

SolPEG Blendgutachten Solarpark Nünchritz

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in der Nähe von Nünchritz in Sachsen**

Version 1.1: Überarbeitung aufgrund leicht geänderter Modulfläche

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 potenziellen 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	16
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, K8572 nordwestlich	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, K8572 mittig	18
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, K8572 südöstlich	20
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, S40 südöstlich	21
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude nordwestlich	22
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P6, Gebäude südöstlich	22
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	23
6	Schlussbemerkung	23
7	Anhang (Auszug)	24 - 37

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV-Anlage "Nünchritz"

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 900 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Nünchritz“ für Verkehrsteilnehmer auf angrenzenden Straßen sowie für Anwohner von umliegenden Gebäuden 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 Nünchritz eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für angrenzende Straßen sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

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

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

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

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlich geprägten Gebiet ca. 2,5 km östlich von Nünchritz in Sachsen. Zwischen den Flächen verläuft die Straße K8572. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen östlich von Nünchritz in Sachsen. Die Flächen sind eben.
Koordinaten (Mitte)	51.299°N, 13.423°O, 122 m ü.N.N
Entfernung zu angrenzenden Straßen	ca. 15 m – 20 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 300 m (nicht relevant)

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

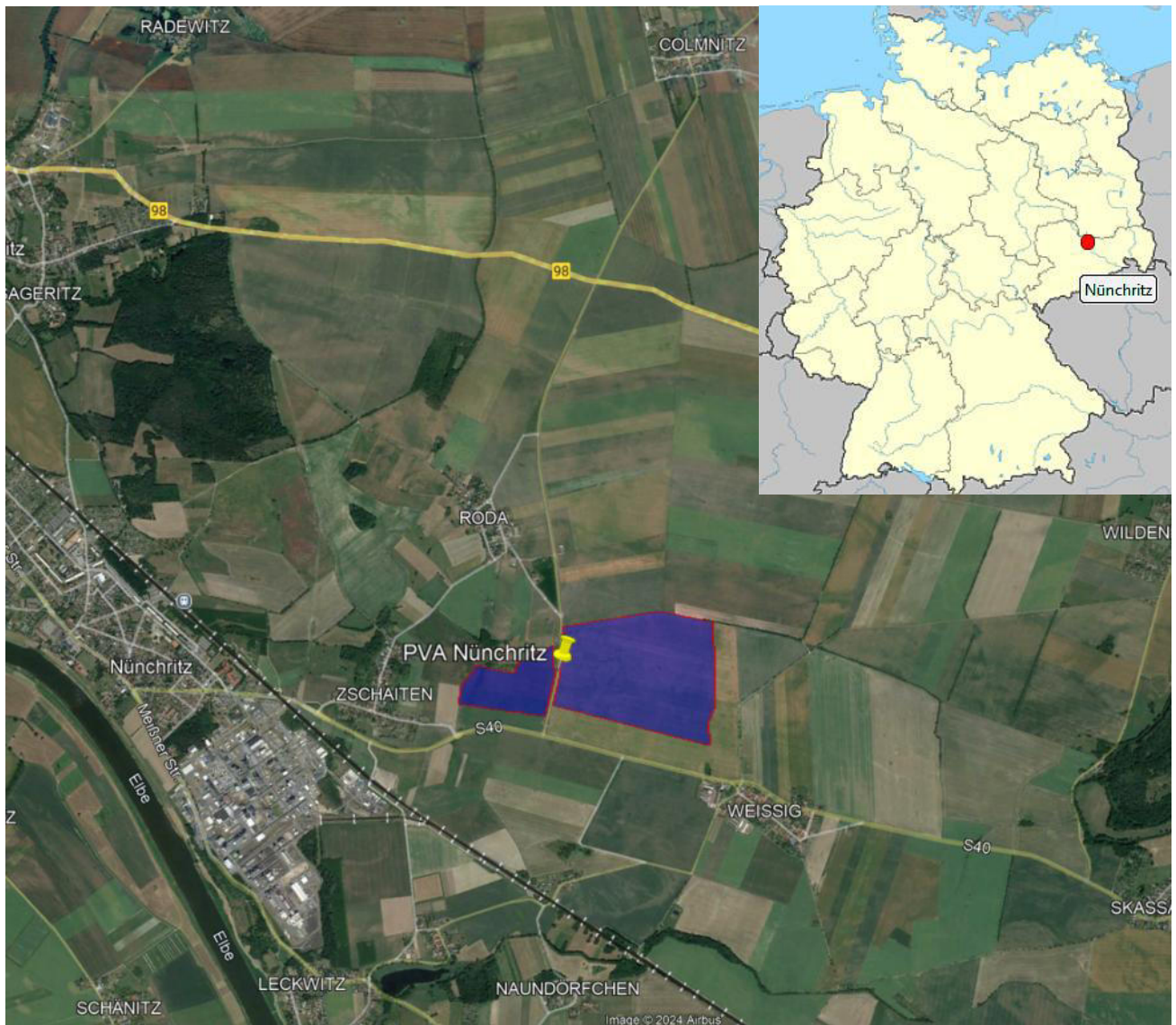


Bild 2.1.1: Luftbild der Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

Das folgende Bild zeigt die Flächen der geplanten PV-Anlage und Umgebung.



Bild 2.1.2: Übersicht über die PV-Flächen (Google Earth/SolPEG)

Details der geplanten PV-Anlage.



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

Fotos der PV-Flächen. Blick Richtung Westen auf das PV-Feld 1 (West).



Bild 2.1.4: Blick Richtung Westen (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

Blick Richtung Osten auf das PV-Feld 2.

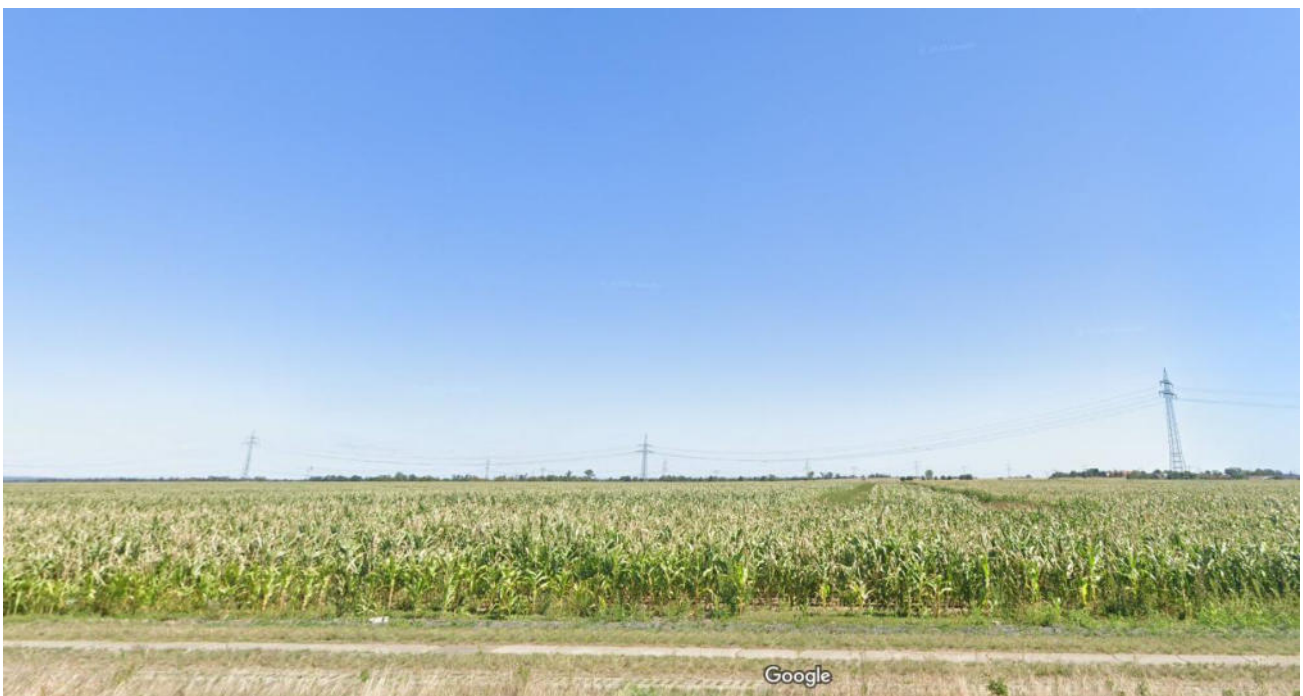


Bild 2.1.5: Blick Richtung Westen (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

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.

Das folgende Bild zeigt Gebäude westlich der PV-Anlage. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz könnten einzelne Gebäude evt. von potenziellen Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden. Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle sind potenzielle Reflexionen zu vernachlässigen bzw. relativiert zu bewerten. Der Standorte wird dennoch analysiert. Andere Gebäude in der Umgebung, z.B. einzelne landwirtschaftliche Gebäude 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.

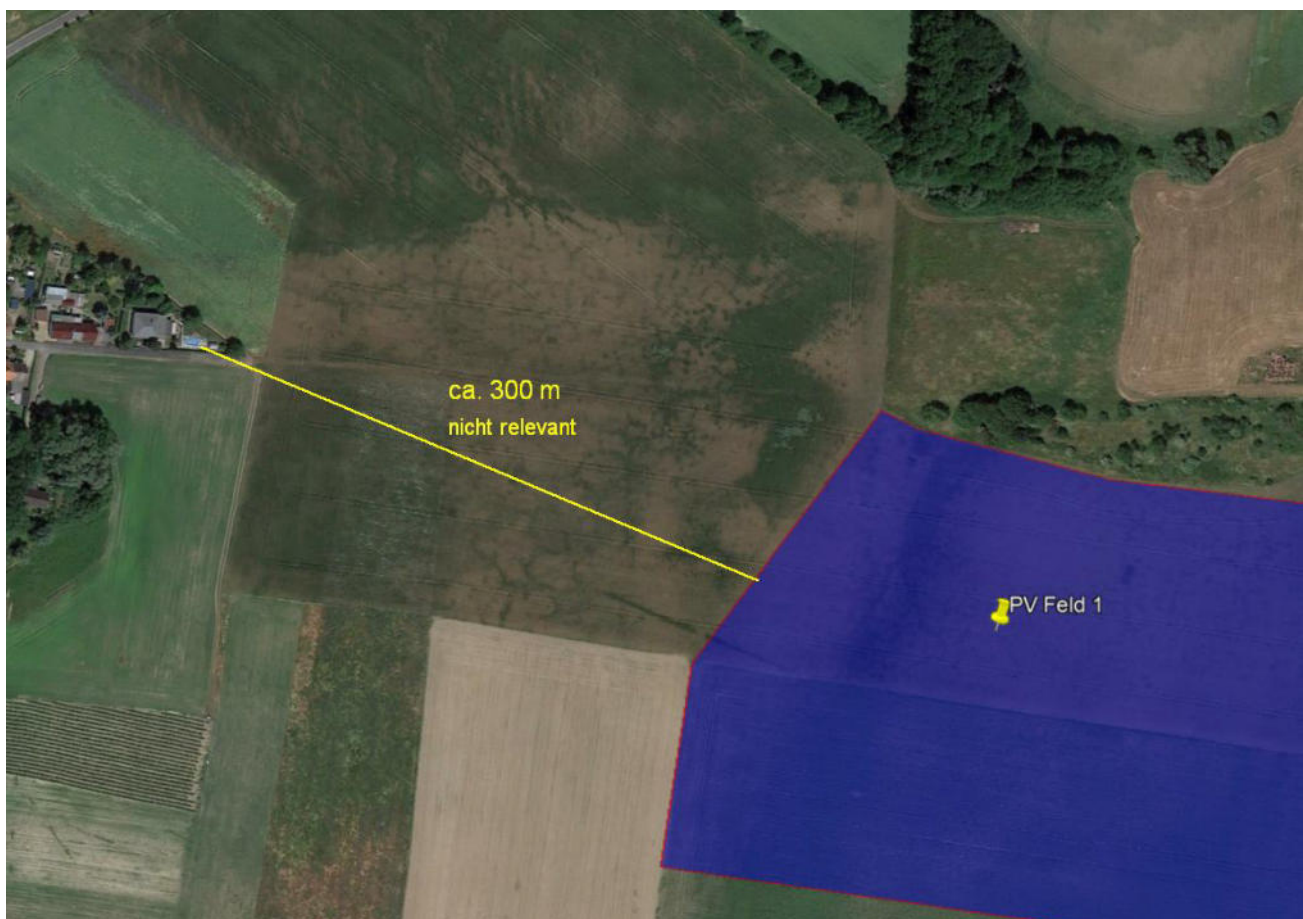


Bild 2.2.1: Gebäude im Bereich der PV-Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

3 Ermittlung der potenziellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im über-
ragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als
Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG 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:

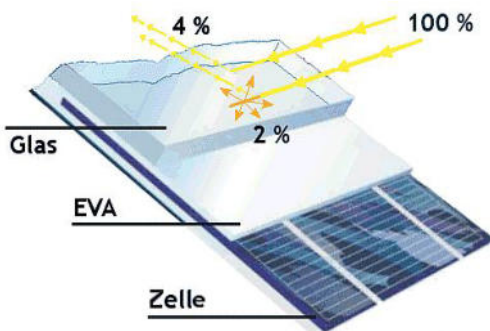


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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 gestreut/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 3.5.1 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird weniger Sonnenlicht reflektiert bzw. diffus reflektiert mit einer stärkeren Streuung. Die Leuchtdichte der Modulfläche ist entsprechend vermindert.

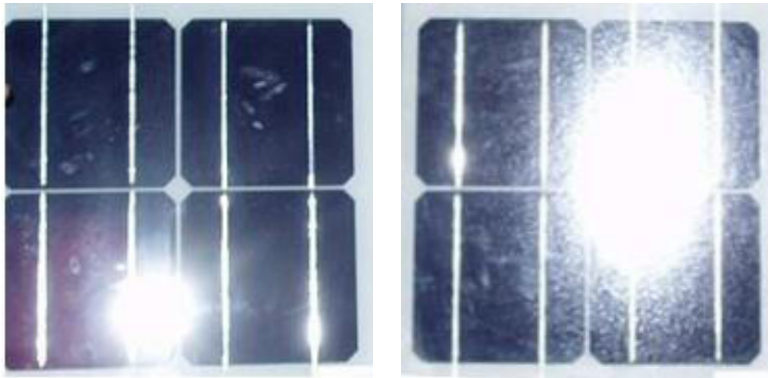


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

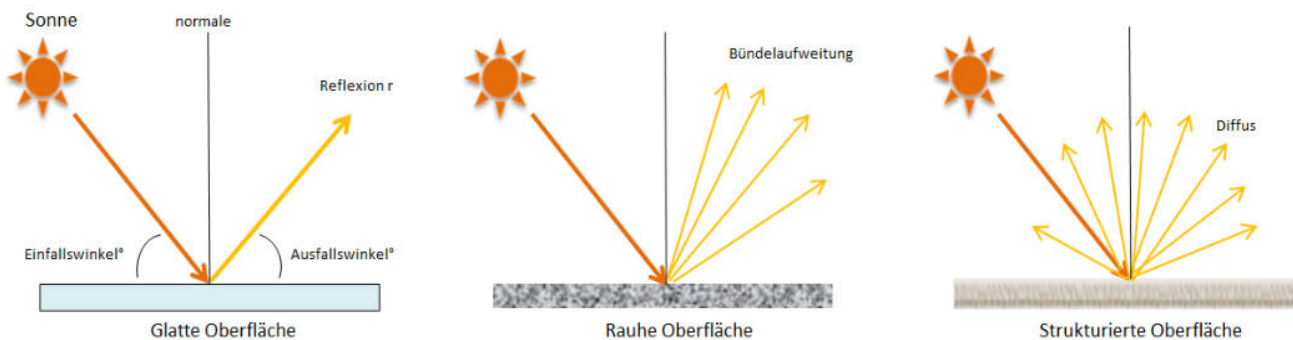


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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

Mechanical Characteristics

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

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Technische Parameter der PV-Anlage

Die optischen Eigenschaften und die Installation der Module, insbesondere die Ausrichtung und Neigung der Module sind wesentliche Faktoren für die Berechnung der Reflexionen. Lt. Planungsunterlagen werden PV-Module mit Anti-Reflex Schicht verwendet, sodass deutlich weniger Sonnenlicht reflektiert wird als bei einfachen Modulen. Dennoch sind Reflexionen nicht ausgeschlossen, insbesondere wenn das Sonnenlicht abends und morgens in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft. Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation (Varianten mit 12° und 15°).

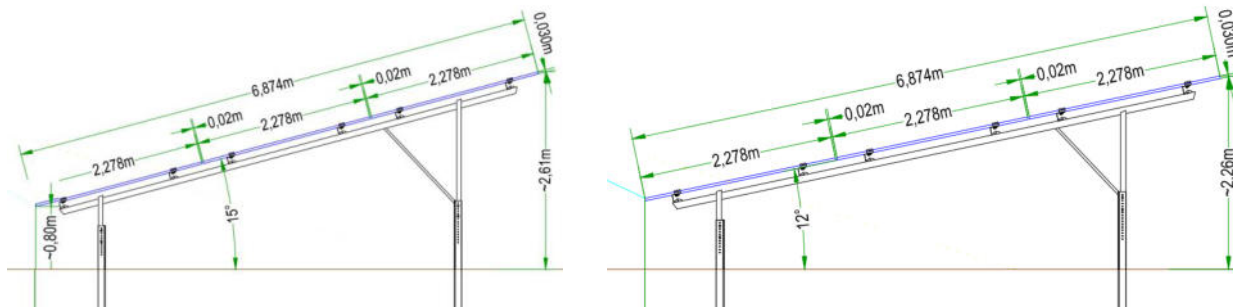


Bild 3.3.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung)

Die PV-Anlage besteht aus separaten Teilflächen mit unterschiedlicher Neigung und Ausrichtung der PV-Module. Es zeigen sich an einzelnen Immissionsorten erwartungsgemäß leicht abweichende Ergebnisse aber insgesamt sind die Abweichungen vernachlässigbar.

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV-Modul	Jinko Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,80 m - 2,60 m
Höhe Messpunkte über GOK	2,0 m (Sitzhöhe PKW/LKW gemittelt ⁴)
Azimut bzw. relevanter Sichtwinkel	Fahrtrichtung +/- 20°, 100 m Sichtweite

Es existieren keine verbindlichen Vorgaben zum „relevanten Sichtwinkel“ aber in Fachkreisen wird überwiegend angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine 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. Unter Berücksichtigung dieser Aspekte wird der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von +/- 20° um die Fahrtrichtung definiert. Die Sichtweite beträgt dabei 100 m.

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

⁵ Ein Aspekt ist die Anordnung und Anzahl der relevanten Sehzellen (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 sind, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

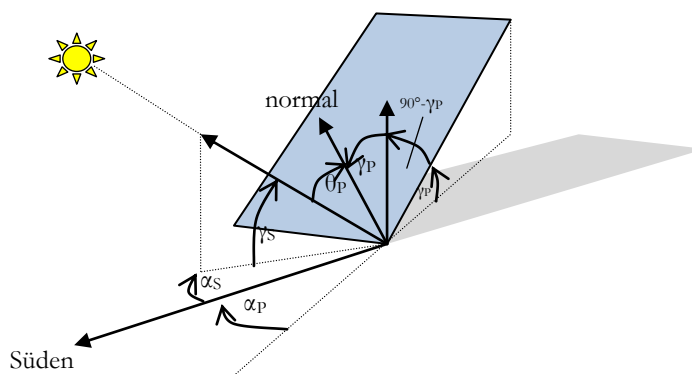


Bild 3.4.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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 Immissionsquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV-Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-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 Fahrbahn/Bahnstrecke 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 der potenziellen Blendwirkung wurden insgesamt 6 Messpunkte festgelegt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. 3 Messpunkte auf angrenzenden Straßen (u.a. K8572 sowie 2 Messpunkte im Bereich von umliegenden Gebäuden. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich auch im Anhang. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung, und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.

Die folgende Übersicht zeigt die gewählten Messpunkte.



Bild 3.5.1: Exemplarisch gewählte Messpunkte für die Analyse der Reflexionen (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 belästigenden Wirkung statischer Sonnenlichtreflexionen. Da in der Licht-Richtlinie klar unterschieden wird zwischen konstantem und Wechsellicht und es sich beim periodischen Schattenwurf von Windenergieanlagen um das generell stärker belästigende Wechsellicht handelt, liegt die Vermutung nahe, **dass zeitliche Grenzwerte für konstante Sonnenlichtreflexionen deutlich über denen der Schattenwurfrichtlinie anzusetzen wären.**

Schutzwürdige Räume

In der 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 fehlt⁹ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

Einfallswinkel der Reflexion

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

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

Entfernung zur Immissionsquelle

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

Die von der SolPEG seit 2015 in über 900 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.

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.

⁹ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

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>

Sonstige Einflüsse

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

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

In der Licht-Leitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY¹²) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2023 eine mittlere Wolkenbedeckung¹³ von ca. 68,8 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den langjährigen Zeitraum 1991-2020 liegt bei 62,5 % - 75 %. Aber auch der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel, Bäume oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden.

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

Kategorien von Reflexionen

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

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

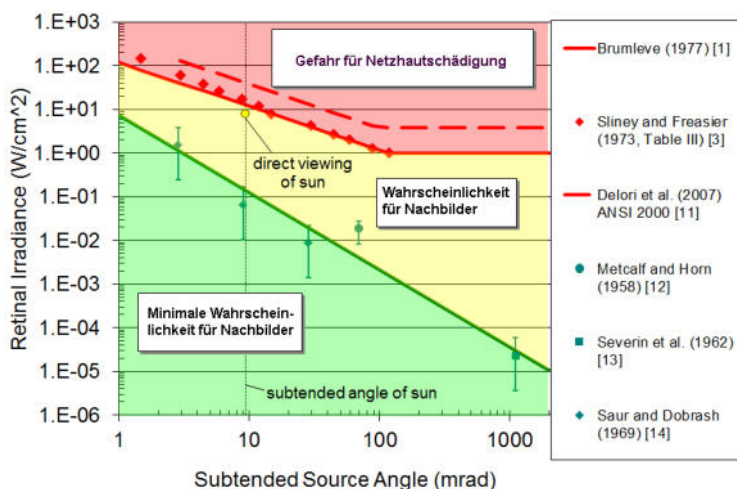


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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_2023_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 „Nünchritz“ wird für bestimmte 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 Straße ist auf 2 m über GOK festgelegt. Dies entspricht der gemittelten Sitzhöhe von PKW und LKW inkl. Transporter und SUV. Das ist ein eher konservativer Ansatz, da die Sitzhöhe bei der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt. Eine Sitzhöhe von über 2,5 m liegt außerhalb des Median. Das Ergebnis der Simulation ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann.

Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.1 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 3: 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 K8572 nordwestlich	51.300548	13.423638	119,98	121,98	nicht relevant ^W
P2 K8572 mittig	51.299000	13.423401	121,52	123,52	nicht relevant ^W
P3 K8572 südöstlich	51.297590	13.422944	121,46	123,46	nicht relevant ^W
P4 S40 südlich	51.295552	13.423949	122,80	124,80	nicht relevant ^{WE}
P5 Gebäude westlich	51.299786	13.411831	115,05	117,05	-
P6 Gebäude südöstlich	51.293354	13.437126	123,38	125,38	-

^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, K8572 nordwestlich

Am Messpunkt P1 auf der K8572 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 13. April - 27. August, in den frühen Morgenstunden zwischen 06:46 - 07:20 Uhr, für 5 bis max. 20 Minuten aus östlicher Richtung durch das PV-Feld 2 auftreten. Bei der Fahrt Richtung Norden liegen die Einfallswinkel mit ca. $+66^\circ$ bis $+81^\circ$ rechts (östlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$ bzw. 30° , 100 m Sichtweite). Aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz können zu keiner Zeit Reflexionen den Rückspiegel¹⁵ erreichen.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung werden dennoch in der folgenden Skizze die potenziellen Reflexionen am Messpunkt P1 dargestellt.

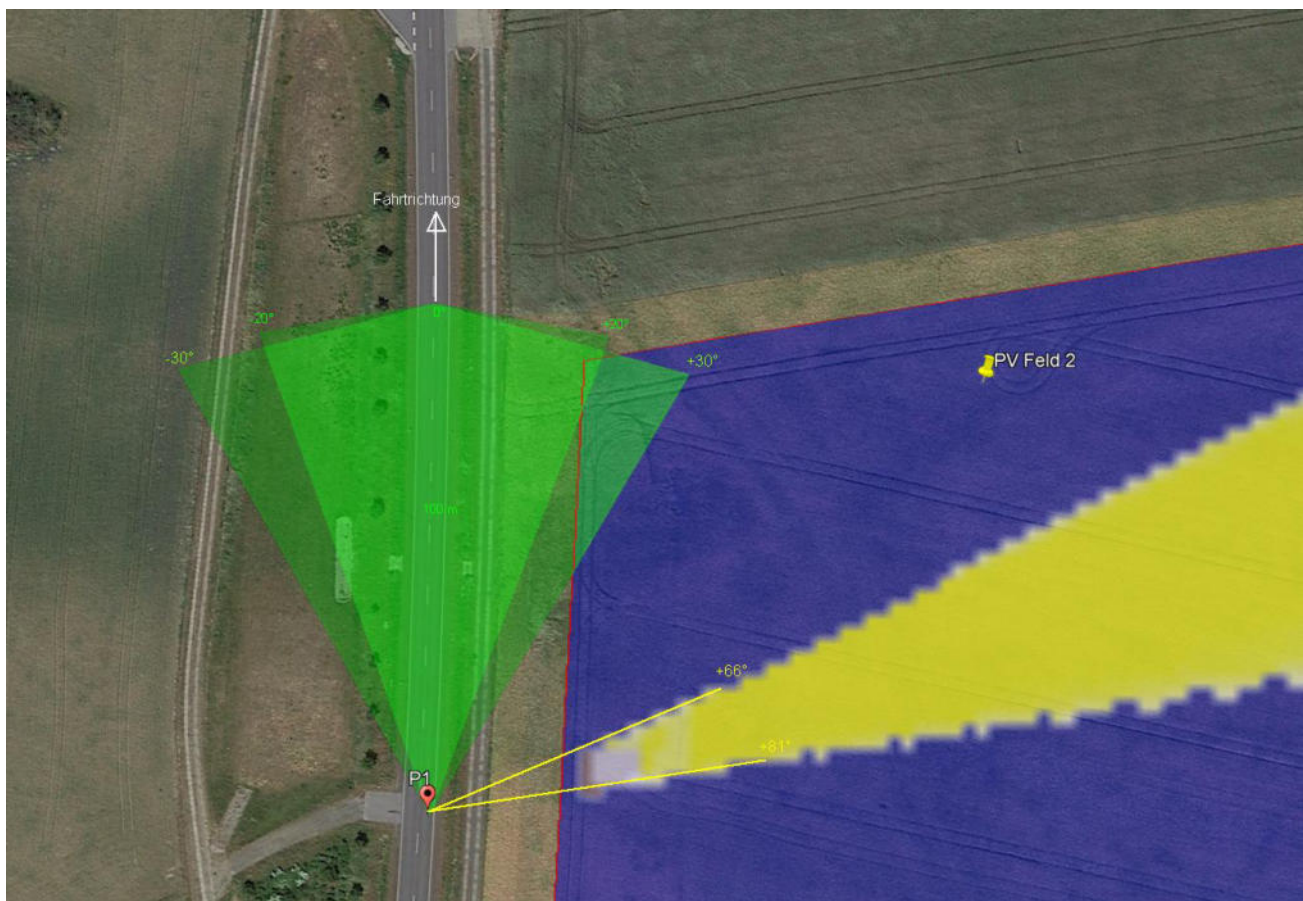


Bild 4.1.1: Potenzielle Reflexionen am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich kleiner bzw. schmaler. Die Einfallswinkel von Reflexionen liegen deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind diese nicht relevant.

¹⁵ Es gibt keine konkreten Vorgaben für den Sichtwinkel von Seiten- und Rückspiegeln, lediglich unkonkrete Formulierungen, dass diese eine "ausreichende Sicht" oder ein "angemessenes Sichtfeld" ermöglichen sollen. Daher wird der Sichtwinkel hier mit $\pm 5^\circ$ zur Fahrtrichtung definiert. Überwiegend ist der Sichtwinkel durch die Größe der Heckscheibe bzw. die C-Säule begrenzt.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, K8572 mittig

Am Messpunkt P2 auf der K8572 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 07. April – 02. September zwischen 06:46 - 07:31 Uhr, für 5 bis max. 28 Minuten aus östlicher Richtung durch das PV-Feld 2 auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Norden mit ca. $+66^\circ$ bis $+81^\circ$ rechts (östlich) zur Fahrtrichtung allerdings auch in diesem Abschnitt deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Theoretisch können zwischen dem 24. April - 16. August, abends zwischen 19:13 - 19:59 Uhr, für 5 bis max. 31 Minuten auch Reflexionen aus westlicher Richtung durch das PV-Feld 1 auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Norden allerdings ebenfalls deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden.

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

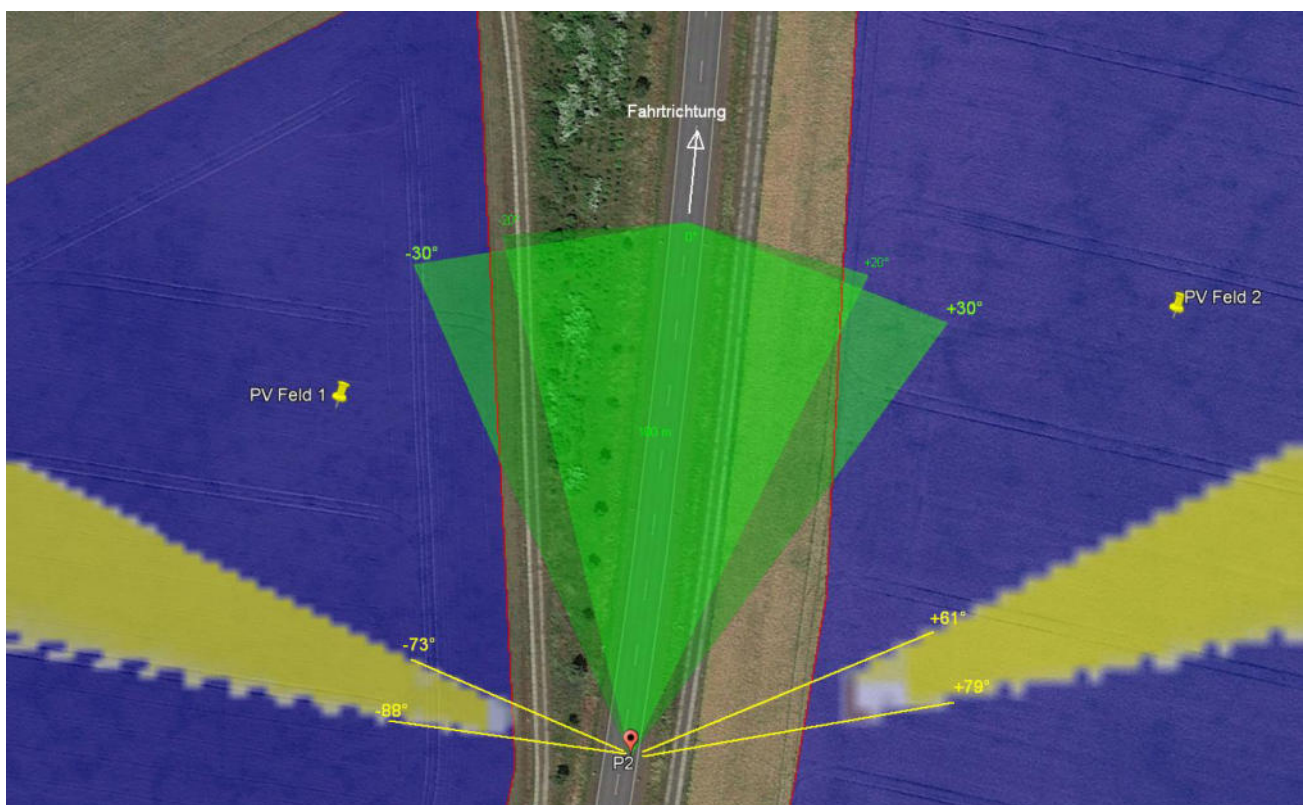


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, 100 m Sichtweite). Im Gelb markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich kleiner bzw. schmaler. Die Einfallswinkel von Reflexionen liegen außerhalb des relevanten Sichtwinkels und daher kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P2 aus Sicht des Fahrzeugführers aus leicht erhöhter Position (ca. 2,1 m) bei der Fahrt Richtung Norden. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Auch dieses Foto verdeutlicht, dass die PV-Flächen zwar im Randbereich teilweise sichtbar ist potenzielle Reflexionen wären deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkes, außerhalb des Bildes.

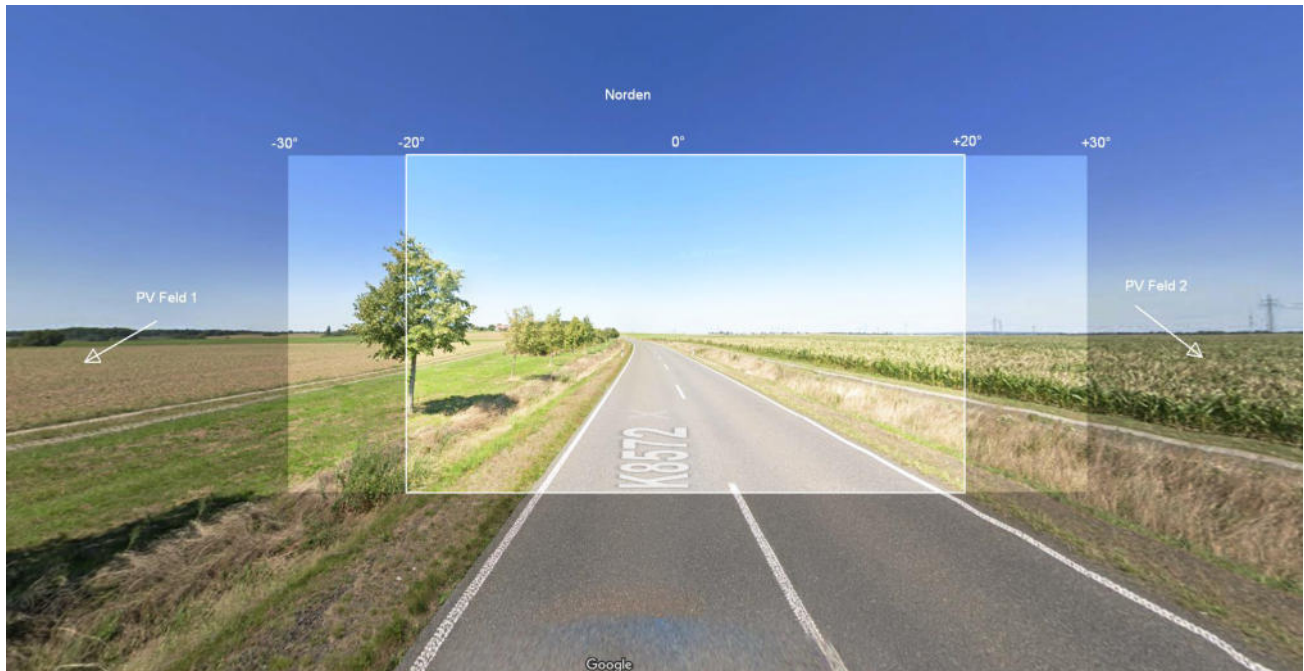


Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Norden (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, K8572 südöstlich

Wie am Messpunkt P2 können auch am Messpunkt P3 auf der K8572 theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Norden allerdings auch in diesem Abschnitt deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle 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.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P3 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

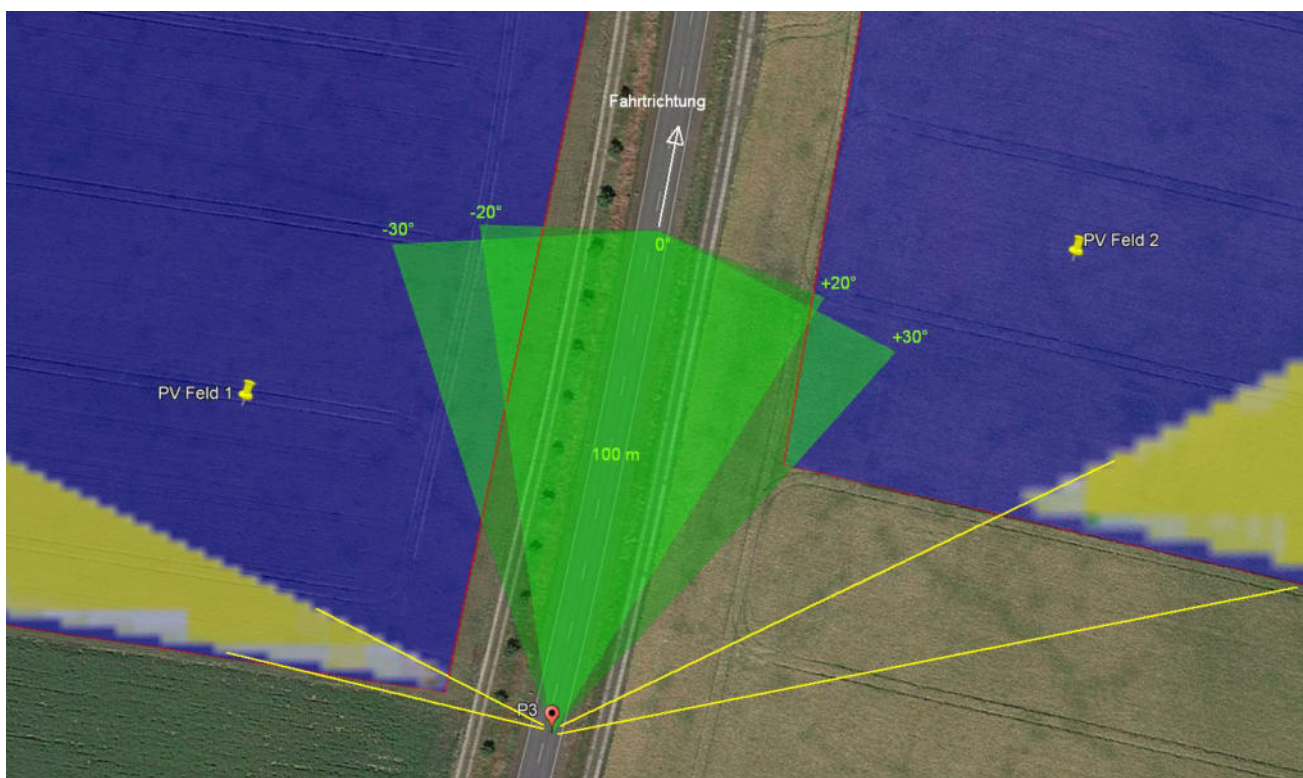


Bild 4.3.1: Situation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, 100 m Sichtweite). Im Gelb markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Diese liegen außerhalb des relevanten Sichtwinkels und daher kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, S40 südöstlich

Am Messpunkt P4 auf der S40 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 06. April - 04. September, zwischen 06:46 - 07:33 Uhr, für 5 bis max. 29 Minuten aus östlicher Richtung durch das PV-Feld 2 auftreten. Aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle von über 280 m sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant. Aufgrund der Bündelaufweitung der diffus reflektierten Lichtstrahlen verringert sich mit zunehmender Entfernung die Leuchtdichte der Moduloberfläche. Die PV-Anlage wäre - sofern überhaupt sichtbar - nur als helle Fläche wahrnehmbar.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung werden dennoch in der folgenden Skizze die potenziellen Reflexionen am Messpunkt P4 dargestellt.

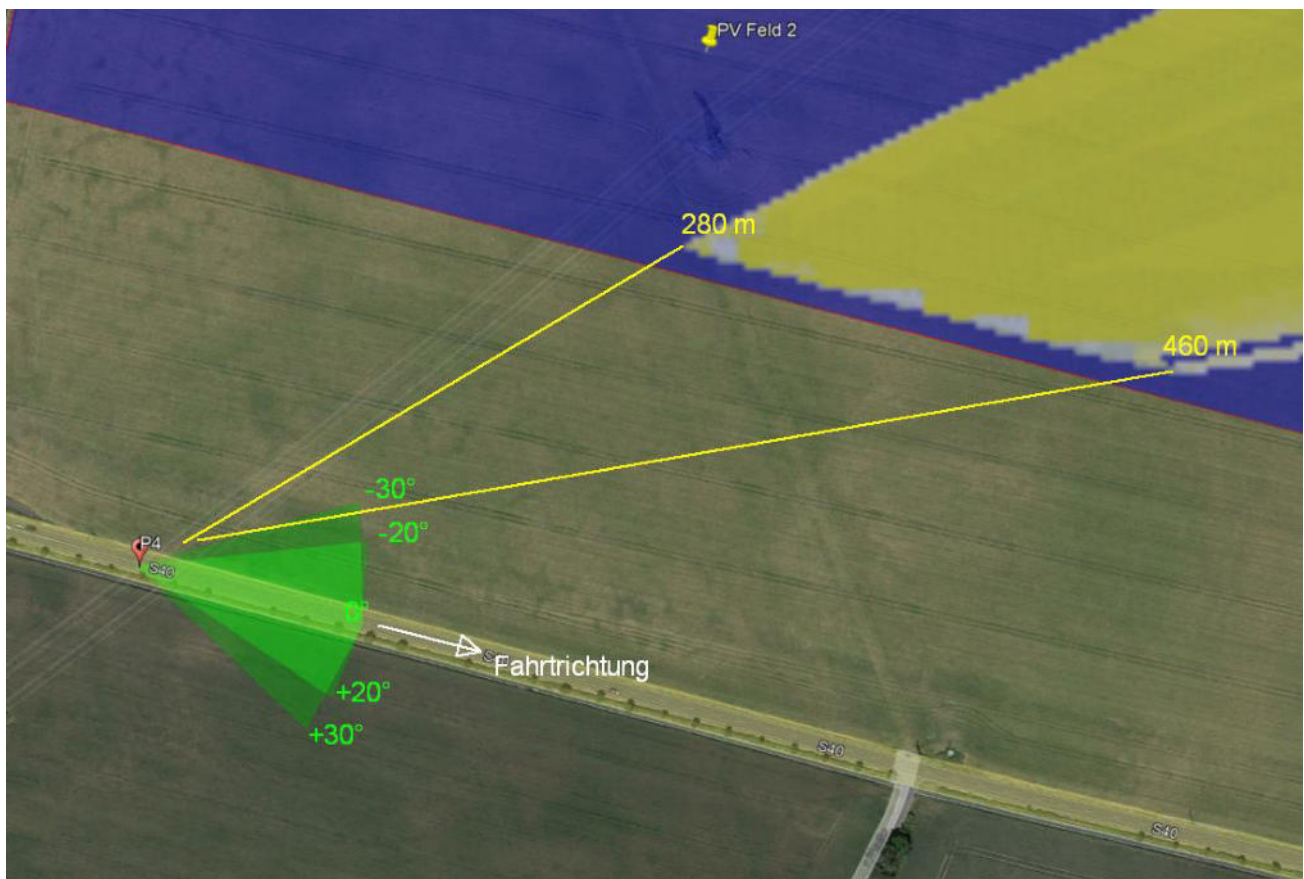


Bild 4.4.1: Potenzielle Reflexionen am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich kleiner bzw. schmaler. Aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle sind potenzielle Reflexionen nicht relevant.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P4 aus Sicht des Fahrzeugführers aus leicht erhöhter Position (ca. 2,1 m) bei der Fahrt Richtung Osten. Das Foto verdeutlicht, dass das PV-Feld 2 aufgrund der sehr großen Entfernung nicht einsehbar ist.



Bild 4.4.2: Foto am Messpunkt P4, Fahrt Richtung Norden (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude nordwestlich

Am Messpunkt P6 im Bereich der Gebäude nordwestlich der PV-Anlage an der Adresse Dreschergasse 9 (Zschaiten) sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern bzw. eine erhebliche Belästigung“ im Sinne der Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

4.6 Ergebnisse am Messpunkt P6, Gebäude südöstlich

Auch am Messpunkt P6 im Bereich der Gebäude an der Adresse Nünchritzer Str. 1A (Weissig) sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage kann ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potenzielle Blendwirkung der hier betrachteten PV-Anlage Nünchritz kann als „geringfügig“ klassifiziert¹⁶ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV-Anlage als gering eingestuft werden.

Durch den Einsatz von hochwertigen PV-Modulen hat der Auftraggeber die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von potenziellen Reflexionen ergriffen.

Die Analyse von 6 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt im Bereich der K8572 nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Darüber hinaus sind potenzielle Reflexionen auch aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen. Anhand der ausgewerteten Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden.

Verkehrsteilnehmer auf der S40 sind von Reflexionen durch die PV-Anlage nicht betroffen, da auch hier die Einfallswinkel außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegen. Aber insbesondere aufgrund der sehr großen Entfernung von über 280 m zur Immissionsquelle sind potenzielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage kann ausgeschlossen werden.

Im Bereich der nordwestlich und südöstlich gelegenen Gebäude sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

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

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 15.11.2024


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹⁶Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

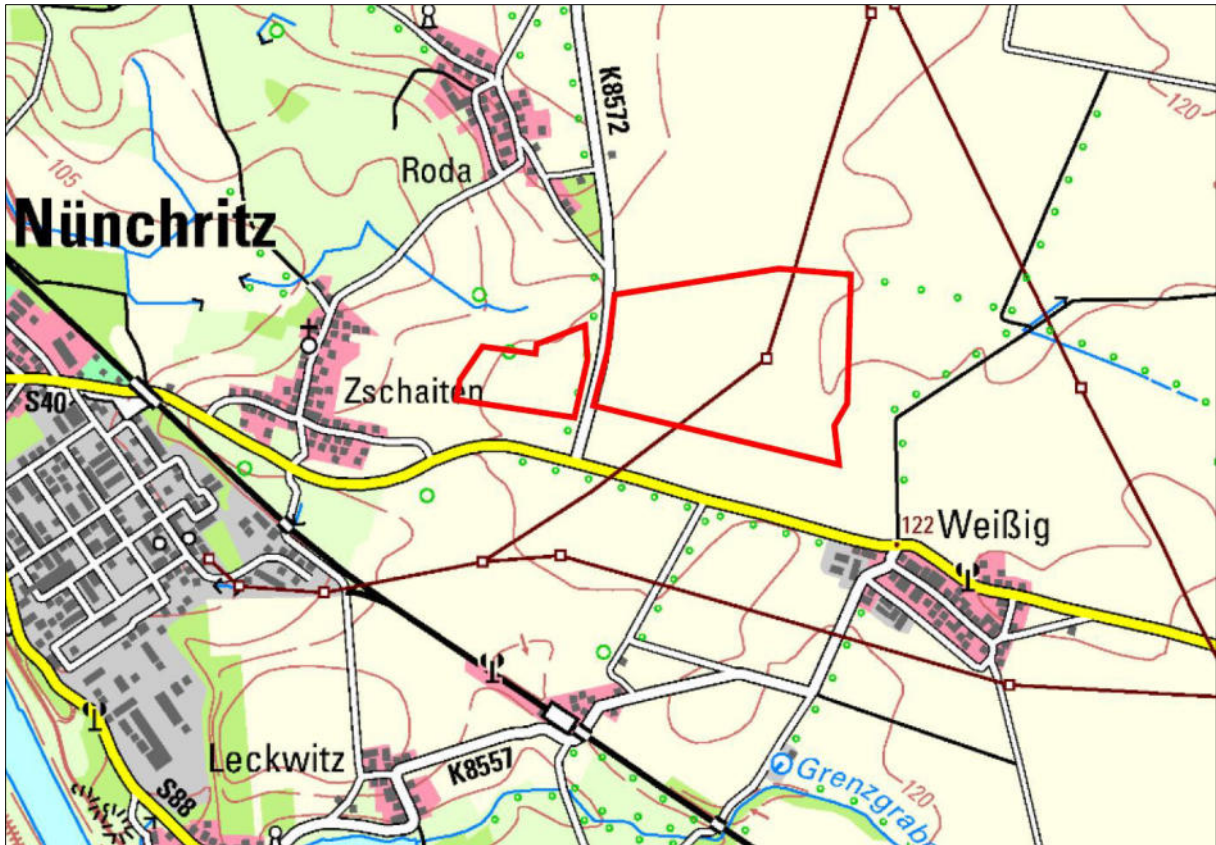


Abb. 1: Grenze des räumlichen Geltungsbereichs des Bebauungsplans mit der Unterteilung in zwei Teilflächen (DTK050 © GeoBasis-DE/GeoSN, 2023)

Das Plangebiet befindet sich im Landkreis Meißen auf dem Gebiet der Gemeinde Nünchritz, östlich des Ortsteils Zschaiten und westlich des Ortsteils Weißig und gliedert sich in zwei Teilflächen. Die östliche Teilfläche befindet sich östlich der Kreisstraße K8572 und die westliche Teilfläche befindet sich westlich der Kreisstraße K8572.

Der Geltungsbereich des Bebauungsplans umfasst auf einer Gesamtfläche von 67,58 Hektar die Flurstücke 536 (teilweise), 554 (teilweise), 555 (teilweise), 557, 558 der Gemarkung Zschaiten sowie die Flurstücke 393 (teilweise), 397, 398, 399 der Gemarkung Weißig.

Tiger Neo N-type 72HL4-BDV 570-590 Watt

BIFAZIALES MODUL MIT
DOPPELGLAS

N-Typ

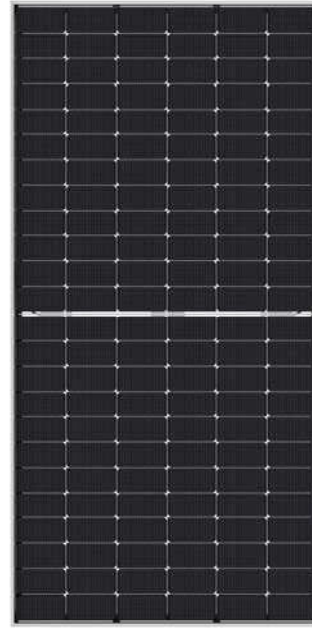
Positive Leistungstoleranz von 0~+3 %

IEC 61215 (2016), IEC 61730 (2016)

ISO9001:2015: Qualitätsmanagementsystem

ISO14001:2015: Umweltmanagementsystem

ISO 45001:2018
Managementsysteme für Sicherheit und Gesundheit bei der Arbeit



WICHTIGE MERKMALE



SMBB-Technologie

Mehr Modulleistung und Zuverlässigkeit dank verbesserter Lichtabsorption und verbessertem Stromtransport



Hot 2.0-Technologie

Das N-Typ-Modul mit Hot 2.0-Technologie ist zuverlässiger und reduziert LID/LETID-Effekte.



PID-Widerstand

Exzellente Anti-PID-Leistungsgarantie dank optimiertem Massenproduktionsprozess und Materialkontrolle.



Verbesserte mechanische Widerstandskraft

Zertifiziert für Windlasten bis 2400 Pa und Schneelasten bis 5400 Pa.



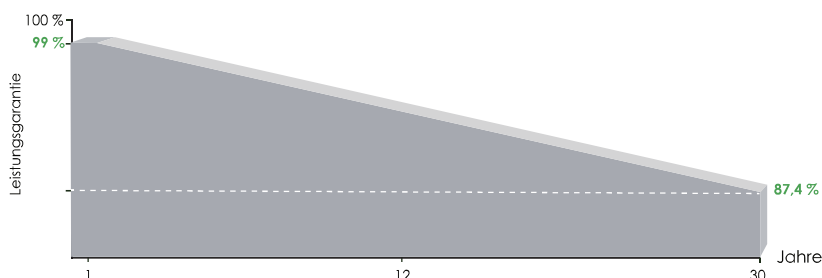
Höhere Leistung

Die Modulleistung steigt generell um 5 bis 25 %, was zu deutlich geringeren Stromgestehungskosten (LCOE) und einem höheren internen Ertragssatz führt.



POSITIVE QUALITY™
Continuous Quality Assurance

LINEARE LEISTUNGSGARANTIE



12 Jahre Produktgarantie

30 Jahre lineare Leistungsgarantie

0,40 % jährliche Degradation über 30 Jahre

Technische Zeichnungen



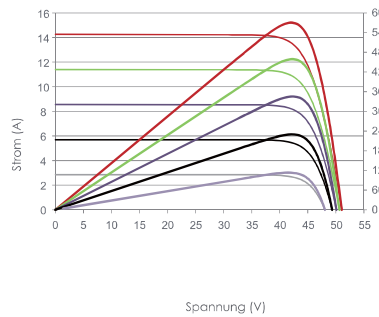
Versandeinheiten

(Zwei Paletten = ein Stapel)

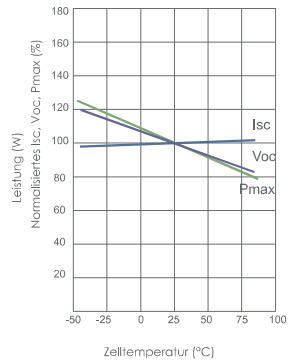
36 Stück/Palette, 72 Stück/Stapel, 720 Stück/40-Fuss-Container

Elektrische Leistung und Temperaturabhängigkeit

Strom-Spannungs- und Leistungs-Spannungs-Kennlinien (570 W)



Temperaturabhängigkeit von I_{sc} , V_{oc} , P_{max}



Mechanische Eigenschaften

Zellentyp	N-Typ monokristallin
Anz. der Zellen	144 (2×72)
Maße	2278×1134×30mm (89,69×44,65×1,18 inch)
Gewicht	32 kg (70,55 lbs)
Glas Vorderseite	2,0 mm, Antireflexbeschichtung
Glas Rückseite	2,0 mm, teilvorgespanntes Glas
Rahmen	Eloxierte Aluminiumlegierung
Anschlusskasten	Schutzklasse IP68
Anschlusskabel	TÜV 1×4,0 mm ²
	(+): 400 mm, (-): 200 mm oder maßgeschneiderte Länge

Spezifikationen

Modultyp	JKM570N-72HL4-BDV		JKM575N-72HL4-BDV		JKM580N-72HL4-BDV		JKM585N-72HL4-BDV		JKM590N-72HL4-BDV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximale Leistung (Pmax)	570Wp	429Wp	575Wp	432Wp	580Wp	436Wp	585Wp	440Wp	590Wp	444Wp
Max. Spannung (Vmp)	42,9V	39,65V	42,44V	39,78V	42,59V	39,87V	42,74V	40,03V	42,88V	40,15V
Max. Strom (Imp)	13,48A	10,81A	13,55A	10,87A	13,62A	10,94A	13,69A	10,99A	13,76A	11,05A
Leerlaufspannung (Voc)	51,07V	48,51V	51,27V	48,70V	51,47V	48,89V	51,67V	49,08V	51,86V	49,26V
Kurzschlussstrom (Isc)	14,25A	11,50A	14,31A	11,55A	14,37A	11,60A	14,43A	11,65A	14,49A	11,70A
Modulwirkungsgrad STC (%)	22,07%		22,26%		22,45%		22,65%		22,84%	
Betriebstemperatur (°C)	-40°C ~ +85°C									
Maximale Systemspannung	1500VDC (IEC)									
Maximale Vorschaltleistungsleistung	30A									
Leistungstoleranz	0~+3%									
Temperaturkoeffizienten Pmax	-0,29%/°C									
Temperaturkoeffizienten Voc	-0,25%/°C									
Temperaturkoeffizienten Isc	0,045%/°C									
Nennbetriebstemperatur der Zelle (NOCT)	45±2°C									
Ref. bifazialer Faktor	80±5%									

BIFAZIALE LEISTUNG – LEISTUNGSZUWACHS RÜCKSEITE

		JKM570N-72HL4-BDV	JKM575N-72HL4-BDV	JKM580N-72HL4-BDV	JKM585N-72HL4-BDV	JKM590N-72HL4-BDV
5 %	Maximale Leistung (Pmax)	599Wp	604Wp	609Wp	614Wp	620Wp
	Modulwirkungsgrad STC (%)	23,17%	23,37%	23,57%	23,78%	23,98%
15 %	Maximale Leistung (Pmax)	656Wp	661Wp	667Wp	673Wp	679Wp
	Modulwirkungsgrad STC (%)	25,37%	25,60%	25,82%	26,04%	26,27%
25 %	Maximale Leistung (Pmax)	713Wp	719Wp	725Wp	731Wp	738Wp
	Modulwirkungsgrad STC (%)	27,58%	27,82%	28,07%	28,31%	28,55%

*STC: Einstrahlung 1000W/m² Zelltemperatur 25 °C

AM = 1,5

NOCT: Einstrahlung 800W/m² Umgebungstemperatur 20 °C

AM = 1,5

Windgeschwindigkeit 1m/s

©2021 Jinko Solar Co., Ltd. Alle Rechte vorbehalten.
Die Spezifikationen in diesem Datenblatt können ohne Ankündigung geändert werden.
Die deutsche Version dieses Dokuments ist lediglich eine unverbindliche Übersetzung aus dem Englischen. Bei Abweichungen vom englischen Originaltext hat immer die englische Version Vorrang.

JKM570-590N-72HL4-BDV-F4C1-GE

Nuenchritz

Nuenchritz_v2

Created Nov 15, 2024
Updated Nov 15, 2024
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 8.0 deg
Site ID 134240.21648

Project type Advanced
Project status: active
Category 1 MW to 5 MW



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² peak)
Ocular transmission coefficient: 0.5
Pupil diameter: 0.002 m
Eye focal length: 0.017 m
Sun subtended angle: 9.3 mrad

PV Analysis Methodology: Version 2
Enhanced subtended angle calculation: On

Summary of Results Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld 1	20.0	180.0	1,835	5,174	-
PV Feld 2	20.0	180.0	2,590	9,823	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 666,910 m²

Name: PV Feld 1
Footprint area: 132,746 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	51.297400	13.415271	118.38	2.00	120.38
2	51.298314	13.415479	116.73	2.00	118.73
3	51.299437	13.416831	117.02	2.00	119.02
4	51.299340	13.417152	117.75	2.00	119.75
5	51.299099	13.418574	119.75	2.00	121.75
6	51.299042	13.419845	120.52	2.00	122.52
7	51.299142	13.420081	121.01	2.00	123.01
8	51.299488	13.420140	120.74	2.00	122.74
9	51.300320	13.422941	120.57	2.00	122.57
10	51.299109	13.423080	121.21	2.00	123.21
11	51.298567	13.423020	120.99	2.00	122.99
12	51.296791	13.422380	121.33	2.00	123.33

Name: PV Feld 2
Footprint area: 534,164 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	51.301302	13.423957	119.00	2.00	121.00
2	51.302127	13.431853	121.85	2.00	123.85
3	51.301584	13.436080	121.22	2.00	123.22
4	51.297217	13.436282	121.75	2.00	123.75
5	51.296410	13.435780	122.43	2.00	124.43
6	51.295252	13.435810	122.60	2.00	124.60
7	51.297341	13.423077	122.00	2.00	124.00
8	51.299444	13.423774	121.69	2.00	123.69

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total Elevation m
OP 1	51.300548	13.423638	119.98	2.00	121.98
OP 2	51.299000	13.423401	121.52	2.00	123.52
OP 3	51.296926	13.422681	121.59	2.00	123.59
OP 4	51.295552	13.423949	122.80	2.00	124.80
OP 5	51.299786	13.411831	115.05	2.00	117.05
OP 6	51.293354	13.437126	123.38	2.00	125.38

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt deg	Orientation deg	"Green" Glare min	"Yellow" Glare min	Energy Produced kWh	Data File
PV Feld 1	20.0	180.0	1,835	5,174	-	
PV Feld 2	20.0	180.0	2,590	9,823	-	

Distinct glare per month

Excludes overlapping glare from PV array for multiple receptors at matching time(s)

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld-1 (green)	0	0	0	0	156	212	215	11	0	0	0	0
pv-feld-1 (yellow)	0	0	0	38	350	441	426	104	0	0	0	0
pv-feld-2 (green)	0	0	3	223	279	444	326	244	56	0	0	0
pv-feld-2 (yellow)	0	0	0	483	764	735	749	686	32	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Feld 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	444	2345
OP: OP 3	364	2194
OP: OP 4	192	0
OP: OP 5	0	0
OP: OP 6	835	635

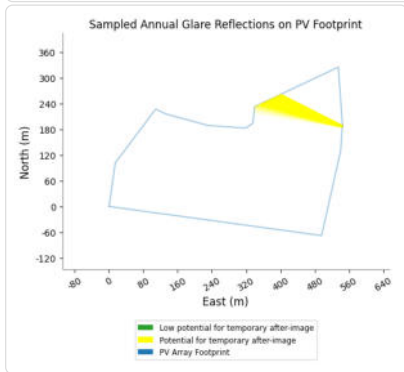
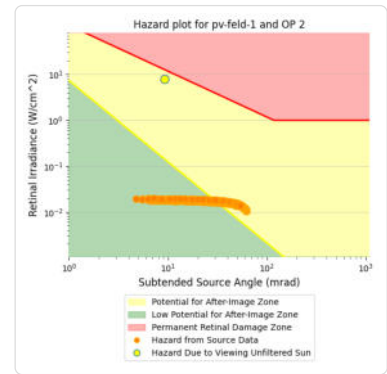
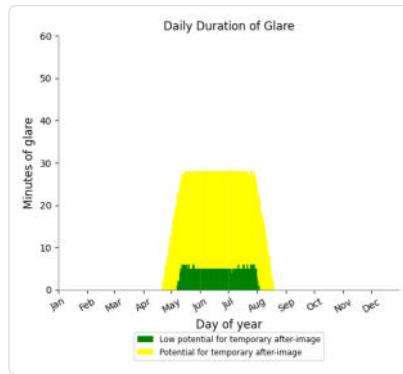
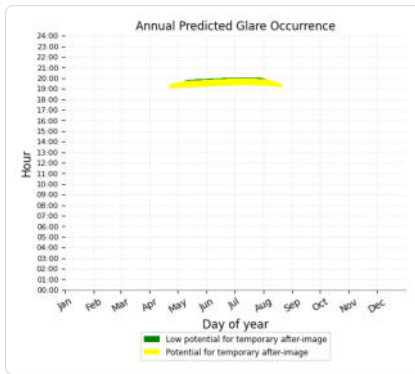
PV Feld 1: OP 1

No glare found

PV Feld 1: OP 2

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

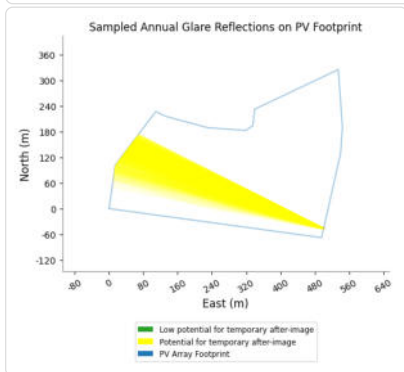
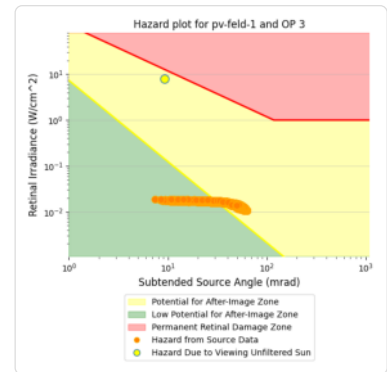
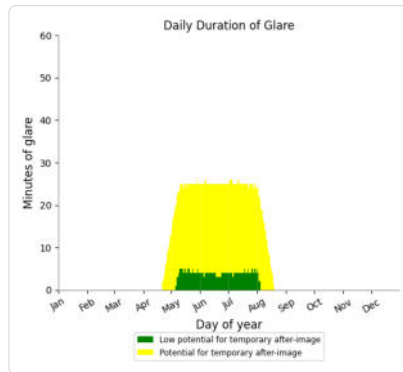
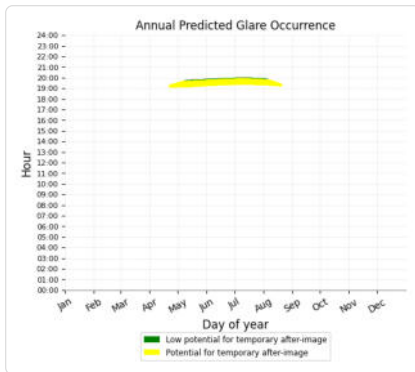
- 444 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,345 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1: OP 3

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

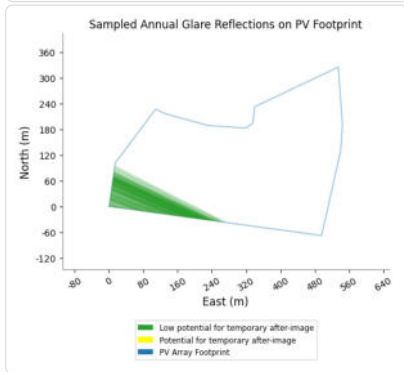
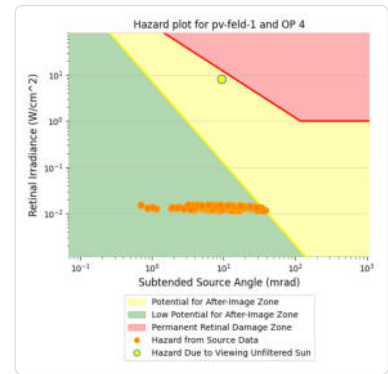
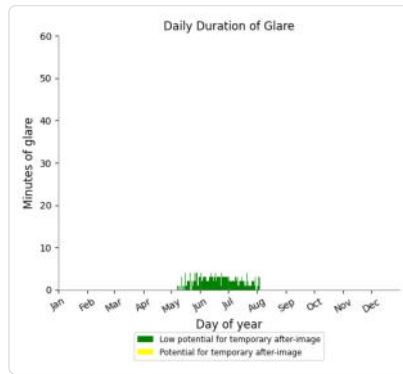
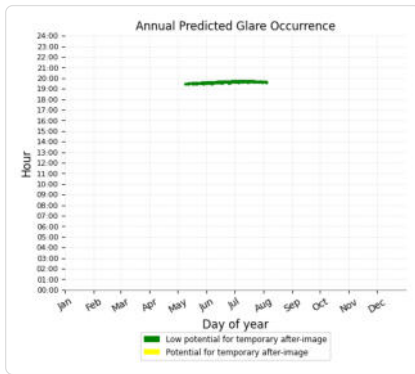
- 364 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,194 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1: OP 4

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

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



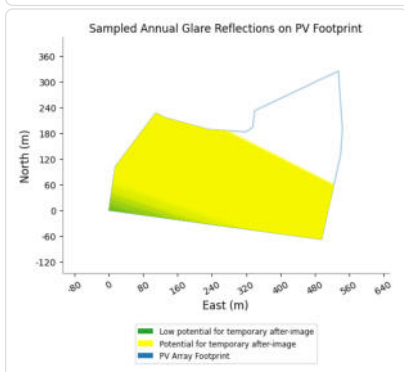
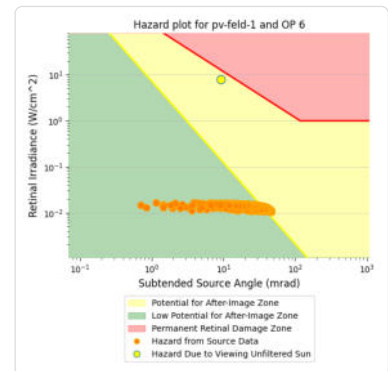
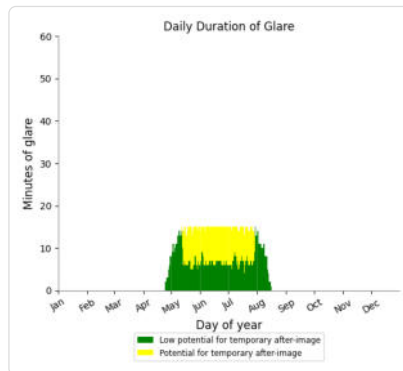
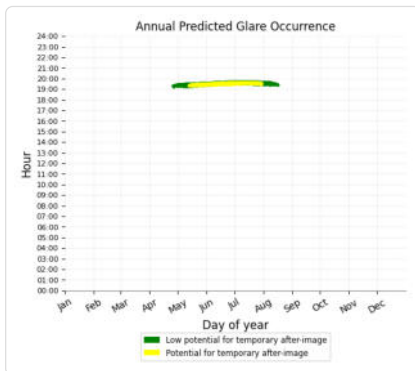
PV Feld 1: OP 5

No glare found

PV Feld 1: OP 6

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

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



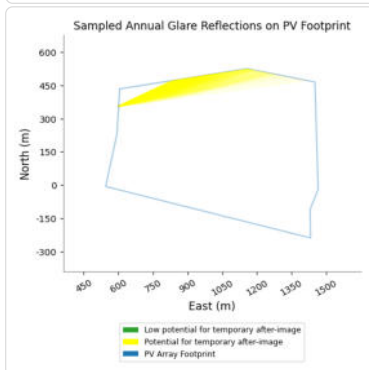
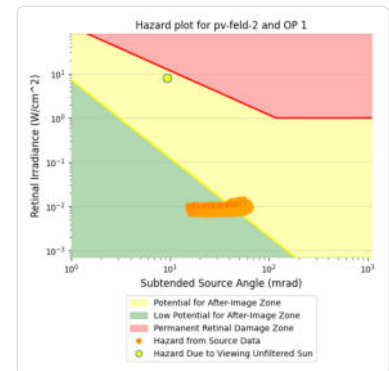
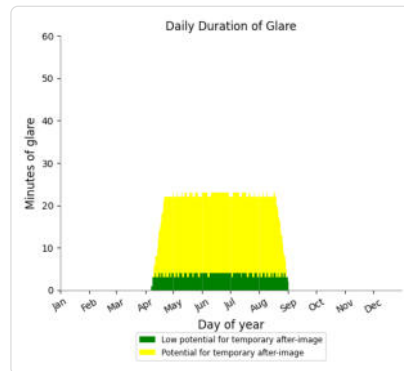
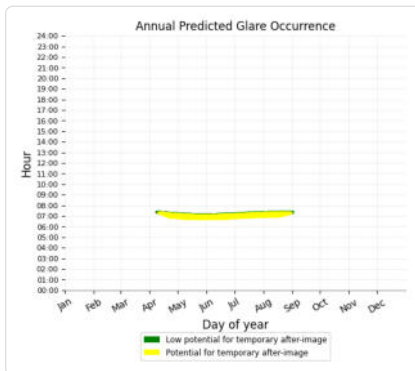
PV Feld 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	527	2466
OP: OP 2	1281	3895
OP: OP 3	271	1833
OP: OP 4	253	1629
OP: OP 5	16	0
OP: OP 6	242	0

PV Feld 2: OP 1

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

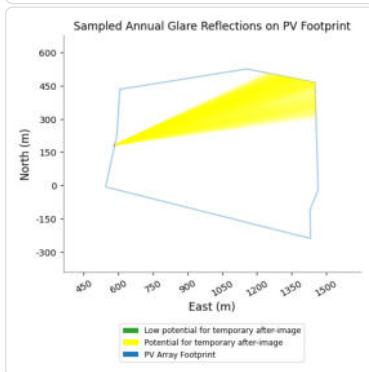
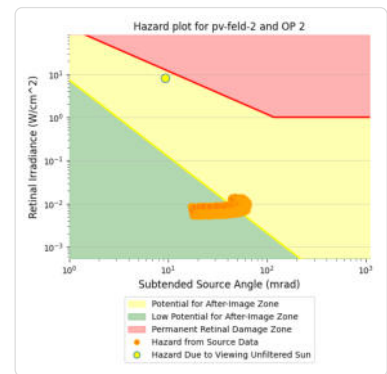
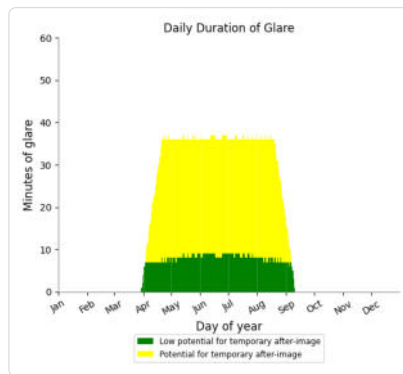
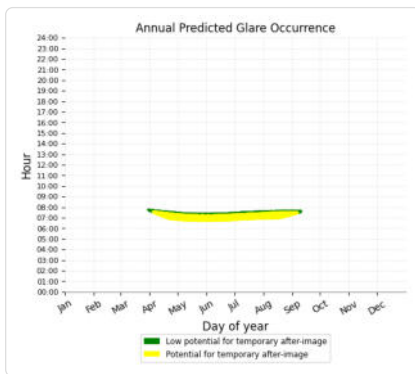
- 527 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,466 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2: OP 2

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

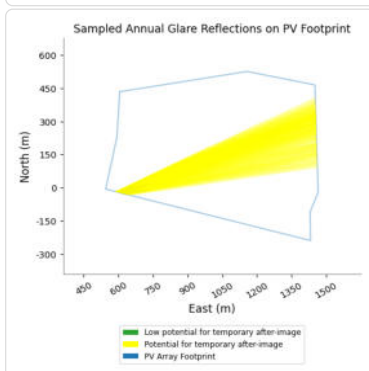
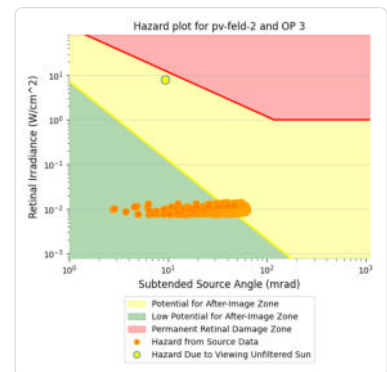
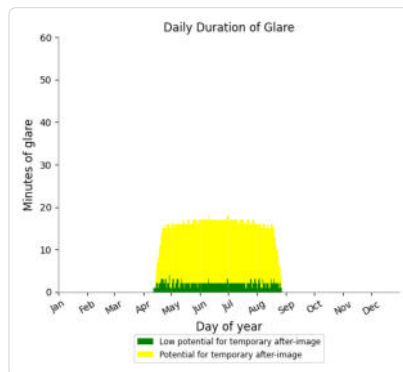
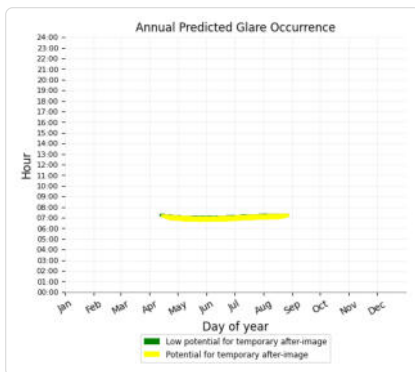
- 1,281 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,895 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2: OP 3

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

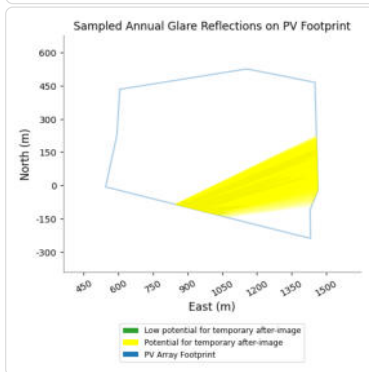
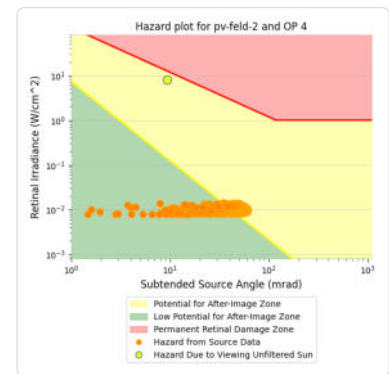
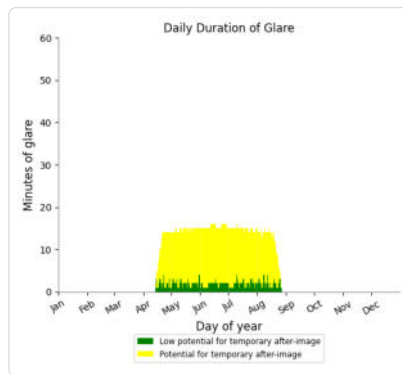
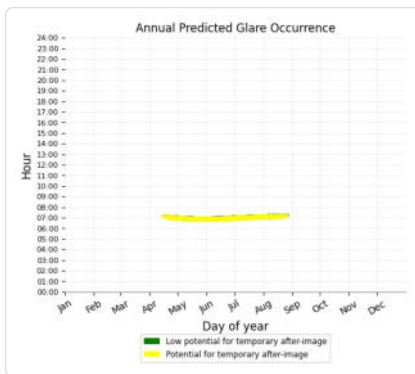
- 271 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,833 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2: OP 4

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

- 253 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,629 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2: OP 5

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

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

