

SolPEG Blendgutachten PV-Anlage Lindetal

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in der Nähe von Lindetal in Mecklenburg-Vorpommern**

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

 +49 40 79 69 59 36

 +49 40 79 69 59 38

 info@solpeg.com

 www.solpeg.com

Inhalt

| | | |
|-----|------------------------------------------------------|---------|
| 1 | Auftrag | 3 |
| 1.1 | Beauftragung..... | 3 |
| 1.2 | Hintergrund und Auftragsumfang..... | 3 |
| 2 | Systembeschreibung..... | 4 |
| 2.1 | Standort Übersicht | 4 |
| 2.2 | Umliegende Gebäude..... | 7 |
| 3 | Ermittlung der potentiellen Blendwirkung..... | 8 |
| 3.1 | Rechtliche Hinweise | 8 |
| 3.2 | Blendwirkung von PV-Modulen | 8 |
| 3.3 | 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 | 16 |
| 4.1 | Ergebnisse am Messpunkt P1, MST45 nordwestlich | 17 |
| 4.2 | Ergebnisse am Messpunkt P2 und P3, MST45 | 19 |
| 4.3 | Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude nordöstlich..... | 19 |
| 4.4 | Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude südöstlich | 19 |
| 5 | Zusammenfassung der Ergebnisse..... | 20 |
| 6 | Schlussbemerkung | 20 |
| 7 | Anhang..... | 21 - 29 |

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV-Anlage Lindetal

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 800 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Lindetal“ für Verkehrsteilnehmer auf angrenzenden Straßen sowie ggf. 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. Licht-Leitlinie¹, 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 Licht-Leitlinie 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 „Lindetal“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Verkehrsteilnehmer auf der MST45 sowie 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 wird momentan nicht als notwendig angesehen da die Anlagendokumentation ausreichend ist, um einen Eindruck zu vermitteln.

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 wiedergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

¹ Die Licht-Leitlinie 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 der Gemeinde Lindetal westlich der Ortschaft Plath in Mecklenburg-Vorpommern. Nördlich der Fläche verläuft die MST45. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

| | |
|----------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Allgemeine Beschreibung des Standortes | Landwirtschaftliche Flächen westlich der Ortschaft Lindetal in Mecklenburg-Vorpommern. Die Fläche ist leicht hügelig, teilweise leicht ansteigend nach Süden. |
| Koordinaten (Mitte) | 54.060°N 13.592°O 17 m ü.N.N. |
| Abstand zur MST45 | Baugrenze ca. 15 m, PV-Module ca. 40 m |
| Entfernung zu umliegenden Gebäuden | ca. 200 m – 250 m |

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

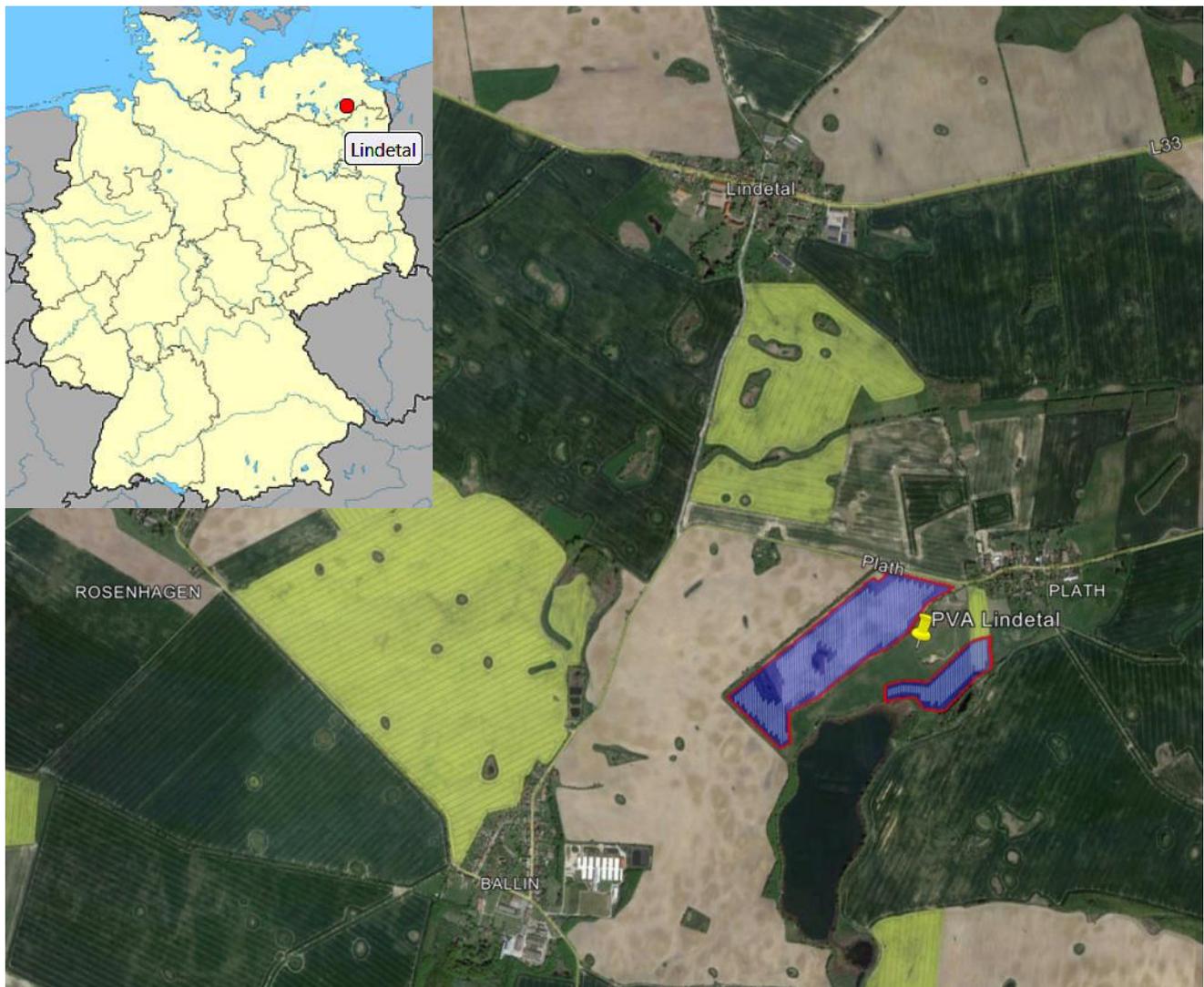


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

Detailansicht der PV-Anlage und Umgebung



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

Detailansicht der PV-Anlage



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

Das folgende Foto zeigt den Blick von Norden nach Süden auf das PV-Feld 1.



Bild 2.1.4: Foto der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, Juni 2022, Ausschnitt)

Blick von Nordosten Richtung Westen auf das PV-Feld 1.



Bild 2.1.5: Foto der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, Juni 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 Nord und die Umgebung. Aufgrund des Strahlenganges gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude im Osten von Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden. Aufgrund der großen Entfernung von über 200 m ist eine Blendwirkung allerdings wenig wahrscheinlich. Der Standort wird dennoch zu Kontrollzwecken analysiert. In der weiteren Umgebung sind keine schutzwürdigen Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht untersucht.

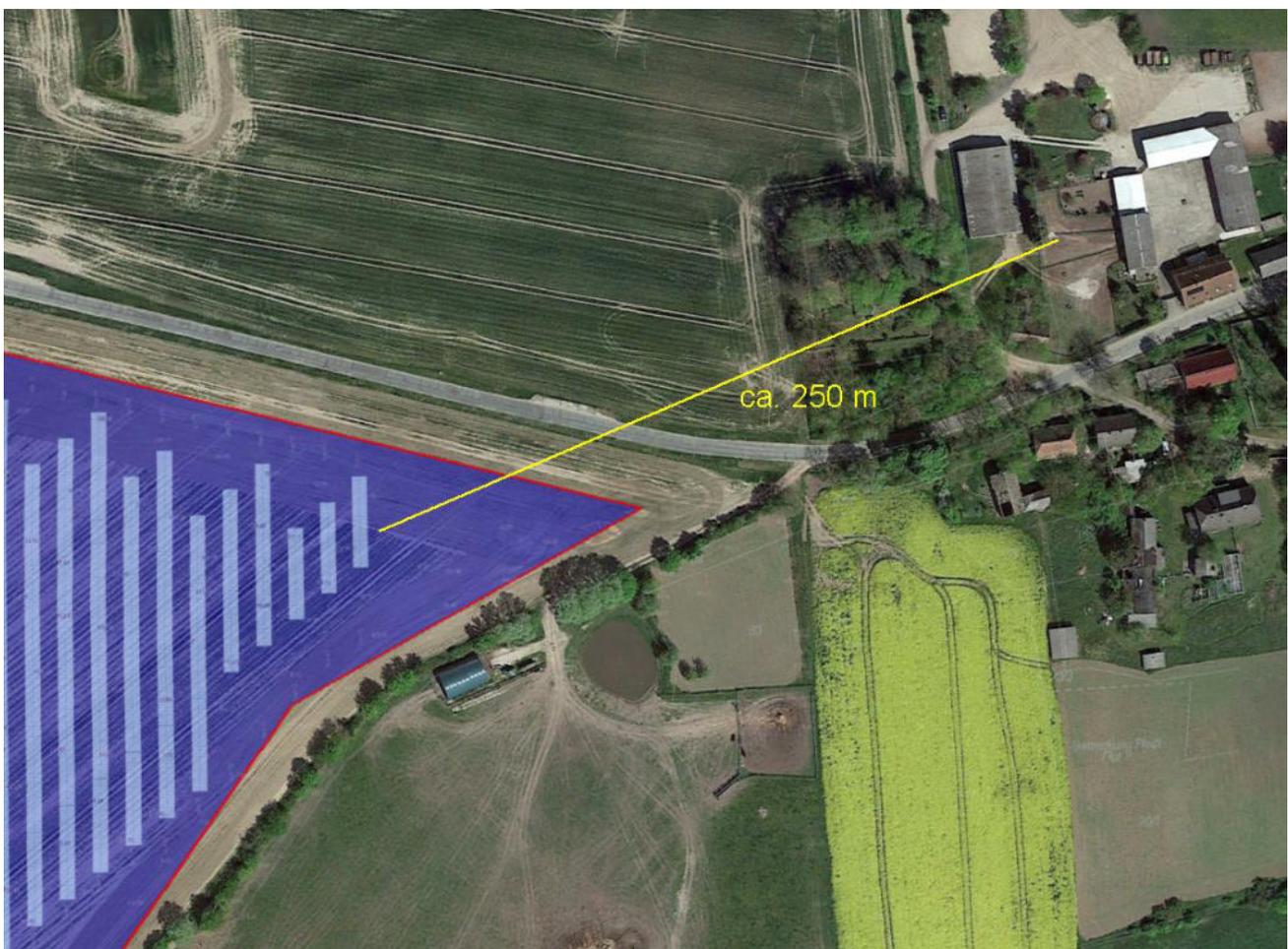


Bild 2.2.1: Gebäude in der Umgebung der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

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

3.2 Blendwirkung von PV-Modulen

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

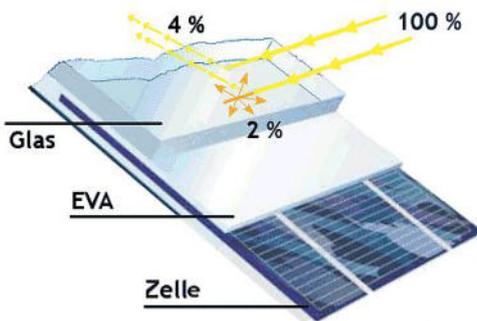


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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



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

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

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

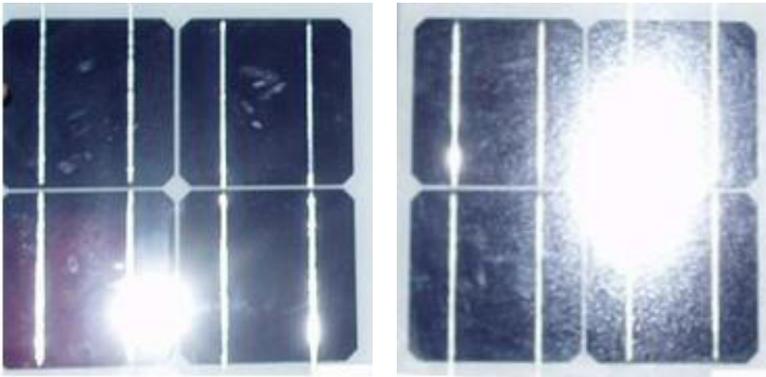


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

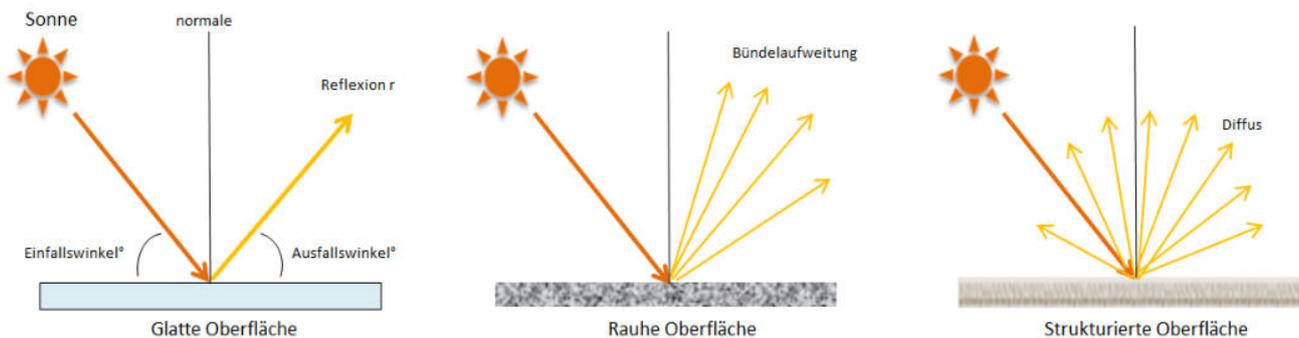


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV-Module des Herstellers Trina 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 DATA

| | |
|----------------------|----------------------------------------------------------------------------|
| Solar Cells | N-type Monocrystalline |
| No. of cells | 132 cells |
| Module Dimensions | 2382×1134×30 mm (93.78×44.65×1.18 inches) |
| Weight | 33.7kg (74.3 lb) |
| Front Glass | 2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass |
| Encapsulant material | POE/EVA |
| Back Glass | 2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass) |

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Berechnung der Blendwirkung

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

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

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

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

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

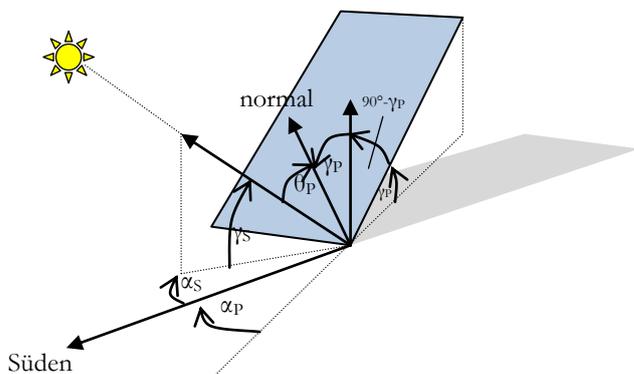


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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 hier betrachtete PV-Anlage wird als 1-achsiges Nachführsystem (Tracker) realisiert, d.h. die Ausrichtung der PV-Module folgt dem Sonnenverlauf.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

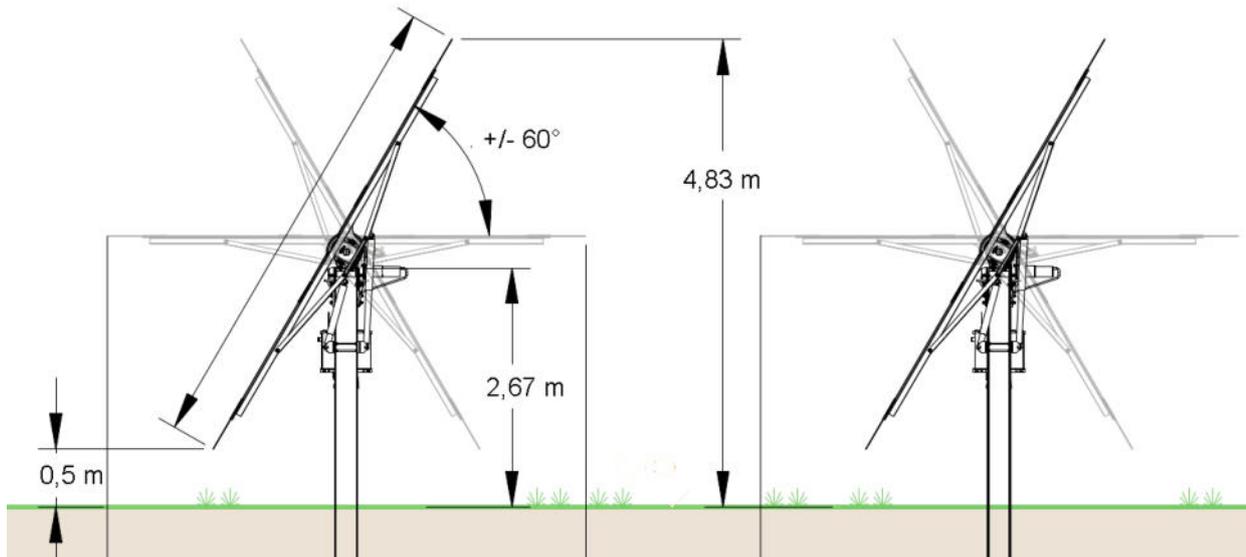


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

| | |
|------------------------------------|------------------------------------------------------------|
| PV-Modul | Trina Solar (oder vergleichbar) |
| Moduloberfläche | Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt) |
| Modulinstallation Nachführsystem | 1-achsiges Nachführsystem, +/-60° Neigung |
| Achsen Ausrichtung (Azimut) | 180° (Süden) |
| Höhe der sichtbaren Modulfläche | ca. 0,80 m - 4,60 m, Achse: 2,7 m |
| Höhe Messpunkte über GOK | 2,0 m (Fahrzeuge ⁷) und Personen (Erdgeschoss) |
| 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 Beeinträchtigung⁸ 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.

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

⁸ Ein Aspekt ist die Anordnung und Anzahl der relevanten Schellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge

3.5 Standorte für die Analyse

Bei der Analyse von potentiellen Blendwirkungen wird das Auftreffen von Reflexionen, die Dauer und die Intensität an einem festgelegten Messpunkt (Immissionsort) untersucht, es geht nicht um die Sichtbarkeit oder die optische Bewertung der PV-Anlage. Das Auftreffen von Reflexionen an einem Messpunkt wird zunächst rechnerisch ermittelt (360°), unabhängig von der Ausrichtung der Straße bzw. der Fahrtrichtung (RiFa) und unabhängig davon ob Reflexionen überhaupt wahrnehmbar sein können. Bei der anschließenden Analyse und Bewertung einer potentiellen Blendwirkung durch diese Reflexionen werden allerdings zusätzliche Aspekte einbezogen, u.a. die relevante Blickrichtung, die Entfernung zur Immissionsquelle sowie die örtlichen Gegebenheiten.

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

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV-Anlage Lindetal wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 3 Messpunkte im Verlauf der MST45 sowie 2 Messpunkt im Bereich von umliegenden Gebäuden. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich auch im Anhang. Weitere Standorte an Gebäuden oder Straßen wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potenzielle Reflexionen zu erwarten sind.

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



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

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist in Deutschland die sog. Licht-Leitlinie, die erstmals 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst wurde. Die 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 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 800 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 Lichtleitlinie 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 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.

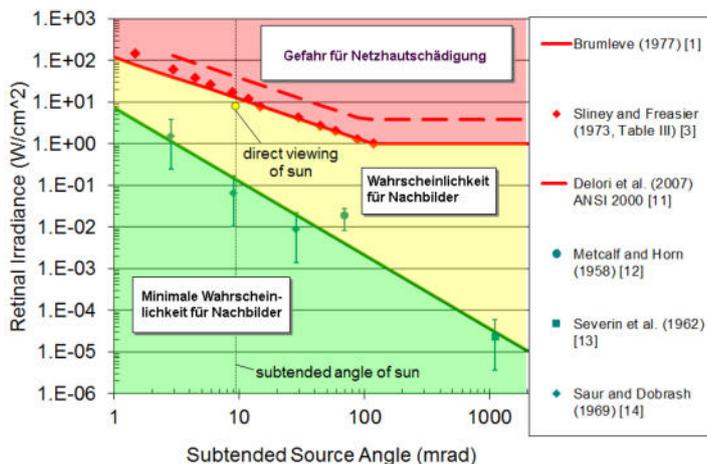


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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 Lindetal wird für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind unten aufgeführt. Aufgrund des Fahrbahnverlaufes 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 ist auf 2,0 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.

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 Licht-Leitlinie 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 zwischen 22 Uhr abends und 06 Uhr morgens auftreten (sofern möglich), sind relativiert zu bewerten bzw. zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

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

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

| Messpunkt Bezeichnung | Breitengrad [°N] | Längengrad [°O] | Geländehöhe ¹⁴ ü. N.N. [m] | Messpunkt ü. N.N. [m] | Reflexionen |
|--------------------------|---------------------|--------------------|------------------------------------------|--------------------------|------------------------------|
| P1 MST45 nordwestlich | 53.471076 | 13.450675 | 110,96 | 112,96 | nicht relevant ^{WE} |
| P2 MST45 nördlich | 53.470565 | 13.454054 | 108,86 | 110,86 | - |
| P3 MST45 nordöstlich | 53.470180 | 13.457223 | 104,36 | 106,36 | - |
| P4 Gebäude nordöstlich | 53.470796 | 13.458693 | 97,32 | 99,32 | - |
| P5 Gebäude südöstlich | 53.468730 | 13.462464 | 94,06 | 96,06 | - |

^W = Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen, ^E = Entfernung, ^S = Sichtschutz oder Geländestruktur

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

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, MST45 nordwestlich

Am Messpunkt P1 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch im Winter, zwischen dem 12. Dezember - 31. Dezember, zwischen 11:04 - 11:20 Uhr, für 5 bis max. 12 Minuten aus südöstlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen mit ca. $+52^\circ$ bis $+58^\circ$ rechts (südöstlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors ($\pm 20^\circ$ relativ zur Fahrtrichtung, 100 m Sichtweite). Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer und insbesondere aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage im Bereich von Messpunkt P1 auf der MST45 kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

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

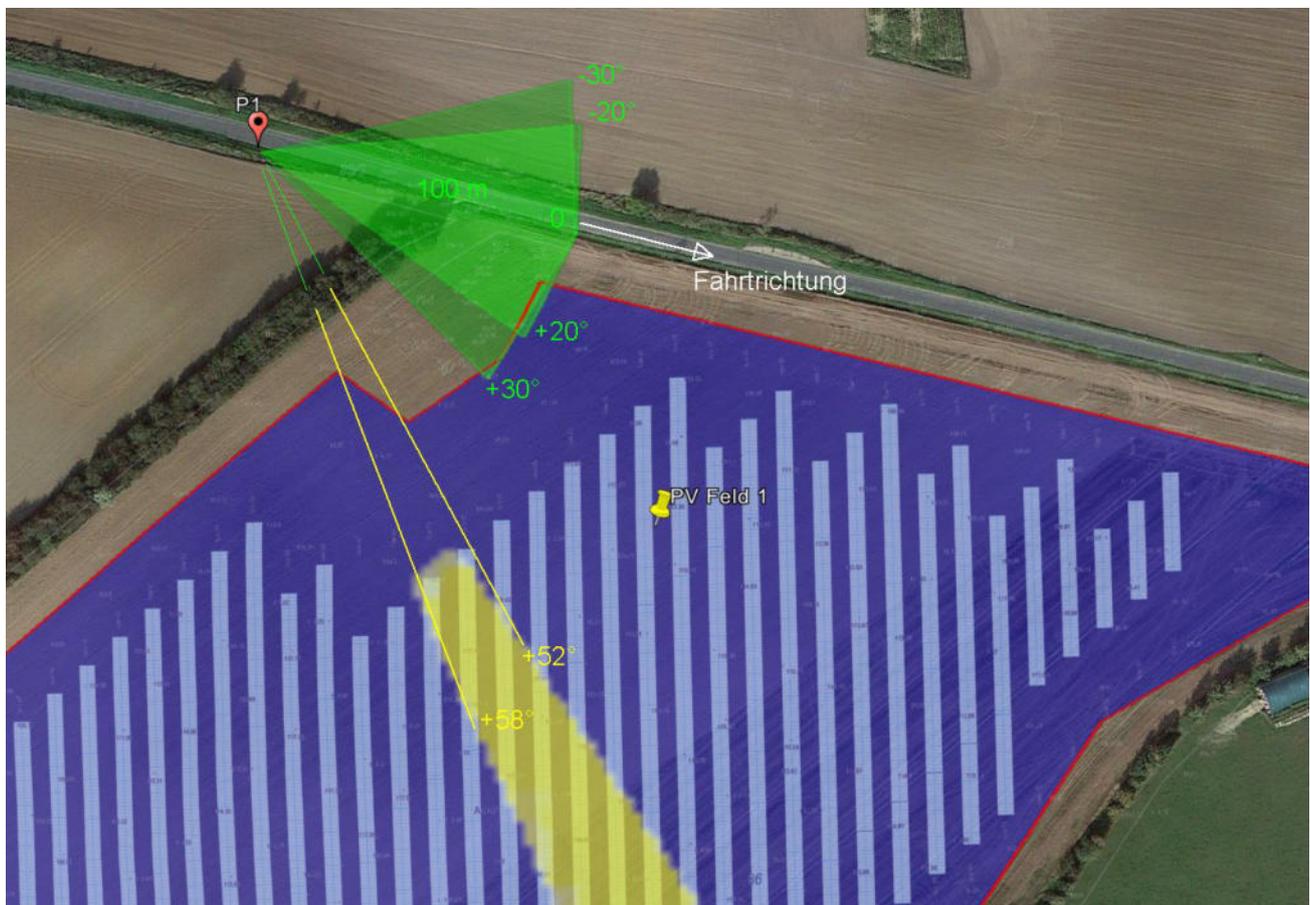


Bild 4.1.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die Grün markierten Bereiche symbolisieren die für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich kleiner bzw. schmaler.

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P1 auf der MST45 bei der Fahrt Richtung Osten aus Sicht des Fahrzeugführers aus leicht erhöhter Position (ca. 2,1 m). Der relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt.

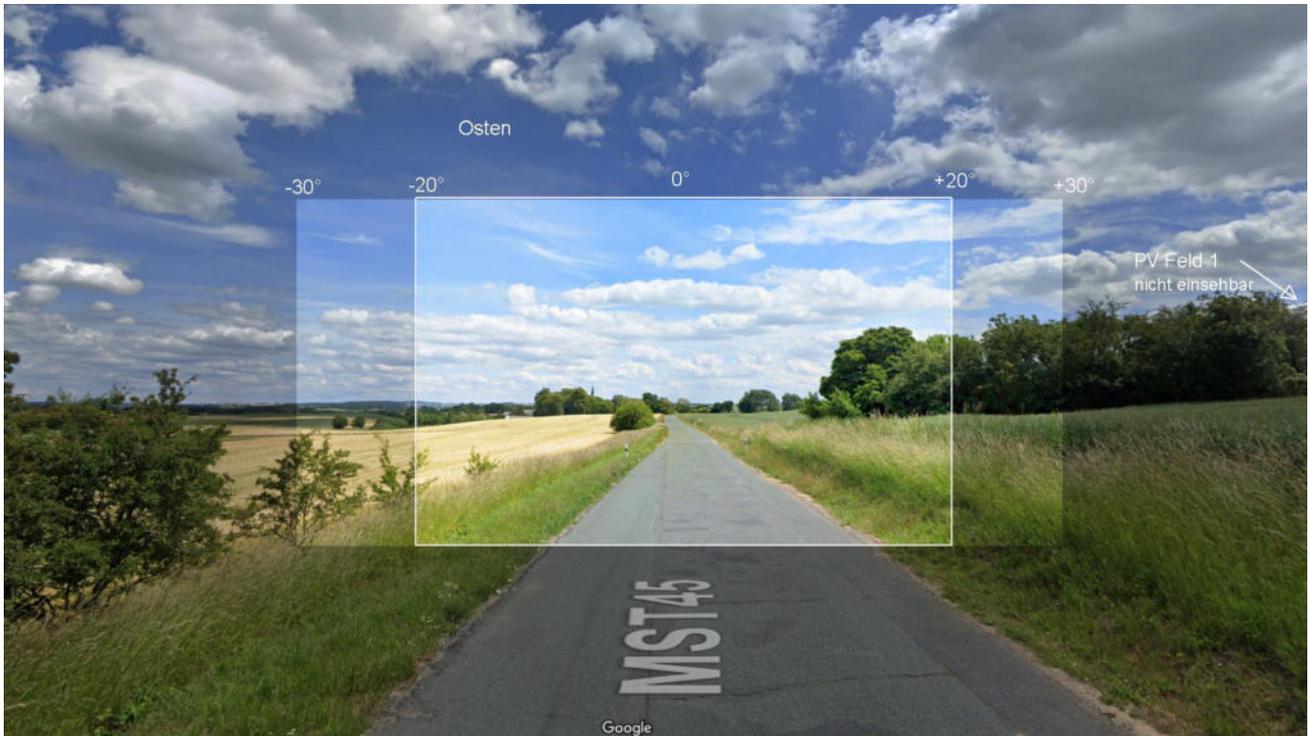


Bild 4.1.2: Foto am Messpunkt P1, Fahrt Richtung Südosten (Quelle: Google StreetView, Juni 2022, Ausschnitt)

Das Foto verdeutlicht, dass auch aufgrund von ausgeprägtem Bewuchs (Knick) kein direkter Sichtkontakt zur Fläche der PV-Anlage vorhanden ist. Es handelt sich dabei zwar um alten Baumbestand aber rechtlich gesehen ist es kein dauerhafter Sichtschutz. Dennoch können solche örtlichen Gegebenheiten nicht ignoriert werden. Aber selbst wenn der Bereich komplett gerodet werden sollte, sind potenzielle Reflexionen aufgrund der Einfallswinkel nicht relevant. Das gilt gleichermaßen auch für den weiteren Verlauf der MST45.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2 und P3, MST45

Am Messpunkt P2 und P3 auf der MST45 sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage im Bereich von Messpunkt P2 und P3 kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

Aufgrund der Höhe der Konstruktion von ca. 2,7 m (Achse) ist überwiegend nur die Unterseite der PV-Module sichtbar, die weiter entfernt liegenden PV-Module sind verdeckt.

Die folgende Skizze zeigt beispielhaft den Strahlenverlauf der Sonnenstrahlen und der Reflexionen.

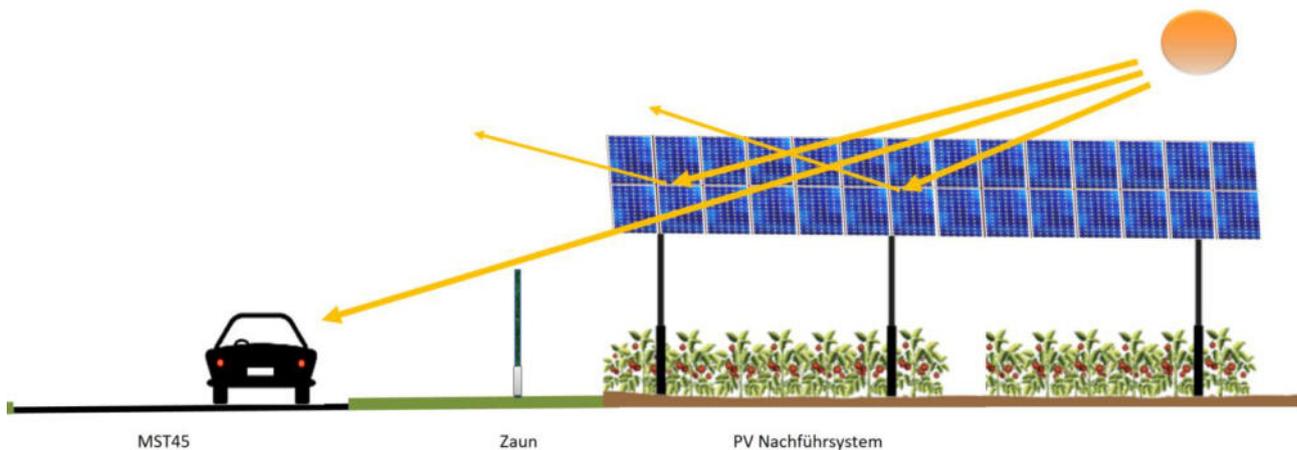


Bild 4.2.1: Strahlenverlauf im Bereich der PV-Anlage (Quelle: SolPEG)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude nordöstlich

Am Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude nordöstlich der PV-Anlage (Bauernhof Thamm) 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 ist ausgeschlossen. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude südöstlich

Auch am Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude südöstlich der PV-Anlage an der Adresse Plath 20 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 ist ausgeschlossen.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV-Anlage Lindetal kann als „geringfügig“ klassifiziert¹⁵ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV-Anlage als gering eingestuft werden.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV-Anlage durch den Einsatz von hochwertigen PV-Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen. Die PV-Anlage ist ein Nachführsystem (Tracker), d.h. die Ausrichtung der PV-Module folgt dem Sonnenverlauf.

Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten im Umfeld der PV-Anlage zeigt für Fahrzeugführer auf der MST45 nur eine geringe Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

Im Bereich der Gebäude der Ortschaft Lindetal sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar und daher kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden.

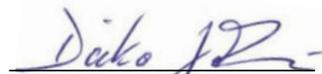
Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

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 19.07.2024


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹⁵ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

Vertex N

N-type i-TOPCon bifacial dual glass
Monocrystalline module

PRODUCT: TSM-NEG19RC.20

POWER RANGE: 590-620W

620W

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

23.0%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- More energy harvest with cutting-edge N-type i-TOPCon technology
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher container space utilization effectively reduces the freight cost



High power up to 620 W

- Up to 23.0% module efficiency with high density interconnect technology
- SMBB (Super multi-busbar) technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

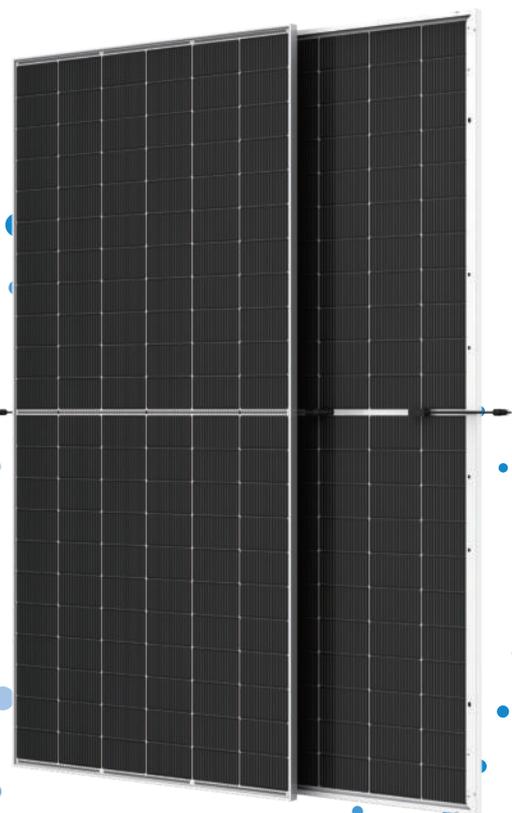
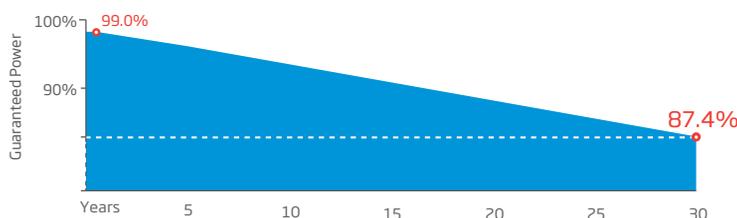
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- Lower degradation: 1% first year, 0.4% annually thereafter
- Lower temperature coefficient (-0.29%/°C)
- Up to 30% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



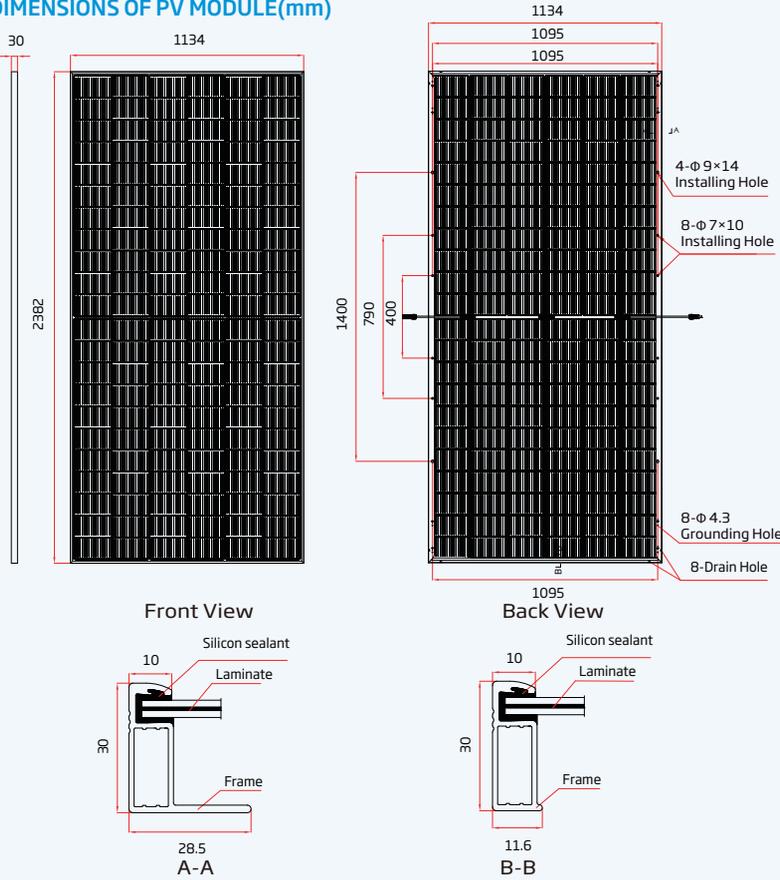
Comprehensive Products and System Certificates



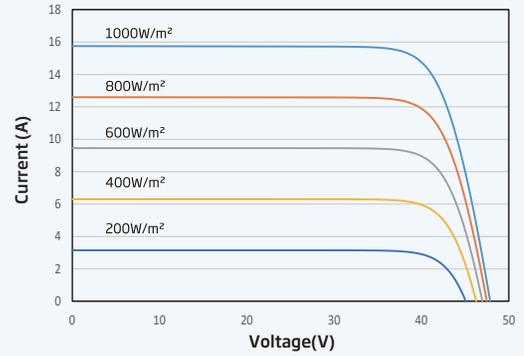
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



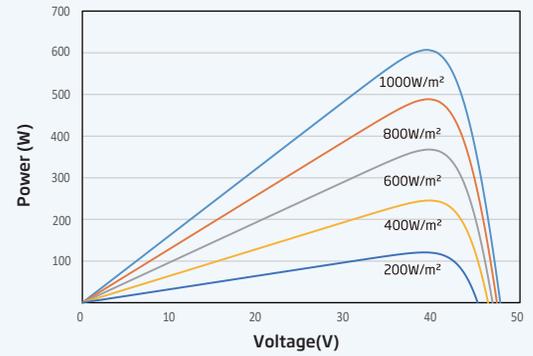
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE (605 W)



P-V CURVES OF PV MODULE (605 W)



MECHANICAL DATA

| | |
|----------------------|----------------------------------------------------------------------------|
| Solar Cells | N-type Monocrystalline |
| No. of cells | 132 cells |
| Module Dimensions | 2382×1134×30 mm (93.78×44.65×1.18 inches) |
| Weight | 33.7kg (74.3 lb) |
| Front Glass | 2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass |
| Encapsulant material | POE/EVA |
| Back Glass | 2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass) |

| | |
|-----------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Frame | 30mm(1.18 inches) Anodized Aluminium Alloy |
| J-Box | IP 68 rated |
| Cables | Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²) Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized |
| Connector | MC4 EVO2 / TS4 PLUS / TS4* |

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

ELECTRICAL DATA (STC & NOCT)

| Testing Condition | STC | | NOCT | | STC | | NOCT | | STC | | NOCT | | STC | | NOCT | |
|--------------------------------------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|--|
| Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)* | 590 | 450 | 595 | 454 | 600 | 459 | 605 | 462 | 610 | 466 | 615 | 470 | 620 | 474 | | |
| Power Tolerance- P_{MAX} (W) | 0 ~ +5 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V) | 39.7 | 37.4 | 40.0 | 37.6 | 40.3 | 37.9 | 40.5 | 38.1 | 40.8 | 38.3 | 41.1 | 38.6 | 41.4 | 38.8 | | |
| Maximum Power Current- I_{MPP} (A) | 14.86 | 12.05 | 14.89 | 12.07 | 14.91 | 12.11 | 14.94 | 12.13 | 14.96 | 12.16 | 14.98 | 12.19 | 14.99 | 12.20 | | |
| Open Circuit Voltage- V_{OC} (V) | 47.8 | 45.4 | 48.1 | 45.7 | 48.4 | 46.0 | 48.7 | 46.2 | 49.0 | 46.5 | 49.3 | 46.8 | 49.6 | 47.1 | | |
| Short Circuit Current- I_{SC} (A) | 15.72 | 12.67 | 15.76 | 12.69 | 15.80 | 12.73 | 15.83 | 12.75 | 15.86 | 12.78 | 15.89 | 12.80 | 15.91 | 12.82 | | |
| Module Efficiency η_m (%) | 21.8 | | 22.0 | | 22.2 | | 22.4 | | 22.6 | | 22.8 | | 23.0 | | | |

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5. NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 5% & 10% backside power gain)

| Backside Power Gain | 5% | | 10% | | 5% | | 10% | | 5% | | 10% | | 5% | | 10% | |
|-----------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-----|--|
| Total Equivalent power - P_{MAX} (Wp) | 620 | 649 | 625 | 655 | 630 | 660 | 635 | 666 | 641 | 671 | 646 | 677 | 651 | 682 | | |
| Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V) | 39.7 | 39.7 | 40.0 | 40.0 | 40.3 | 40.3 | 40.5 | 40.5 | 40.8 | 40.8 | 41.1 | 41.1 | 41.4 | 41.4 | | |
| Maximum Power Current- I_{MPP} (A) | 15.60 | 16.35 | 15.63 | 16.38 | 15.66 | 16.40 | 15.69 | 16.43 | 15.71 | 16.46 | 15.73 | 16.48 | 15.74 | 16.49 | | |
| Open Circuit Voltage- V_{OC} (V) | 47.8 | 47.8 | 48.1 | 48.1 | 48.4 | 48.4 | 48.7 | 48.7 | 49.0 | 49.0 | 49.3 | 49.3 | 49.6 | 49.6 | | |
| Short Circuit Current- I_{SC} (A) | 16.51 | 17.29 | 16.55 | 17.34 | 16.59 | 17.38 | 16.62 | 17.41 | 16.65 | 17.45 | 16.68 | 17.48 | 16.71 | 17.50 | | |

Power Bifaciality: 80±5%.

TEMPERATURE RATINGS

| | |
|-------------------------------------------|-------------|
| NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) | 43°C (±2°C) |
| Temperature Coefficient of P_{MAX} | -0.29%/°C |
| Temperature Coefficient of V_{OC} | -0.24%/°C |
| Temperature Coefficient of I_{SC} | 0.04%/°C |

MAXIMUM RATINGS

| | |
|-------------------------|---------------------------------|
| Operational Temperature | -40~+85° C |
| Maximum System Voltage | 1500V DC (IEC) 1500V DC (UL) |
| Max Series Fuse Rating | 35A |

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
1% first year degradation
0.40% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 36 pieces
Modules per 40' container: 720 pieces

Lindetal

Lindetal

Created Jul 19, 2024
Updated Jul 19, 2024
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+2
Minimum sun altitude 5.0 deg
Site ID 124654.21370

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 | SA tracking | SA tracking | 5 | 145 | - |
| PV Feld 2 | SA tracking | SA tracking | 0 | 0 | - |

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 240,987 m²

Name: PV Feld 1
Footprint area: 195,058 m²
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: Shade-slope
Tracking axis orientation: 180.0 deg
Maximum tracking angle: 60.0 deg
Resting angle: 0.0 deg
Ground Coverage Ratio: 0.5
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



| Vertex | Latitude deg | Longitude deg | Ground elevation m | Height above ground m | Total elevation m |
|--------|-----------------|------------------|-----------------------|--------------------------|----------------------|
| 1 | 53.470066 | 13.450623 | 115.56 | 2.70 | 118.26 |
| 2 | 53.469824 | 13.451009 | 118.17 | 2.70 | 120.87 |
| 3 | 53.470462 | 13.452211 | 111.50 | 2.70 | 114.20 |
| 4 | 53.470066 | 13.454979 | 109.02 | 2.70 | 111.72 |
| 5 | 53.469785 | 13.454914 | 109.33 | 2.70 | 112.03 |
| 6 | 53.469364 | 13.454206 | 113.38 | 2.70 | 116.08 |
| 7 | 53.469032 | 13.454206 | 115.62 | 2.70 | 118.32 |
| 8 | 53.468636 | 13.453240 | 119.24 | 2.70 | 121.94 |
| 9 | 53.468419 | 13.453240 | 119.78 | 2.70 | 122.48 |
| 10 | 53.467639 | 13.451824 | 109.27 | 2.70 | 111.97 |
| 11 | 53.467806 | 13.451696 | 109.81 | 2.70 | 112.51 |
| 12 | 53.465698 | 13.447383 | 110.89 | 2.70 | 113.59 |
| 13 | 53.465864 | 13.447211 | 111.20 | 2.70 | 113.90 |
| 14 | 53.465021 | 13.445215 | 103.62 | 2.70 | 106.32 |
| 15 | 53.463897 | 13.445323 | 99.10 | 2.70 | 101.80 |
| 16 | 53.463743 | 13.444936 | 97.51 | 2.70 | 100.21 |
| 17 | 53.465532 | 13.441825 | 103.03 | 2.70 | 105.73 |
| 18 | 53.465953 | 13.441868 | 104.58 | 2.70 | 107.28 |
| 19 | 53.466388 | 13.443005 | 103.30 | 2.70 | 106.00 |
| 20 | 53.465200 | 13.444979 | 103.20 | 2.70 | 105.90 |
| 21 | 53.467384 | 13.445194 | 103.62 | 2.70 | 106.32 |

Name: PV Feld 2
Footprint area: 45,930 m²
Axis tracking: Single-axis rotation
Backtracking: Shade-slope
Tracking axis orientation: 180.0 deg
Maximum tracking angle: 60.0 deg
Resting angle: 0.0 deg
Ground Coverage Ratio: 0.5
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



| Vertex | Latitude deg | Longitude deg | Ground elevation m | Height above ground m | Total elevation m |
|--------|-----------------|------------------|-----------------------|--------------------------|----------------------|
| 1 | 53.465997 | 13.451116 | 94.97 | 2.70 | 97.67 |
| 2 | 53.466099 | 13.452468 | 92.61 | 2.70 | 95.31 |
| 3 | 53.466035 | 13.454442 | 92.36 | 2.70 | 95.06 |
| 4 | 53.467900 | 13.457489 | 95.85 | 2.70 | 98.55 |
| 5 | 53.468117 | 13.458712 | 92.52 | 2.70 | 95.22 |
| 6 | 53.466968 | 13.458562 | 90.15 | 2.70 | 92.85 |
| 7 | 53.466802 | 13.457575 | 90.16 | 2.70 | 92.86 |
| 8 | 53.465384 | 13.455429 | 90.29 | 2.70 | 92.99 |
| 9 | 53.465422 | 13.453584 | 89.72 | 2.70 | 92.42 |
| 10 | 53.465677 | 13.453605 | 90.10 | 2.70 | 92.80 |
| 11 | 53.465716 | 13.452597 | 89.56 | 2.70 | 92.26 |
| 12 | 53.465562 | 13.450987 | 90.76 | 2.70 | 93.46 |

Discrete Observation Receptors

| Number | Latitude deg | Longitude deg | Ground elevation m | Height above ground m | Total Elevation m |
|--------|-----------------|------------------|-----------------------|--------------------------|----------------------|
| OP 1 | 53.471076 | 13.450675 | 110.96 | 2.00 | 112.96 |
| OP 2 | 53.470565 | 13.454054 | 108.86 | 2.00 | 110.86 |
| OP 3 | 53.470180 | 13.457223 | 104.36 | 2.00 | 106.36 |
| OP 4 | 53.470796 | 13.458693 | 97.32 | 2.00 | 99.32 |
| OP 5 | 53.468730 | 13.462464 | 94.06 | 2.00 | 96.06 |

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 | SA tracking | SA tracking | 5 | 145 | - | |
| PV Feld 2 | SA tracking | SA tracking | 0 | 0 | - | - |

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 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 |
| pv-feld-1 (yellow) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 145 |

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

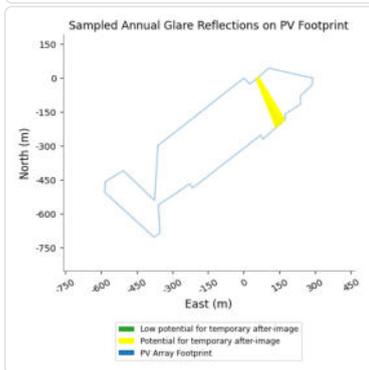
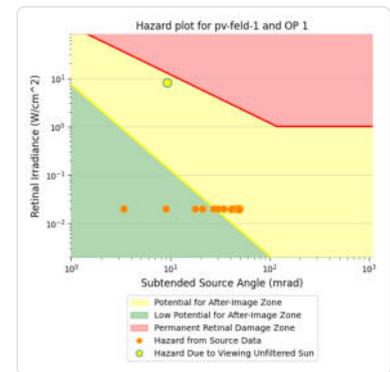
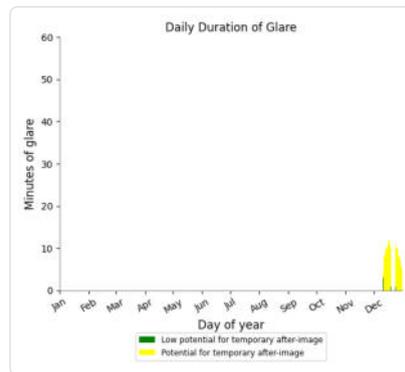
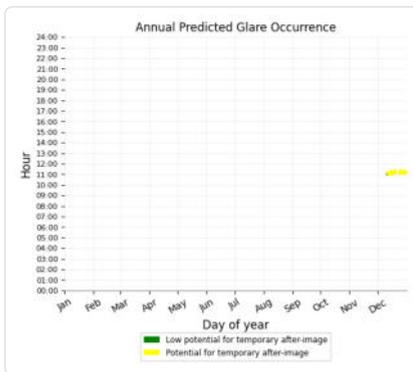
PV Feld 1 potential temporary after-image

| Component | Green glare (min) | Yellow glare (min) |
|-----------|-------------------|--------------------|
| OP: OP 1 | 5 | 145 |
| OP: OP 2 | 0 | 0 |
| OP: OP 3 | 0 | 0 |
| OP: OP 4 | 0 | 0 |
| OP: OP 5 | 0 | 0 |

PV Feld 1: OP 1

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

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



PV Feld 1: OP 2

No glare found

PV Feld 1: OP 3

No glare found

PV Feld 1: OP 4

No glare found

PV Feld 1: OP 5

No glare found

PV Feld 2 no glare found

| Component | Green glare (min) | Yellow glare (min) |
|-----------|-------------------|--------------------|
| OP: OP 1 | 0 | 0 |
| OP: OP 2 | 0 | 0 |
| OP: OP 3 | 0 | 0 |
| OP: OP 4 | 0 | 0 |
| OP: OP 5 | 0 | 0 |

No glare found

Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

| | Corneal Irradiance | DNI (W/m²) | Ocular Hazard # | Reflectivity | Retinal Irradiance | Subtended Glare Angle | Sun Altitude | Sun Azimuth | Sun Position | Sun Position | Sun Position | Reflected Sun Vector | Reflected Sun Vector | Reflected Sun Vector | Minuten | | | |
|---------------------|--------------------|------------|-----------------|--------------|--------------------|-----------------------|--------------|-------------|--------------|--------------|--------------|----------------------|----------------------|----------------------|------------|---------|--------|-------|
| | | | | | | | | | | | | | | | Anzahl Tag | Minuten | Anfang | Ende |
| 2024-12-11 11:05:00 | 0,009008 | 864,225 | 1 | 0,404123 | 0,019809 | 0,003414 | 9,4 | 153,4 | 0,442 | -0,882 | 0,163 | -0,442 | 0,896 | -0,028 | 11. Dez. | 1 | 11:08 | 11:08 |
| 2024-12-11 11:06:00 | 0,01061 | 866,5237 | 1 | 0,401759 | 0,019746 | 0,020835 | 9,5 | 153,6 | 0,439 | -0,883 | 0,165 | -0,439 | 0,898 | -0,027 | 12. Dez. | 8 | 11:04 | 11:11 |
| 2024-12-11 11:07:00 | 0,010258 | 868,8042 | 1 | 0,399428 | 0,019683 | 0,017754 | 9,5 | 153,8 | 0,435 | -0,885 | 0,166 | -0,435 | 0,9 | -0,027 | 13. Dez. | 9 | 11:04 | 11:12 |
| 2024-12-11 11:08:00 | 0,0129729 | 871,0664 | 2 | 0,397129 | 0,01962 | 0,040586 | 9,6 | 154,7 | 0,429 | -0,887 | 0,167 | -0,432 | 0,902 | -0,026 | 14. Dez. | 10 | 11:05 | 11:14 |
| 2024-12-12 11:04:00 | 0,011877 | 860,8795 | 2 | 0,411335 | 0,020084 | 0,030189 | 9,2 | 152,9 | 0,449 | -0,879 | 0,16 | -0,449 | 0,893 | -0,031 | 15. Dez. | 10 | 11:06 | 11:15 |
| 2024-12-12 11:05:00 | 0,014048 | 863,2045 | 2 | 0,408892 | 0,020019 | 0,045828 | 9,3 | 153,2 | 0,445 | -0,881 | 0,161 | -0,445 | 0,895 | -0,03 | 16. Dez. | 11 | 11:07 | 11:17 |
| 2024-12-12 11:06:00 | 0,014141 | 865,5112 | 2 | 0,406483 | 0,019954 | 0,04669 | 9,3 | 153,4 | 0,442 | -0,882 | 0,162 | -0,442 | 0,897 | -0,029 | 17. Dez. | 12 | 11:07 | 11:18 |
| 2024-12-12 11:07:00 | 0,014415 | 867,7998 | 2 | 0,404107 | 0,01989 | 0,048634 | 9,4 | 153,6 | 0,438 | -0,884 | 0,164 | -0,438 | 0,898 | -0,028 | 18. Dez. | 11 | 11:09 | 11:19 |
| 2024-12-12 11:08:00 | 0,014401 | 870,0701 | 2 | 0,401763 | 0,019827 | 0,048822 | 9,5 | 153,8 | 0,435 | -0,885 | 0,165 | -0,435 | 0,9 | -0,028 | 19. Dez. | 9 | 11:09 | 11:17 |
| 2024-12-12 11:09:00 | 0,014378 | 872,322 | 2 | 0,399452 | 0,019763 | 0,048959 | 9,5 | 154,1 | 0,431 | -0,887 | 0,166 | -0,431 | 0,902 | -0,027 | 24. Dez. | 10 | 11:11 | 11:20 |
| 2024-12-12 11:10:00 | 0,014354 | 874,5557 | 2 | 0,397173 | 0,019701 | 0,04909 | 9,6 | 154,3 | 0,428 | -0,888 | 0,167 | -0,428 | 0,903 | -0,026 | 25. Dez. | 10 | 11:11 | 11:20 |
| 2024-12-12 11:11:00 | 0,01433 | 876,7709 | 2 | 0,394925 | 0,019639 | 0,049216 | 9,7 | 154,5 | 0,424 | -0,89 | 0,168 | -0,424 | 0,905 | -0,025 | 26. Dez. | 10 | 11:10 | 11:19 |
| 2024-12-13 11:04:00 | 0,014409 | 858,5737 | 2 | 0,410383 | 0,019984 | 0,048186 | 9,2 | 153 | 0,449 | -0,879 | 0,159 | -0,448 | 0,893 | -0,029 | 27. Dez. | 8 | 11:11 | 11:18 |
| 2024-12-13 11:05:00 | 0,014478 | 860,9272 | 2 | 0,410991 | 0,020069 | 0,048236 | 9,2 | 153,2 | 0,445 | -0,881 | 0,16 | -0,445 | 0,895 | -0,031 | 28. Dez. | 8 | 11:10 | 11:17 |
| 2024-12-13 11:06:00 | 0,01446 | 863,2625 | 2 | 0,40857 | 0,020005 | 0,048402 | 9,3 | 153,4 | 0,442 | -0,882 | 0,162 | -0,442 | 0,897 | -0,03 | 29. Dez. | 7 | 11:11 | 11:17 |
| 2024-12-13 11:07:00 | 0,01444 | 865,5794 | 2 | 0,406183 | 0,019941 | 0,048561 | 9,4 | 153,6 | 0,438 | -0,884 | 0,163 | -0,438 | 0,898 | -0,029 | 30. Dez. | 6 | 11:10 | 11:15 |
| 2024-12-13 11:08:00 | 0,01442 | 867,8779 | 2 | 0,403829 | 0,019878 | 0,048713 | 9,4 | 153,9 | 0,435 | -0,886 | 0,164 | -0,435 | 0,9 | -0,029 | 31. Dez. | 5 | 11:10 | 11:14 |
| 2024-12-13 11:09:00 | 0,014399 | 870,1579 | 2 | 0,401506 | 0,019816 | 0,048856 | 9,5 | 154,1 | 0,431 | -0,887 | 0,165 | -0,431 | 0,902 | -0,028 | | | | |
| 2024-12-13 11:10:00 | 0,014377 | 872,4195 | 2 | 0,399216 | 0,019754 | 0,048993 | 9,6 | 154,3 | 0,428 | -0,889 | 0,166 | -0,428 | 0,904 | -0,027 | 9 | | | |
| 2024-12-13 11:11:00 | 0,014354 | 874,6626 | 2 | 0,396958 | 0,019693 | 0,049123 | 9,6 | 154,5 | 0,424 | -0,89 | 0,167 | -0,424 | 0,905 | -0,026 | | | | |
| 2024-12-13 11:12:00 | 0,01433 | 876,8871 | 2 | 0,39473 | 0,019632 | 0,049248 | 9,7 | 154,7 | 0,421 | -0,892 | 0,168 | -0,421 | 0,907 | -0,025 | | | | |
| 2024-12-14 11:05:00 | 0,014314 | 859,8708 | 2 | 0,406931 | 0,019846 | 0,048215 | 9,1 | 153 | 0,449 | -0,88 | 0,159 | -0,448 | 0,894 | -0,026 | | | | |
| 2024-12-14 11:06:00 | 0,014544 | 862,2142 | 2 | 0,41281 | 0,020188 | 0,04812 | 9,2 | 153,2 | 0,445 | -0,881 | 0,16 | -0,445 | 0,895 | -0,032 | | | | |
| 2024-12-14 11:07:00 | 0,014526 | 864,5393 | 2 | 0,41038 | 0,020123 | 0,048292 | 9,3 | 153,4 | 0,442 | -0,883 | 0,161 | -0,442 | 0,897 | -0,031 | | | | |
| 2024-12-14 11:08:00 | 0,014508 | 866,8461 | 2 | 0,407983 | 0,020059 | 0,048456 | 9,3 | 153,6 | 0,438 | -0,884 | 0,162 | -0,438 | 0,898 | -0,03 | | | | |
| 2024-12-14 11:09:00 | 0,014488 | 869,1345 | 2 | 0,405618 | 0,019995 | 0,048613 | 9,4 | 153,9 | 0,435 | -0,886 | 0,163 | -0,435 | 0,9 | -0,029 | | | | |
| 2024-12-14 11:10:00 | 0,014467 | 871,4044 | 2 | 0,403287 | 0,019932 | 0,048762 | 9,5 | 154,1 | 0,431 | -0,887 | 0,164 | -0,431 | 0,902 | -0,028 | | | | |
| 2024-12-14 11:11:00 | 0,014446 | 873,6558 | 2 | 0,400987 | 0,01987 | 0,048904 | 9,5 | 154,3 | 0,428 | -0,889 | 0,165 | -0,428 | 0,904 | -0,028 | | | | |
| 2024-12-14 11:12:00 | 0,014424 | 875,8887 | 2 | 0,398772 | 0,019808 | 0,049039 | 9,6 | 154,5 | 0,424 | -0,89 | 0,167 | -0,424 | 0,905 | -0,027 | | | | |
| 2024-12-14 11:13:00 | 0,0144 | 878,1029 | 2 | 0,396483 | 0,019747 | 0,049168 | 9,6 | 154,8 | 0,42 | -0,892 | 0,168 | -0,42 | 0,907 | -0,026 | | | | |
| 2024-12-14 11:14:00 | 0,014377 | 880,2985 | 2 | 0,394278 | 0,019686 | 0,049291 | 9,7 | 155 | 0,417 | -0,893 | 0,169 | -0,417 | 0,909 | -0,025 | | | | |
| 2024-12-15 11:06:00 | 0,014516 | 861,1539 | 2 | 0,412633 | 0,020154 | 0,048908 | 9,2 | 153,2 | 0,445 | -0,881 | 0,159 | -0,445 | 0,895 | -0,031 | | | | |
| 2024-12-15 11:07:00 | 0,014546 | 863,4873 | 2 | 0,411906 | 0,020173 | 0,048195 | 9,2 | 153,4 | 0,442 | -0,883 | 0,16 | -0,442 | 0,897 | -0,031 | | | | |
| 2024-12-15 11:08:00 | 0,014528 | 865,8024 | 2 | 0,409501 | 0,020109 | 0,048363 | 9,3 | 153,7 | 0,438 | -0,884 | 0,161 | -0,438 | 0,898 | -0,031 | | | | |
| 2024-12-15 11:09:00 | 0,01451 | 868,0991 | 2 | 0,407129 | 0,020046 | 0,048525 | 9,4 | 153,9 | 0,434 | -0,886 | 0,163 | -0,434 | 0,9 | -0,03 | | | | |
| 2024-12-15 11:10:00 | 0,01449 | 870,3774 | 2 | 0,404789 | 0,019983 | 0,048679 | 9,4 | 154,1 | 0,431 | -0,887 | 0,164 | -0,431 | 0,902 | -0,029 | | | | |
| 2024-12-15 11:11:00 | 0,01447 | 872,6372 | 2 | 0,402482 | 0,019921 | 0,048825 | 9,5 | 154,3 | 0,427 | -0,889 | 0,165 | -0,427 | 0,904 | -0,028 | | | | |
| 2024-12-15 11:12:00 | 0,014448 | 874,8785 | 2 | 0,400207 | 0,019859 | 0,048965 | 9,5 | 154,5 | 0,424 | -0,89 | 0,166 | -0,424 | 0,905 | -0,028 | | | | |
| 2024-12-15 11:13:00 | 0,014426 | 877,1012 | 2 | 0,397963 | 0,019798 | 0,049097 | 9,6 | 154,8 | 0,42 | -0,892 | 0,167 | -0,42 | 0,907 | -0,027 | | | | |
| 2024-12-15 11:14:00 | 0,014403 | 879,3053 | 2 | 0,395575 | 0,019737 | 0,049224 | 9,7 | 155 | 0,417 | -0,893 | 0,168 | -0,417 | 0,909 | -0,026 | | | | |
| 2024-12-15 11:15:00 | 0,014379 | 881,4907 | 2 | 0,393568 | 0,019677 | 0,049345 | 9,7 | 155,2 | 0,413 | -0,895 | 0,169 | -0,413 | 0,91 | -0,025 | | | | |
| 2024-12-16 11:07:00 | 0,014464 | 862,4242 | 2 | 0,410266 | 0,020068 | 0,048157 | 9,1 | 153,2 | 0,445 | -0,881 | 0,159 | -0,444 | 0,895 | -0,029 | | | | |
| 2024-12-16 11:08:00 | 0,014598 | 864,7477 | 2 | 0,413147 | 0,020264 | 0,048114 | 9,2 | 153,4 | 0,441 | -0,883 | 0,16 | -0,441 | 0,897 | -0,032 | | | | |
| 2024-12-16 11:09:00 | 0,01458 | 867,0528 | 2 | 0,410735 | 0,020199 | 0,048286 | 9,3 | 153,7 | 0,438 | -0,884 | 0,161 | -0,438 | 0,898 | -0,031 | | | | |
| 2024-12-16 11:10:00 | 0,014562 | 869,3395 | 2 | 0,408357 | 0,020135 | 0,048451 | 9,3 | 153,9 | 0,434 | -0,886 | 0,162 | -0,434 | 0,9 | -0,03 | | | | |
| 2024-12-16 11:11:00 | 0,014543 | 871,6078 | 2 | 0,40601 | 0,020072 | 0,048609 | 9,4 | 154,1 | 0,431 | -0,888 | 0,163 | -0,431 | 0,902 | -0,03 | | | | |
| 2024-12-16 11:12:00 | 0,014522 | 873,8575 | 2 | 0,403697 | 0,020009 | 0,048759 | 9,5 | 154,3 | 0,427 | -0,889 | 0,164 | -0,427 | 0,904 | -0,029 | | | | |
| 2024-12-16 11:13:00 | 0,014501 | 876,0887 | 2 | 0,401415 | 0,019946 | 0,048902 | 9,5 | 154,6 | 0,424 | -0,891 | 0,165 | -0,424 | 0,905 | -0,028 | | | | |
| 2024-12-16 11:14:00 | 0,014479 | 878,3013 | 2 | 0,399165 | 0,019885 | 0,049038 | 9,6 | 154,8 | 0,42 | -0,892 | 0,167 | -0,42 | 0,907 | -0,027 | | | | |

| Zeitraum Start | Zeitraum Ende | pro Tag | Minuten im Zeitraum | Erste Zeit | Letzte Zeit | Messpunkt OP_1_0 |
|----------------|---------------|---------|---------------------|------------|-------------|------------------|
| 12. Dezember | 31. Dezember | 12 | 144 | 11:04 | 11:20 | |

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP_1_0:
 144 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
 12 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 151 Einträgen /-5):
 1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang
 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8° (Standard: min. 10°)
 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)

