	11.756937	86.48	2.00	88.48
8	53.369482	11.755478	89.48	2.00	91.48
9	53.369674	11.755070	88.80	2.00	90.80
10	53.369495	11.753525	87.76	2.00	89.76
11	53.369008	11.752602	86.56	2.00	88.56
12	53.367587	11.752989	82.92	2.00	84.92
13	53.367062	11.752238	82.59	2.00	84.59
14	53.367113	11.751572	83.27	2.00	85.27
15	53.366831	11.750414	84.01	2.00	86.01
16	53.366422	11.750328	84.39	2.00	86.39
17	53.366063	11.750757	84.51	2.00	86.51
18	53.365986	11.750328	84.44	2.00	86.44
19	53.366473	11.749212	84.24	2.00	86.24

Name: PV Feld B
Footprint area: 169,055 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 90.0 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	53.369200	11.746208	81.77	2.00	83.77
2	53.369456	11.746144	81.43	2.00	83.43
3	53.371236	11.743955	84.21	2.00	86.21
4	53.371645	11.745049	85.61	2.00	87.61
5	53.371594	11.745436	85.84	2.00	87.84
6	53.371684	11.745672	86.68	2.00	88.68
7	53.372554	11.748397	87.88	2.00	89.88
8	53.372465	11.748998	86.84	2.00	88.84
9	53.373233	11.751487	88.38	2.00	90.38
10	53.372874	11.751894	86.29	2.00	88.29
11	53.372862	11.752431	86.33	2.00	88.33
12	53.373105	11.753074	87.10	2.00	89.10
13	53.373450	11.753482	87.67	2.00	89.67
14	53.373783	11.753160	88.26	2.00	90.26
15	53.373924	11.754555	86.94	2.00	88.94
16	53.373578	11.754040	88.07	2.00	90.07
17	53.371197	11.754083	85.77	2.00	87.77

Name: PV Feld C
Footprint area: 62,103 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 90.0 deg

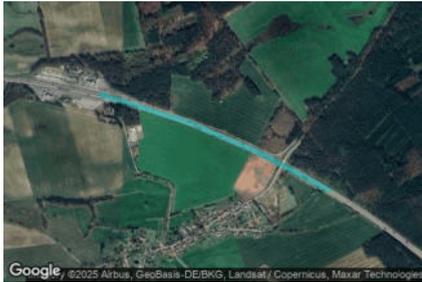
Rated power: -
Panel material: Smooth glass without AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 6.55 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.371530	11.754319	85.83	2.00	87.83
2	53.371607	11.756100	85.78	2.00	87.78
3	53.371440	11.756229	85.27	2.00	87.27
4	53.371453	11.756572	86.15	2.00	88.15
5	53.372836	11.757881	87.39	2.00	89.39
6	53.372926	11.757623	88.22	2.00	90.22
7	53.372836	11.757151	88.42	2.00	90.42
8	53.372823	11.756636	89.44	2.00	91.44
9	53.373182	11.756100	87.77	2.00	89.77
10	53.373617	11.756100	86.56	2.00	88.56
11	53.374385	11.757495	87.35	2.00	89.35
12	53.374500	11.757924	87.08	2.00	89.08
13	53.374377	11.758305	87.69	2.00	89.69
14	53.374126	11.758514	87.54	2.00	89.54
15	53.373751	11.758375	88.27	2.00	90.27
16	53.373668	11.758611	88.04	2.00	90.04
17	53.375614	11.760349	86.37	2.00	88.37
18	53.375742	11.760220	86.57	2.00	88.57
19	53.373566	11.754383	87.60	2.00	89.60

Route Receptor(s)

Name: Route 1
Route type: Two-way
View angle: 30.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.367072	11.732289	75.09	2.50	77.59
2	53.365536	11.740271	77.59	2.50	80.09
3	53.363794	11.747009	80.51	2.50	83.01
4	53.361848	11.753017	80.42	2.50	82.92

Name: Route 2
Route type: Two-way
View angle: 30.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.376008	11.763102	89.82	2.50	92.32
2	53.369582	11.756923	100.26	2.50	102.76
3	53.364537	11.750571	82.82	2.50	85.32

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	53.366947	11.732690	75.82	2.50	78.32
OP 2	53.364488	11.744577	79.42	2.50	81.92
OP 3	53.374827	11.762022	92.26	2.50	94.76
OP 4	53.370839	11.758246	92.57	2.50	95.07
OP 5	53.366473	11.753117	86.15	2.50	88.65
OP 6	53.361164	11.744946	74.08	2.00	76.08

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 A	18.0	90.0	11,106	7,093	-	
PV Feld B	18.0	90.0	4,530	830	-	
PV Feld C	18.0	90.0	2,930	3,140	-	

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-a (green)	0	127	311	390	774	943	913	489	335	216	0	0
pv-feld-a (yellow)	0	136	454	1087	194	1	2	957	646	267	0	0
pv-feld-b (green)	0	0	311	364	533	695	640	346	433	39	0	0
pv-feld-b (yellow)	0	0	124	279	0	0	0	95	317	0	0	0
pv-feld-c (green)	0	24	136	259	462	415	447	415	65	120	0	0
pv-feld-c (yellow)	0	0	395	436	309	399	357	320	540	66	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Feld A potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	1377	1009
OP: OP 4	4665	2767
OP: OP 5	2660	0
OP: OP 6	0	0
Route: Route 1	0	0
Route: Route 2	2404	3317

PV Feld A: OP 1

No glare found

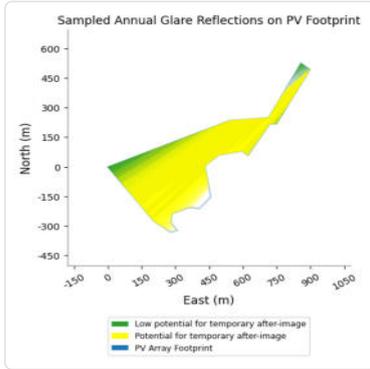
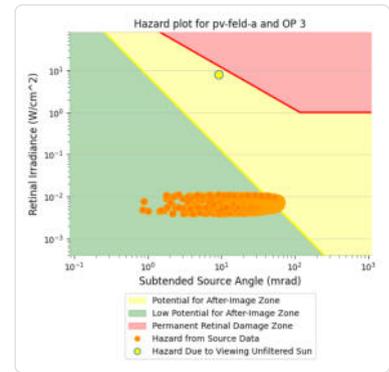
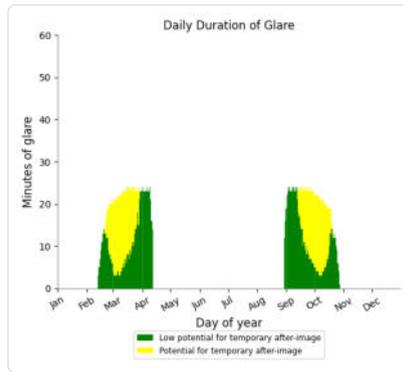
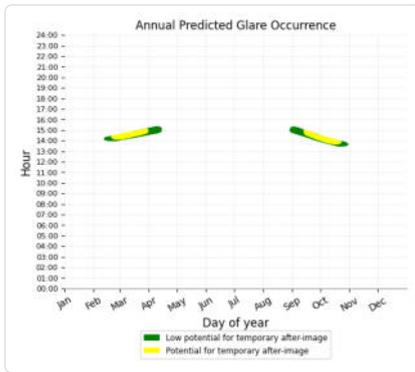
PV Feld A: OP 2

No glare found

PV Feld A: OP 3

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

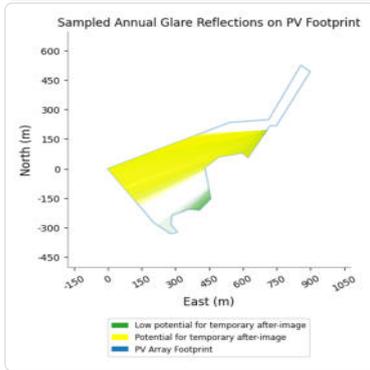
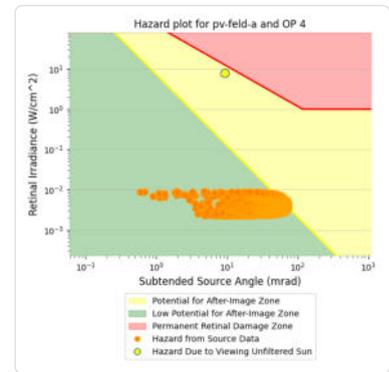
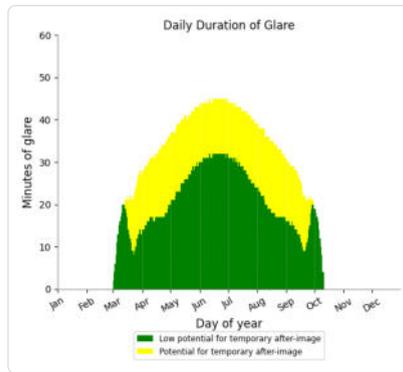
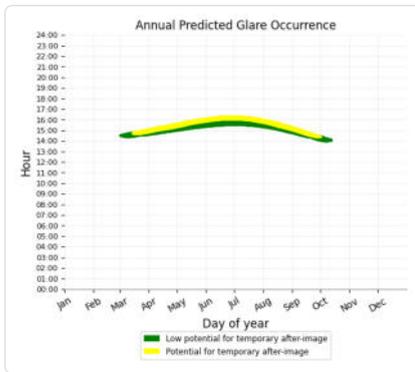
- 1,377 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,009 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld A: OP 4

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

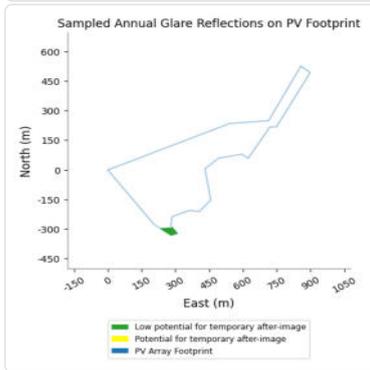
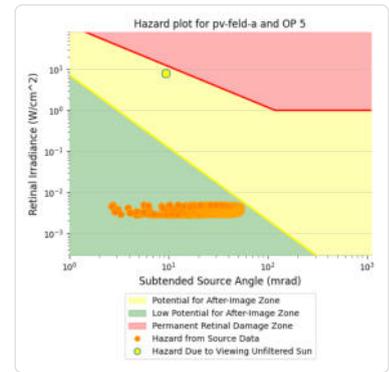
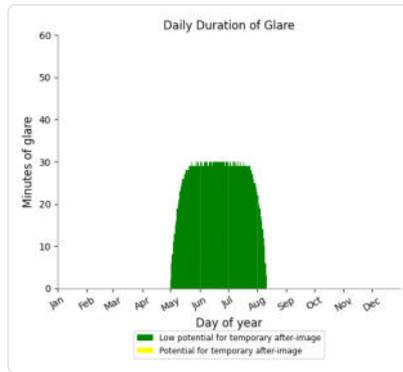
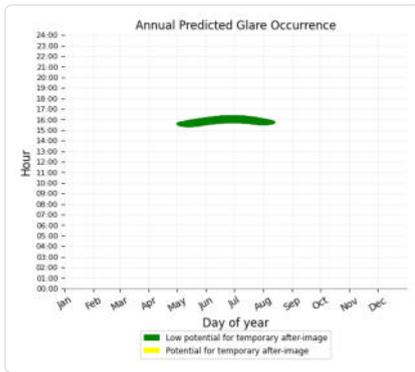
- 4,665 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,767 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld A: OP 5

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

- 2,660 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 A: OP 6

No glare found

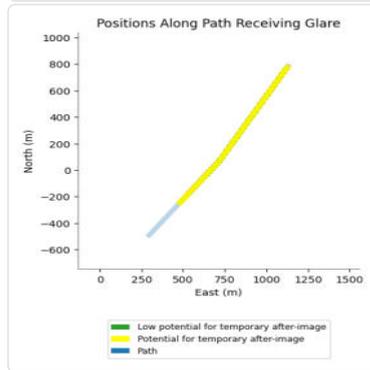
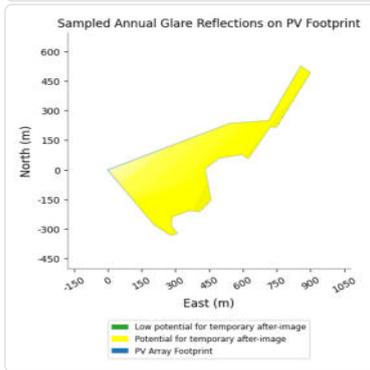
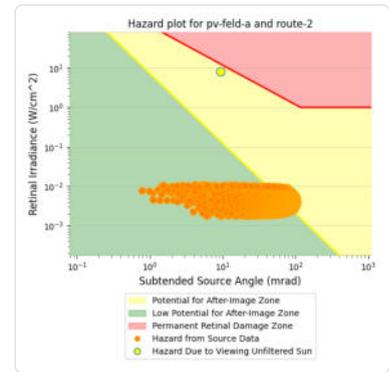
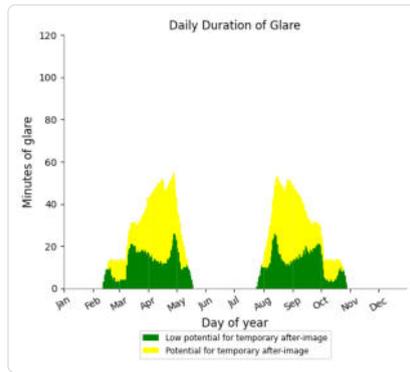
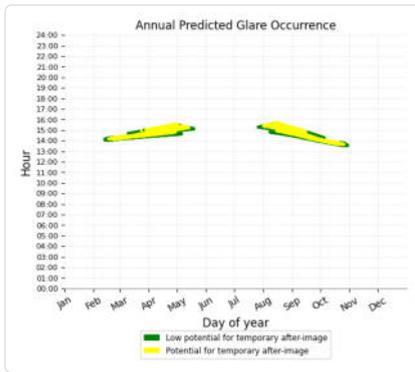
PV Feld A: Route 1

No glare found

PV Feld A: Route 2

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

- 2,404 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,317 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld B potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	1871	28
OP: OP 4	1651	0
OP: OP 5	0	0
OP: OP 6	0	0
Route: Route 1	0	0
Route: Route 2	1008	802

PV Feld B: OP 1

No glare found

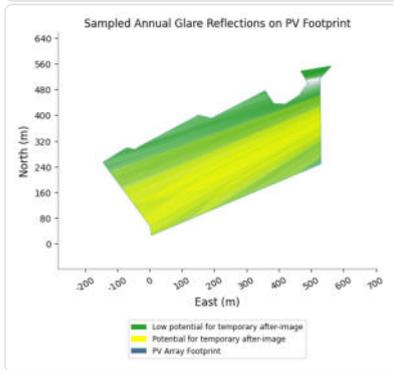
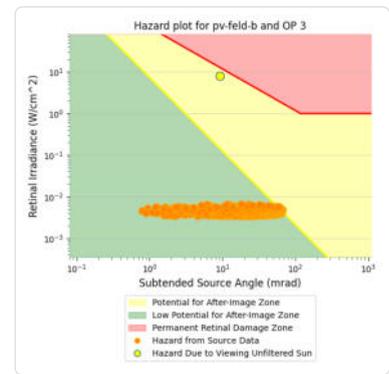
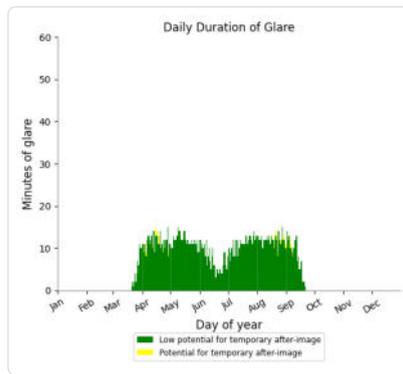
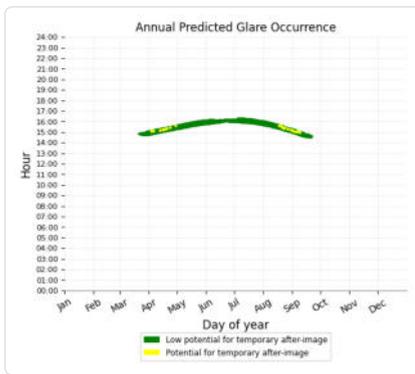
PV Feld B: OP 2

No glare found

PV Feld B: OP 3

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

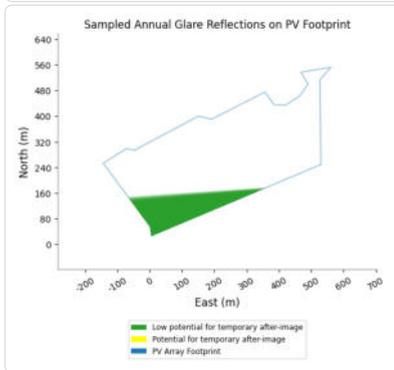
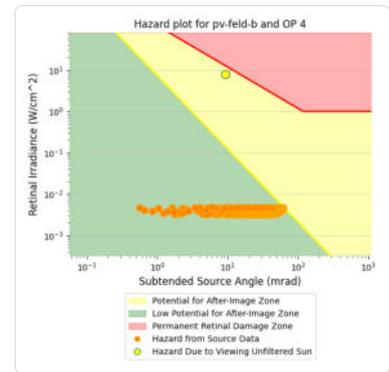
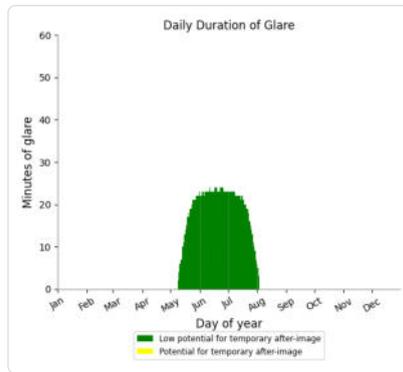
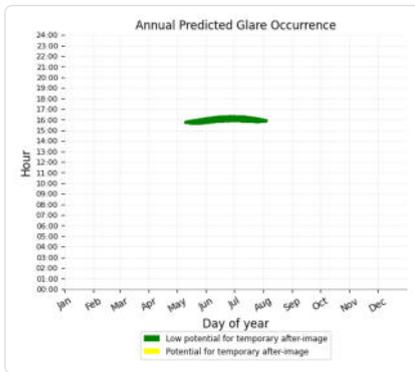
- 1,871 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 28 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld B: OP 4

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

- 1,651 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 B: OP 5

No glare found

PV Feld B: OP 6

No glare found

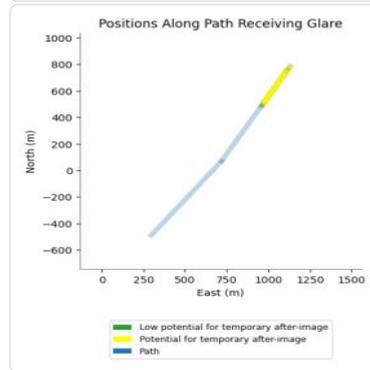
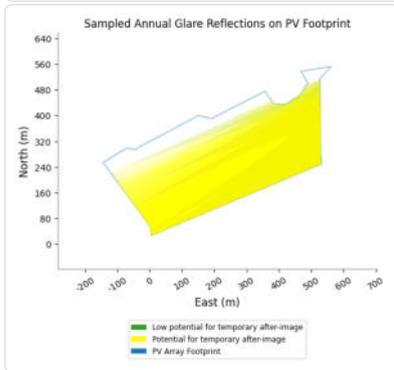
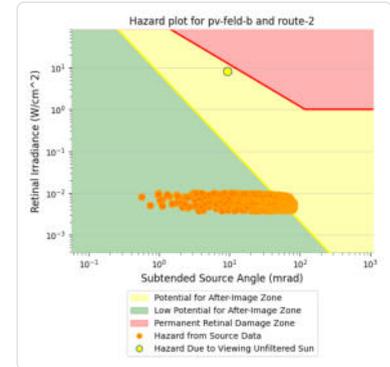
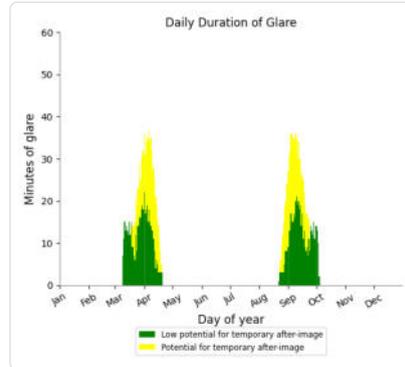
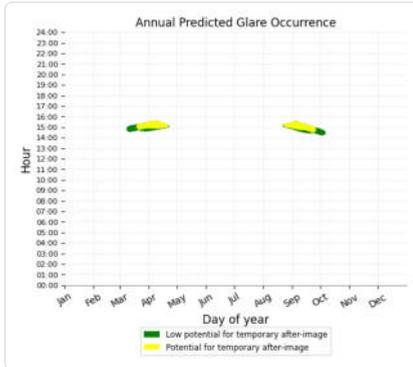
PV Feld B: Route 1

No glare found

PV Feld B: Route 2

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

- 1,008 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 802 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld C potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	2550	2191
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0
OP: OP 6	0	0
Route: Route 1	0	0
Route: Route 2	380	949

PV Feld C: OP 1

No glare found

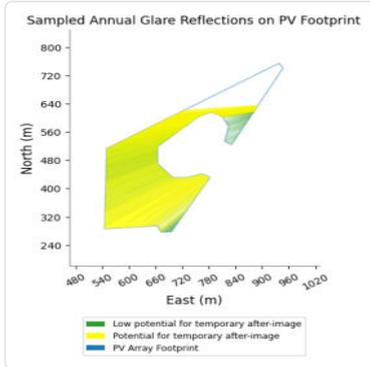
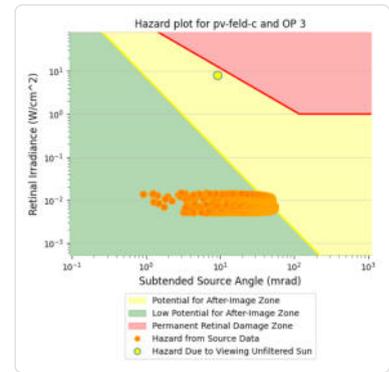
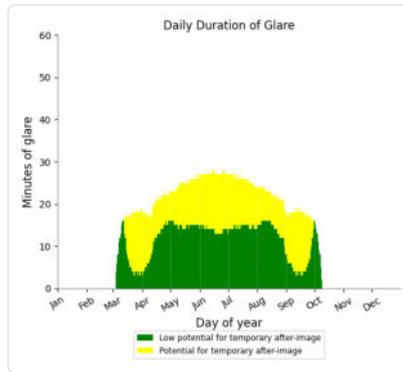
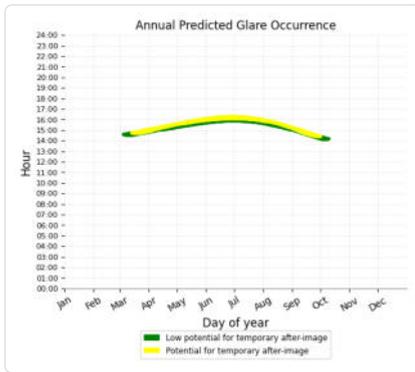
PV Feld C: OP 2

No glare found

PV Feld C: OP 3

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

- 2,550 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,191 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld C: OP 4

No glare found

PV Feld C: OP 5

No glare found

PV Feld C: OP 6

No glare found

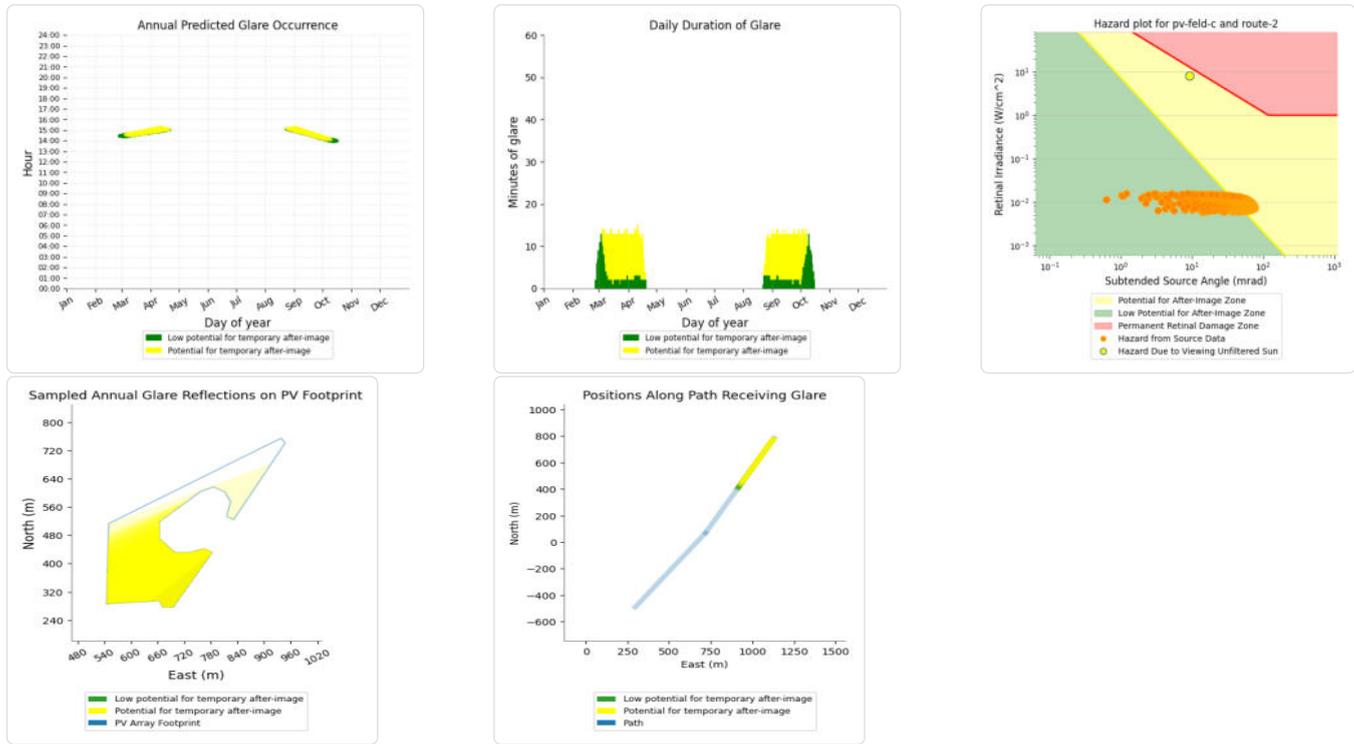
PV Feld C: Route 1

No glare found

PV Feld C: Route 2

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

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



Summary of Vertical Surface Glare Analysis

Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- 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	DN (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity y	Retinal Irradiance	Subtended Glare	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	u	v	Tag	Anzahl	Minuten	Anfang	Ende
2025-02-25 14:28:00	0,004469	922,2117	1	0,18687	0,015436	0,003192	21,8	212,3	-0,496	-0,785	0,372	0,62	0,785	0,009	0,009	4. Mrz.	3	14:34	14:36		
2025-02-25 14:29:00	0,004633	920,9431	1	0,189539	0,015635	0,00518	21,7	212,6	-0,5	-0,783	0,37	0,622	0,783	0,006	0,006	5. Mrz.	4	14:34	14:37		
2025-02-26 14:26:00	0,004122	925,5129	1	0,17611	0,014599	0,001014	22,3	211,9	-0,49	-0,785	0,38	0,619	0,785	0,019	0,019	6. Mrz.	6	14:33	14:39		
2025-02-26 14:27:00	0,00433	924,2784	1	0,178619	0,014787	0,004156	22,2	212,2	-0,493	-0,783	0,378	0,622	0,783	0,016	0,016	7. Mrz.	8	14:32	14:41		
2025-02-26 14:28:00	0,004526	923,0342	1	0,18117	0,014978	0,006839	22,2	212,5	-0,497	-0,782	0,377	0,624	0,782	0,013	0,013	8. Mrz.	9	14:32	14:42		
2025-02-26 14:29:00	0,004719	921,7803	1	0,183763	0,015172	0,009261	22,1	212,7	-0,501	-0,78	0,376	0,626	0,78	0,01	0,01	9. Mrz.	10	14:32	14:43		
2025-02-26 14:30:00	0,004859	920,5166	1	0,186398	0,015368	0,010621	22	213	-0,504	-0,778	0,375	0,628	0,778	0,007	0,007	10. Mrz.	10	14:32	14:44		
2025-02-26 14:31:00	0,005	919,2432	1	0,189077	0,015568	0,011907	21,9	213,2	-0,508	-0,776	0,373	0,63	0,776	0,003	0,003	11. Mrz.	11	14:32	14:45		
2025-02-27 14:26:00	0,004137	926,2792	1	0,17069	0,014161	0,003968	22,7	212,1	-0,49	-0,782	0,385	0,623	0,782	0,024	0,024	12. Mrz.	11	14:33	14:46		
2025-02-27 14:27:00	0,004358	925,0688	1	0,173128	0,014345	0,007304	22,6	212,3	-0,499	-0,78	0,384	0,625	0,78	0,021	0,021	13. Mrz.	12	14:34	14:48		
2025-02-27 14:28:00	0,004568	923,8288	1	0,175605	0,014531	0,010146	22,5	212,6	-0,498	-0,778	0,383	0,628	0,778	0,017	0,017	14. Mrz.	12	14:34	14:48		
2025-02-27 14:29:00	0,00477	922,5891	1	0,178124	0,014719	0,012641	22,4	212,8	-0,501	-0,777	0,382	0,63	0,777	0,014	0,014	15. Mrz.	12	14:35	14:50		
2025-02-27 14:30:00	0,004963	921,3398	1	0,180684	0,014911	0,014818	22,3	213,1	-0,505	-0,775	0,38	0,632	0,775	0,011	0,011	16. Mrz.	12	14:36	14:51		
2025-02-27 14:31:00	0,005116	920,081	1	0,183287	0,015105	0,016213	22,3	213,3	-0,509	-0,773	0,379	0,634	0,773	0,008	0,008	17. Mrz.	11	14:38	14:52		
2025-02-27 14:32:00	0,005193	918,8126	1	0,185932	0,015302	0,016368	22,2	213,6	-0,512	-0,771	0,378	0,636	0,771	0,004	0,004	18. Mrz.	11	14:38	14:53		
2025-02-28 14:25:00	0,003876	928,2166	1	0,163073	0,013558	0,002101	23,1	212	-0,487	-0,78	0,392	0,624	0,78	0,031	0,031	19. Mrz.	11	14:39	14:54		
2025-02-28 14:26:00	0,004121	927,0194	1	0,165402	0,013734	0,006243	23	212,2	-0,491	-0,779	0,391	0,627	0,779	0,028	0,028	20. Mrz.	11	14:40	14:55		
2025-02-28 14:27:00	0,004366	925,8127	1	0,16777	0,013912	0,010008	22,9	212,5	-0,494	-0,777	0,39	0,629	0,777	0,025	0,025	21. Mrz.	11	14:40	14:56		
2025-02-28 14:28:00	0,004589	924,5964	1	0,170176	0,014093	0,013045	22,9	212,7	-0,498	-0,775	0,389	0,631	0,775	0,022	0,022	22. Mrz.	12	14:41	14:57		
2025-02-28 14:29:00	0,0048	923,3707	1	0,172622	0,014277	0,015618	22,8	213	-0,502	-0,774	0,387	0,634	0,774	0,018	0,018	23. Mrz.	12	14:42	14:59		
2025-02-28 14:30:00	0,005007	922,1355	1	0,175109	0,014463	0,017945	22,7	213,2	-0,505	-0,772	0,386	0,636	0,772	0,015	0,015	24. Mrz.	11	14:43	14:59		
2025-02-28 14:31:00	0,005199	920,8908	1	0,177636	0,014652	0,019886	22,6	213,5	-0,509	-0,77	0,385	0,638	0,77	0,012	0,012	25. Mrz.	11	14:44	15:00		
2025-02-28 14:32:00	0,005342	919,6366	1	0,180206	0,014844	0,020973	22,5	213,7	-0,513	-0,768	0,383	0,64	0,768	0,009	0,009	26. Mrz.	11	14:45	15:02		
2025-02-28 14:33:00	0,005352	918,373	1	0,182818	0,015038	0,020111	22,5	214	-0,517	-0,766	0,382	0,642	0,766	0,005	0,005	27. Mrz.	11	14:45	15:04		
2025-03-01 14:24:00	0,003842	930,0929	1	0,157985	0,013161	0,003898	23,5	212,1	-0,487	-0,777	0,398	0,628	0,777	0,036	0,036	28. Mrz.	12	14:46	15:02		
2025-03-01 14:25:00	0,004095	928,9184	1	0,160247	0,013333	0,008207	23,4	212,3	-0,491	-0,776	0,397	0,63	0,776	0,032	0,032	29. Mrz.	11	14:47	15:05		
2025-03-01 14:26:00	0,004339	927,7344	1	0,162546	0,013507	0,011935	23,3	212,6	-0,495	-0,774	0,396	0,633	0,774	0,029	0,029	30. Mrz.	11	14:47	15:05		
2025-03-01 14:27:00	0,004214	926,5411	1	0,164882	0,013683	0,008446	23,2	212,8	-0,499	-0,772	0,394	0,635	0,772	0,026	0,026	31. Mrz.	11	14:49	15:07		
2025-03-01 14:28:00	0,004819	925,3383	1	0,167258	0,013862	0,018268	23,1	213,1	-0,502	-0,77	0,393	0,637	0,77	0,023	0,023	1. Apr.	11	14:50	15:08		
2025-03-01 14:29:00	0,005029	924,1261	1	0,169672	0,014044	0,020588	23,1	213,4	-0,506	-0,769	0,392	0,64	0,769	0,019	0,019	2. Apr.	11	14:51	15:09		
2025-03-01 14:30:00	0,005226	922,9046	1	0,172126	0,014228	0,02253	23	213,6	-0,51	-0,767	0,39	0,642	0,767	0,016	0,016	3. Apr.	11	14:51	15:10		
2025-03-01 14:31:00	0,005421	921,6737	1	0,174621	0,014415	0,024337	22,9	213,9	-0,513	-0,765	0,389	0,644	0,765	0,013	0,013	4. Apr.	11	14:52	15:11		
2025-03-01 14:32:00	0,005307	920,4335	1	0,177158	0,014605	0,021723	22,8	214,1	-0,517	-0,763	0,388	0,646	0,763	0,01	0,01	5. Apr.	11	14:53	15:12		
2025-03-01 14:33:00	0,005482	919,1839	1	0,179736	0,014798	0,023207	22,7	214,4	-0,521	-0,761	0,386	0,648	0,761	0,006	0,006	6. Apr.	11	14:53	15:13		
2025-03-01 14:34:00	0,005607	917,9251	1	0,182357	0,014993	0,023921	22,6	214,6	-0,524	-0,76	0,385	0,65	0,76	0,003	0,003	7. Apr.	11	14:54	15:14		
2025-03-02 14:24:00	0,003749	930,7582	1	0,153027	0,012757	0,004468	23,8	212,2	-0,488	-0,774	0,404	0,632	0,774	0,04	0,04	8. Apr.	11	14:56	15:16		
2025-03-02 14:25:00	0,004042	929,5964	1	0,155223	0,012924	0,009712	23,7	212,5	-0,491	-0,772	0,403	0,634	0,772	0,037	0,037	9. Apr.	10	14:56	15:16		
2025-03-02 14:26:00	0,004303	928,4254	1	0,157455	0,013094	0,013784	23,7	212,7	-0,495	-0,771	0,401	0,637	0,771	0,034	0,034	10. Apr.	11	14:57	15:17		
2025-03-02 14:27:00	0,004546	927,245	1	0,159723	0,013265	0,017142	23,6	213	-0,499	-0,769	0,4	0,639	0,769	0,03	0,03	11. Apr.	12	14:58	15:19		
2025-03-02 14:28:00	0,003898	926,0654	1	0,162029	0,013444	0,003342	23,5	213,2	-0,503	-0,767	0,399	0,641	0,767	0,027	0,027	12. Apr.	11	14:59	15:20		
2025-03-02 14:29:00	0,005025	924,8665	1	0,164373	0,013616	0,022918	23,4	213,5	-0,506	-0,765	0,397	0,643	0,765	0,024	0,024	13. Apr.	10	14:59	15:08		
2025-03-02 14:30:00	0,005229	923,6484	1	0,166756	0,013796	0,024943	23,3	213,7	-0,51	-0,763	0,396	0,645	0,763	0,021	0,021	14. Apr.	10	15:00	15:09		
2025-03-02 14:31:00	0,005431	922,4309	1	0,169178	0,013978	0,026804	23,2	214	-0,514	-0,762	0,395	0,648	0,762	0,017	0,017	15. Apr.	10	15:01	15:10		
2025-03-02 14:32:00	0,005615	921,2043	1	0,171641	0,014162	0,028297	23,2	214,3	-0,518	-0,76	0,393	0,65	0,76	0,014	0,014	16. Apr.	11	15:01	15:11		
2025-03-02 14:33:00	0,005798	919,9684	1	0,174144	0,014349	0,029686	23,1	214,5	-0,521	-0,758	0,392	0,652	0,758	0,011	0,011	17. Apr.	8	15:02	15:09		
2025-03-02 14:35:00	0,005704	917,469	1	0,179276	0,014732	0,02654	22,9	215	-0,529	-0,754	0,389	0,656	0,754	0,004	0,004	18. Apr.	5	15:03	15:07		
2025-03-03 14:24:00	0,00353	931,8254	1	0,148199	0,012369	0,00195	24,2	212,4	-0,488	-0,771	0,41	0,636	0,771	0,044	0,044	19. Apr.	2	15:04	15:05		
2025-03-03 14:25:00	0,003938	930,6832	1	0,15033	0,012531	0,010111	24,1	212,6	-0,492	-0,769	0,408	0,638	0,769	0,041	0,041	23. Aug.	1	15:09	15:09		
2025-03-03 14:26:00	0,004236	929,5318	1	0,152496	0,012696	0,015002	24	212,9	-0,496	-0,767	0,407	0,64	0,767	0,038	0,038	24. Aug.	3	15:07	15:09		

Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt rout
06. März	18. April	12	467	14:32	15:20	
25. August	07. Oktober	12	465	14:08	15:18	

Potentielle Reflexionen am Messpunkt rout:

932 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
409 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk
529 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk
12 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 1330 Einträgen /-380):

- 1: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang
- 2: Sonnenstand über Horizont ist min. 5° (Standard: min. 10°)
- 3: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)

