




# SolPEG Blendgutachten Solarpark Hochdorf


**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage  
in Hochdorf in Niederbayern**

**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](mailto:info@solpeg.com)

 [www.solpeg.com](http://www.solpeg.com)

## Inhalt

<b>1</b>	<b>Auftrag .....</b>	<b>3</b>
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
<b>2</b>	<b>Systembeschreibung.....</b>	<b>4</b>
2.1	Standort Übersicht .....	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	7
<b>3</b>	<b>Ermittlung der potenziellen Blendwirkung .....</b>	<b>8</b>
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
<b>4</b>	<b>Ergebnisse .....</b>	<b>16</b>
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, Straße.....	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P3.....	18
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung der Ergebnisse .....</b>	<b>19</b>
<b>6</b>	<b>Schlussbemerkung .....</b>	<b>19</b>
<b>7</b>	<b>Anhang.....</b>	<b>20 - 28</b>

## SolPEG Blendgutachten

Analyse der potenziellen Blendwirkung der geplanten PV-Anlage „Hochdorf“

### 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 700 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Hochdorf“ 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-Leitlinie<sup>1</sup>, 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 „Hochdorf“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für angrenzende Straßen und 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 potenziellen 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.

<sup>1</sup> Die Licht-Leitlinie ist u.a. hier abrufbar: [http://www.solpeg.de/LAI\\_Lichtleitlinie\\_2012.pdf](http://www.solpeg.de/LAI_Lichtleitlinie_2012.pdf)

## 2 Systembeschreibung

### 2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich nördlich der Ortschaft Hochdorf (ein Ortsteil der Gemeinde Bischofsmais) in Niederbayern. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche nördlich der Ortschaft Hochdorf in Niederbayern. Die Fläche ist nach Süden abfallend.
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">48.930°N 13.1101°O 610 m ü.N.N.</a>
Abstand zur Straße	ca. 10 m – 12 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 340 m

Übersicht<sup>2</sup> über den Standort und die PV-Anlage (schematisch)

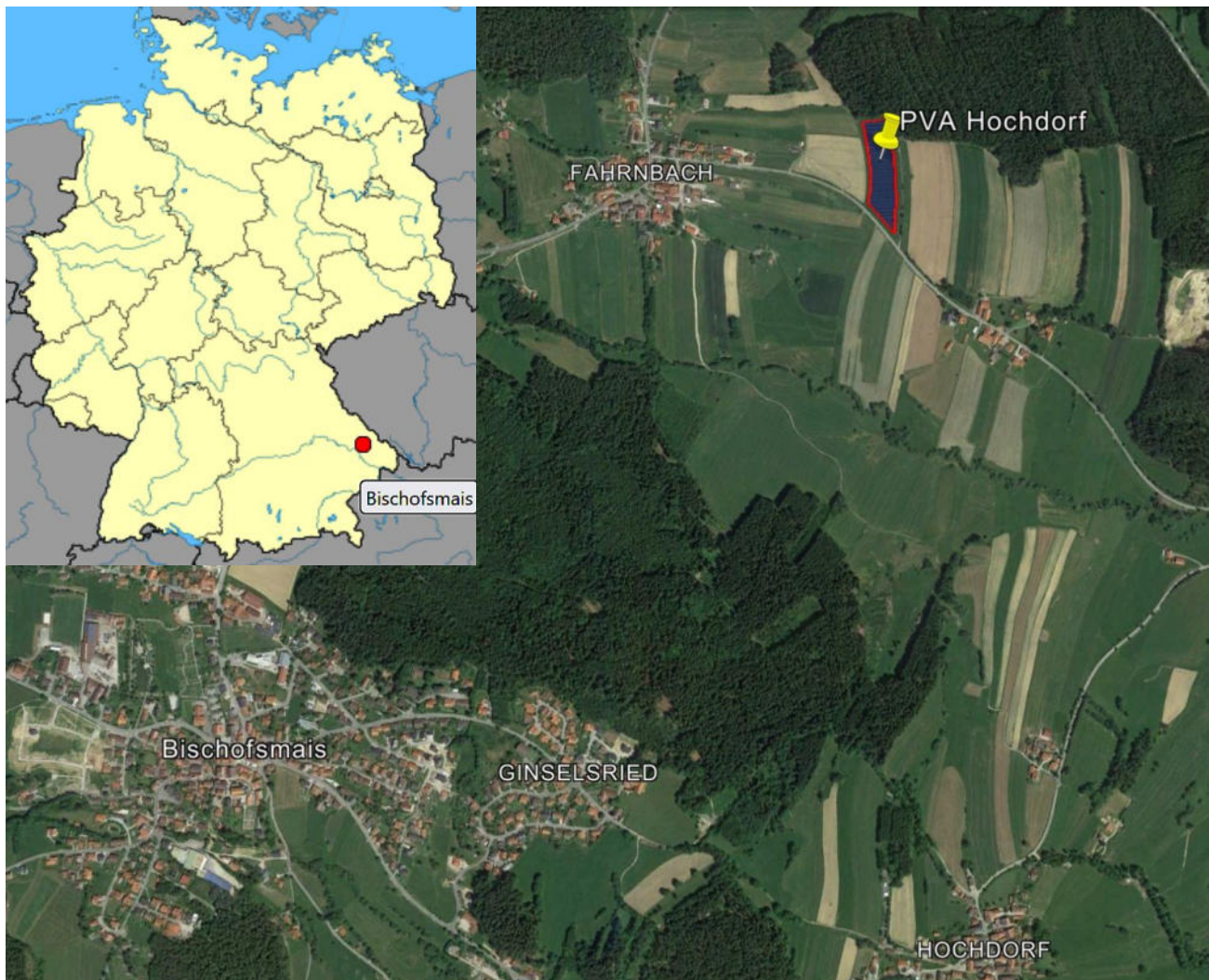


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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



### Detailansicht der PV-Anlage und Umgebung

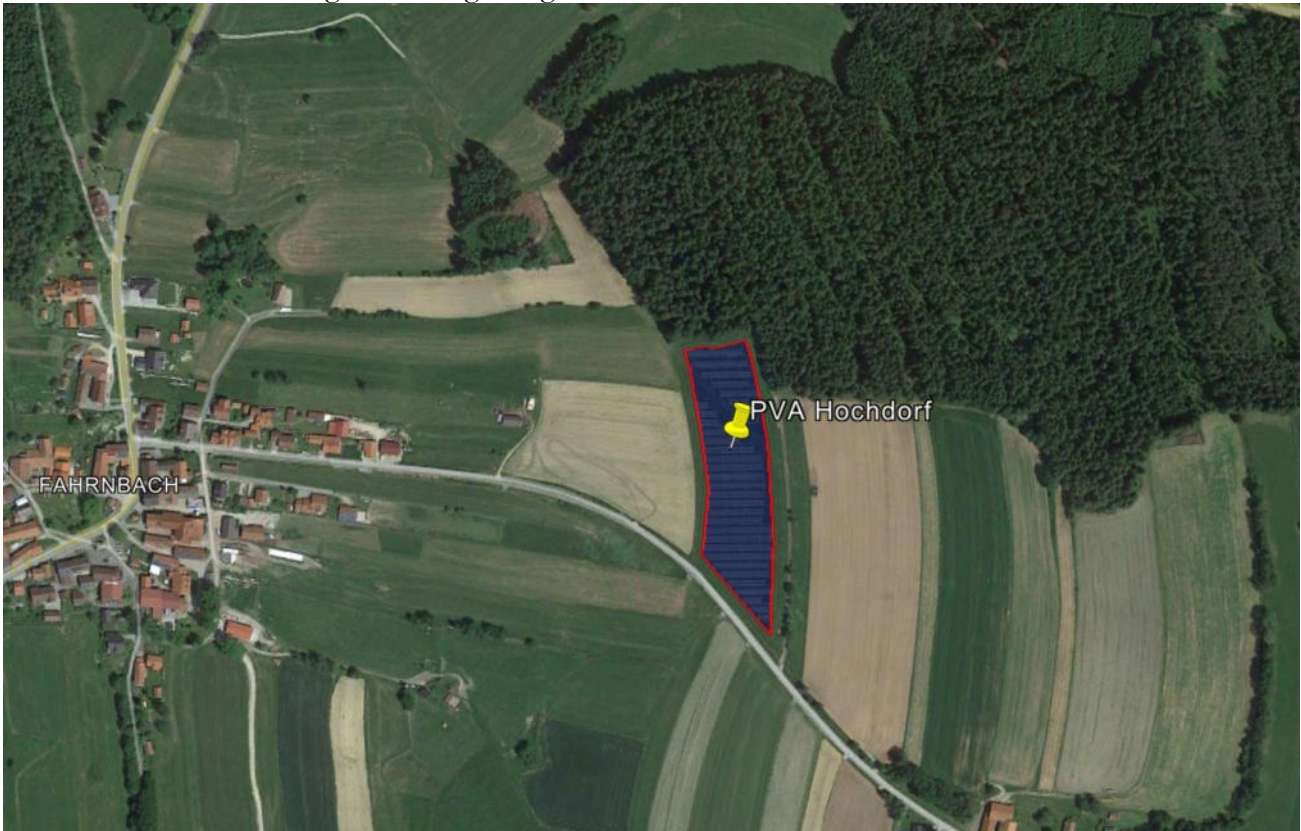


Bild 2.1.2: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)

### Detailansicht der PV-Anlage

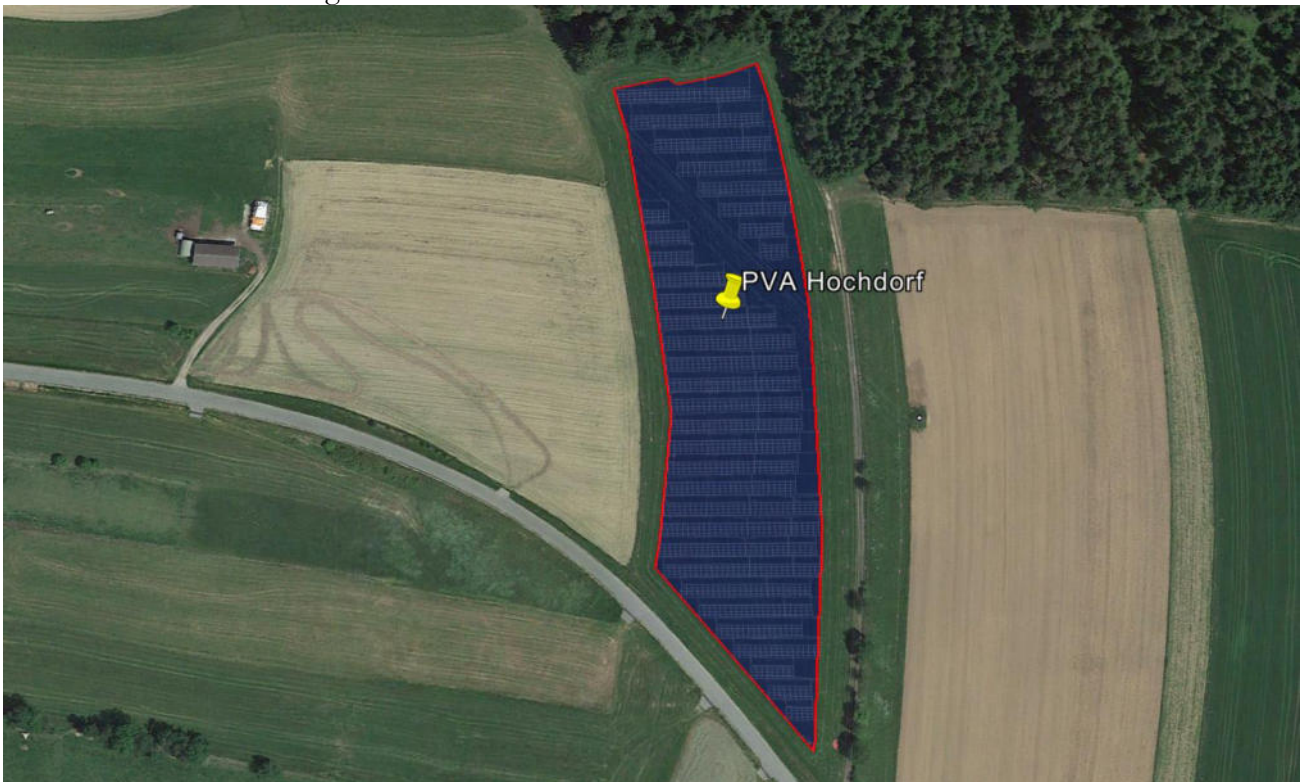


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)



Fotos der PV-Fläche. Blick von Südwesten nach Nordosten auf das PV-Feld.



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

Blick von Süden nach Norde auf das PV-Feld.



Bild 2.1.5: Foto der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, Juli 2022, Ausschnitt)

## 2.2 Umliegende Gebäude

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

---

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

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

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

---

Die folgende Skizze zeigt die PV-Fläche und die Umgebung. Aufgrund des Strahlenganges gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude in der Umgebung von Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden. Allerdings sind diese über 340 m entfernt und tiefer gelegen als die Anlage. Der Standort wird zu Kontrollzwecken dennoch analysiert. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden.

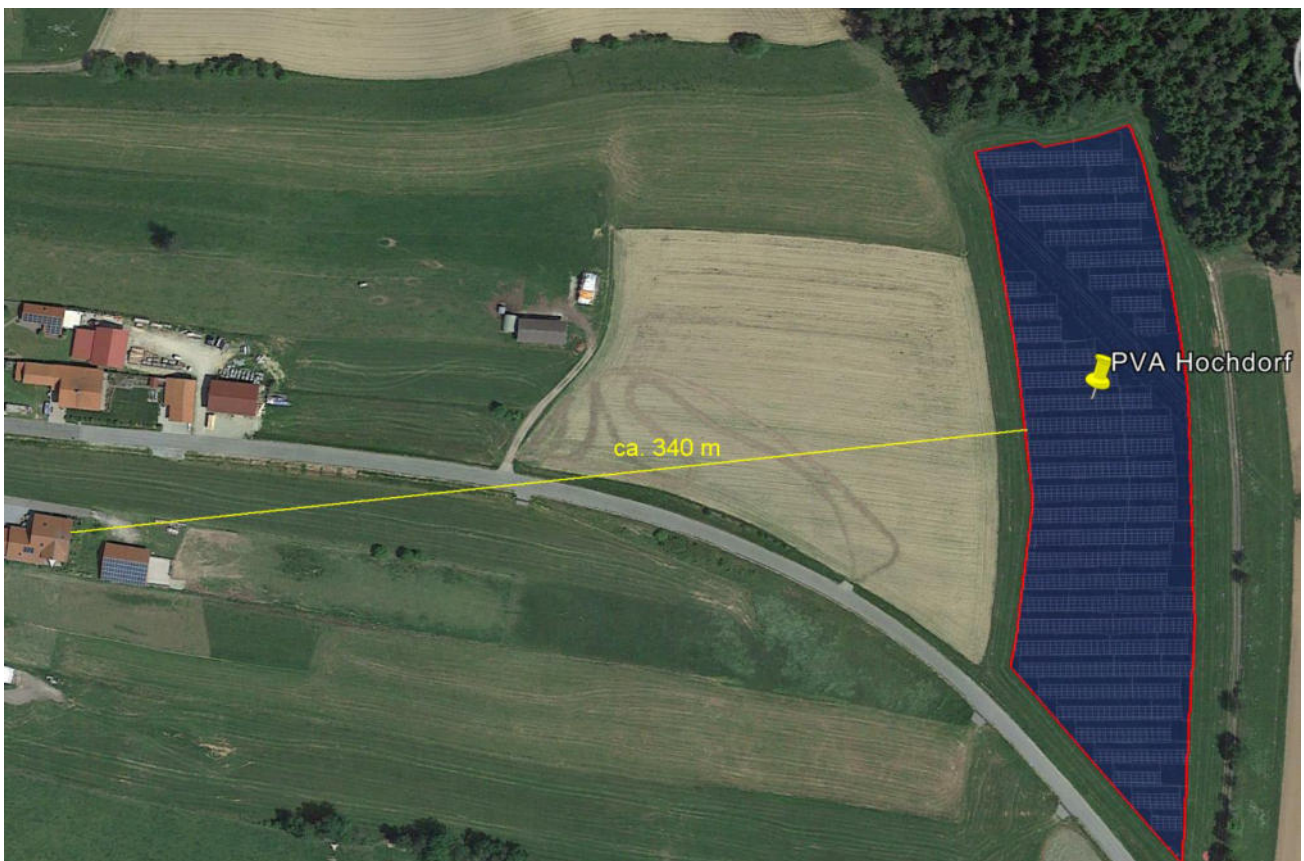


Bild 2.2.1: Gebäude in der Umgebung der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)



### 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 Braunschweig<sup>3</sup> 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:

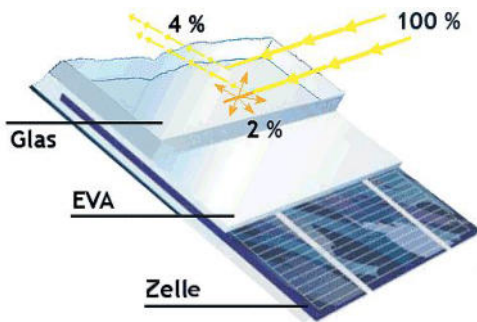


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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 direktem Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m<sup>2</sup>) auf einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

<sup>3</sup> <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.

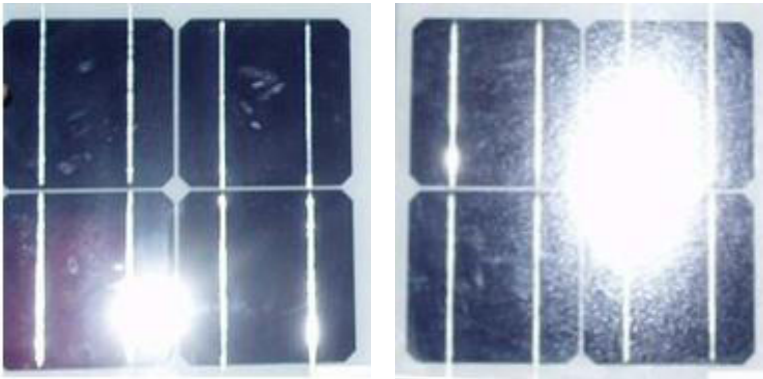


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

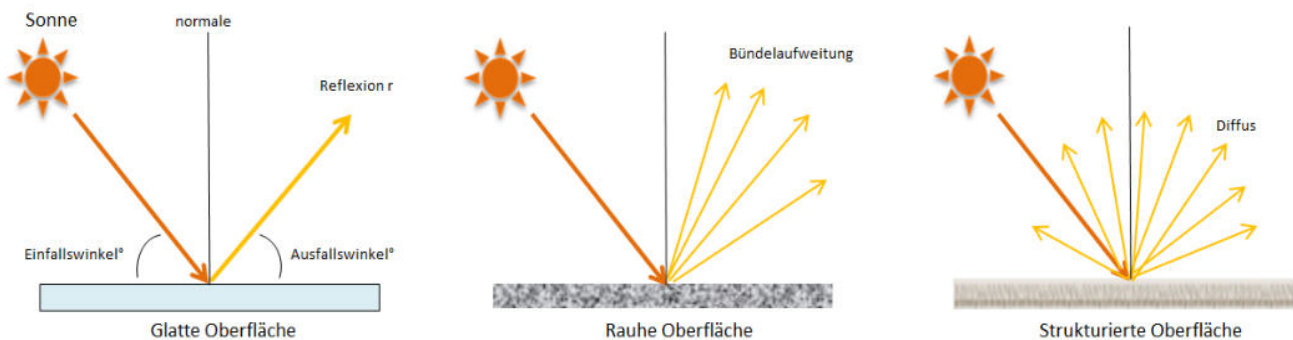


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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

### MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline
Cell configuration	120 cells (6×10+6×10)
Module dimensions	2172×1303×35mm
Weight	37kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, <b>AR Coated Heat Strengthened Glass</b>
Substrate	Heat Strengthened Glass
Frame	High strength alloy steel
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm <sup>2</sup> , Positive(+)350mm, Negative(-)230mm (Connector Included)

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 FAA<sup>4</sup> 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:  $\gamma_p$ , Azimut  $\alpha_p$ ) bekannt sind, kann der Winkel der Reflexion ( $\theta_p$ ) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

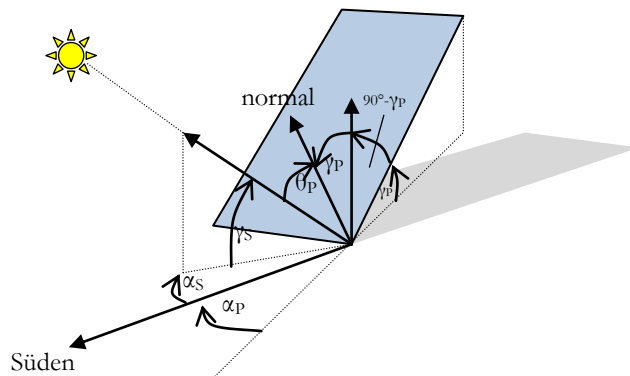


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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 höchstmögliche 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-Leitlinie<sup>5</sup> wird eine Entfernung von 100 m genannt. Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories<sup>6</sup>, New Mexico überprüft.

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

<sup>5</sup> Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.



### 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-Reflexionseigenschaften 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.

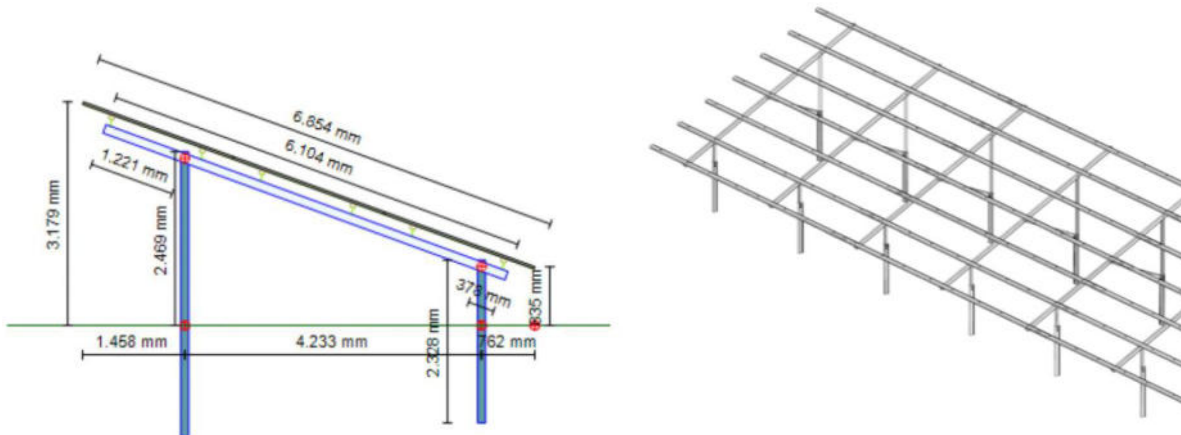


Bild 3.4.1: Beispiel Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung)

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

**Tabelle 2: Berechnungsparameter**

PV-Modul	Risen (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,8 m – 3,1 m (leichte Abweichungen möglich)
Höhe Messpunkte	2 m (PKW, Transporter, LKW gemittelt <sup>6</sup> )
Sichtwinkel Zug- und Fahrzeugführer	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 Beeinträchtigung<sup>7</sup> 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.

<sup>6</sup> Eine Höhe von 2 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt ca. 1,30 m

<sup>7</sup> 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 potenziellen Blendwirkungen wird das Auftreffen von Reflexionen, die Dauer und die Intensität an einem festgelegten Messpunkt (Immissionsort) untersucht, es geht nicht um die Sichtbarkeit oder die optische Bewertung der PV-Anlage. Das Auftreffen von Reflexionen an einem Messpunkt wird zunächst rechnerisch ermittelt, unabhängig von der Ausrichtung der Straße/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 einer potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Hochdorf wurden insgesamt 3 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte auf der Ortsverbindungsstraße sowie 1 Messpunkt im Bereich von umliegenden Gebäuden. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich auch im Anhang. Weitere Standorte an Gebäuden 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 fehlt<sup>8</sup> 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 700 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar<sup>9</sup> basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories<sup>10</sup>. 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.

<sup>8</sup> Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

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

<sup>10</sup> 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. TMY<sup>11</sup>) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2023 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>12</sup> 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/m<sup>2</sup> 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/cm<sup>2</sup>) 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.

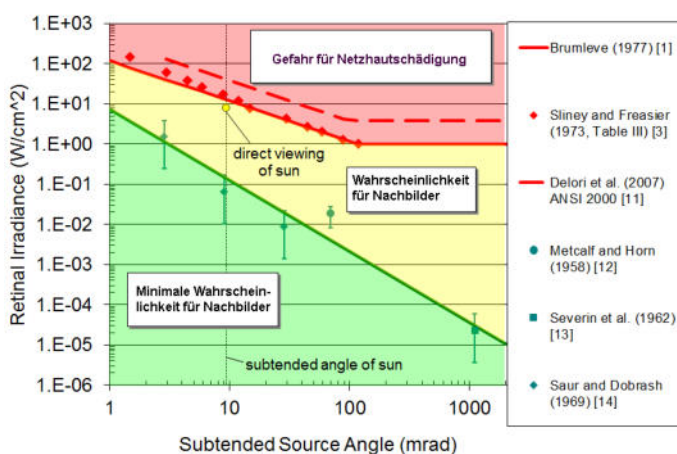


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

<sup>11</sup> Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

<sup>12</sup> DWD Service: [https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm\\_int\\_cfc.html](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](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](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 Hochdorf wird für bestimmte 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 der Fahrbahn (Azimut) und die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Die Höhe der Messpunkte 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 (PKW) nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt. Eine Höhe von 2,5 m oder mehr 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 3.6.3 auch als farbige Flächen dargestellt:

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

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der 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 vor 6 Uhr morgens auftreten, sind zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. In dem vorliegenden Fall sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar und dementsprechend sind keine Ergebniswerte vorhanden. Individuelle Ausführungen erfolgen im weiteren Abschnitt gesondert für die jeweiligen Messpunkte.

**Tabelle 3: Potenzielle Reflexionen pro Jahr an den jeweiligen Messpunkten [Kategorie ■]**

Messpunkt	Minuten pro Jahr
P1 Straße westlich	819 <sup>WD</sup>
P2 Straße südwestlich	-
P2 Gebäude westlich	-

<sup>W</sup> Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

<sup>E</sup> Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

<sup>S</sup> Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

<sup>D</sup> Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen

- nicht nachweisbar



## 4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, Straße

Am Messpunkt 1 auf der Ortsverbindungsstraße Fahrnbach-St2135-Langbruck können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 13. Mai - 29. Juli, in den frühen Morgenstunden, zwischen 06:19 - 06:43 Uhr, für 5 bis max. 13 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Südosten mit ca.  $-59^\circ$  bis  $-70^\circ$  links (östlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors ( $\pm 20^\circ$  relativ zur Fahrtrichtung, 100 m Sichtweite). Aufgrund der Einfallswinkel und aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage bzw. eine Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P1 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

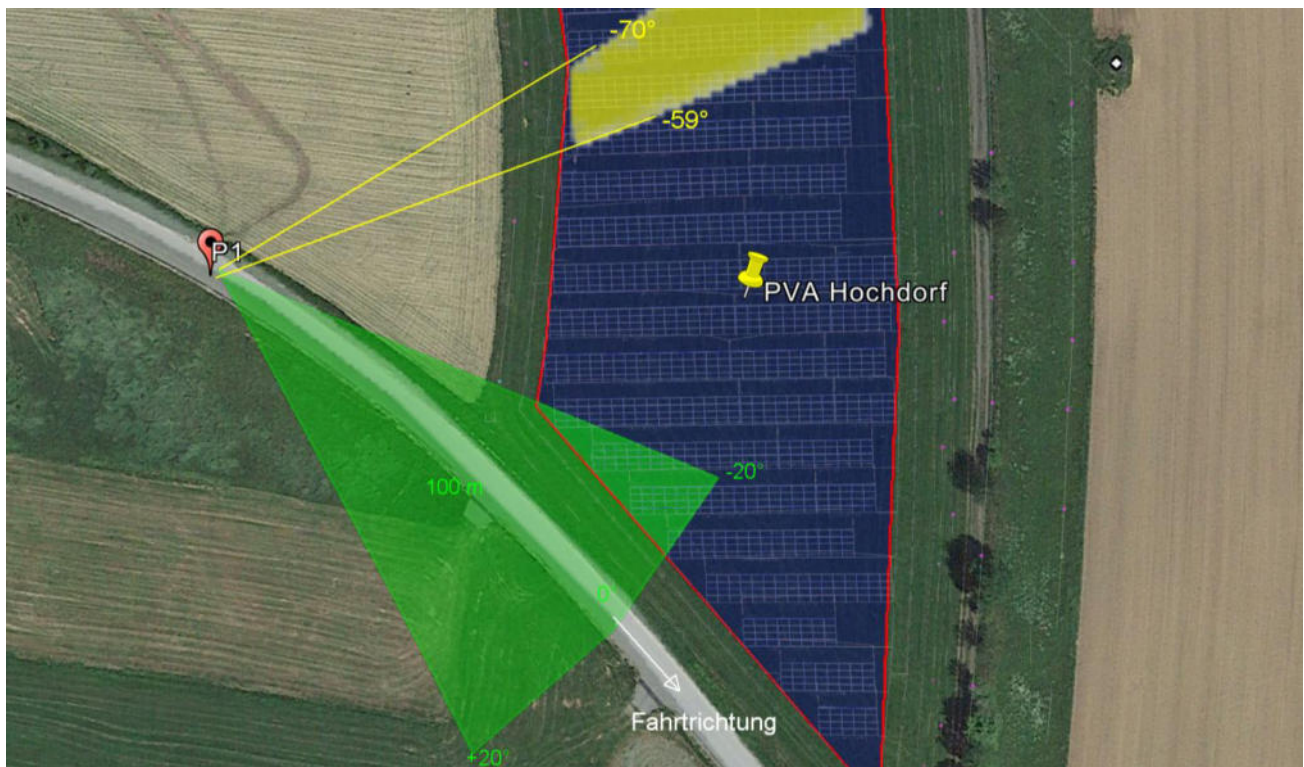


Bild 4.1.1: Simulation am Messpunkt P1, Fahrt Richtung Südosten (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der hellgrün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Grün markierten Bereich östlich der Fahrbahn, deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels, können theoretisch Reflexionen auftreten. Aufgrund des Einfallswinkels und aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind diese nicht relevant.

Am Messpunkt P2 etwas weiter südöstlich auf der Straße sind keine relevanten Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. In den unbereinigten Rohdaten sind nur an insgesamt 38 Minuten pro Jahr Reflexionen vorhanden. Aufgrund der sehr geringen zeitlichen Dauer und aufgrund der nochmals größeren Einfallswinkel sind diese nicht relevant. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden.

Das folgende Panoramafoto (Sichtwinkel ca. 120°) zeigt die Situation am Messpunkt P1 aus Sicht des Fahrzeugführers bei der Fahrt Richtung Südosten aus leicht erhöhter Position (ca. 2,1 m). Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass das PV-Feld teilweise im Randbereich sichtbar ist aber Reflexionen wären links, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, außerhalb des Bildes.



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

Bei der Fahrt Richtung Nordwesten ist nur die Rückseite der PV Module sichtbar, potenzielle Reflexionen können Fahrzeugführer nicht erreichen.

## 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P3

Messpunkt P3 im Bereich der westlich gelegenen Gebäude wurden zu Kontrollzwecken analysiert, da aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz kaum mit Reflexionen durch die PV-Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Reflexionen durch die PV-Anlage und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV-Anlage „Hochdorf“ mit dem Einsatz von hochwertigen PV-Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von Reflexionen vorgesehen.

Die Simulation von potenziellen Reflexionen und die Analyse der Ergebnisse wurde für 3 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV-Anlage durchgeführt. Im Verlauf der Verbindungsstraße können nur in geringem Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Die Einfallswinkel von liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels, sodass eine Beeinträchtigung oder gar eine gefährdende Blendwirkung durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden kann. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz sind keine Reflexionen im Seiten- und Rückspiegel nachweisbar. Die Sicherheit und Leichtigkeit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

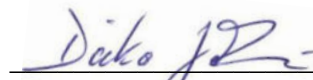
Im Bereich der westlich gelegenen Gebäude sind keine relevanten Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Im weiteren Umfeld sind keine schutzwürdigen Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden und/der diese sind nicht von Reflexionen betroffen.

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 23.04.2024

  
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

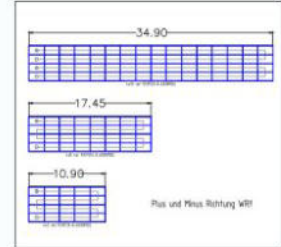


TECHNISCHE DATEN	
<b>PV GENERATOR</b>	
Modul Typ: RSM 034-BW00-Risen-Titan Modul Abmessungen (mm): 2172L x 1303B x 35D Modul Leistung: 350 Wp Modul Anzahl: 2418	
<b>ZS-Leistung: 1.448,81 kWp</b>	
Anzahl der Strings mit 32 Module: 88 Anzahl der Strings mit 20 Module: 12 Gesamtanzahl der Strings: 80	
<b>WECHSELRICHTER</b>	
WR-Typ: GOODWE GW 350kW HT Nennleistung: 350 kW Wechselrichter Anzahl: 5 Strings pro Inverter: 13 + 14	
<b>ZS-Leistung: 1.202 kW</b>	
<b>GELÄNDE DATEN</b>	
Geländebereich: 16.118 m <sup>2</sup> Zaunfläche: 15.888 m <sup>2</sup> Koordinaten: 48.8307N, 13.0311O Höhe: 397 - 612 m über Meer	
<b>WECHSELRICHTER</b>	
Ort: Dammberg, Hochdorf PLZ: 629 Koordinaten (Datum: UTM33) (EPSG: 25833) ESZ OC: 1.700,40 kWh ESZ AC: 1.488,00 kWh + 9% Berechnungsdatum: Bayernwerk 202007300813	

LEGENDE	
	Zaun L=642 m
	Baugrenze
	Geltungsbereich
	MS-Kabel mit Schutzstreifen 3m
	Ferulleitung Wasser mit Schutzstreifen je 3m

**PV Tisch Design:**

- 4x16 landscape  
Anzahl: 23  
Module pro Tisch: 64  
2 Strings à 32 Module
- 4x8 landscape  
Anzahl: 22  
Module pro Tisch: 32  
1 String à 32 Module
- 4x5 landscape  
Anzahl: 12  
Module pro Tisch: 20  
1 String à 20 Module



Tischneigung: 20°  
Tisch Azimut: 0°  
Sonnenwinkel: 17,66°  
Reihenzwischenabstand theor.: 2,95m - 9,12m  
Reihenzwischenabstand prakt.: 3,00m - 4,95m  
Verschattung in Tischebene: bis zu 1,50m

NA2XS(F)2Y 12/20kV 3x1x150RM25S,L=20m  
LWL-Datenkabel, Bandeisen

Wohnhaus: Trafo- und  
Übergabeschutzstation

Geistiges Eigentum der Solea AG - streng vertraulich. Eine Weitergabe an Dritte ist nur unter Zustimmung des Herausgebers Solea gestattet."

Index	Changings	from	Date
03	Abstand Zaun-Oberfläche 3m	UE	27.07.23
02	Wasserverleitung, Trafo, Trv, Zufahrt	UE	13.07.23
01	ESZ, Heizanschluss	UE	25.05.23

Abw. Nr.	010-01-000000		
Abw. Name	Entwurfplanung - Übersicht		
Koordinaten	Hochdorf 629 - Dammberg		
Abw. Nr.	1.000	Abw. Nr.	02.02.2023
Abw. Name	MT	Abw. Name	LE

Solea AG  
Gartlach-Dammberg-Str. 10  
94477 Pöfing  
Tel.: 09931 / 8569925  
Fax: 09931 / 8860975  
info@solea-ag.com





Hyper-ion™

# Heterojunction Hyper-ion Series Bifacial Module

**RSM132-8-680-705BHDG**

## Hyper-link Interconnection

Patented Technology

**680-705 Wp**

Power Output Range

**22.7 %**

Higher Efficiency

**0~+3%**

Positive Power Tolerance



The module picture is for reference only



No B-O caused LID



Ultra-high bifacial factor



Ultra-high power generation, ultra-low carbon emission



Most stable power temperature coefficient



Lead technology of metallization process



Excellent anti-LID & anti-PID performance

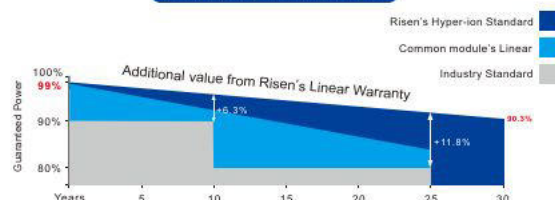


\* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Risen Energy sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

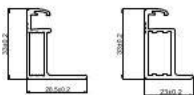
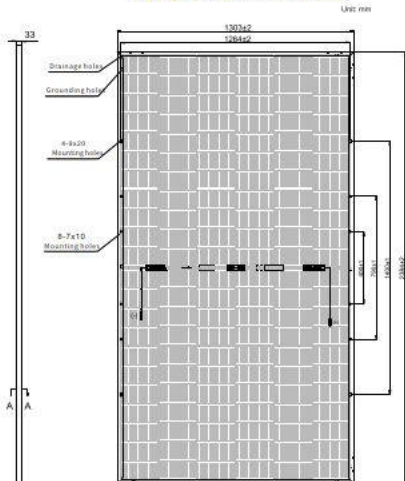
15 years product warranty / 30 years linear power warranty

0.3% Annual Degradation over 30 years



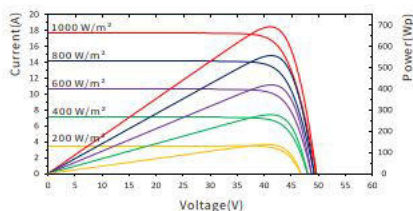
\*Please check the valid version of Limited Product Warranty which is officially released by Risen Energy Co., Ltd

## Dimensions of PV Module



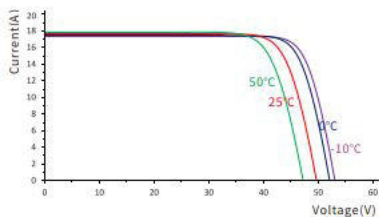
RSM132-8-690BHDG

### I-V characteristics at different irradiances



### I-V characteristics at different temperatures

(AM1.5, 1000W/m²)



## PACKAGING CONFIGURATION

	40ft(HQ)
Number of modules per container	594
Number of modules per pallet	33
Number of pallets per container	18
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	1320×1125×2520
Box gross weight[kg]	1289

## ELECTRICAL DATA (STC)

Model Type	RSM132-8-680-705BHDG					
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	680	685	690	695	700	705
Open Circuit Voltage-Voc(V)	49.47	49.56	49.65	49.74	49.83	49.92
Short Circuit Current-Isc(A)	17.48	17.56	17.66	17.74	17.82	17.91
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	41.48	41.56	41.63	41.71	41.78	41.86
Maximum Power Current-Impp(A)	16.41	16.50	16.60	16.68	16.77	16.86
Module Efficiency (%) *	21.9	22.1	22.2	22.4	22.5	22.7

STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

Bifacial factor: 85±10% \* Module Efficiency (%): Rounding to the nearest number

### Electrical characteristics with 10% rear side power gain

Total Equivalent power -Pmax (Wp)	748	754	759	765	770	776
Open Circuit Voltage-Voc(V)	49.47	49.56	49.65	49.74	49.83	49.92
Short Circuit Current-Isc(A)	19.23	19.32	19.43	19.51	19.60	19.70
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	41.48	41.56	41.63	41.71	41.78	41.86
Maximum Power Current-Impp(A)	18.05	18.15	18.26	18.35	18.44	18.55

Rear side power gain: The additional gain from the rear side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

## ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Type	RSM132-8-680-705BHDG					
Maximum Power-Pmax (Wp)	519.3	523.0	527.2	530.9	534.5	538.0
Open Circuit Voltage-Voc (V)	46.35	46.44	46.52	46.61	46.69	46.78
Short Circuit Current-Isc (A)	14.34	14.40	14.48	14.55	14.61	14.68
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	38.78	38.85	38.93	39.00	39.07	39.14
Maximum Power Current-Impp (A)	13.39	13.46	13.54	13.61	13.68	13.76

NMOT: Irradiance at 800 W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

## MECHANICAL DATA

Solar cells	n-type HJT
Cell configuration	132 cells (6×11+6×11)
Module dimensions	2384×1303×33mm
Weight	37.5kg
Superstrate	High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Substrate	Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm <sup>2</sup> , Positive(+)/350mm, Negative(-)/230mm (Connector Included), or customized length
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

## TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43°C ± 2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.22%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.047%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.24%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	35A
Limiting Reverse Current	35A



RISEN ENERGY CO., LTD.

Tashan Industry Zone, Meilun, Ninghai 315609, Ningbo | PRC

Tel: +86-574-59953239

Fax: +86-574-59953599

E-mail: marketing@risenenergy.com

Website: www.risenenergy.com

THE POWER OF RISING VALUE

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2023 Risen Energy. All rights reserved. Contents included in this datasheet are subject to change without notice.

No special undertaking or warranty for the suitability of special purpose or being installed in extraordinary surroundings is granted unless as otherwise specifically committed by manufacturer in contract document.

Version: REM132-BHDG-24BB-EN-H2-3-2023



# Hochdorf

## Hochdorf

**Created** Apr 23, 2024  
**Updated** Apr 23, 2024  
**Time-step** 1 minute  
**Timezone offset** UTC2  
**Minimum sun altitude** 8.0 deg  
**Site ID** 117414.17921

**Project type** Advanced  
**Project status:** active  
**Category** 5 MW to 10 MW



### Misc. Analysis Settings

**DNI:** varies (1,000.0 W/m<sup>2</sup> 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	20.0	180.0	4,997	879	-

# Component Data

## PV Array(s)

Total PV footprint area: 15,193 m<sup>2</sup>

**Name:** PV Feld  
**Footprint area:** 15,193 m<sup>2</sup>  
**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	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.931060	13.100688	607.14	2.00	609.14
2	48.931123	13.101568	608.00	2.00	610.00
3	48.929904	13.101997	606.74	2.00	608.74
4	48.928720	13.101889	597.44	2.00	599.44
5	48.929417	13.101031	596.50	2.00	598.50
6	48.930122	13.101010	604.19	2.00	606.19

## Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.929619	13.100170	594.35	2.00	596.35
OP 2	48.928929	13.101350	594.69	2.00	596.69
OP 3	48.929838	13.096440	614.39	2.00	616.39

# Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld	20.0	180.0	4,997	879	-	

## Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld (green)	0	0	0	361	999	959	1015	654	1	0	0	0
pv-feld (yellow)	0	0	0	0	8	39	2	3	0	0	0	0

# PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

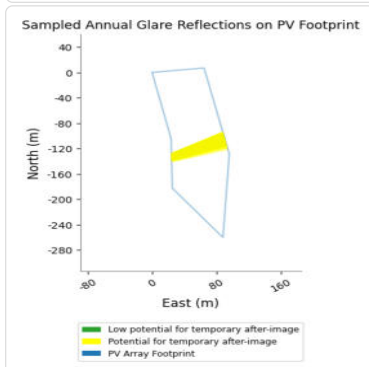
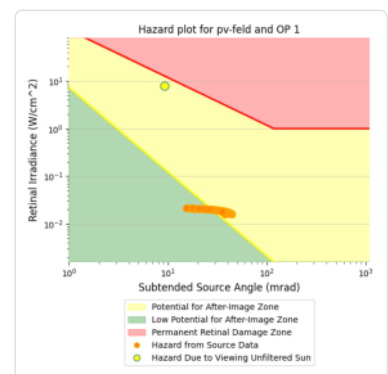
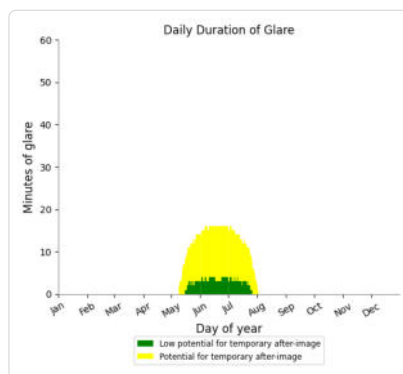
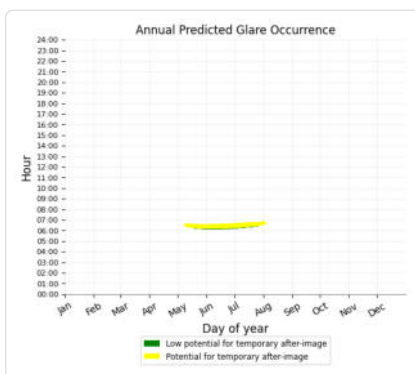
## PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	219	841
OP: OP 2	1008	38
OP: OP 3	3770	0

## PV Feld: OP 1

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

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

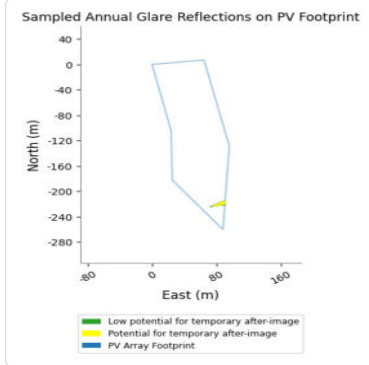
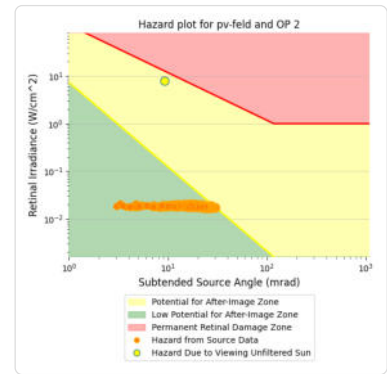
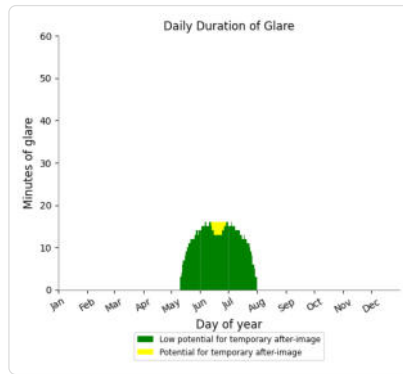
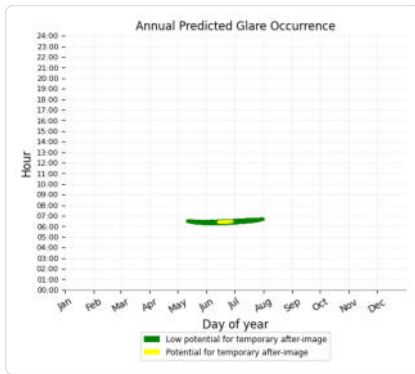




## PV Feld: OP 2

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

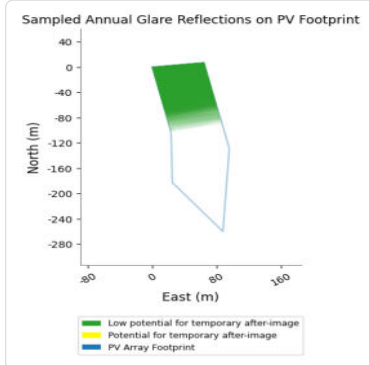
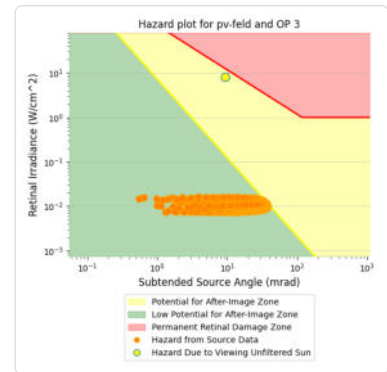
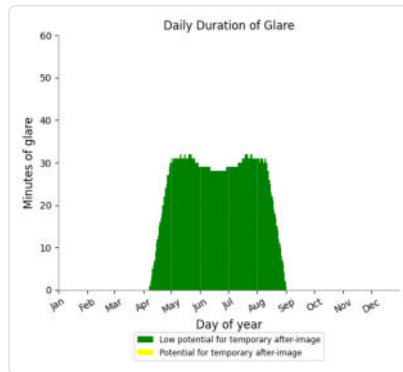
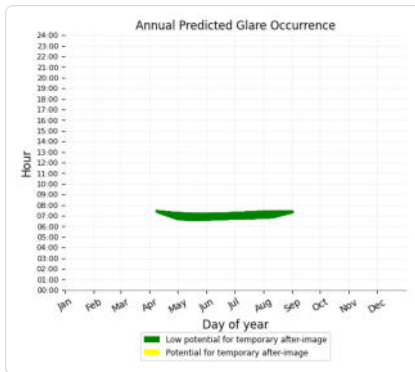
- 1,008 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 38 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld: OP 3

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

- 3,770 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



# Assumptions

---

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

	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	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
2024-05-09 06:32:00	0,011425	635,3337	2	0,50973	0,018368	0,034948	8	72,5	0,944	0,298	0,14	-0,944	-0,318	-0,084	9. Mai	2	06:32	06:33
2024-05-09 06:33:00	0,011303	637,0714	2	0,498771	0,018022	0,035712	8,2	72,7	0,945	0,295	0,142	-0,945	-0,317	-0,08	10. Mai	3	06:31	06:33
2024-05-10 06:31:00	0,011502	636,7278	2	0,513707	0,018552	0,034647	8,1	72,1	0,942	0,304	0,14	-0,942	-0,323	-0,088	11. Mai	3	06:30	06:32
2024-05-10 06:32:00	0,011423	638,4551	2	0,502686	0,018203	0,035768	8,2	72,3	0,943	0,301	0,143	-0,943	-0,322	-0,084	12. Mai	4	06:29	06:32
2024-05-10 06:33:00	0,011274	640,1792	2	0,491894	0,017861	0,036315	8,4	72,5	0,944	0,297	0,146	-0,944	-0,322	-0,079	13. Mai	6	06:27	06:32
2024-05-11 06:30:00	0,011525	636,5754	2	0,51782	0,018696	0,034107	8,1	71,8	0,94	0,309	0,141	-0,94	-0,328	-0,091	14. Mai	7	06:26	06:32
2024-05-11 06:31:00	0,011482	638,2991	2	0,506734	0,018345	0,035522	8,3	72	0,941	0,306	0,144	-0,941	-0,327	-0,087	15. Mai	7	06:25	06:31
2024-05-11 06:32:00	0,011384	640,0196	2	0,495878	0,018001	0,03649	8,4	72,1	0,942	0,303	0,147	-0,942	-0,327	-0,083	16. Mai	7	06:25	06:31
2024-05-12 06:29:00	0,011551	637,9188	2	0,522074	0,018889	0,033357	8,2	71,4	0,938	0,315	0,142	-0,938	-0,333	-0,094	17. Mai	8	06:24	06:31
2024-05-12 06:30:00	0,01153	639,6323	2	0,510921	0,018536	0,034954	8,3	71,6	0,939	0,312	0,145	-0,939	-0,332	-0,09	18. Mai	8	06:24	06:31
2024-05-12 06:31:00	0,011482	641,3427	2	0,499998	0,018188	0,036322	8,5	71,8	0,94	0,309	0,147	-0,94	-0,331	-0,086	19. Mai	9	06:23	06:31
2024-05-12 06:32:00	0,01137	643,0499	2	0,489301	0,017846	0,037164	8,6	72	0,94	0,306	0,15	-0,94	-0,331	-0,082	20. Mai	8	06:23	06:30
2024-05-13 06:27:00	0,011549	636,0178	2	0,537932	0,019405	0,030796	8	70,9	0,936	0,324	0,14	-0,936	-0,338	-0,101	21. Mai	9	06:22	06:30
2024-05-13 06:28:00	0,011569	637,731	2	0,526473	0,019043	0,032747	8,2	71,1	0,936	0,321	0,142	-0,936	-0,337	-0,097	22. Mai	9	06:22	06:30
2024-05-13 06:29:00	0,01156	639,4412	2	0,51525	0,018687	0,034438	8,3	71,3	0,937	0,318	0,145	-0,937	-0,337	-0,093	23. Mai	10	06:22	06:31
2024-05-13 06:30:00	0,011523	641,1481	2	0,504258	0,018337	0,035892	8,5	71,5	0,938	0,315	0,148	-0,938	-0,336	-0,089	24. Mai	10	06:22	06:31
2024-05-13 06:31:00	0,011447	642,8519	2	0,493493	0,017993	0,037034	8,7	71,6	0,938	0,312	0,15	-0,938	-0,335	-0,085	25. Mai	10	06:21	06:30
2024-05-13 06:32:00	0,011321	644,5525	2	0,482949	0,017656	0,037758	8,8	71,8	0,939	0,308	0,153	-0,939	-0,335	-0,081	26. Mai	10	06:21	06:30
2024-05-14 06:26:00	0,011532	635,8175	2	0,542557	0,019566	0,02987	8,1	70,6	0,934	0,329	0,14	-0,934	-0,342	-0,104	27. Mai	10	06:21	06:30
2024-05-14 06:27:00	0,011566	637,5274	2	0,531025	0,019202	0,031941	8,2	70,7	0,934	0,326	0,143	-0,934	-0,342	-0,1	28. Mai	11	06:20	06:30
2024-05-14 06:28:00	0,011484	639,234	2	0,519729	0,018843	0,033045	8,4	70,9	0,935	0,323	0,146	-0,935	-0,341	-0,096	29. Mai	11	06:20	06:30
2024-05-14 06:29:00	0,011548	640,9376	2	0,508665	0,018491	0,03532	8,5	71,1	0,936	0,32	0,148	-0,936	-0,341	-0,092	30. Mai	11	06:20	06:30
2024-05-14 06:30:00	0,011499	642,638	2	0,497828	0,018145	0,036671	8,7	71,3	0,936	0,317	0,151	-0,936	-0,34	-0,088	31. Mai	11	06:20	06:30
2024-05-14 06:31:00	0,011407	644,3352	2	0,487214	0,017805	0,037676	8,8	71,5	0,937	0,314	0,154	-0,937	-0,339	-0,084	1. Jun.	11	06:20	06:30
2024-05-14 06:32:00	0,011333	646,0293	2	0,476818	0,017471	0,038808	9	71,6	0,937	0,311	0,156	-0,937	-0,339	-0,08	2. Jun.	11	06:20	06:30
2024-05-15 06:25:00	0,011534	637,1034	2	0,547341	0,019778	0,028851	8,1	70,2	0,932	0,335	0,141	-0,932	-0,347	-0,108	3. Jun.	11	06:20	06:30
2024-05-15 06:26:00	0,011584	638,8033	2	0,535733	0,019411	0,031058	8,2	70,4	0,932	0,332	0,143	-0,932	-0,346	-0,104	4. Jun.	12	06:19	06:30
2024-05-15 06:27:00	0,011602	640,5002	2	0,524361	0,019049	0,032981	8,4	70,6	0,933	0,329	0,146	-0,933	-0,346	-0,099	5. Jun.	12	06:19	06:30
2024-05-15 06:28:00	0,011549	642,1939	2	0,513223	0,018694	0,034316	8,6	70,8	0,934	0,326	0,149	-0,934	-0,345	-0,095	6. Jun.	12	06:20	06:31
2024-05-15 06:29:00	0,011556	643,8845	2	0,502312	0,018344	0,036128	8,7	70,9	0,934	0,323	0,151	-0,934	-0,344	-0,091	7. Jun.	12	06:20	06:31
2024-05-15 06:30:00	0,011495	645,5719	2	0,491625	0,018001	0,037379	8,9	71,1	0,935	0,32	0,154	-0,935	-0,344	-0,087	8. Jun.	13	06:19	06:31
2024-05-15 06:31:00	0,011394	647,2562	2	0,481157	0,017664	0,038299	9	71,3	0,936	0,316	0,157	-0,936	-0,343	-0,083	9. Jun.	12	06:19	06:30
2024-05-16 06:24:00	0,011497	636,8693	1	0,552292	0,01995	0,027716	8,1	69,9	0,93	0,34	0,141	-0,93	-0,351	-0,111	10. Jun.	12	06:19	06:30
2024-05-16 06:25:00	0,011566	638,566	2	0,540604	0,01958	0,030084	8,3	70,1	0,93	0,337	0,144	-0,93	-0,351	-0,107	11. Jun.	12	06:19	06:30
2024-05-16 06:26:00	0,011598	640,2595	2	0,529154	0,019216	0,032132	8,4	70,3	0,931	0,334	0,146	-0,931	-0,35	-0,103	12. Jun.	12	06:20	06:31
2024-05-16 06:27:00	0,011602	641,9499	2	0,517937	0,018858	0,033929	8,6	70,4	0,932	0,331	0,149	-0,932	-0,349	-0,099	13. Jun.	12	06:20	06:31
2024-05-16 06:28:00	0,011564	643,6372	2	0,506695	0,018507	0,035375	8,7	70,6	0,932	0,328	0,152	-0,932	-0,349	-0,095	14. Jun.	12	06:20	06:31
2024-05-16 06:29:00	0,011533	645,3214	2	0,496187	0,018161	0,03687	8,9	70,8	0,933	0,325	0,154	-0,933	-0,348	-0,091	15. Jun.	12	06:20	06:31
2024-05-16 06:30:00	0,011461	647,0025	2	0,485644	0,017822	0,038024	9	71	0,934	0,322	0,157	-0,934	-0,348	-0,087	16. Jun.	12	06:21	06:32
2024-05-16 06:31:00	0,011374	648,6804	2	0,475317	0,017488	0,039054	9,2	71,2	0,934	0,319	0,16	-0,934	-0,347	-0,083	17. Jun.	13	06:20	06:32
2024-05-17 06:23:00	0,011448	636,62	1	0,557416	0,020127	0,026441	8,1	69,6	0,928	0,346	0,141	-0,928	-0,356	-0,114	18. Jun.	13	06:20	06:32
2024-05-17 06:24:00	0,011539	638,3134	2	0,545644	0,019754	0,029008	8,3	69,7	0,928	0,343	0,144	-0,928	-0,355	-0,11	19. Jun.	13	06:20	06:32
2024-05-17 06:25:00	0,011587	640,0037	2	0,534112	0,019388	0,031197	8,4	69,9	0,929	0,34	0,147	-0,929	-0,354	-0,106	20. Jun.	13	06:20	06:32
2024-05-17 06:26:00	0,011605	641,6908	2	0,522815	0,019028	0,033111	8,6	70,1	0,93	0,337	0,149	-0,93	-0,354	-0,102	21. Jun.	13	06:21	06:33
2024-05-17 06:27:00	0,011597	643,3749	2	0,511747	0,018674	0,034797	8,7	70,3	0,93	0,333	0,152	-0,93	-0,353	-0,098	22. Jun.	13	06:21	06:33
2024-05-17 06:28:00	0,011561	645,0559	2	0,500905	0,018326	0,036255	8,9	70,5	0,931	0,33	0,155	-0,931	-0,353	-0,094	23. Jun.	13	06:21	06:33
2024-05-17 06:29:00	0,011506	646,7338	2	0,490285	0,017984	0,037552	9,1	70,6	0,932	0,327	0,157	-0,932	-0,352	-0,09	24. Jun.	12	06:22	06:33
2024-05-17 06:30:00	0,011424	648,4085	2	0,479881	0,017648	0,03862	9,2	70,8	0,932	0,324	0,16	-0,932	-0,351	-0,086	25. Jun.	12	06:23	06:34
2024-05-17 06:31:00	0,011332	650,0801	2	0,46969	0,017318	0,039599	9,4	71	0,933	0,321	0,163	-0,933	-0,351	-0,082	26. Jun.	12	06:23	06:34

Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1
13. Mai	29. Juli	13	819	06:19	06:43	

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 1:  
819 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)  
647 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk  
172 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk  
13 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 1061 Einträgen /-219):  
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)

