

SolPEG Blendgutachten Solarpark Vietznitz

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Vietznitz in Brandenburg**

Version 1.2: Überarbeitung aufgrund geänderter Modulbelegung

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

☎ +49 40 79 69 59 36

📞 +49 40 79 69 59 38

@ info@solpeg.com

🌐 www.solpeg.com

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang	3
2	Systembeschreibung	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude	7
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung	8
3.1	Rechtliche Hinweise	8
3.2	Blendwirkung von PV-Modulen	8
3.3	Berechnung der Blendwirkung	10
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	11
3.5	Standorte für die Analyse	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	13
4	Ergebnisse	17
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, L17 südwestlich	18
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, L17 westlich	19
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude westlich	20
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude nordwestlich	21
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	22
6	Schlussbemerkung	22
7	Anhang	23-32

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV-Anlage Vietznitz

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH verfügt über umfangreiche Erfahrung im Bereich Photovoltaik (PV) und bietet eine breite Palette von Dienstleistungen an. Mit über 1000 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Vietznitz“ für Verkehrsteilnehmer auf der L17 sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden. Andererseits soll der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die bestehenden Regelungen für den Immissionsschutz berücksichtigen. Dies gilt auch für Lichtimmissionen durch PV-Anlagen.

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

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV-Anlage „Vietznitz“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Verkehrsteilnehmer auf der L17 sowie ggf. für Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV-Anlage. Eine Analyse der 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 Licht-Leitlinie werden an entsprechender Stelle widergegeben, 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 Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet südöstlich von Vietznitz in Brandenburg. Westlich der Fläche verläuft auf einer Länge von ca. 300 m die L17. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche südöstlich von Vietznitz in Brandenburg. Die Fläche ist eben.
Koordinaten (Mitte)	52.723°N, 12.633°O, 29 m ü. NN
Grenzlänge entlang L17	ca. 300 m
Abstand zum Fahrbahnrand	ca. 20 m – 25 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 40 m (kürzeste Entfernung, relevante Blickrichtung)

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

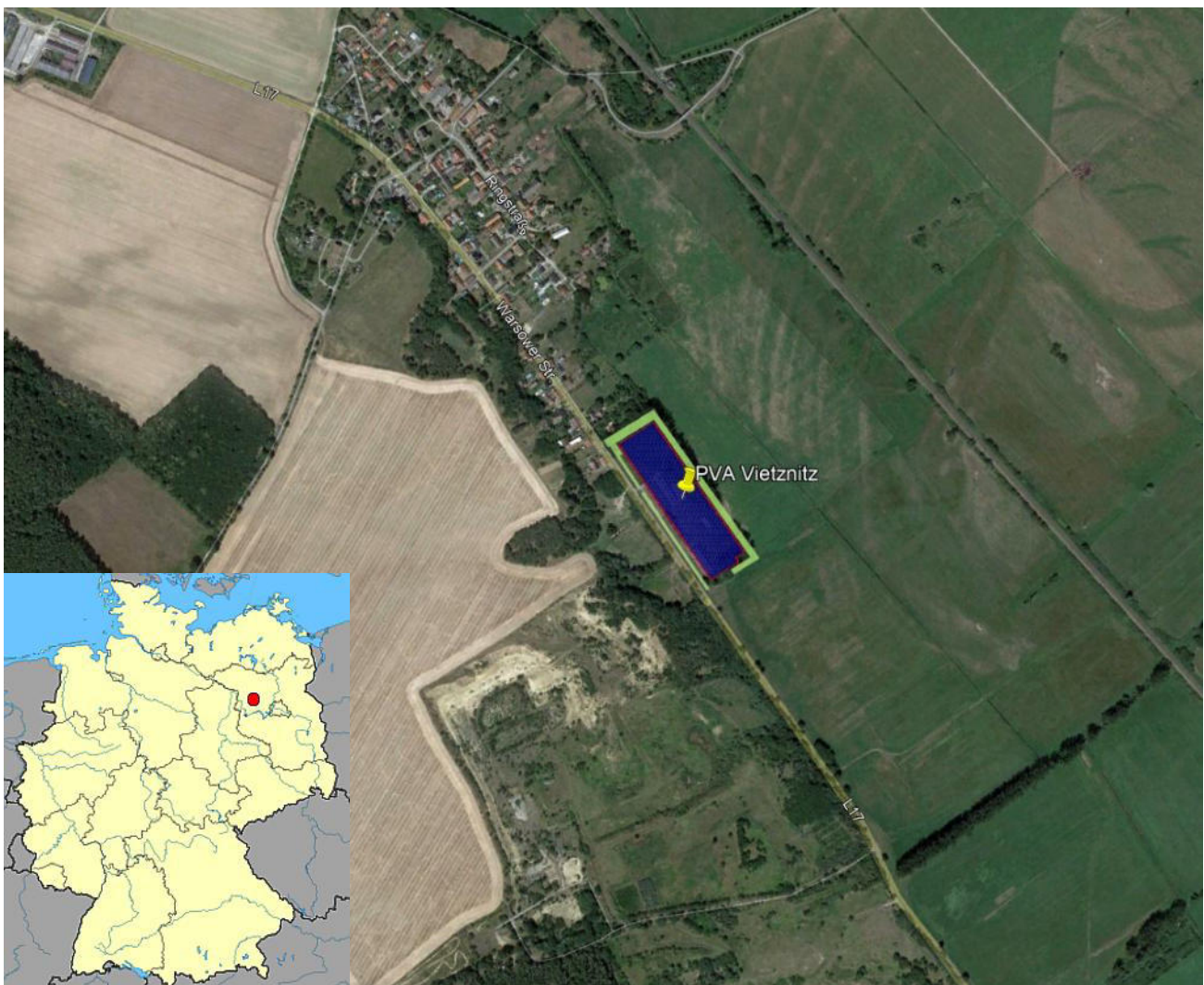


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

Übersicht über die PV Anlage und Umgebung



Bild 2.1.1.2: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Anlage



Bild 2.1.1.3: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Fotos der PV-Fläche. Blick von Süden nach Norden auf das PV-Feld (noch mit Altbestand).



Bild 2.1.5: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, Oktober 2022, Ausschnitt)

Blick von Nordwesten nach Osten auf das PV-Feld.



Bild 2.1.6: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, Oktober 2022, Ausschnitt)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt die PV Fläche und die relevante Umgebung. Gemäß Reflexionsgesetz können einzelne Gebäude westlich der PV Anlage theoretisch von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Die Standorte werden analysiert und Details sind im Abschnitt 4 aufgeführt.

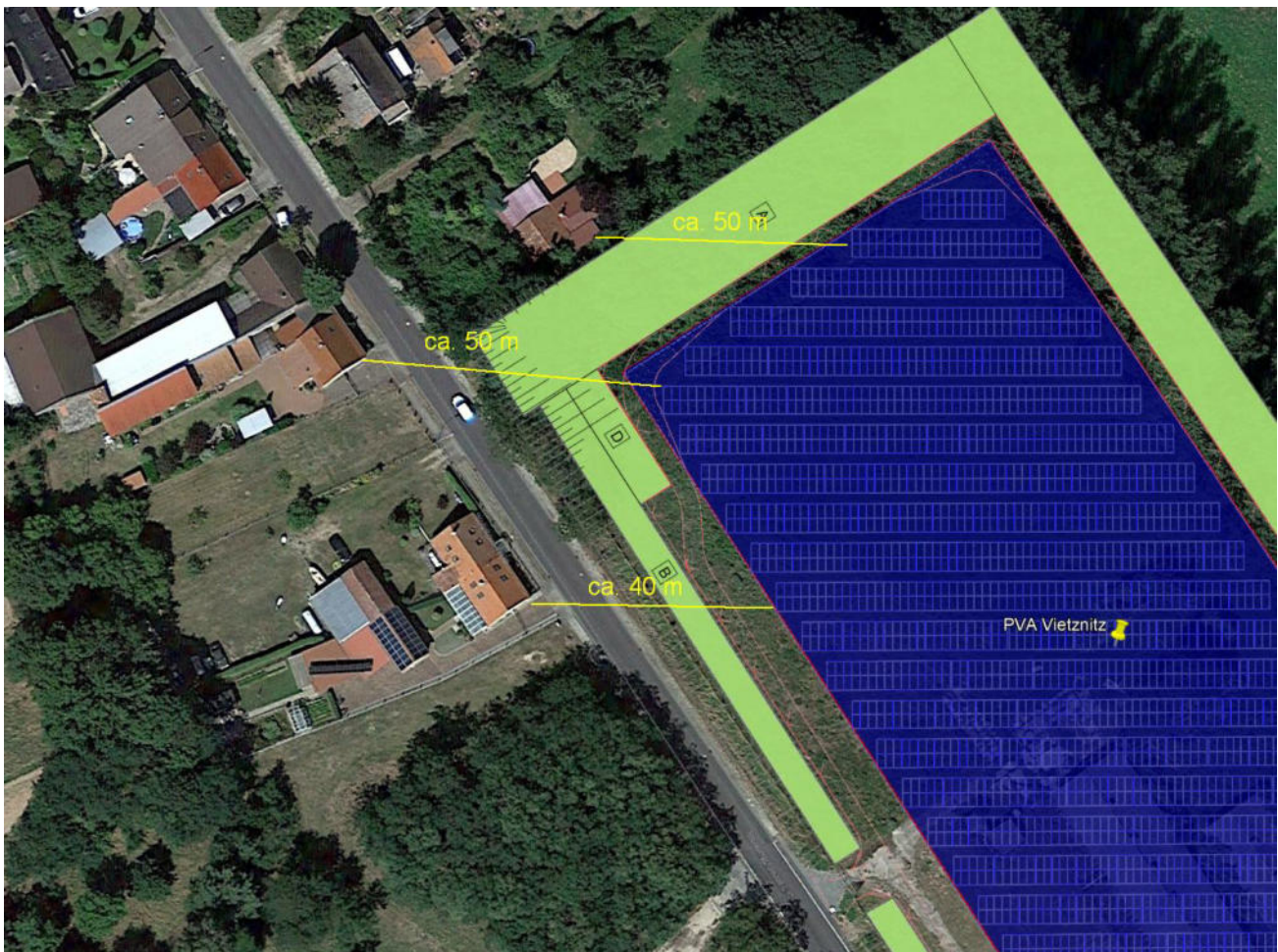


Bild 2.2.1: PV Anlage und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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:

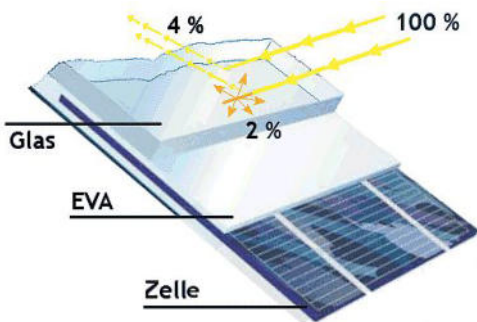


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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.

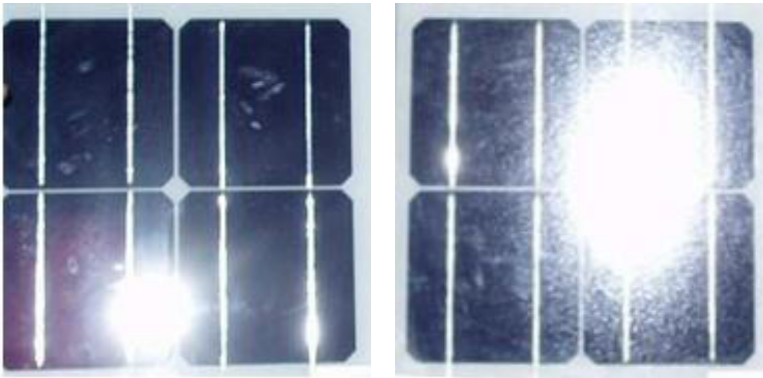


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

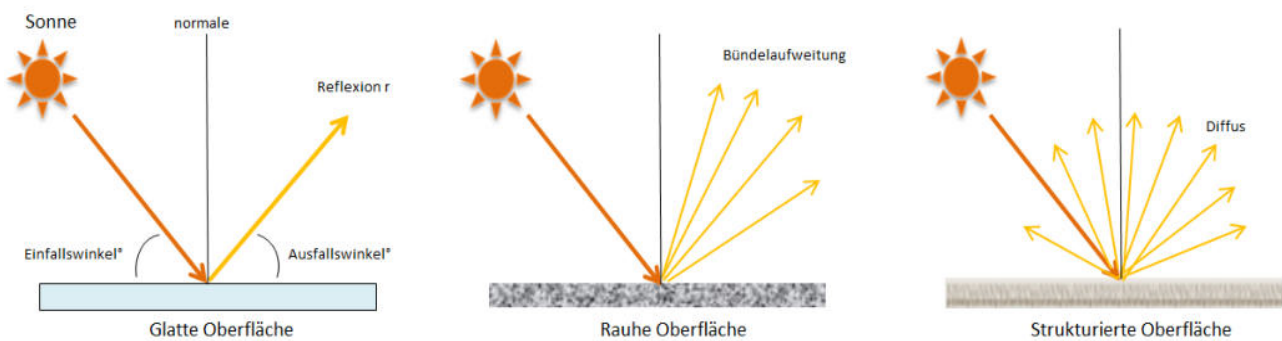


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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

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 21 ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA⁴ zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

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

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

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

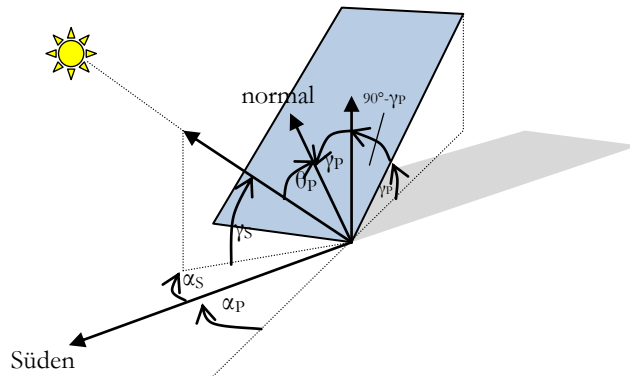


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

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

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

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

⁵ 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. 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 abends und morgens in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft. Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

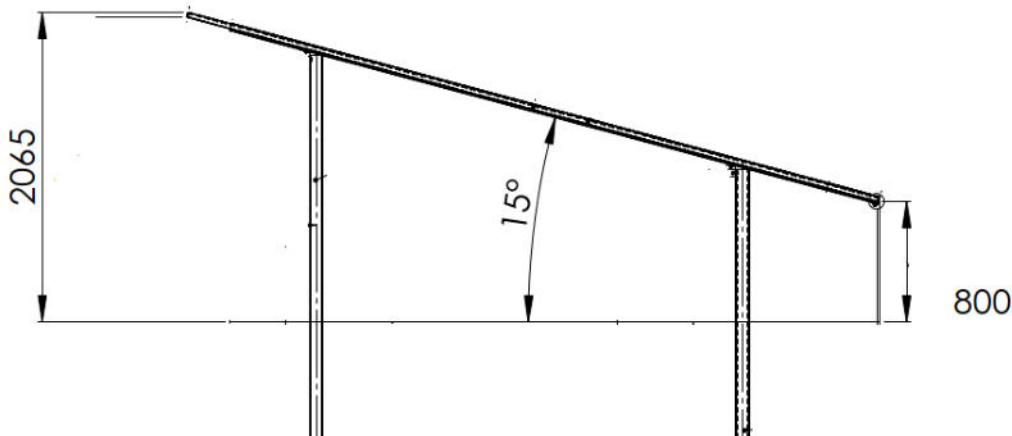


Bild 3.4.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Planungsunterlagen)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	Astronergy (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	15°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,80 m, max. 2,06 m (geringe Abweichungen möglich)
Mittlere Höhe der Modulfläche	1,5 m
Höhe Messpunkte über GOK	2,5 m (Sitzhöhe LKW ⁷), 2,0 m (Gebäude)
Relevanter Sichtwinkel/Sektor	Fahrtrichtung $\pm 30^\circ$, 100 m Sichtweite

Für die Beurteilung von Reflexionen und einer potenziellen Blendwirkung wird für Fahrzeugführer seit über 10 Jahren ein Bereich innerhalb einer Spanne von $\pm 20^\circ$ um die Fahrtrichtung und 100 m Sichtweite als relevant angesehen und als gängige Praxis angewendet. Diese Praxis hat sich allgemein etabliert u.a. weil bislang keine belastbaren Untersuchungen oder Studien zu Beeinträchtigungen durch Reflexionen von Sonnenlicht auf PV-Modulen vorhanden sind. Bisher wurde schon bei der Festlegung auf Prüfkriterien kein Konsens gefunden.

Lt. neueren Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes (FBA) sollen auf Autobahnen Einfallswinkel von bis zu $\pm 30^\circ$ als relevant angesehen werden. Obwohl die Basis für diesen Wert bislang nicht begründet wurde, wird dieser im vorliegenden Blendgutachten entsprechend berücksichtigt.

⁷ Eine Höhe von 2,5 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der meisten Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt nur ca. 1,30 m

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 Fahrbahn 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 Vietznitz wurden 2 Messpunkte im Verlauf der L17 festgelegt sowie 2 Messpunkte im Bereich der umliegenden Gebäude. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine 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 die Messpunkte P1–P4 (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 Licht-Leitlinie ist weder eine Norm noch ein Gesetz sondern lt. LAI Vorbemerkung "**... ein System zur Beurteilung der Wirkungen von Lichtimmissionen auf den Menschen**" welches ursprünglich für die Bemessung von Lichtimmissionen durch Flutlicht- oder Beleuchtungsanlagen von Sportstätten konzipiert wurde. Anlagen zur Beleuchtung des öffentlichen Straßenraumes, Blendwirkung durch PKW Scheinwerfer usw. werden nicht behandelt.

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

In der 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 fehlt⁸ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der LAI Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Daraus kann aber nicht resultieren, dass zu keiner Zeit keinerlei Reflexionen auftreten dürfen. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen und im Einzelfall zu bewerten.

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 u.a. auch mit Hinweis auf andere, ebenfalls nicht wissenschaftlich fundierte Quellen⁹ 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.

Generell werden rechnerisch alle an einem Messpunkt auftreffenden Reflexionen ermittelt, unabhängig von der Ausrichtung der Straße und unabhängig davon ob Reflexionen überhaupt wahrnehmbar sein können. In weiteren Ausführungen werden Konstellationen beschrieben, in denen überhaupt Reflexionen auftreten können. Üblicherweise treten bei der Fahrt in die jeweilige Gegenrichtung weniger bzw. keine Reflexionen auf und daher sind die Ausführungen als Dokumentation des worst-case anzusehen.

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

⁹ 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)

Entfernung zur Immissionsquelle

Lt. Licht-Leitlinie (Zitat) "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."

Bei der Simulation werden alle Reflexionen berücksichtigt, die aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz physikalisch auftreten können. Daher sind die reinen Ergebniswerte als konservativ/extrem anzusehen und werden ggf. relativiert bewertet. Insbesondere werden mögliche Reflexionen geringer gewichtet wenn die Immissionsquelle mehr als 100 m entfernt ist. Aktuell sind keine belastbaren Gründe oder Untersuchungen vorhanden, die andere Annahmen oder Vorgaben rechtfertigen würden.

Simulationssoftware

Die von der SolPEG seit 2015 in über 1000 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar¹⁰ basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories¹¹. 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.

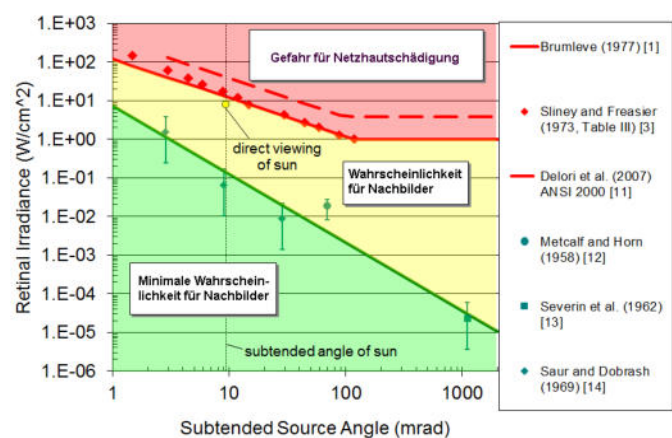


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen
(Quelle: Sandia National Laboratories)

¹⁰ <https://forgesolar.com> is based on the licensed software from Sandia National Laboratories.

¹¹ Solar Glare Hazard Analysis Tool ("SGHAT") der Sandia National Laboratories: <https://www.sandia.gov/glare-tools>

Limitierungen

Lt. LAI Lichtleitlinie soll die Simulation an ortsfesten Standorten zu jedem Zeitpunkt von sog. „clear-sky“ Bedingungen ausgehen, d.h. einem wolkenlosen Himmel und entsprechender Sonneneinstrahlung. Dies entspricht nicht den realen Wetterbedingungen insbesondere in den Morgen- oder Abendstunden, in denen die Reflexionen auftreten können. Es gibt zahlreiche Datenquellen und Klimamodelle (z.B. TMY¹²) 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 Wolkenbedeckung¹³ von ca. 68,8 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den langjährigen Zeitraum 1991-2020 liegt bei 62,5 % - 75 %.

Aufgrund von technischen Limitierungen werden meteorologischen Daten in den gängigen Simulationsprogrammen nicht berücksichtigt und daher stellt das Simulationsergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung dar, was nicht der Realität entspricht. Für ortsfeste Standorte werden Simulationsergebnisse üblicherweise in Minuten- und Stundenwerten angegeben und es ist wünschenswert, dass Wolkenbedeckung als reduzierender Faktor in die Bewertung einer potenziellen Blendwirkung einfließen würde. Auch weitere Aspekte wie Frühnebel, Dunst oder auch lokale Wetterbedingungen werden bislang nicht berücksichtigt.

Der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel und andere Objekte können in gängigen Simulationsprogrammen nicht ausreichend verarbeitet werden. Insbesondere Vegetation, die im Laufe des Jahres einen unterschiedlichen Grad an Sichtschutz bietet, kann nur unzureichend nachgebildet bzw. simuliert werden. Derartige Limitierungen betreffen auch andere Simulationsprogramme, auch Eigenentwicklungen, Exceltools etc.

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.

Allgemein wird angenommen, dass bereits ein gewisser Sichtschutz durch unbelaubte Baumstämme, Äste und Zweige in der Zeit zwischen Oktober bis Mai vorhanden ist (ca. 20-30%). Ein Sichtschutz bzw. eine Reduzierung der Lichtdurchlässigkeit durch ausgeprägtes Blattwerk in der Zeit zwischen Anfang Juni bis Ende August wird mit „hoch“ angesetzt (ca. 50-70%). Wald wird als nahezu lichtundurchlässig angesehen (horizontaler Blick).

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:

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.

¹² Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

¹³ 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 „Vietznitz“ wird für 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 Strecke und die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Die Höhe der Messpunkte im Bereich der Bahnstrecke und der Straße ist auf 2,5 m über GOK festgelegt. Das ist ein eher konservativer Ansatz, da die Sitzhöhe bei der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt. Das Ergebnis der Simulation ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann.

Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.1 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.

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

Die folgende Tabelle zeigt Details zu den einzelnen Messpunkten.

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

Messpunkt Bezeichnung	Breitengrad [°N]	Längengrad [°O]	Geländehöhe ¹⁴ ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 L17 südwestlich	52.722509	12.633173	103,75	105,75	nicht relevant ^W
P2 L17 westlich	52.723627	12.631993	100,60	102,60	nicht relevant ^W
P3 Gebäude nordwestlich	52.724119	12.631095	108,89	110,89	nicht relevant ^{WDS}
P4 Gebäude nördlich	52.724651	12.631355	103,97	105,97	-

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

¹⁴ GPS Längengrad, Breitengrad und Höhenangaben gemäß Google Earth Datenbasis (WGS84 / World Geodetic System 1984)

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, L17 südwestlich

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

Lt. Simulation können am Messpunkt P1 auf der L17 theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 27. April - 15. August, zwischen 06:18 - 07:00 Uhr, für max. 20 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Süden/Südosten mit ca. -59° bis -77° (westlich) zur 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 ($+180^\circ$) und dementsprechend sind potenzielle Reflexionen nochmals weniger relevant.

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

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

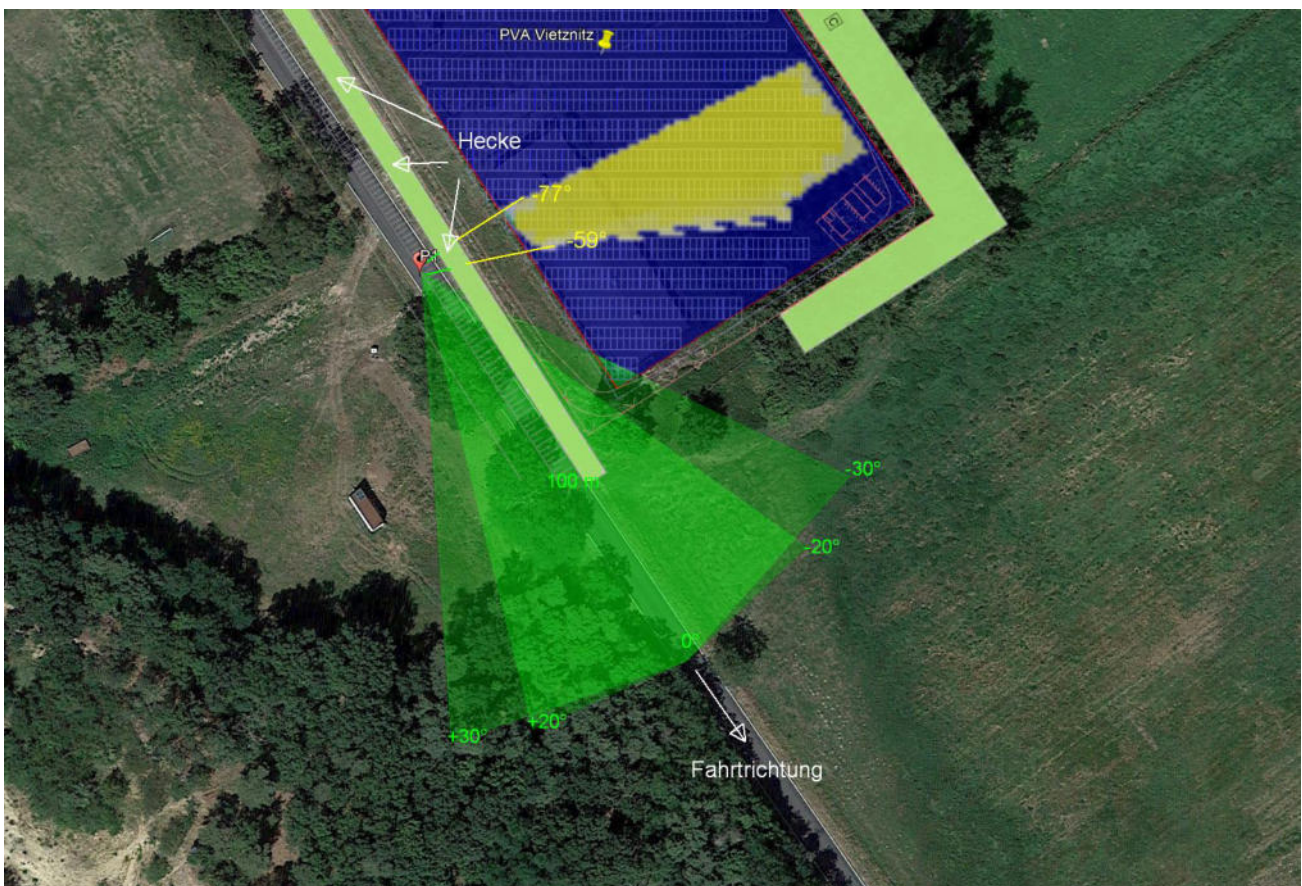


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor. Im Gelb markierten Bereich östlich der Fahrbahn können bei der Fahrt Richtung Süden/Südosten theoretisch morgens Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Flä-

che entsprechend kleiner. Hinweis: Die Werte der Einfallswinkel sind anhand der Ausdehnung der Fläche mit potentiellen Reflexionen auf Basis der Rohdaten ermittelt (Gelb markierte Fläche) und sind als nicht exakte Näherungswerte anzusehen.

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P1 aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position (ca. 2,0 m – 2,5 m) bei der Fahrt Richtung Südosten. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt.



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

Das Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV-Feld teilweise links im Bild sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären, weiter links, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, außerhalb des Bildes.

Darüber hinaus ist lt. Planungsunterlagen entlang der Geländegrenze eine Heckenpflanzung geplant, sodass die Fläche der PV-Anlage in absehbarer Zukunft nicht einsehbar ist. Die rechnerisch ermittelten (unkritischen) Reflexionen sind auch unter diesem Aspekt nicht relevant – sofern überhaupt wahrnehmbar.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, L17 westlich

Da die Ausrichtung der Fahrbahn unverändert ist, können am Messpunkt P2 in ähnlicher Weise wie am Messpunkt P1 Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Süden/Südosten allerdings auch in diesem Abschnitt deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors und dementsprechend sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant. Bei der Fahrt in die Gegenrichtung (Nordwesten) sind die Einfallswinkel nochmals größer und dementsprechend sind potenzielle Reflexionen nochmals weniger relevant.

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

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude westlich

Am Messpunkt P3 im Bereich der Gebäude an der Adresse Warsower Str. 19/20 können an insgesamt nur 689 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 19. April - 27. August, morgens zwischen 06:42 - 07:16 Uhr, für max. 9 Minuten aus westlicher Richtung auftreten.

Das folgende Diagramm zeigt die Anzahl der Minuten mit Reflexionen im Jahresverlauf.

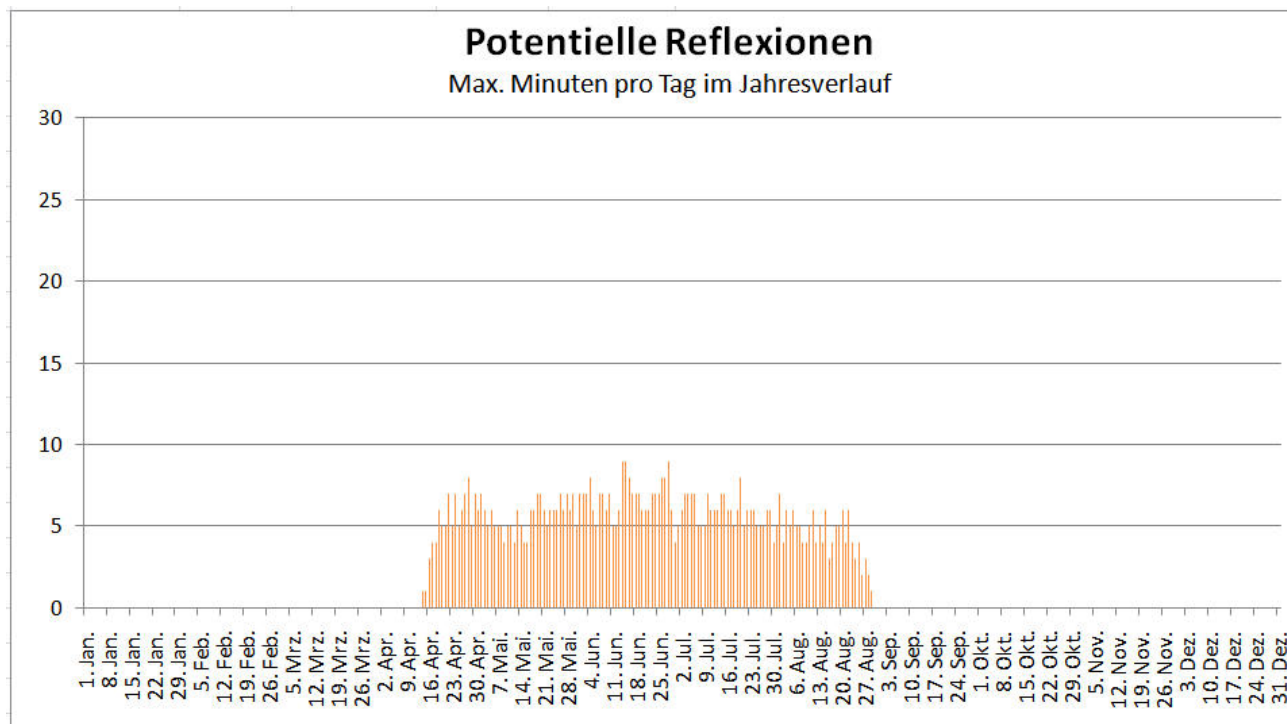


Bild 4.3.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Die Summe von Minuten mit Reflexionen pro Jahr und auch pro Tag liegt deutlich unter den Empfehlungen/Grenzen der LAI Lichtleitlinie. Aufgrund der Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

Lt. einem Urteil des OLG Braunschweig vom 10. August 2022¹⁵ ist die LAI Lichtleitlinie allerdings nicht maßgeblich für die Beurteilung von Reflexionen durch PV-Anlagen, diese wird in der Urteilsbegründung nicht erwähnt.

¹⁵ <https://oberlandesgericht-braunschweig.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>

Die folgende Skizze zeigt dennoch die Situation am Messpunkt P3 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

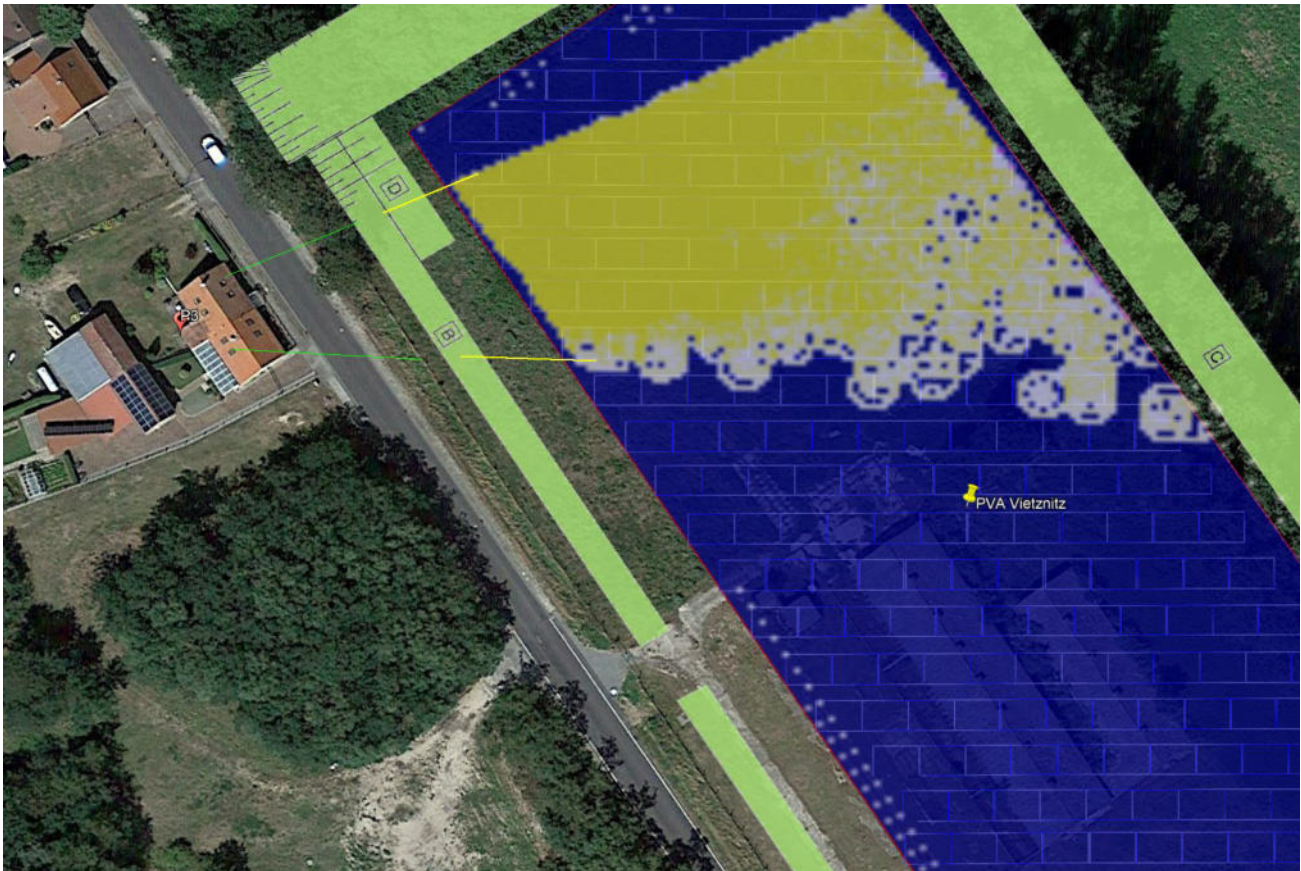


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Im Gelb markierten Bereich in einer Entfernung von ca. 40 m - 105 m können theoretisch morgens Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner. Lt. Planungsunterlagen ist an der Geländegrenze eine Begrünung geplant, die einen zusätzlichen Sichtschutz darstellt.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude nordwestlich

Auch am Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude an der Adresse Warsower Str. 21 sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Zu Kontrollzwecken wurden auch die unbereinigten Rohdaten überprüft und demnach können nur an insgesamt 387 Minuten pro Jahr Reflexionen der Kategorie „Grün“ auftreten. Aufgrund der geringeren Leuchtdichte sind diese nicht geeignet um eine Blendwirkung hervorzurufen. Darüber hinaus ist aufgrund eines natürlichen Sichtschutzes durch Büsche und Bäume kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden.

Aufgrund der Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

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 mit dem Einsatz von hochwertigen PV-Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von Reflexionen vorgesehen. Die Simulation von potenziellen Reflexionen und die Analyse der Ergebnisse wurde für 4 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV-Anlage durchgeführt.

Im Verlauf der L17 können rein rechnerisch zwar in geringem Umfang Reflexionen auftreten aber die Einfallswinkel liegen deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine gefährdende Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist durch die PV-Anlage nicht beeinträchtigt.

Im Bereich der westlich gelegenen Gebäude können rein rechnerisch in geringem Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten aber aufgrund der geringen zeitlichen Dauer kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

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

Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 19.09.2025



Dieko Jacobi / SolPEG GmbH



P-178 Friesack, Vietznitz
 Module: 4420 Stk.-Astro N8 a 710 Wp: 3138 kWp
 Tisch: 25-01-00180-0: 4615 mm x 6609 mm
 WR: 7 x Sungrow 350 HX + 1 x Sungrow 125 HX



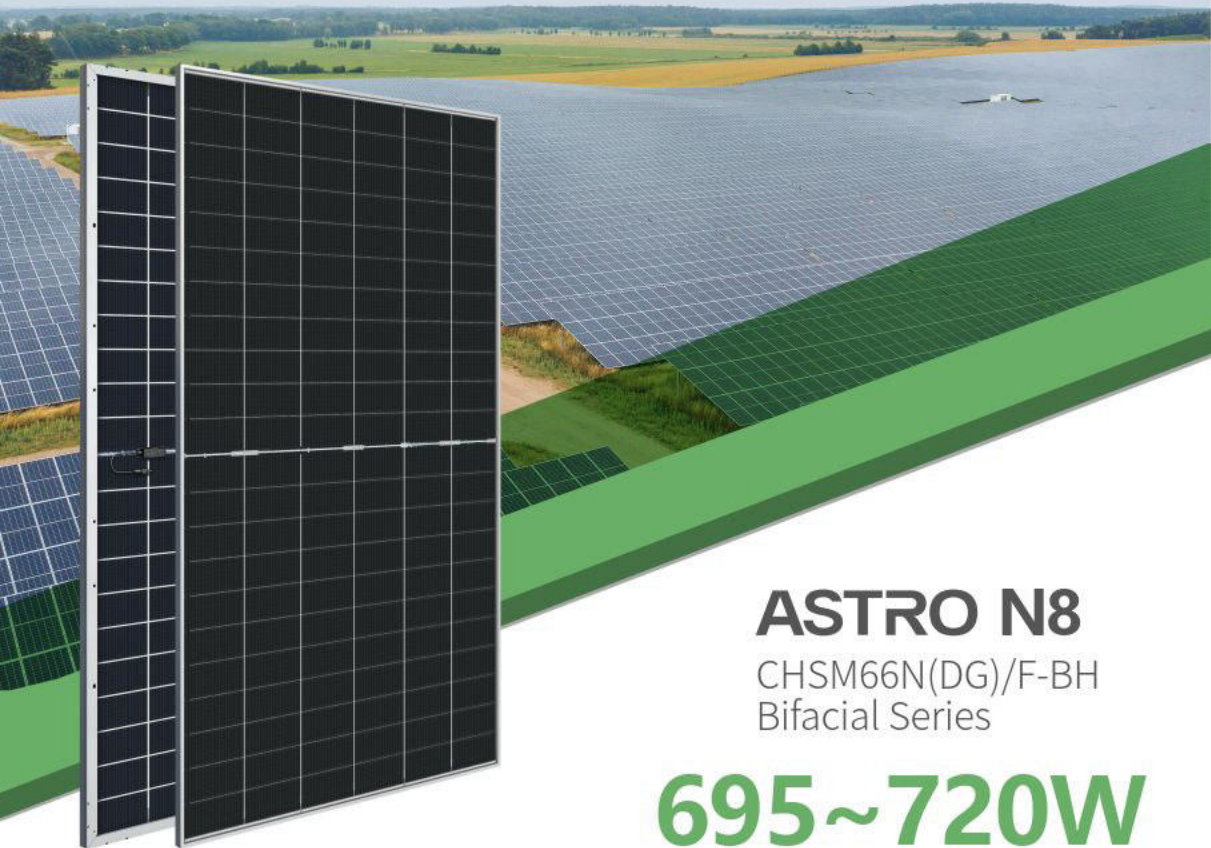
MODULPLAN

Projekt 178 - Friesack Vietznitz

erstellt: 14.11.22 Maßstab: ohne
 geändert: 17.09.25 Blattformat: A3



ASTROENERGY



ASTRO N8

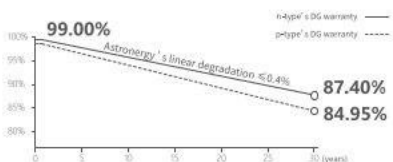
CHSM66N(DG)/F-BH
Bifacial Series

695~720W



Warranty

- 15** 15-year Product Warranty
- 30** 30-year Linear Power Warranty



n-type TOPCon 4.0

Novel upgrade, enhancing module efficiency



SMBB Design

Enhancing current collection, minimizing power loss



High power, high efficiency

210 silicon wafers, improving product power and efficiency



Bifacial Power Generation

Maximizing bifaciality, boosting backside power output



IEC 61215, IEC 61730
ISO 9001:2015 ISO Quality Management System
ISO 14001:2015 ISO Environment Management System
ISO 45001 Occupational Health and Safety
The first solar company which passed the Nord IEC/TS 62941 certification audit



Tier 1
BloombergNEF



695~720W

POWER RANGE

0~+3%

POWER SORTING

23.2%

MAX MODULE
EFFICIENCY

≤ 1.0%

FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

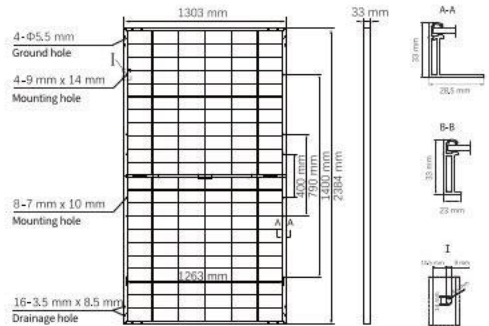
≤ 0.4%

YEAR 2-30
POWER DEGRADATION

Mechanical Specifications

Outer dimensions (L x W x H)	2384 x 1303 x 33 mm
Cell type	n-type mono-crystalline
No. of cells	132 (6*22)
Frame technology	Aluminum, silver anodized
Front / Back glass	2.0+2.0 mm
Cable length (Including connector)	Portrait: (+)410 mm, (-)250 mm; Customized length
Cable diameter (IEC/UL)	4 mm ² / 12 AWG
① Maximum mechanical test load	5400 Pa (front) / 2400 Pa (back)
Connector type (IEC/UL)	HCB40 (Standard) / MC4-EVO2A (Optional)
Module weight	38 kg
Packing unit	33 pcs / box
Weight of packing unit (for 40' HQ container)	1295 kg
Modules per 40' HQ container	594 pcs (Subject to sales contract)

① Refer to Astronergy crystalline installation manual or contact technical department.
Maximum Mechanical Test Load=1.5×Maximum Mechanical Design Load.



Electrical Specifications

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25° C, AM=1.5

Rated output (Pmpp / Wp)	695	700	705	710	715	720
Rated voltage (Vmpp / V)	39.98	40.15	40.31	40.48	40.65	40.81
Rated current (Impp / A)	17.38	17.44	17.49	17.54	17.59	17.64
Open circuit voltage (Voc / V)	48.17	48.37	48.57	48.77	48.97	49.17
Short circuit current (Isc / A)	18.33	18.38	18.43	18.48	18.53	18.58
Module efficiency	22.4%	22.5%	22.7%	22.9%	23.0%	23.2%

NMOT: Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20° C, AM=1.5, Wind Speed 1m/s

Rated output (Pmpp / Wp)	524.0	527.8	531.6	535.3	539.1	542.9
Rated voltage (Vmpp / V)	38.18	38.33	38.49	38.65	38.81	38.97
Rated current (Impp / A)	13.73	13.77	13.81	13.85	13.89	13.93
Open circuit voltage (Voc / V)	45.75	45.94	46.13	46.32	46.51	46.70
Short circuit current (Isc / A)	14.76	14.80	14.84	14.88	14.92	14.96

Electrical Specifications (Integrated power)

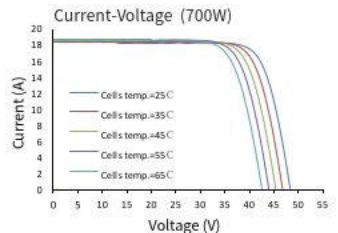
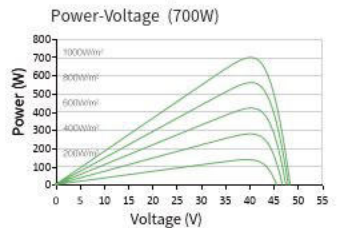
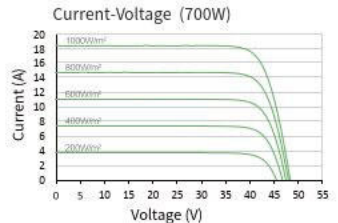
Pmpp gain	Pmpp / Wp	Vmpp / V	Impp / A	Voc / V	Isc / A
5%	735	40.15	18.31	48.37	19.30
10%	770	40.15	19.18	48.37	20.22
15%	805	40.16	20.05	48.38	21.14
20%	840	40.16	20.92	48.38	22.06
25%	875	40.17	21.78	48.39	22.98

Electrical characteristics with different rear power gain (reference to 700W)

Temperature Ratings (STC) Operating Parameters

Temperature coefficient (Pmpp)	-0.29%/°C	No. of diodes	3
Temperature coefficient (Isc)	+0.043%/°C	Junction box IP rating	IP 68
Temperature coefficient (Voc)	-0.25%/°C	Max. series fuse rating	35 A
Nominal module operating temperature (NMOT)	41±2°C	Max. system voltage (IEC/UL)	1500V _{DC}

Curve



Vietznitz

Vietznitz

Created Sep 10, 2025
Updated Sep 10, 2025
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 5.0 deg
Site ID 159101.26672

Project type Basic
Project status: active
Category 500 kW to 1 MW
(1,000 kW / 32,400 m² limit)



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	15.0	180.0	2,552	6,659	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 18,817 m²

Name: PV Feld
Footprint area: 18,817 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	52.724403	12.631553	31.47	0.46	31.93
2	52.724722	12.632357	28.85	0.46	29.31
3	52.722734	12.634594	28.50	0.46	28.96
4	52.722631	12.634353	29.08	0.46	29.54
5	52.722514	12.634503	29.05	0.46	29.51
6	52.722242	12.633917	31.40	0.46	31.85

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total Elevation m
OP 1	52.722509	12.633173	31.62	0.61	32.23
OP 2	52.723627	12.631993	30.66	0.61	31.27
OP 3	52.724119	12.631095	33.19	0.61	33.80
OP 4	52.724651	12.631355	31.69	0.61	32.30

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	15.0	180.0	2,552	6,659	-	

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 (green)	0	0	6	243	406	360	398	327	94	0	0	0
pv-feld (yellow)	0	0	0	390	935	1010	985	693	4	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

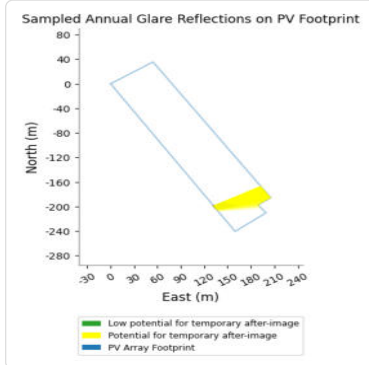
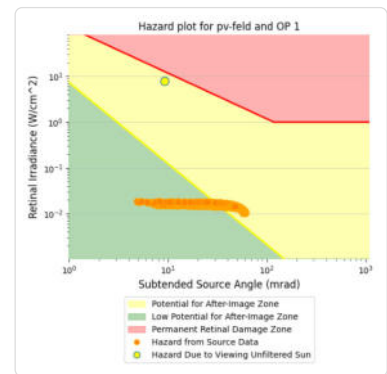
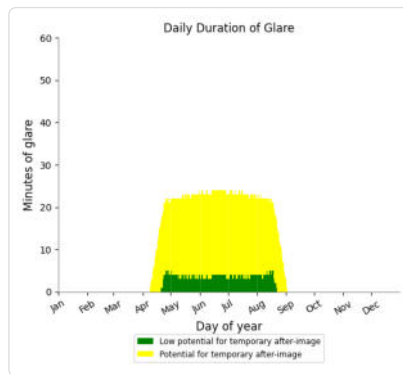
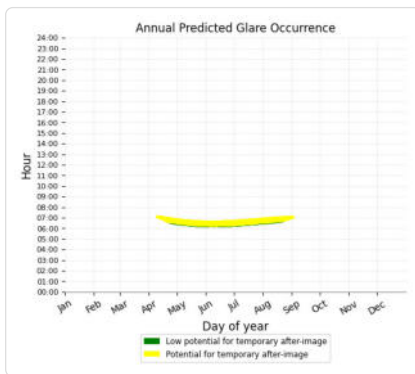
PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	456	2532
OP: OP 2	745	3236
OP: OP 3	964	891
OP: OP 4	387	0

PV Feld: OP 1

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

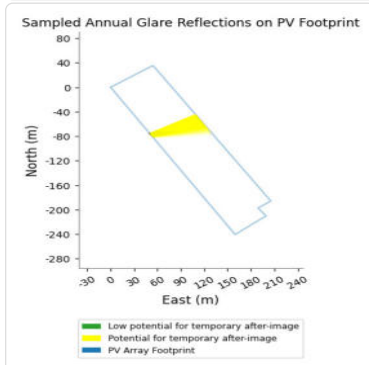
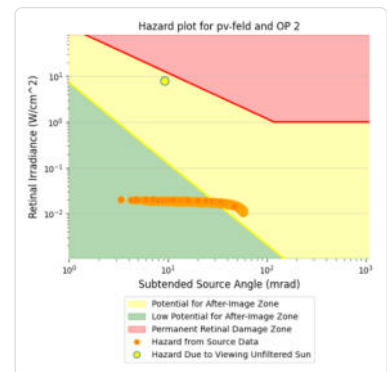
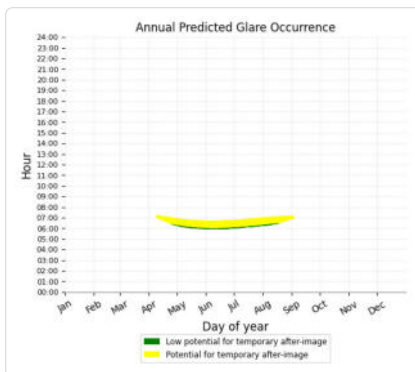
- 456 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,532 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld: OP 2

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

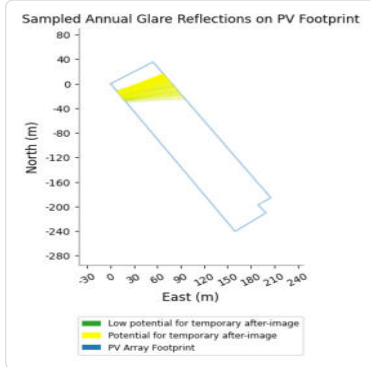
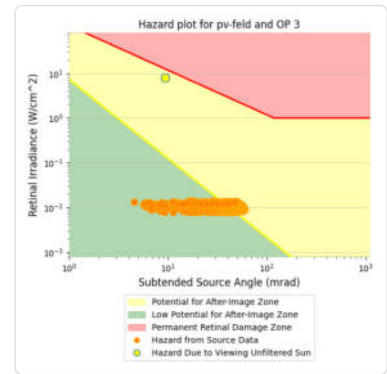
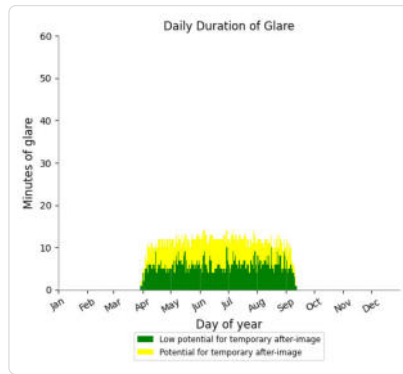
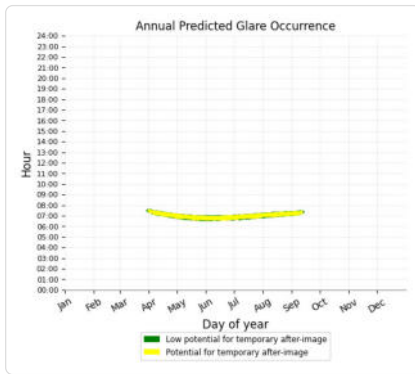
- 745 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,236 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld: OP 3

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

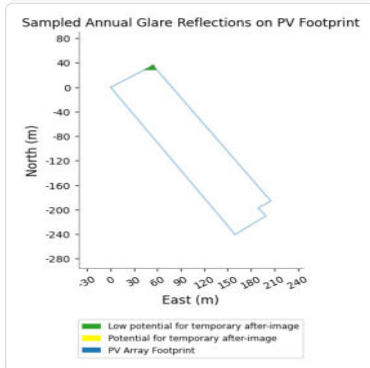
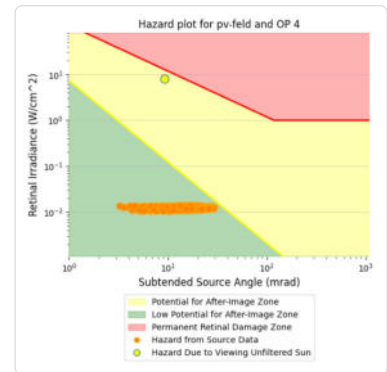
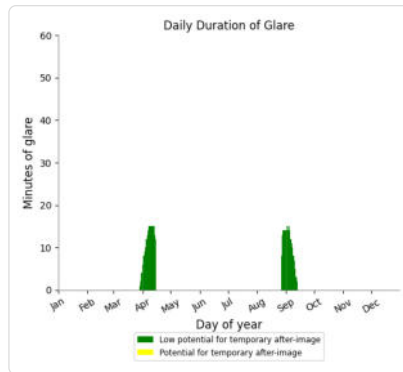
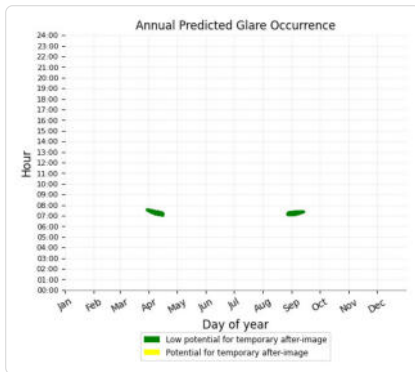
- 964 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 891 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld: OP 4

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

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



Summary of Vertical Surface Glare Analysis

Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle (rad)	Sun Altitude (deg)	Sun Azimuth (deg)	Sun Position Vector (i)	Sun Position Vector (j)	Sun Position Vector (k)	Reflected Sun Vector (i)	Reflected Sun Vector (j)	Reflected Sun Vector (k)	Anzahl Minuten	Tag	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt P1	
2025-04-09 07:08:00	0,01030811	609,5	2	0,418	0,014441102	0,047318037	5,1	84,9	0,992	0,089	0,089	-0,992	-0,122	0,032	24. Apr.	1	06:55	06:55	27. April	15. August	70	1971	06:18	07:00	Messpunkt P1
2025-04-10 07:06:00	0,010525411	611,6	2	0,425	0,014733913	0,047386423	5,1	84,2	0,991	0,091	0,089	-0,991	-0,131	0,027	25. Apr.	2	06:53	06:54							
2025-04-10 07:07:00	0,010324293	613,6	2	0,416	0,014479612	0,047223004	5,2	84,4	0,991	0,091	0,091	-0,991	-0,129	0,031	26. Apr.	4	06:51	06:54							
2025-04-11 07:03:00	0,010619545	609,8	2	0,432	0,014940446	0,046950614	5,1	83,6	0,99	0,111	0,089	-0,99	-0,14	0,021	27. Apr.	5	06:49	06:53							
2025-04-11 07:04:00	0,010516816	611,8	2	0,423	0,014682959	0,047615971	5,2	83,8	0,99	0,107	0,091	-0,99	-0,139	0,025	28. Apr.	5	06:47	06:51							
2025-04-11 07:05:00	0,010402718	613,8	2	0,415	0,01442957	0,048178261	5,4	84	0,99	0,104	0,091	-0,99	-0,137	0,029	29. Apr.	7	06:45	06:51							
2025-04-12 07:01:00	0,010731683	610,1	2	0,439	0,015199908	0,046365699	5,1	83	0,989	0,122	0,089	-0,989	-0,15	0,016	30. Apr.	8	06:43	06:50							
2025-04-12 07:02:00	0,010643974	612	2	0,43	0,014938122	0,047163881	5,2	83,2	0,989	0,118	0,091	-0,989	-0,148	0,02	1. Mai.	10	06:41	06:50							
2025-04-12 07:03:00	0,010542332	614	2	0,422	0,014680494	0,047890358	5,4	83,4	0,989	0,115	0,094	-0,989	-0,146	0,024	2. Mai.	10	06:40	06:49							
2025-04-12 07:04:00	0,010429753	615,9	2	0,413	0,014426967	0,048417854	5,5	83,6	0,989	0,111	0,096	-0,989	-0,145	0,028	3. Mai.	12	06:38	06:49							
2025-04-12 07:05:00	0,010276414	617,9	2	0,405	0,014177486	0,048644778	5,7	83,8	0,989	0,108	0,099	-0,989	-0,143	0,032	4. Mai.	12	06:37	06:48							
2025-04-13 06:59:00	0,010824585	610,3	2	0,447	0,015464715	0,045608934	5,1	82,4	0,987	0,132	0,089	-0,987	-0,159	0,011	5. Mai.	14	06:34	06:47							
2025-04-13 07:00:00	0,010752958	612,2	2	0,438	0,015198582	0,04654607	5,2	82,6	0,987	0,129	0,091	-0,987	-0,157	0,014	6. Mai.	15	06:32	06:46							
2025-04-13 07:01:00	0,010667499	614,2	2	0,429	0,014936665	0,047364042	5,4	82,8	0,988	0,126	0,094	-0,988	-0,156	0,018	7. Mai.	16	06:31	06:46							
2025-04-13 07:02:00	0,010567996	616,1	2	0,42	0,014678908	0,048059983	5,5	82,9	0,988	0,122	0,096	-0,988	-0,154	0,022	8. Mai.	17	06:29	06:45							
2025-04-13 07:03:00	0,010456931	618	2	0,412	0,014425256	0,04865239	5,7	83,1	0,988	0,119	0,099	-0,988	-0,152	0,026	9. Mai.	18	06:28	06:45							
2025-04-13 07:04:00	0,010334314	620	2	0,403	0,014175652	0,049139171	5,8	83,3	0,988	0,115	0,102	-0,988	-0,151	0,03	10. Mai.	18	06:27	06:44							
2025-04-14 06:56:00	0,010860799	608,5	2	0,454	0,0156849	0,044699908	5,1	81,7	0,986	0,143	0,089	-0,986	-0,168	0,005	11. Mai.	19	06:26	06:44							
2025-04-14 06:57:00	0,010807527	610,5	2	0,445	0,015415479	0,045750153	5,2	81,9	0,986	0,14	0,091	-0,986	-0,167	0,009	12. Mai.	18	06:26	06:43							
2025-04-14 06:58:00	0,01073912	612,4	2	0,436	0,01515031	0,046711072	5,4	82,1	0,986	0,136	0,094	-0,986	-0,165	0,013	13. Mai.	19	06:25	06:43							
2025-04-14 06:59:00	0,010656305	614,3	2	0,427	0,014889336	0,04754824	5,5	82,3	0,986	0,133	0,096	-0,986	-0,163	0,017	14. Mai.	19	06:25	06:43							
2025-04-14 07:00:00	0,010566044	616,3	2	0,419	0,014632502	0,048269286	5,7	82,5	0,987	0,129	0,099	-0,987	-0,162	0,021	15. Mai.	19	06:24	06:42							
2025-04-14 07:01:00	0,010451137	618,2	2	0,41	0,014379751	0,048876643	5,8	82,7	0,987	0,126	0,102	-0,987	-0,16	0,025	16. Mai.	19	06:24	06:42							
2025-04-14 07:02:00	0,010331441	620,1	2	0,402	0,014131029	0,049385904	6	82,9	0,987	0,123	0,104	-0,987	-0,158	0,029	17. Mai.	19	06:23	06:41							
2025-04-14 07:03:00	0,010195239	622	2	0,394	0,013886282	0,049745806	6,1	83,1	0,987	0,119	0,107	-0,987	-0,157	0,033	18. Mai.	19	06:23	06:41							
2025-04-15 06:54:00	0,010909847	608,7	2	0,462	0,015960152	0,043520175	5,1	81,1	0,984	0,154	0,088	-0,984	-0,177	0	19. Mai.	20	06:22	06:41							
2025-04-15 06:55:00	0,010874328	610,6	2	0,453	0,015686296	0,044761175	5,2	81,3	0,984	0,15	0,091	-0,984	-0,176	0,004	20. Mai.	19	06:22	06:40							
2025-04-15 06:56:00	0,010823623	612,6	2	0,444	0,015416749	0,04587324	5,4	81,5	0,985	0,147	0,094	-0,985	-0,174	0,008	21. Mai.	19	06:22	06:40							
2025-04-15 06:57:00	0,010758139	614,5	2	0,435	0,015151456	0,046858545	5,5	81,7	0,985	0,144	0,096	-0,985	-0,172	0,012	22. Mai.	19	06:21	06:39							
2025-04-15 06:58:00	0,010677903	616,4	2	0,426	0,01489036	0,047717718	5,7	81,9	0,985	0,14	0,099	-0,985	-0,171	0,016	23. Mai.	19	06:21	06:39							
2025-04-15 06:59:00	0,010584446	618,3	2	0,417	0,014633405	0,048462283	5,8	82,1	0,985	0,137	0,102	-0,985	-0,169	0,02	24. Mai.	20	06:20	06:39							
2025-04-15 07:00:00	0,010477702	620,3	2	0,409	0,014380535	0,049001913	6	82,3	0,986	0,133	0,104	-0,986	-0,168	0,024	25. Mai.	19	06:21	06:39							
2025-04-15 07:01:00	0,0103660173	622,2	2	0,4	0,014131696	0,049619892	6,1	82,5	0,986	0,13	0,107	-0,986	-0,166	0,027	26. Mai.	19	06:21	06:39							
2025-04-15 07:02:00	0,010230388	624,1	2	0,392	0,013886832	0,050036735	6,3	82,7	0,986	0,126	0,109	-0,986	-0,164	0,031	27. Mai.	20	06:20	06:39							
2025-04-16 06:52:00	0,010933609	608,9	2	0,47	0,016241107	0,042160126	5,1	80,5	0,982	0,164	0,088	-0,982	-0,187	-0,006	28. Mai.	19	06:20	06:38							
2025-04-16 06:53:00	0,01092006	610,8	2	0,461	0,015962765	0,043588636	5,2	80,7	0,983	0,161	0,091	-0,983	-0,185	-0,002	29. Mai.	20	06:19	06:38							
2025-04-16 06:54:00	0,010887311	612,7	2	0,451	0,015688791	0,044852814	5,4	80,9	0,983	0,158	0,094	-0,983	-0,183	0,002	30. Mai.	20	06:19	06:38							
2025-04-16 06:55:00	0,010839123	614,6	2	0,442	0,015419128	0,045989497	5,5	81,1	0,983	0,154	0,096	-0,983	-0,182	0,006	31. Mai.	20	06:19	06:38							
2025-04-16 06:56:00	0,010776132	616,6	2	0,433	0,015153719	0,04699094	5,7	81,3	0,984	0,151	0,099	-0,984	-0,18	0,01	1. Jun.	19	06:19	06:37							
2025-04-16 06:57:00	0,010698467	618,5	2	0,425	0,014892507	0,047871782	5,8	81,5	0,984	0,147	0,101	-0,984	-0,178	0,014	2. Jun.	20	06:19	06:38							
2025-04-16 06:58:00	0,010607554	620,4	2	0,416	0,014635438	0,048638268	6	81,7	0,984	0,144	0,104	-0,984	-0,177	0,018	3. Jun.	20	06:19	06:38							
2025-04-16 06:59:00	0,010503856	622,3	2	0,408	0,014382455	0,049292794	6,1	81,9	0,984	0,141	0,107	-0,984	-0,175	0,022	4. Jun.	20	06:19	06:38							
2025-04-16 07:00:00	0,01038852	624,2	2	0,399	0,014133503	0,049841181	6,3	82,1	0,985	0,137	0,109	-0,985	-0,173	0,026	5. Jun.	20	06:18	06:37							
2025-04-16 07:01:00	0,010261563	626,1	2	0,391	0,013888528	0,050286086	6,4	82,3	0,985	0,134	0,112	-0,985	-0,172	0,03	6. Jun.	20	06:18	06:37							
2025-04-17 06:50:00	0,010925379	609,1	2	0,478	0,016527901	0,040520808	5,1	79,9	0,981	0,175	0,088	-0,981	-0,196	-0,011	7. Jun.	20	06:18	06:37							
2025-04-17 06:51:00	0,010938043	611	2	0,469	0,016245022	0,042174822	5,2	80,1	0,981	0,172	0,091	-0,981	-0,194	-0,007	8. Jun.	20	06:19	06:38							
2025-04-17 06:52:00	0,010928285	612,9	2	0,459	0,015965668	0,043634265	5,4	80,3	0,981	0,168	0,093	-0,981	-0,192	-0,003	9. Jun.	20	06:19	06:38							
2025-04-17 06:53:00	0,010898815	614,8	2	0,45	0,015692481	0,044925054	5,5	80,5	0,982	0,165	0,096	-0,982	-0,191	0,001	10. Jun.	20	06:18	06:37							
2025-04-17 06:54:00	0,010853042	616,7	2	0,441	0,015427709	0,046076862	5,7	80,7	0,982	0,161	0,099	-0,982	-0,189	0,005	11. Jun.	20	06:18	06:37							

Potentielle Reflexionen am Messpunkt P1:
 1971 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
 1400 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk
 571 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk
 20 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Berein

Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle (rad)	Sun Altitude (deg)	Sun Azimuth (deg)	Sun Position Vector (i)	Sun Position Vector (j)	Sun Position Vector (k)	Reflected Sun Vector (i)	Reflected Sun Vector (j)	Reflected Sun Vector (k)	
2025-03-30 07:32:00	0,006472347	613,1	1	0,348	0,012086762	0,020487516	5,1	91,4	0,996	-0,025	0,089	-0,996	-0,023	0,09
2025-03-31 07:30:00	0,008029005	612,2	2	0,353	0,012325065	0,041134457	5,1	90,8	0,996	-0,014	0,09	-0,996	-0,033	0,085
2025-03-31 07:31:00	0,007461995	617,3	1	0,346	0,01212342	0,034053872	5,3	91	0,996	-0,017	0,092	-0,996	-0,031	0,089
2025-04-01 07:26:00	0,00769631	611,4	1	0,366	0,012706872	0,032458758	5	89,9	0,996	0,001	0,087	-0,996	-0,044	0,075
2025-04-01 07:27:00	0,007851552	613,4	1	0,359	0,012487818	0,03594649	5,2	90,1	0,996	-0,003	0,09	-0,996	-0,043	0,079
2025-04-01 07:28:00	0,00702689	615,5	1	0,352	0,012272302	0,027088012	5,3	90,3	0,996	-0,006	0,093	-0,996	-0,041	0,083
2025-04-01 07:29:00	0,007479927	617,6	1	0,344	0,012060274	0,034679295	5,5	90,5	0,995	-0,009	0,095	-0,995	-0,039	0,087
2025-04-02 07:25:00	0,00901039	613,7	2	0,365	0,012696556	0,046813904	5,2	89,5	0,996	0,009	0,09	-0,996	-0,053	0,074
2025-04-02 07:26:00	0,008742274	615,8	2	0,357	0,012477257	0,045696895	5,3	89,7	0,996	0,005	0,093	-0,996	-0,051	0,078
2025-04-02 07:27:00	0,005753812	617,8	1	0,35	0,012261507	0,00680944	5,5	89,9	0,995	0,002	0,095	-0,995	-0,049	0,082
2025-04-02 07:28:00	0,00784724	619,9	2	0,343	0,012049254	0,040745163	5,6	90,1	0,995	-0,002	0,098	-0,995	-0,047	0,086
2025-04-02 07:29:00	0,006881289	621,9	1	0,336	0,01184045	0,028525259	5,8	90,3	0,995	-0,005	0,101	-0,995	-0,046	0,09
2025-04-03 07:22:00	0,006035591	612	1	0,378	0,013136432	0,004537173	5	88,7	0,996	0,023	0,088	-0,996	-0,064	0,064
2025-04-03 07:24:00	0,009059381	616,1	2	0,363	0,012686518	0,047353476	5,3	89,1	0,996	0,016	0,092	-0,996	-0,061	0,072
2025-04-03 07:26:00	0,00739577	620,1	1	0,348	0,012251035	0,032196081	5,6	89,5	0,995	0,009	0,098	-0,995	-0,057	0,08
2025-04-03 07:27:00	0,006988715	622,2	1	0,341	0,012038579	0,028419011	5,8	89,7	0,995	0,006	0,101	-0,995	-0,056	0,084
2025-04-03 07:28:00	0,007891663	624,2	1	0,334	0,01182958	0,03661397	5,9	89,9	0,995	0,002	0,104	-0,995	-0,054	0,089
2025-04-04 07:19:00	0,007079407	610,2	1	0,385	0,013313273	0,019784841	5	88	0,996	0,034	0,088	-0,996	-0,074	0,059
2025-04-04 07:20:00	0,007701923	612,2	1	0,377	0,013083554	0,029755487	5,2	88,2	0,995	0,031	0,09	-0,995	-0,072	0,063
2025-04-04 07:21:00	0,006586631	614,3	1	0,369	0,012857532	0,015996796	5,3	88,4	0,995	0,027	0,093	-0,995	-0,07	0,067
2025-04-04 07:23:00	0,008585804	618,3	2	0,354	0,012416374	0,044539362	5,7	88,8	0,995	0,02	0,098	-0,995	-0,067	0,075
2025-04-04 07:24:00	0,008127453	620,4	2	0,347	0,012201138	0,04115689	5,8	89	0,995	0,017	0,101	-0,995	-0,065	0,079
2025-04-04 07:25:00	0,007042763	622,4	1	0,34	0,011989396	0,029551206	6	89,2	0,995	0,013	0,104	-0,995	-0,064	0,083
2025-04-04 07:26:00	0,007694951	624,4	2	0,333	0,01181099	0,039490869	6,1	89,4	0,994	0,01	0,106	-0,994	-0,062	0,087
2025-04-04 07:27:00	0,005921015	626,4	1	0,326	0,0115762	0,015837353	6,3	89,6	0,994	0,007	0,109	-0,994	-0,06	0,091
2025-04-05 07:18:00	0,007559813	612,5	1	0,383	0,013305122	0,026340134	5,2	87,6	0,995	0,042	0,091	-0,995	-0,082	0,058
2025-04-05 07:20:00	0,007426823	616,6	1	0,367	0,012848955	0,02800396	5,5	88	0,995	0,035	0,096	-0,995	-0,078	0,066
2025-04-05 07:22:00	0,008903543	620,6	2	0,352	0,012407405	0,047777756	5,8	88,4	0,994	0,028	0,101	-0,994	-0,075	0,074
2025-04-05 07:23:00	0,007599992	622,6	1	0,345	0,012191984	0,035149626	6	88,6	0,994	0,025	0,104	-0,994	-0,073	0,078
2025-04-05 07:24:00	0,006463007	624,6	1	0,338	0,011980065	0,02123002	6,1	88,8	0,994	0,021	0,107	-0,994	-0,072	0,082
2025-04-05 07:25:00	0,007925057	626,6	2	0,331	0,011771599	0,04216404	6,3	89	0,994	0,018	0,109	-0,994	-0,07	0,086
2025-04-05 07:26:00	0,007132155	628,6	1	0,324	0,011566537	0,034137879	6,4	89,2	0,994	0,014	0,112	-0,994	-0,068	0,09
2025-04-06 07:15:00	0,008937716	610,7	2	0,397	0,013769003	0,038873651	5,1	86,8	0,995	0,056	0,088	-0,995	-0,093	0,048
2025-04-06 07:16:00	0,008000588	612,8	1	0,389	0,013531288	0,030175241	5,2	87	0,994	0,053	0,091	-0,994	-0,091	0,052
2025-04-06 07:17:00	0,009442057	614,8	2	0,381	0,013297391	0,046862035	5,4	87,2	0,994	0,049	0,094	-0,994	-0,09	0,056
2025-04-06 07:18:00	0,006443773	616,8	1	0,374	0,013067259	0,012054779	5,5	87,4	0,994	0,046	0,096	-0,994	-0,088	0,06
2025-04-06 07:19:00	0,007702345	618,8	1	0,366	0,01284084	0,025078946	5,7	87,6	0,994	0,042	0,099	-0,994	-0,086	0,064
2025-04-06 07:20:00	0,006067721	620,8	1	0,358	0,012618082	0,009411487	5,8	87,8	0,994	0,039	0,101	-0,994	-0,084	0,068
2025-04-06 07:21:00	0,008960834	622,8	2	0,351	0,012398934	0,048391059	6	88	0,994	0,036	0,104	-0,994	-0,083	0,072
2025-04-06 07:22:00	0,007420133	624,8	1	0,344	0,012183345	0,03297904	6,1	88,1	0,994	0,032	0,107	-0,994	-0,081	0,076
2025-04-06 07:23:00	0,007906022	626,8	2	0,337	0,011971266	0,040437532	6,3	88,3	0,994	0,029	0,109	-0,994	-0,079	0,08
2025-04-06 07:24:00	0,006692201	628,8	1	0,33	0,011762646	0,024998857	6,4	88,5	0,993	0,025	0,112	-0,993	-0,078	0,084
2025-04-06 07:25:00	0,007510062	630,8	2	0,323	0,011557436	0,038969609	6,6	88,7	0,993	0,022	0,115	-0,993	-0,076	0,088
2025-04-07 07:13:00	0,009939497	611	2	0,396	0,013716968	0,04861781	5,2	86,3	0,994	0,064	0,091	-0,994	-0,101	0,047
2025-04-07 07:14:00	0,009691948	613	2	0,388	0,013480075	0,047944488	5,4	86,5	0,994	0,06	0,094	-0,994	-0,099	0,051
2025-04-07 07:15:00	0,008189892	615	1	0,38	0,013246985	0,034383647	5,5	86,7	0,994	0,057	0,096	-0,994	-0,097	0,055
2025-04-07 07:16:00	0,008248421	617	2	0,372	0,013017645	0,036662652	5,7	86,9	0,994	0,053	0,099	-0,994	-0,096	0,059
2025-04-07 07:18:00	0,007340092	621	1	0,357	0,012570009	0,028981968	6	87,3	0,993	0,047	0,104	-0,993	-0,092	0,067
2025-04-07 07:20:00	0,008761712	625	2	0,342	0,012136758	0,04829612	6,3	87,7	0,993	0,04	0,109	-0,993	-0,089	0,075

Tag	Anzahl	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt P3
14. Apr.	1	07:17	07:17	19. April	08. Mai	8	118	06:50	07:13	Messpunkt P3
15. Apr.	1	07:14	07:14	10. Mai	11. Mai	5	10	06:52	06:59	
16. Apr.	3	07:12	07:16	13. Mai	14. Mai	6	11	06:49	06:58	
17. Apr.	4	07:11	07:15	17. Mai	29. Juni	9	293	06:42	06:56	
18. Apr.	4	07:07	07:14	01. Juli	29. Juli	8	174	06:49	07:08	
19. Apr.	6	07:05	07:13	31. Juli	01. August	7	12	07:02	07:09	
20. Apr.	5	07:04	07:11	03. August	07. August	6	27	07:03	07:11	
21. Apr.	5	07:04	07:12	10. August	11. August	6	11	07:01	07:13	
22. Apr.	7	07:04	07:10	13. August	13. August	5	5	07:01	07:11	
23. Apr.	5	07:02	07:10	15. August	15. August	6	6	07:07	07:12	
24. Apr.	7	07:03	07:09	18. August	20. August	6	16	07:05	07:16	
25. Apr.	5	06:58	07:09	22. August	22. August	6	6	07:08	07:16	
26. Apr.	6	07:01	07:08							
27. Apr.	7	07:00	07:08							
28. Apr.	8	06:54	07:06							
29. Apr.	5	07:00	07:06							
30. Apr.	7	06:53	07:05							
1. Mai	6	06:58	07:05							
2. Mai	7	06:52	07:04							
3. Mai	6	06:57	07:04							
4. Mai	5	06:56	07:03							
5. Mai	6	06:50	07:02							
6. Mai	5	06:55	07:01							
7. Mai	5	06:54	07:01							
8. Mai	5	06:53	07:00							
9. Mai	4	06:53	07:00							
10. Mai	5	06:52	06:58							
11. Mai	5	06:52	06:59							
12. Mai	4	06:52	06:57							
13. Mai	6	06:49	06:58							
14. Mai	5	06:52	06:58							
15. Mai	4	06:50	06:57							
16. Mai	4	06:51	06:57							
17. Mai	6	06:44	06:55							
18. Mai	6	06:47	06:56							
19. Mai	7	06:43	06:56							
20. Mai	7	06:43	06:55							
21. Mai	6	06:46	06:55							
22. Mai	5	06:47	06:53							
23. Mai	6	06:42	06:54							
24. Mai	6	06:45	06:54							
25. Mai	6	06:47	06:53							
26. Mai	7	06:46	06:54							
27. Mai	6	06:46	06:54							
28. Mai	7	06:45	06:54							
29. Mai	6	06:46	06:52							