

# Blendgutachten Solarpark Wackerow

**Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage  
Wackerow in Mecklenburg-Vorpommern**

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

**FON: +49 (0)40 79 69 59 36**  
**FAX: +49 (0)40 79 69 59 38**  
**info@solpeg.de**  
**<http://www.solpeg.de>**

## 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.....	6
<b>3</b>	<b>Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....</b>	<b>7</b>
3.1	Rechtliche Hinweise .....	7
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	7
3.3	Berechnung der Blendwirkung.....	9
3.4	Technische Parameter der PV Anlage .....	10
3.5	Standorte für die Analyse .....	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren .....	12
<b>4</b>	<b>Ergebnisse .....</b>	<b>16</b>
4.1	Ergebnisübersicht .....	16
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnübergang Süd .....	17
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke Mitte.....	19
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, Bundesstraße B 105.....	21
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude Dreizehnhausen .....	22
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P5, Bahnstrecke Nord.....	24
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung der Ergebnisse.....</b>	<b>27</b>
5.1	Zusammenfassung .....	27
5.2	Beurteilung der Ergebnisse .....	27
<b>6</b>	<b>Schlussbemerkung .....</b>	<b>27</b>

## **SolPEG Blendgutachten**

### Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Wackerow

## **1 Auftrag**

### **1.1 Beauftragung**

Die SolPEG GmbH ist durch die Solarpark Wackerow GmbH & Co. KG beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Wackerow“ für die Bahnstrecke Greifswald-Stralsund, für Verkehrsteilnehmer sowie Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

### **1.2 Hintergrund und Auftragsumfang**

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 „Wackerow“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für die Bahnlinie Greifswald-Stralsund, Verkehrsteilnehmer sowie Anwohner der umliegenden Gebäude.

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

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

Einzelne Aspekte der Licht-Leitlinie werden an entsprechender Stelle 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.cost-lonne.eu/wp-content/uploads/2015/11/LAI\\_RL\\_Licht\\_09\\_2012.pdf](http://www.cost-lonne.eu/wp-content/uploads/2015/11/LAI_RL_Licht_09_2012.pdf)

## 2 Systembeschreibung

### 2.1 Standort Übersicht

Der Solarpark befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet nördlich der Ortschaft Wackerow bzw. nordwestlich von Dreizehnhausen, ca. 4 km nordwestlich von Greifswald in Mecklenburg-Vorpommern. Entlang der Flächen verläuft auf ca. 2 km Länge die zweigleisige Bahnstrecke Greifswald-Stralsund. Für die Simulation wird die PV Anlage in 4 Teilflächen geteilt. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Ackerflächen nördlich der Ortschaft Wackerow, ca. 4 km nordwestlich von Greifswald in Mecklenburg-Vorpommern. Die Flächen sind eben.
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">54.111°N, 13.342°O 6 m ü.N.N.</a>
Grenzlänge entlang der Bahntrasse	ca. 2 km
Abstand zur Bahntrasse	ca. 20 m
Abstand zur B 105	ca. 30 m (relevante Blickrichtung)
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 40 m (kleinste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)



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

Detailansicht der PV Anlage (Ausschnitt Nord)



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

Detailansicht (Ausschnitt Süd)



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

## 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 beispielhaft Wohngebäude der Ortschaft Dreizehnhausen westlich der PV Anlage (Nordwest). Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz könnten Gebäude in diesem Bereich von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage theoretisch erreicht werden. Aufgrund der Entfernung ist allerdings nicht mit Beeinträchtigung durch potentielle Reflexionen zu rechnen. Die Standorte werden dennoch analysiert. Gebäude im Bereich der Ortschaft Wackerow haben überwiegend keinen direkten Sichtkontakt mit der Immissionsquelle und werden daher nicht im Detail analysiert.



Bild 2.2.1: Gebäude im Bereich westlich 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.

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

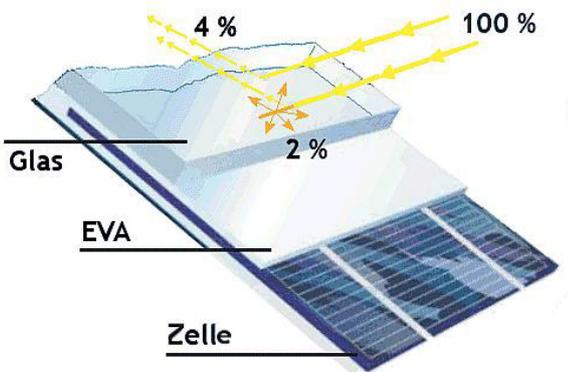


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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



Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m<sup>2</sup>) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Das mittlere Modul entspricht den aktuell marktüblichen PV Modulen wie auch im Bild 3.5.1 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird das Sonnenlicht diffus mit einer stärkeren Streuung reflektiert und die Leuchtdichte ist entsprechend vermindert. Das Modul rechts im Bild zeigt aufgrund der speziellen Oberfläche praktisch keine direkte, sondern durch die starke Bündelaufweitung der Lichtstrahlen, ausschließlich diffuse Reflexion.



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

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

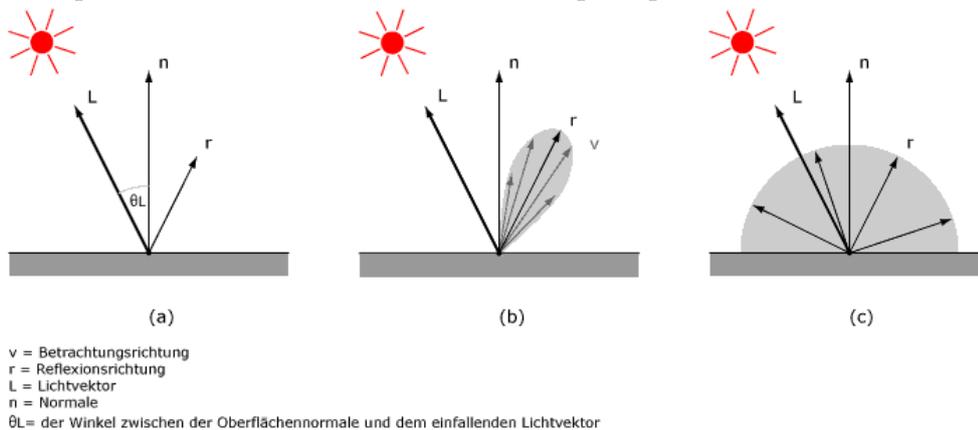


Bild 3.2.4: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (© Jürgen Hagler)

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



Canadian Solar has been developing its P5 (casted mono) technology and products for the past few years. The 22.28% record cell was fabricated by utilizing 157mmx157mm P5 multi-crystalline wafers and other production-ready technologies such as selective emitter, silicon oxide passivation, multi-layer anti-reflection coating, aluminum oxide backside passivation, and advanced metallization. In addition, the MCCE (or Metal Catalyzed Chemical Etch) black silicon technology, originally developed by Canadian Solar, was also employed.

Bild 3.2.5: Auszug aus den Herstellerangaben

### 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>2</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 ist, kann der Winkel der Reflexion ( $\theta_p$ ) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

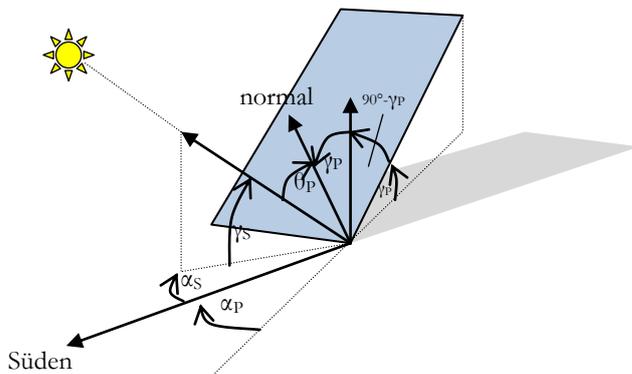


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie<sup>3</sup> wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories<sup>4</sup>, New Mexico überprüft.

<sup>2</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>3</sup> Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

<sup>4</sup> 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 in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

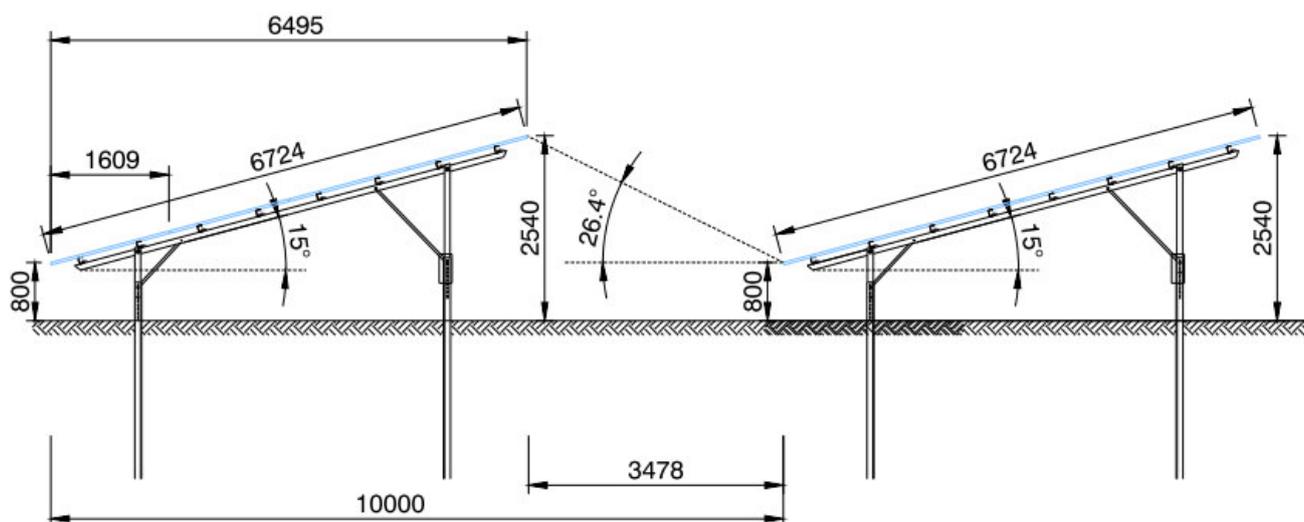


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Planungsunterlagen)

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

**Tabelle 2: Berechnungsparameter**

PV Modul Hersteller / Typ	Canadian Solar
Moduloberfläche	Hochtransparentes Anti-Reflexions-Glas
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	4 Module hochkant übereinander
Ausrichtung (Azimut)	185° (180° = Süden)
Modulneigung	15°
Höhe der Modulfläche über Boden	ca. 0,8 m bis ca. 2,6 m
Mittlere Höhe der Modulfläche für Simulation	1,70 m, gerundet
Anzahl Messpunkte Bahnstrecke	3 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1 auf Seite 11)
Anzahl Messpunkte Straße	1 Messpunkt
Anzahl Messpunkte Gebäude	1 Messpunkt
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (Mittlere Sitzhöhe bei PKW/LKW)

### 3.5 Standorte für die Analyse

Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung 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 gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Position der Messpunkte wird anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Licht-Leitlinie 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 Wackerow wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 3 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke, einer davon an einem Bahnübergang und 2 weitere Messpunkte auf angrenzenden Verkehrswegen und umliegenden Gebäuden. Weitere Standorte an Gebäuden wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen zu erwarten sind. Die Neubausiedlung „Am Wackerdahler Blick“ befindet sich hinter einer Schallschutzmauer, die gleichzeitig auch den Blick auf die PV Anlage verhindert und daher wird dieser Standort nicht weiter untersucht.

Die folgende Übersicht zeigt die PV Anlage und die 5 gewählten Messpunkte P1-P5:



Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und Messpunkte P1-P5 (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 belästigter Personen in der exponierten Bevölkerung will man zulassen? Die Wissenschaft müsste aber eine Aussage darüber liefern können, welche Expositionsdauer zu welchem Anteil stark Belästigter führt. Wie bereits erwähnt, stehen Untersuchungen dazu noch aus. .. Es existieren noch keine rechtlichen oder normativen Methoden zur Bewertung von Lichtimmissionen durch von Solaranlagen gespiegeltes Sonnenlicht.

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

## Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belastigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt<sup>5</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 Leutdichte 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 - auch als Konsens unter Fachkollegen - wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel ab 20° zur Blickrichtung keine relevante 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."

In der hier zur Anwendung kommenden Simulationssoftware 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>5</sup> Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

## Sonderfall Zugführer

Das Simulationsprogramm ermittelt alle Lichtstrahlen/Reflexionen die einen Immissionsort erreichen können (360°). Das Verfahren ist rechnerisch korrekt aber es kann die Realität von bestimmten Umgebungen nicht ausreichend abbilden.

Der Arbeitsplatz des Zugführers hat ein eingeschränktes Sichtfeld u.a. um während der Fahrt Störungen aus dem seitlichen Sichtbereich zu verhindern. Die folgenden Bilder zeigen den Frontbereich von gängigen Loks bzw. Triebwagentypen.



Bild 3.6.1: Fensterfront einiger Loktypen (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt bearbeitet)

Konstruktionsbedingt verfügen auch aktuelle Lokomotiven bzw. Triebwagen nur über einen eingeschränkten Sichtbereich und daher können potentielle Reflexionen den Zugführer kaum erreichen. Die o.g. Aspekte unterstützen die gängige Einschätzung, dass der Sichtbereich für Zug- und Fahrzeugführer auf +/-20° zur Fahrtrichtung als relevant festgelegt ist. Die in der Simulation berechneten Ergebnisse beziehen sich auf einen Ort im freien Raum (360° Rundumblick) und sind daher nur mit Einschränkungen verwendbar. Die folgenden Bilder zeigen beispielhaft den Führerstand gängiger Loktypen und den Sichtbereich der Zugführer.

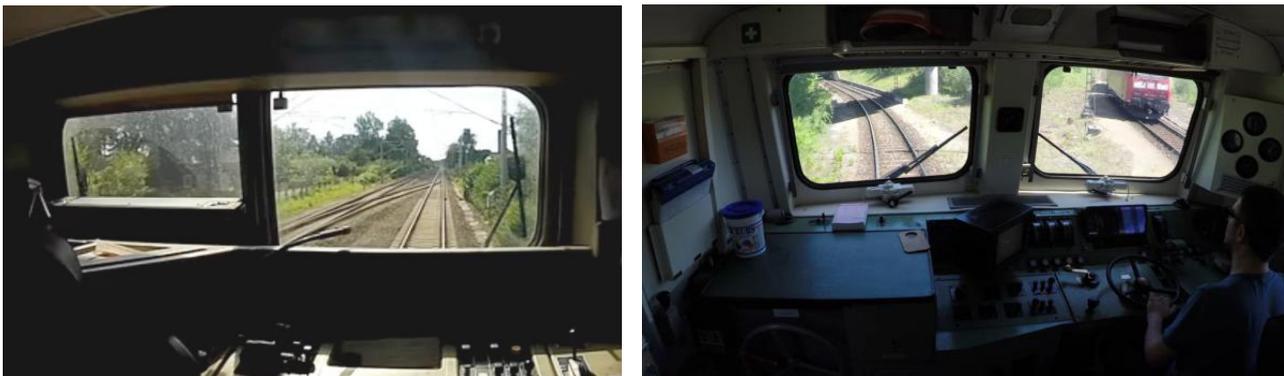


Bild 3.6.2: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

Es ist im Rahmen dieser Untersuchung nicht möglich alle aktuellen bzw. auch älteren Baureihen der zum Einsatz kommenden Loktypen mit den jeweiligen Fenstergrößen, dem Sichtwinkel von Sitzplatz zu Fensteraußenkante sowie Sitzhöhe des Zugführers zu simulieren. Beispielsweise wird die momentan noch verwendete Baureihe 143 / 243 (RB) u.a. aufgrund der gestiegenen Sicherheitsanforderungen (Crash-Optimierung) bis 2021 gegen neuere Baureihen oder Triebwagen ersetzt. Aber auch hier ist die Fensterfront im Randbereich überwiegend nur unwesentlich verändert und daher sind die entsprechenden Aspekte der Simulation weiterhin anwendbar.

## Sonstige Einflüsse

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

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

In der Licht-Leitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY<sup>6</sup>) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2019 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>7</sup> von ca. 60 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 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 Tagesadaption 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.

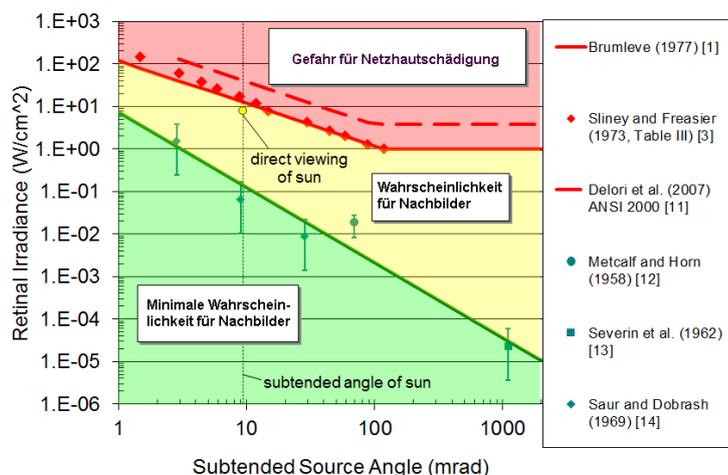


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

<sup>6</sup> Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

<sup>7</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)

Bild: [https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc\\_eude\\_eur\\_cfc\\_mean\\_2019\\_17.png](https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_eur_cfc_mean_2019_17.png)

## 4 Ergebnisse

### 4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Wackerow wird für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann. Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer.

Die 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. 30-50% geringer, teilweise allerdings auch nicht mehr nachweisbar. Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

Wie bereits erwähnt kann die Simulation das Gelände nicht korrekt verarbeiten. Es wird vielmehr der direkte Strahlenverlauf berechnet, ohne die Hindernisse zwischen Immissionsquelle und Immissionsort zu berücksichtigen. Daher sind die Minutenwerte des Simulationsergebnisses nur eingeschränkt zu verwenden und müssen im Kontext mit den jeweiligen Erläuterungen gesehen werden.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Hinweise zu weiteren Einschränkungen. Individuelle Ausführungen erfolgen in Abschnitt 4 gesondert für die jeweiligen Messpunkte.

**Tabelle 3: Potentielle Blendwirkung durch die jeweiligen PV Felder [Minuten pro Jahr]**

Messpunkt	PV Feld 1		PV Feld 2		PV Feld 3		PV Feld 4	
	Minimal	Gering	Minimal	Gering	Minimal	Gering	Minimal	Gering
P1 Bahnstrecke Süd / Bahnübergang	-	-	-	-	-	-	-	-
P2 Bahnstrecke Mitte	-	1335 <sup>WS</sup>	-	-	-	-	-	-
P3 Bundesstraße B105	-	2070 <sup>WS</sup>	-	-	-	-	-	1926 <sup>W</sup>
P4 Gebäude Dreizehnhausen	-	-	-	-	-	-	-	561 <sup>E</sup>
P5 Bahnstrecke Nord	-	-	-	3838 <sup>W</sup>	-	436 <sup>W</sup>	-	-

■ „Minimal“, Minimales Potential für temporäre Nachbilder

■ „Gering“, Potential für temporäre Nachbilder

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

<sup>S</sup> Aufgrund von Sichtschutz durch Geländestruktur, Hindernissen und/oder Blattwerk zu vernachlässigen

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

Die Ergebnisse für Messpunkt P5 auf der Bahnstrecke gelten für die Fahrt Richtung Südosten. Für die Fahrt Richtung Nordwesten sind die Zahlen ähnlich und von daher in der Tabelle nicht explizit aufgeführt. Entscheidend für die Bewertung einer potentiellen Blendwirkung sind jedoch die Einfallswinkel der Reflexionen.

## 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnübergang Süd

Messpunkt P1 am Bahnübergang an der Hauptstraße Wackerow kann lt. Strahlenverlauf gemäß Reflexionsgesetz nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Eine Beeinträchtigung von Zugführern oder eine Gefährdung von Verkehrsteilnehmern kann ausgeschlossen werden.

Westlich bzw. nordwestlich von Messpunkt P1 befinden sich 2 Wohngebäude, einige Kleingärten (keine schutzwürdigen Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie) sowie das Neubaugebiet „Am Wackerdahler Blick“. Die folgende Skizze zeigt die Umgebung.

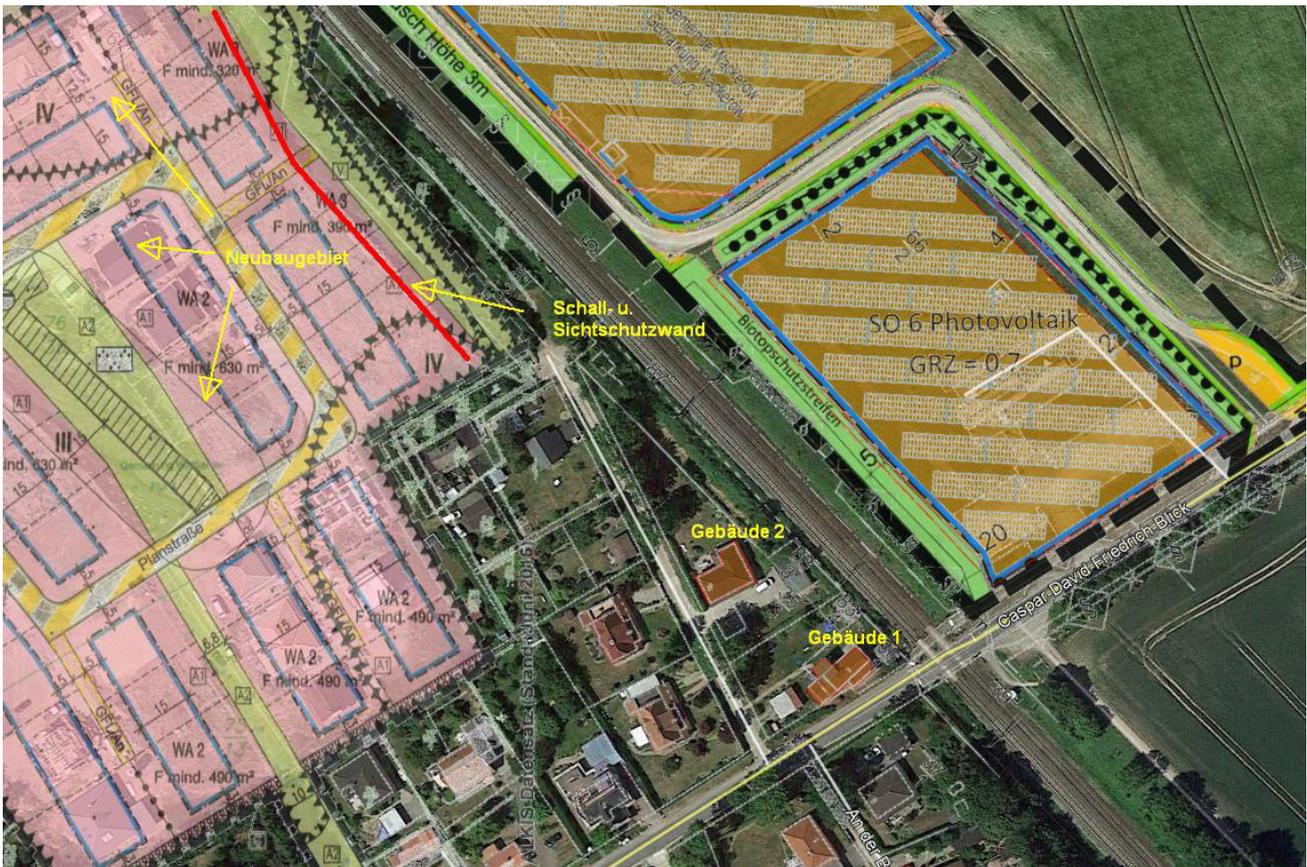


Bild 4.2.1: Umgebung am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die Analyse der Gebäude auf dem Flurstück 36/1 sowie 35/3 zeigt aufgrund des Strahlenverlaufes keine Reflexionen durch die PV Anlage. Sofern kein Blattwerk vorhanden ist, sind evt. einzelne Modulreihen der PV Anlage sichtbar aber zu den relevanten Zeiten sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar.

Das Neubaugebiet „Am Wackerdahler Blick“ befindet sich hinter einer Schall- und Sichtschutzwand, sodass in diesem Bereich kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage vorhanden ist. Auf eine weitere Analyse kann daher verzichtet werden.

Das folgende Bild zeigt die Situation am Messpunkt P1 mit Blick in Richtung des Gebäudes (Westen) auf Flurstück 36/1 (Gebäude 1)



Bild 4.2.2: Blick Richtung Westen am Messpunkt P1 (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

Das folgende Bild zeigt die Schall- und Sichtschutzwand im Bereich des Neubaugebietes „Am Wackerdähler Blick“. Zusätzlich besteht ein natürlicher Sichtschutz aus Büschen und Bäumen, der jedoch in die Bewertung nicht weiter einbezogen wird.



Bild 4.2.2: Blick aus dem Neubaugebiet Richtung Osten auf die Schall- u. Sichtschutzwand (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke Mitte

Nach Bereinigung der Rohdaten könnten am Messpunkt P2 auf der östlich verlaufenden Bahnstrecke bei der Fahrt Richtung Südosten theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 14. April und dem 28. August, zwischen 06:00 - 06:31 Uhr östlich der Bahnstrecke auftreten. Der Einfallswinkel liegt jedoch außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrrichtung  $\pm 20^\circ$ ). Beeinträchtigungen durch Reflexionen durch die PV Anlage können daher mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Auch die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Die folgende Skizze verdeutlicht dennoch die Situation am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.



Bild 4.3.1: Ergebnisdetails für Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich ist der für Zugführer relevante Sichtbereich. Im gelb/weiß markierten Bereich können potentielle Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten wäre der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler. Der Einfallswinkel liegt deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels.

Das folgende Bild zeigt in etwa die Position von Messpunkt P2 mit Blick Richtung Südosten. Entlang der Bahnstrecke ist ein Bewuchs aus Büschen und Bäumen vorhanden, der selbst ohne Blattwerk (Foto Ende März 2020) einen direkten Sichtkontakt mit der Immissionsquelle verhindert.



Bild 4.3.2: Situation am Messpunkt P2 Ende März 2020 (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

Eine komplette Rodung der Randstreifen wäre theoretisch denkbar, ist jedoch unter Natur- und Umweltschutzgesichtspunkten schwer begründbar. Dennoch wurde der natürliche Sichtschutz in die Beurteilung von potentiellen Reflexionen am Messpunkt P2 nicht mit einbezogen.

#### 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, Bundesstraße B 105

Am Messpunkt P3, auf der Bundesstraße B 194 können bei Fahrt Richtung Nordosten rein rechnerisch Reflexionen durch die PV Anlage (Feld 1) auftreten. Diese können zwischen dem 08. April und dem 03. September theoretisch morgens zwischen 06:00 - 06:43 Uhr aus östlicher Richtung auftreten. Der Einfallswinkel liegt jedoch deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ ). Beeinträchtigungen durch Reflexionen durch die PV Anlage können daher mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze verdeutlicht dennoch die Situation am Messpunkt P3 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.



Bild 4.4.1: Ergebnisdetails für Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtbereich. Im gelb/weiß markierten Bereich können potentielle Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten wäre der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Der Einfallswinkel der Reflexionen liegt deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind diese zu vernachlässigen.

Dies gilt in ähnlicher Weise auch bei der Fahrt Richtung Südwesten in Bezug auf PV Feld 4, hier können abends kurzzeitig Reflexionen auftreten, die allerdings ebenfalls außerhalb des relevanten Sichtwinkels liegen und daher ebenfalls zu vernachlässigen sind. Auf eine detaillierte Darstellung der Ergebnisse kann daher verzichtet werden.

#### 4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude Dreizehnhausen

Am Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude der Ortschaft Dreizehnhausen westlich der PV Anlage (Feld 4) können aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz rein rechnerisch morgens zwischen 06:00 - 06:20 Uhr potentielle Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten sind diese jedoch mit insgesamt 561 Minuten pro Jahr und maximal 17 Minuten pro Tag deutlich unterhalb von den in der LAI Lichtleitlinie angegebenen Schwellenwerten. Aber auch aufgrund der großen Entfernung kann eine Beeinträchtigung für schutzwürdige Zonen der Ortschaft Dreizehnhausen im Sinne der Lichtleitlinie mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die folgende Skizze verdeutlicht dennoch die Situation am Messpunkt P4 anhand der unbereinigten Rohdaten.

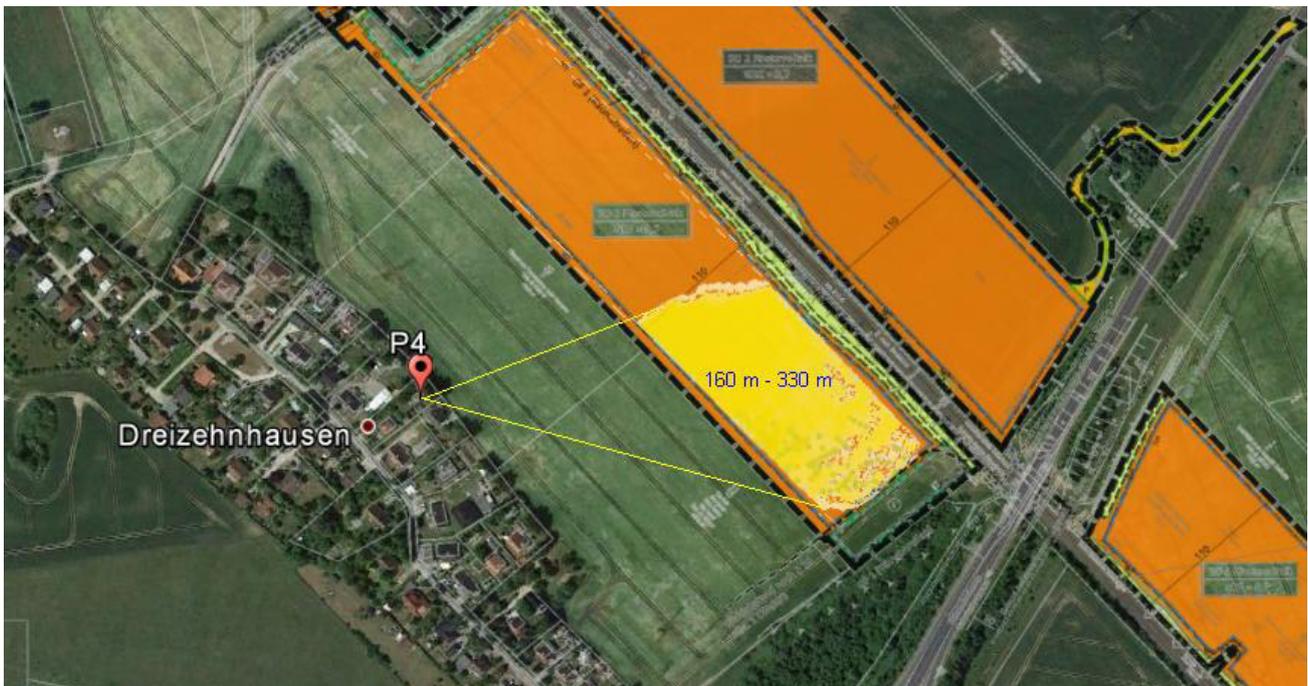


Bild 4.5.1: Ergebnisdetails für Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Das folgende Bild zeigt den Blick von der PV Anlage in Richtung der Gebäude. Überwiegend sind die Gebäude durch teils immergrüne Bäume und Büsche verdeckt.



Bild 4.5.2: Blick von der PV Anlage in Richtung der Gebäude (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P4. Es handelt sich dabei um die unbereinigten Rohdaten. Die Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.3 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Weitere Details auch zu den anderen Messpunkten finden sich im Anhang.

### PV Feld 4 - OP Receptor (OP 4)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 119 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,280 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

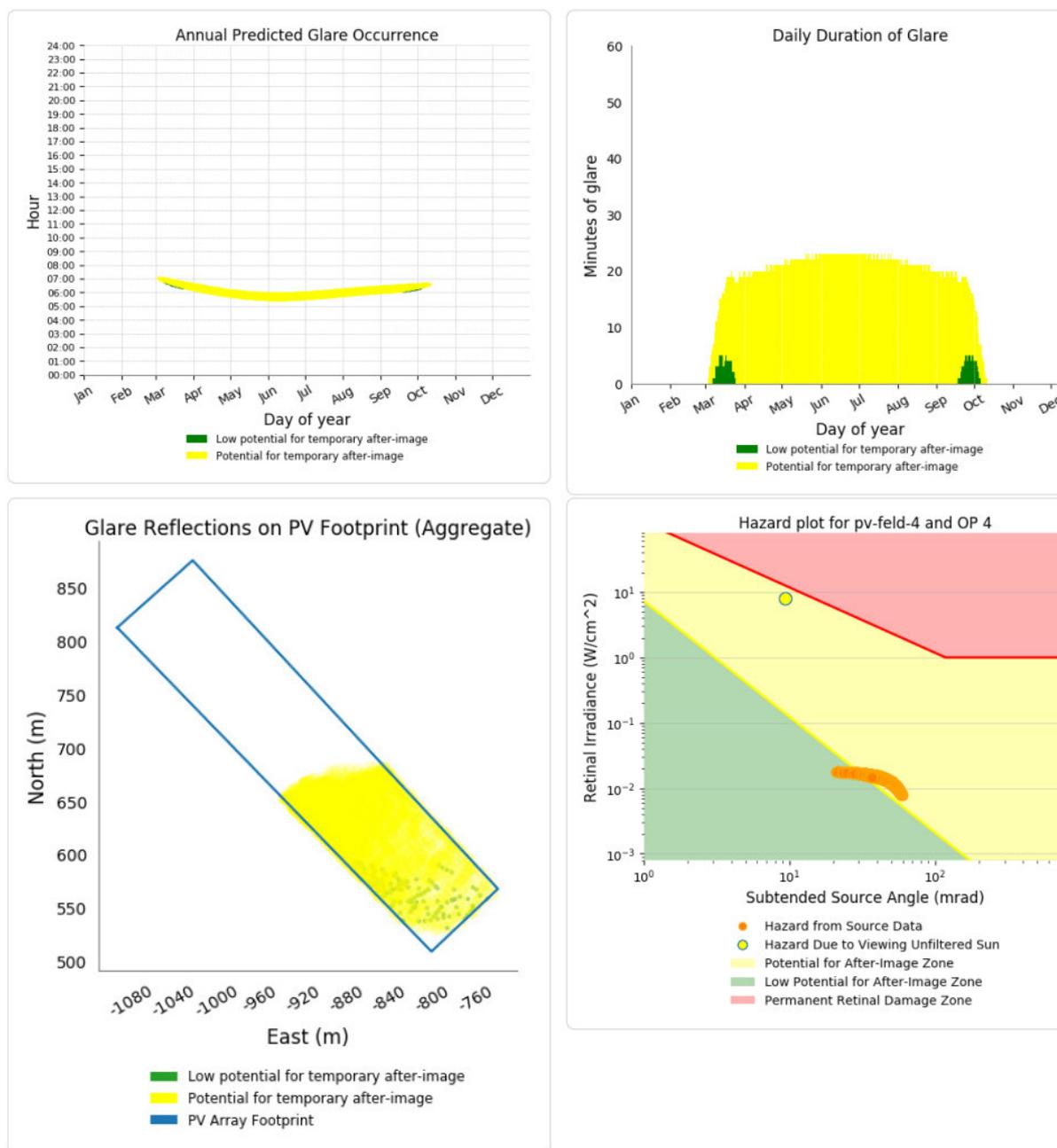


Bild 4.5.3: Ergebnisdetails für Messpunkt P4 (Quelle: Simulationsergebnisse)

#### 4.6 Ergebnisse am Messpunkt P5, Bahnstrecke Nord

Am Messpunkt P5 auf der Bahnstrecke können bei der Fahrt Richtung Südosten theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage (Feld 2) auftreten. Diese können zwischen dem 14. April und dem 28. August zwischen 06:00 - 06:31 Uhr östlich der Bahnstrecke auftreten. Der Einfallswinkel liegt jedoch außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung +/-20°) und daher können Beeinträchtigungen durch Reflexionen durch die PV Anlage mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Auch die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Die folgende Skizze verdeutlicht dennoch die Situation am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

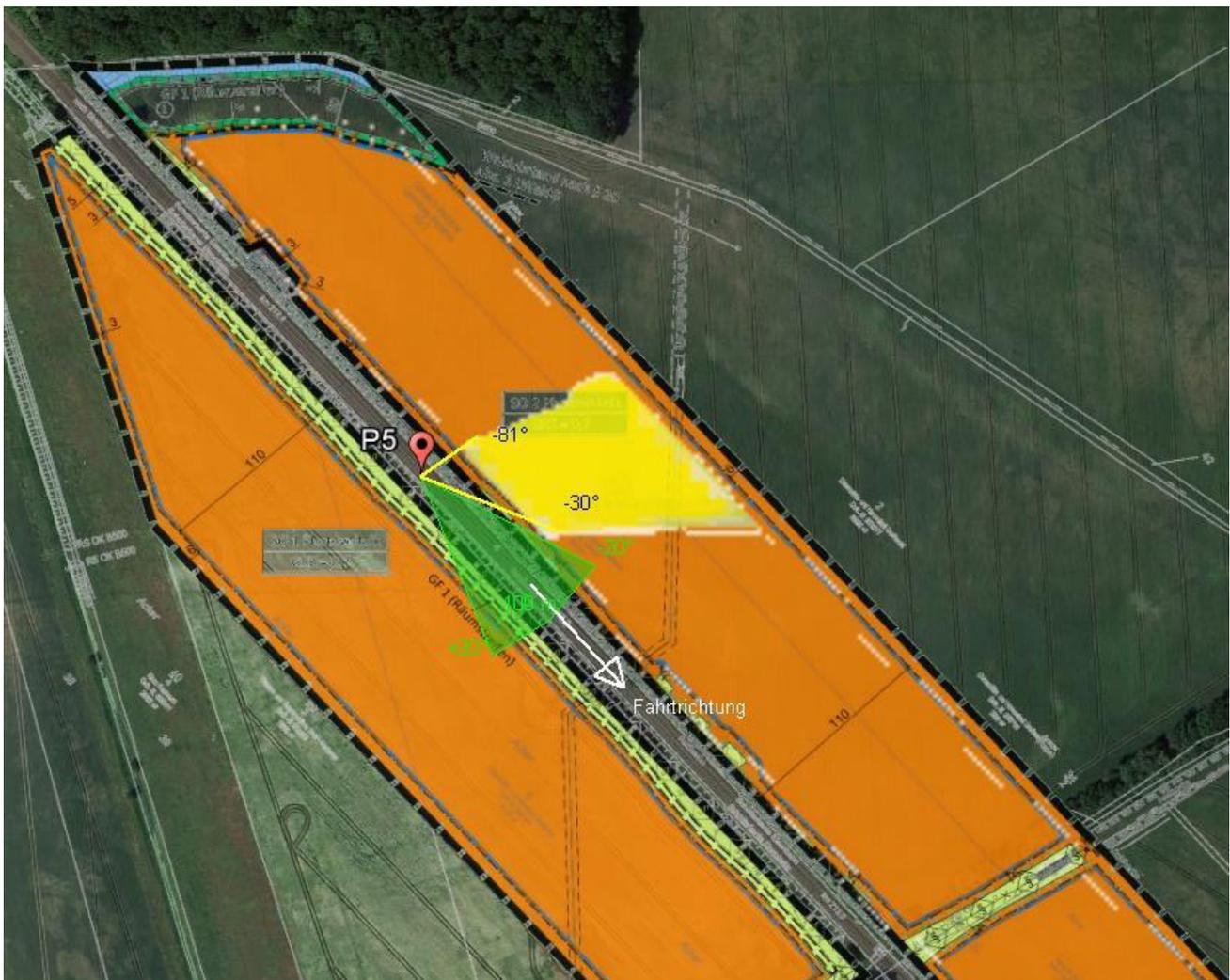


Bild 4.6.1: Ergebnisdetails für Messpunkt P5 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Auch in diesem Streckenabschnitt befinden sich Büsche und Bäume (Höhe ca. 4 -6 m) entlang der Bahnstrecke, sodass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Da jedoch auch dieser natürliche Sichtschutz entfernt werden könnte, wurde er bei der Beurteilung von potentiellen Reflexionen nicht mit einbezogen. Ausschlaggebend für die Bewertung einer potentiellen Blendwirkung ist demnach der Einfallswinkel der Reflexionen.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P5 am 02. April morgens um 07:30 Uhr mit Blick Richtung Südosten (Pseudo 3D). Es wird deutlich, dass Reflexionen links (östlich) zur Fahrrichtung in einem Einfallswinkel auftreten, der deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels der Zugführer liegt.

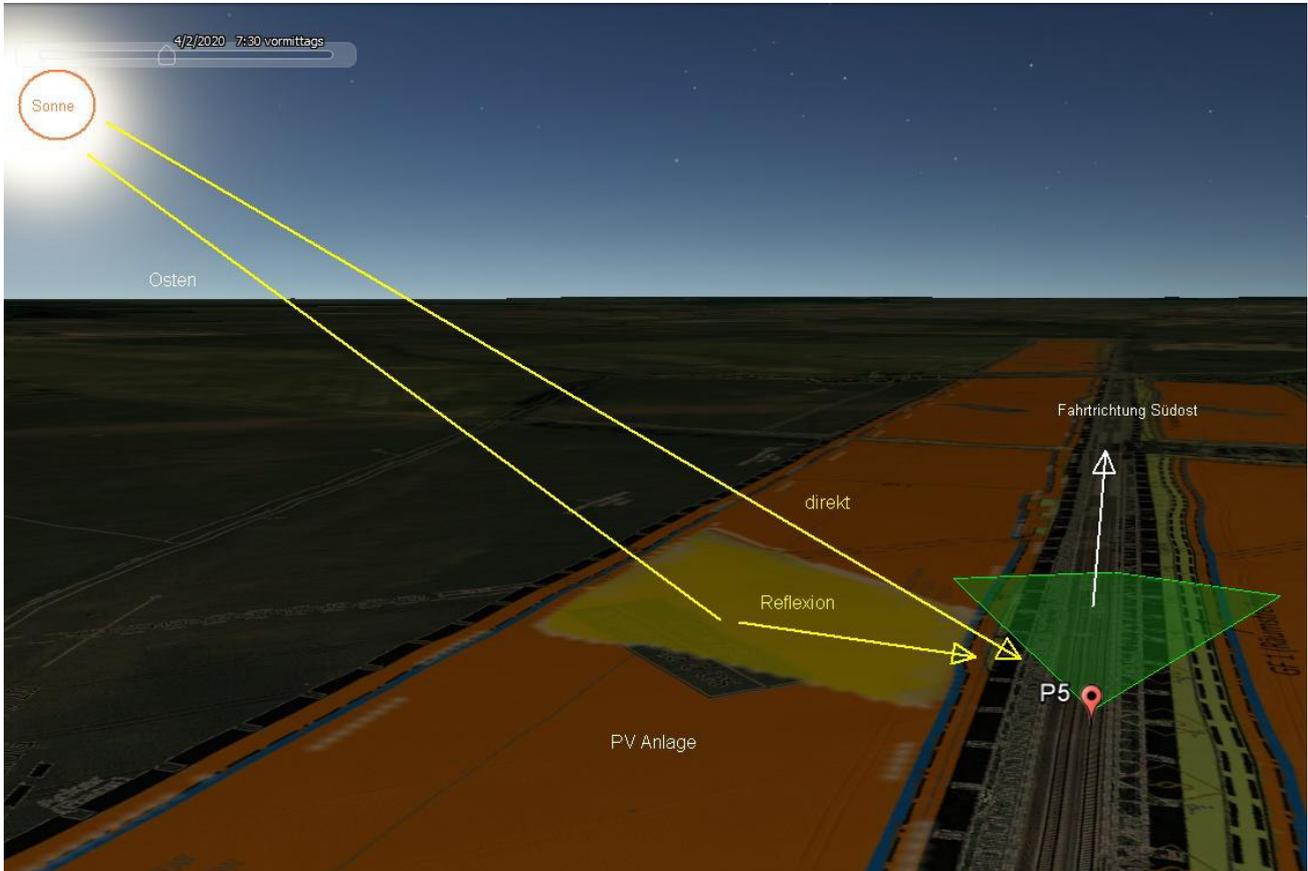


Bild 4.6.2: Situation am Messpunkt P5, Pseudo 3D, Blick Richtung Südosten (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Das folgende Bild zeigt die Situation in der Realität (Ende März 2020) mit Büschen, ca. 4-6 m Höhe.



Bild 4.6.3: Situation am Messpunkt P5, Pseudo 3D, Blick Richtung Südosten (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

Am Messpunkt P5 auf der Bahnstrecke können bei der Fahrt Richtung Nordwesten theoretisch ebenfalls Reflexionen durch die PV Anlage (Feld 3) auftreten. Rein rechnerisch sind an insgesamt 459 Minuten pro Jahr und max. 12 Minuten pro Tag Reflexionen möglich. Diese können zwischen dem 30. Mai und 13. Juli in den Abendstunden zwischen 18:51 - 19:13 Uhr aus westlicher Richtung auftreten und sind u.a. aufgrund der kurzen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen. Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf bzw. im relevanten Zeitraum.

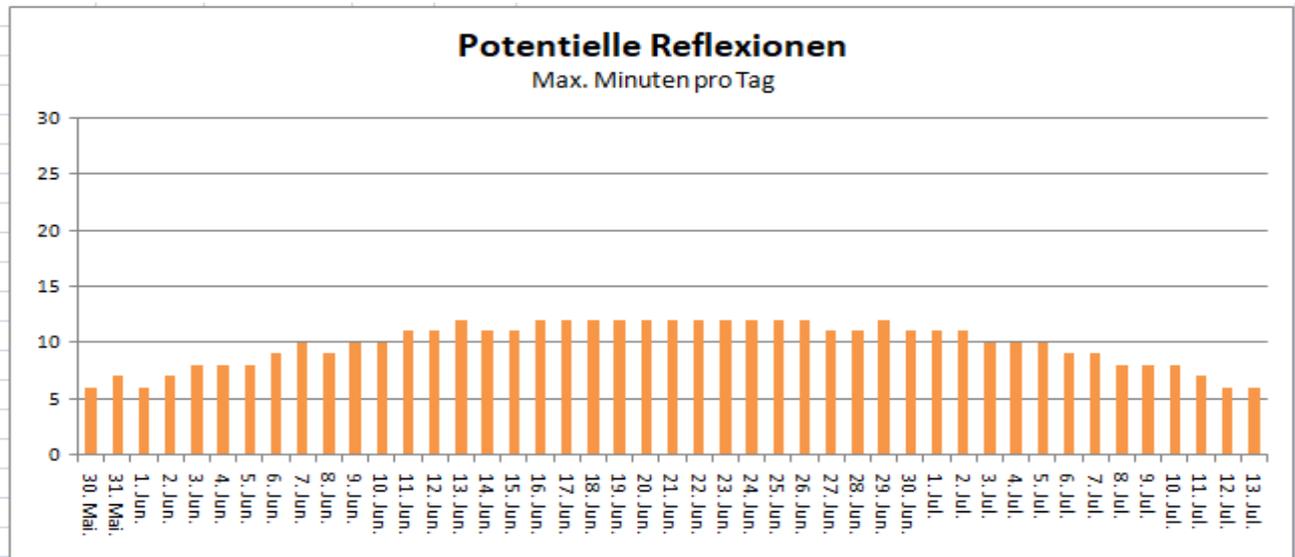


Bild 4.6.4: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Darüber hinaus verdeutlicht die folgende Skizze, dass der Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen mit  $-24^\circ$  bis  $-62^\circ$  außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels liegt (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ ).

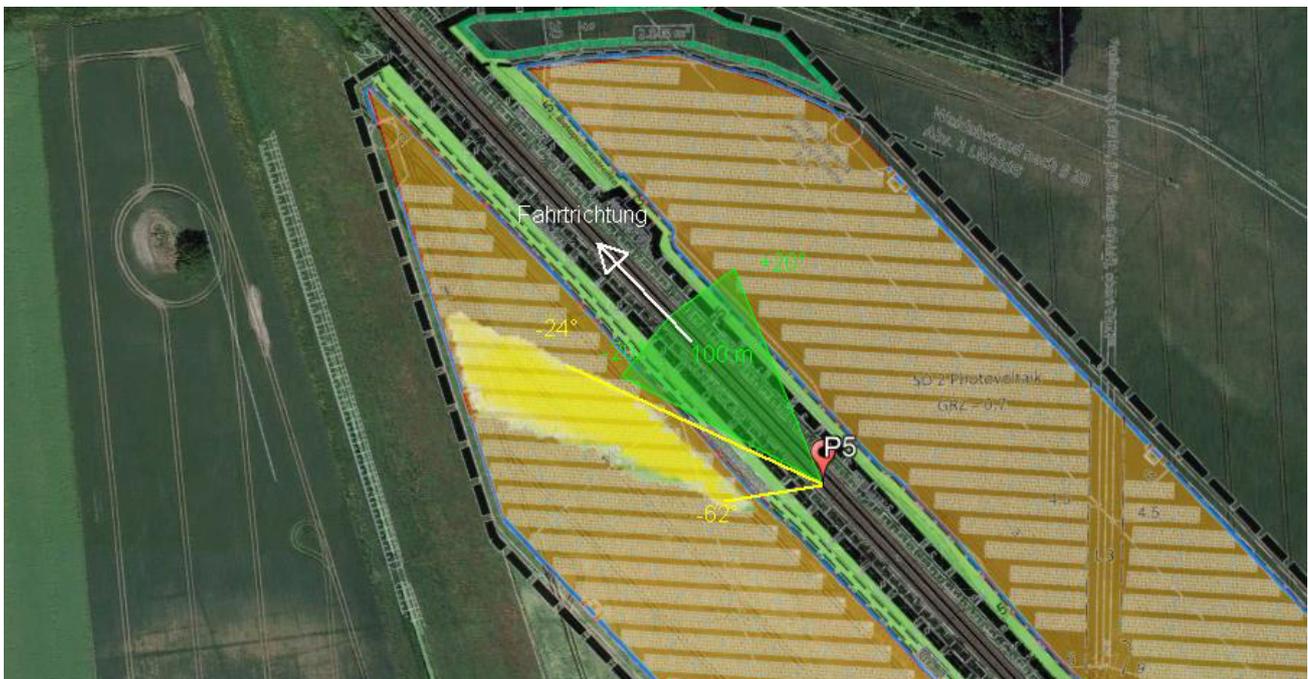


Bild 4.6.4: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Beeinträchtigungen für Zugführer können mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Auch die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

### 5.1 Zusammenfassung

Lt. Planungsunterlagen werden bei der geplanten PV Anlage Wackerow PV Module mit Anti-Reflexionsschicht eingesetzt. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten ergibt nur eine geringfügige Wahrscheinlichkeit für Reflexionen durch die PV Anlage. Im Verlauf der Bahnstrecke Greifswald-Stralsund und auf der Bundesstraße B105 liegen die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen außerhalb des für Zug- und Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen.

Gebäude der Ortschaft Wackerow haben überwiegend keinen direkten Sichtkontakt mit der Immissionsquelle und für die Gebäude der Ortschaft Dreizehnhausen liegen potentielle Reflexion deutlich unterhalb der Richtwerte der LAI Lichtleitlinie für schutzwürdige Zonen. An den übrigen Messpunkten sind nach Bereinigung der Rohdaten keine relevanten Reflexionen vorhanden, bzw. liegen unterhalb der Nachweisgrenze. Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine relevante Blendwirkung entwickeln können. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

### 5.2 Beurteilung der Ergebnisse

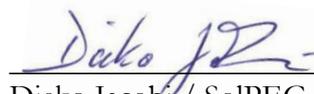
Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Wackerow kann als „geringfügig“ klassifiziert<sup>8</sup> werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“.

Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. natürlichem Sichtschutz, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) ist mit hinreichender Wahrscheinlichkeit davon auszugehen, dass potentielle Reflexion durch die PV Anlage keine Relevanz haben. Zug- und Fahrzeugführer (PKW/LKW) und auch Anwohner werden nicht beeinträchtigt. Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten.

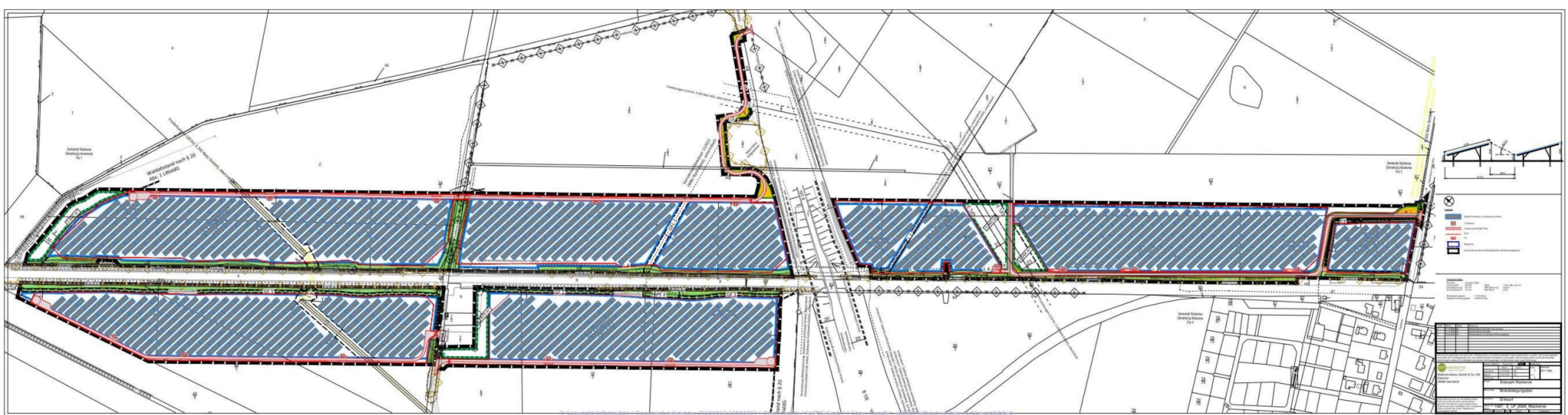
## 6 Schlussbemerkung

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. weiterer Maßnahmen erfolgen, kann nicht übernommen werden.

Hamburg, den 13.10.2020

  
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

<sup>8</sup> Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



- Gebäudeumriss
- Parkplatz
- Grundstücksgrenze
- Straße
- Versorgungsleitungen

Technische Angaben	
Projektname:	...
Standort:	...
Datum:	...
Skala:	...
Blattgröße:	...

HAMMERBUCHER GRUBER & CO. KG Ingenieurbüro für Architektur, Landschaftsplanung und Denkmalpflege 1080 Wien, Austria	
Projektleiter: ...	Architekt: ...
Auftraggeber: ...	Standort: ...
Datum: ...	Blattgröße: ...



MBB

5BB

\*Black frame product can be provided upon request.

# KuPower

## HIGH EFFICIENCY MONO PERC MODULE

### CS3K-315|320|325|330|335MS

#### (1000 V / 1500 V)

#### MORE POWER



Low power loss in cell connection



Low NMOT:  $42 \pm 3 \text{ }^\circ\text{C}$   
Low temperature coefficient (Pmax):  $-0.36 \text{ } \%/ \text{ }^\circ\text{C}$



Better shading tolerance



High PTC rating of up to: 93.24 %

#### MORE RELIABLE



Lower hot spot temperature



Minimizes micro-cracks



Heavy snow load up to 6000 Pa,  
wind load up to 4000 Pa\*



linear power output warranty\*



enhanced product warranty on materials  
and workmanship\*

\*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

#### MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES

ISO 9001:2015 / Quality management system  
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system  
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

#### PRODUCT CERTIFICATES\*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / CQC  
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS  
Take-e-way



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

**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 36 GW deployed around the world since 2001.

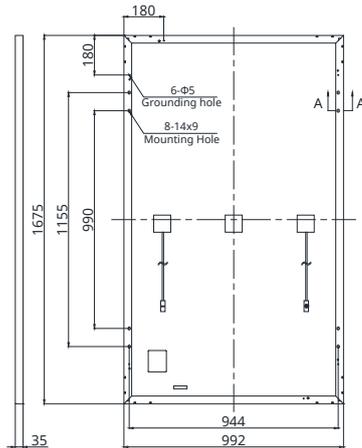
\* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

#### CANADIAN SOLAR INC.

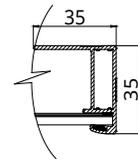
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

## ENGINEERING DRAWING (mm)

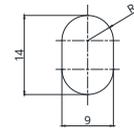
### Rear View



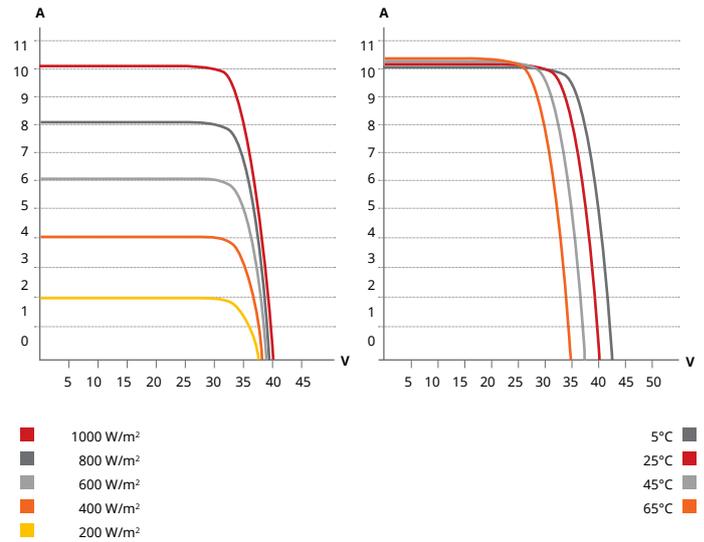
### Frame Cross Section A-A



### Mounting Hole



## CS3K-320MS / I-V CURVES



## MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	120 [2 X (10 X 6)]
Dimensions	1675 X 992 X 35 mm (65.9 X 39.1 X 1.38 in)
Weight	18.5 kg (40.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 400 mm (15.7 in) (+) / 280 mm (11.0 in) (-); landscape: 1160 mm (45.7 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	840 pieces

\* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.36 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

## PARTNER SECTION



## ELECTRICAL DATA | STC\*

CS3K	315MS	320MS	325MS	330MS	335MS
Nominal Max. Power (Pmax)	315 W	320 W	325 W	330 W	335 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.1 V	33.3 V	33.5 V	33.7 V	33.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	9.52 A	9.61 A	9.71 A	9.80 A	9.89 A
Open Circuit Voltage (Voc)	39.9 V	40.1 V	40.3 V	40.5 V	41.2 V
Short Circuit Current (Isc)	10.06 A	10.14 A	10.22 A	10.30 A	10.39 A
Module Efficiency	18.96%	19.26%	19.56%	19.86%	20.16%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)				
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or Class C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	30 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 5 W				

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

## ELECTRICAL DATA | NMOT\*

CS3K	315MS	320MS	325MS	330MS	335MS
Nominal Max. Power (Pmax)	235 W	238 W	242 W	246 W	249 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.8 V	31.0 V	31.2 V	31.4 V	31.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.61 A	7.69 A	7.76 A	7.84 A	7.91 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.4 V	37.6 V	37.8 V	38.0 V	38.6 V
Short Circuit Current (Isc)	8.12 A	8.18 A	8.24 A	8.31 A	8.38 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

\* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustments to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

## CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)



## GlareGauge Glare Analysis Results

### Site Configuration: Wackerow



Created **April 1, 2020 4:23 p.m.**

Updated **April 2, 2020 6:50 a.m.**

DNI **varies** and peaks at **1,000.0**

**W/m<sup>2</sup>**

Analyze every **1** minute(s)

**0.5** ocular transmission  
coefficient

**0.002** m pupil diameter

**0.017** m eye focal length

**9.3** mrad sun subtended angle

Timezone **UTC1**

Site Configuration ID:

37402.1215

### 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	15.0	185.0	8	15,066	-
PV Feld 2	15.0	185.0	4,718	14,756	-
PV Feld 3	15.0	185.0	1,379	1,757	-
PV Feld 4	15.0	185.0	217	9,440	-

### Component Data

PV Array(s)

**Name:** PV Feld 1

**Axis tracking:** Fixed (no rotation)

**Tilt:** 15.0 deg

**Orientation:** 185.0 deg

**Rated power:** -

**Panel material:** Smooth glass with AR coating

**Vary reflectivity with sun position?**

Yes

**Correlate slope error with surface type?** Yes

**Slope error:** 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	54.106554	13.351175	6.55	1.70	8.25
2	54.112114	13.342270	4.85	1.70	6.55
3	54.111258	13.341605	6.03	1.70	7.73
4	54.106038	13.349759	6.73	1.70	8.43

**Name:** PV Feld 2

**Axis tracking:** Fixed (no rotation)

**Tilt:** 15.0 deg

**Orientation:** 185.0 deg

**Rated power:** -

**Panel material:** Smooth glass with AR coating

**Vary reflectivity with sun position?**

Yes

**Correlate slope error with surface type?** Yes

**Slope error:** 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	54.111743	13.340736	7.32	1.70	9.02
2	54.112598	13.341465	4.36	1.70	6.06
3	54.118887	13.331166	5.08	1.70	6.78
4	54.119013	13.329749	4.86	1.70	6.56
5	54.118862	13.329234	6.29	1.70	7.99

**Name:** PV Feld 3**Axis tracking:** Fixed (no rotation)**Tilt:** 15.0 deg**Orientation:** 185.0 deg**Rated power:** -**Panel material:** Smooth glass with AR coating**Vary reflectivity with sun position?**

Yes

**Correlate slope error with surface type?** Yes**Slope error:** 8.43 mrad

Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	54.118824	13.328591	6.18	1.70	7.88
2	54.114913	13.334706	7.64	1.70	9.34
3	54.114460	13.333655	7.15	1.70	8.85
4	54.117264	13.329385	4.68	1.70	6.38

**Name:** PV Feld 4**Axis tracking:** Fixed (no rotation)**Tilt:** 15.0 deg**Orientation:** 185.0 deg**Rated power:** -**Panel material:** Smooth glass with AR coating**Vary reflectivity with sun position?**

Yes

**Correlate slope error with surface type?** Yes**Slope error:** 8.43 mrad

Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	54.113856	13.334470	6.10	1.70	7.80
2	54.114422	13.335543	6.43	1.70	8.13
3	54.111655	13.339877	6.14	1.70	7.84
4	54.111126	13.338933	5.12	1.70	6.82

## Discrete Observation Receptors

Number	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total Elevation m
OP 1	54.105826	13.349566	7.18	2.00	9.18
OP 2	54.108543	13.345371	5.66	2.00	7.66
OP 3	54.111141	13.340618	7.73	2.00	9.73
OP 4	54.111870	13.334768	7.83	2.00	9.83
OP 5	54.117275	13.331432	6.12	2.00	8.12

## PV Array Results

### PV Feld 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	6300
OP: OP 3	0	8111
OP: OP 4	8	655
OP: OP 5	0	0

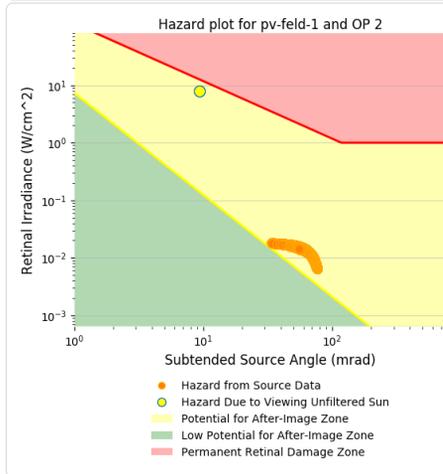
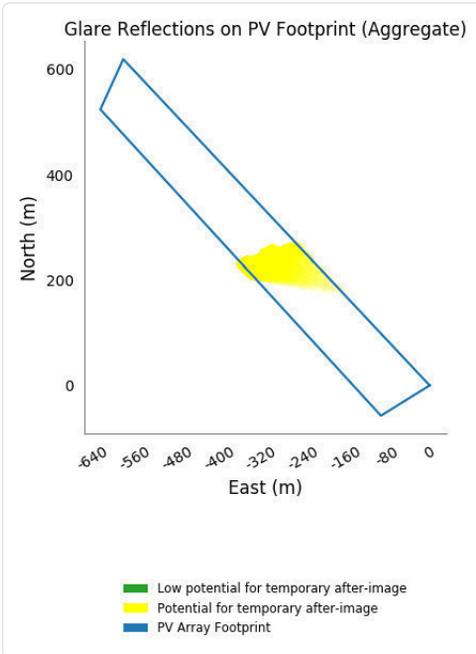
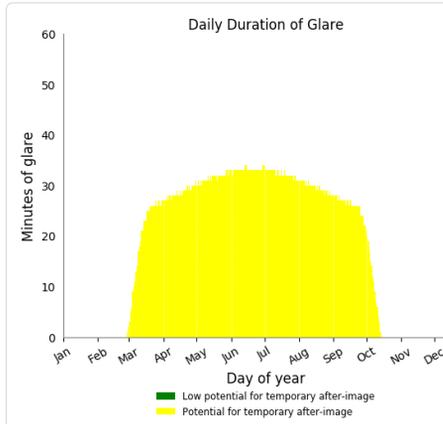
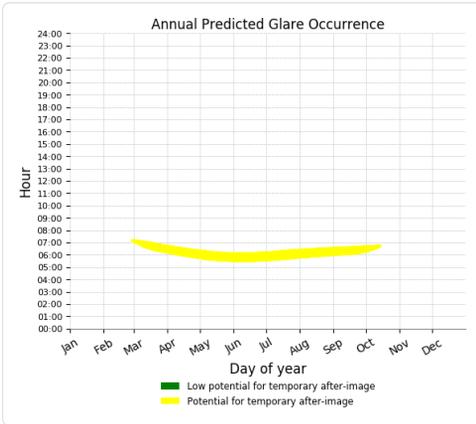
### PV Feld 1 - OP Receptor (OP 1)

*No glare found*

### PV Feld 1 - OP Receptor (OP 2)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

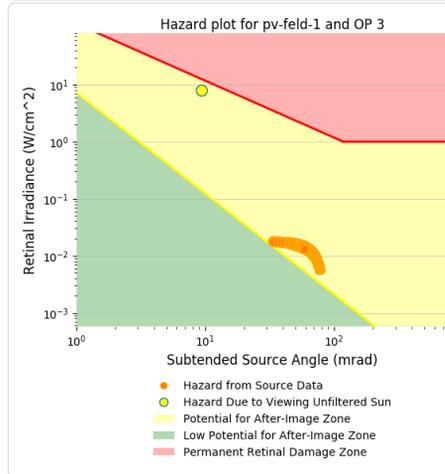
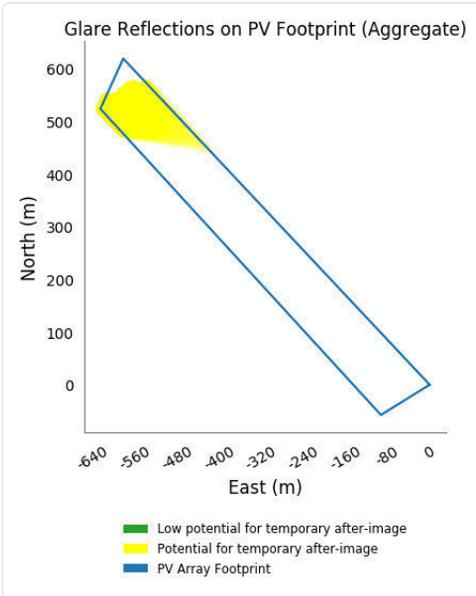
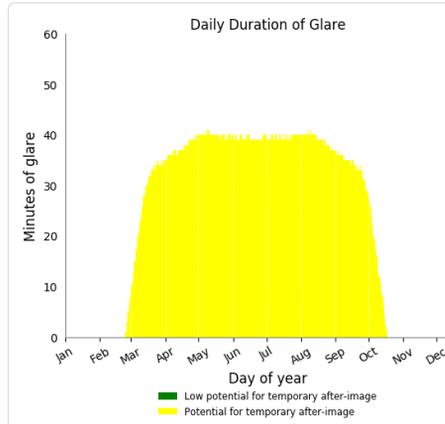
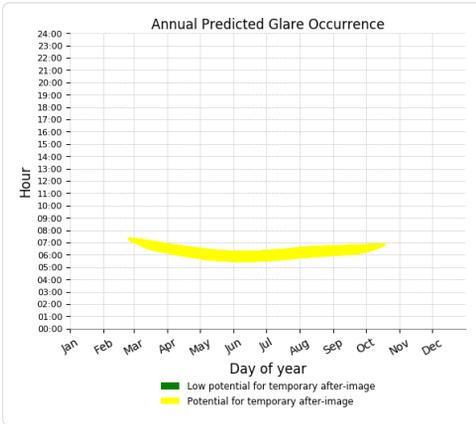
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 6,300 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld 1 - OP Receptor (OP 3)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

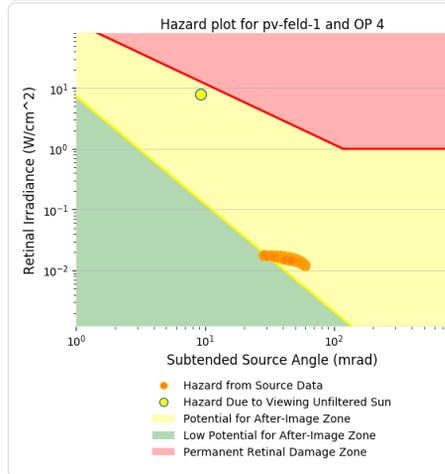
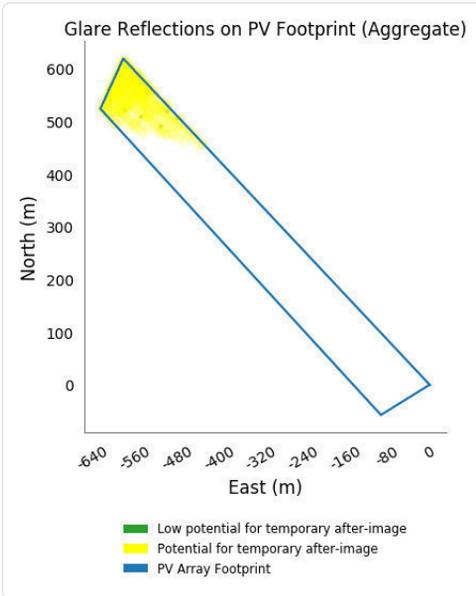
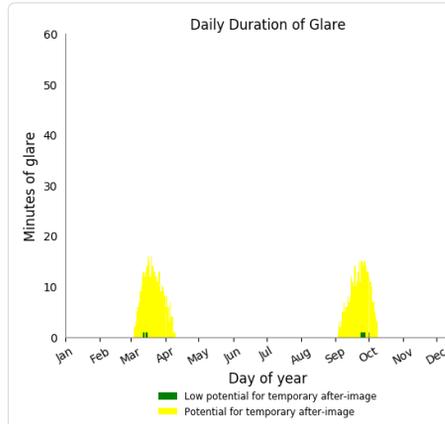
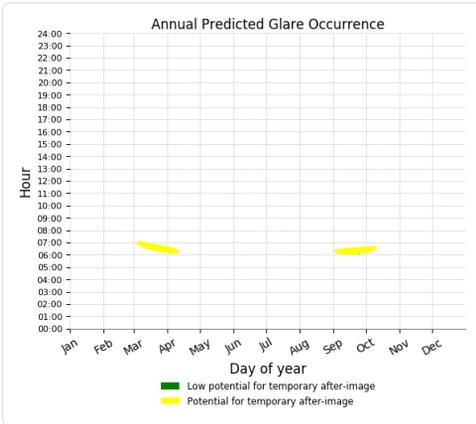
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 8,111 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld 1 - OP Receptor (OP 4)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

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



### PV Feld 1 - OP Receptor (OP 5)

No glare found

**PV Feld 2** potential temporary after-image

<b>Component</b>	<b>Green glare (min)</b>	<b>Yellow glare (min)</b>
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	145	2129
OP: OP 5	4573	12627

**PV Feld 2 - OP Receptor (OP 1)**

*No glare found*

**PV Feld 2 - OP Receptor (OP 2)**

*No glare found*

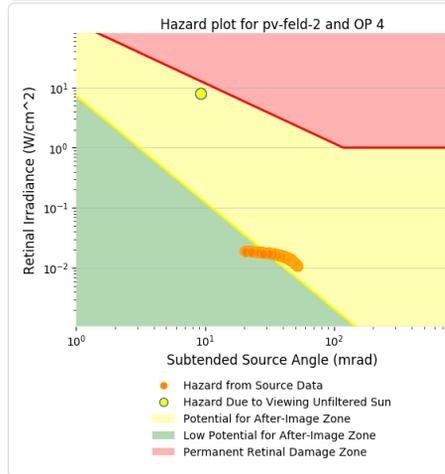
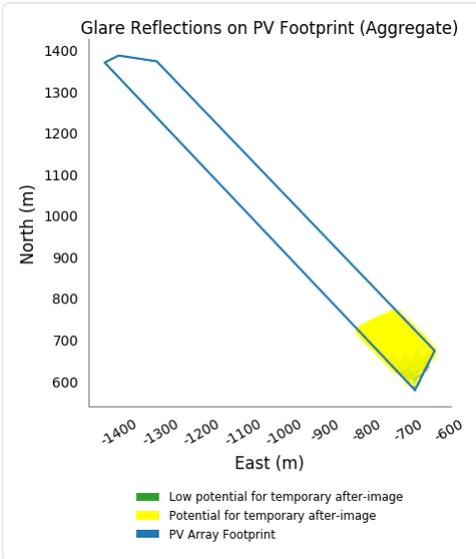
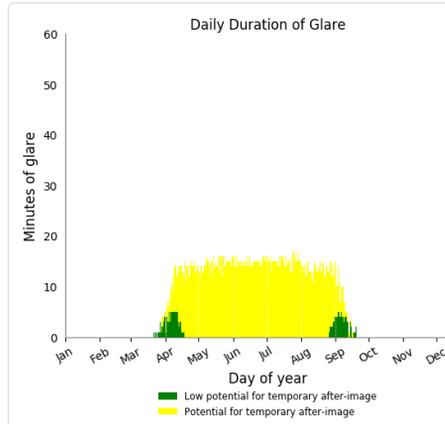
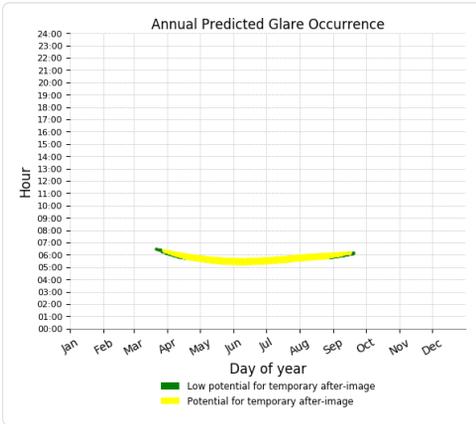
**PV Feld 2 - OP Receptor (OP 3)**

*No glare found*

### PV Feld 2 - OP Receptor (OP 4)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

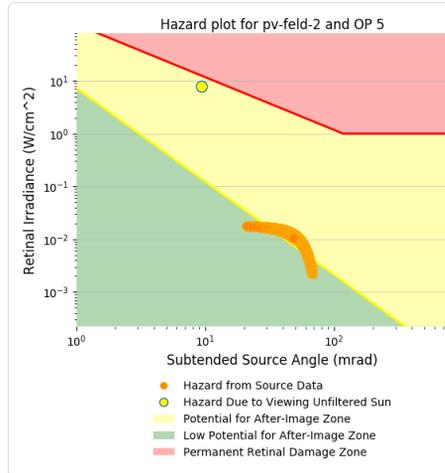
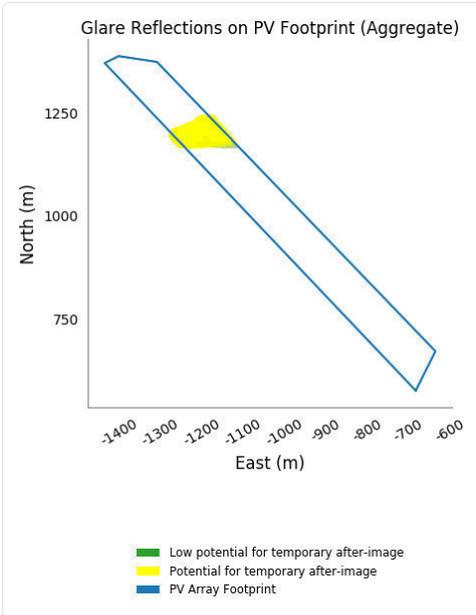
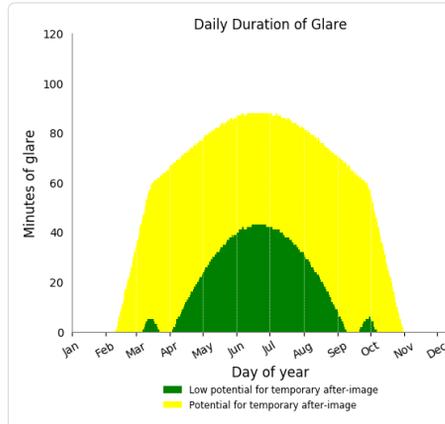
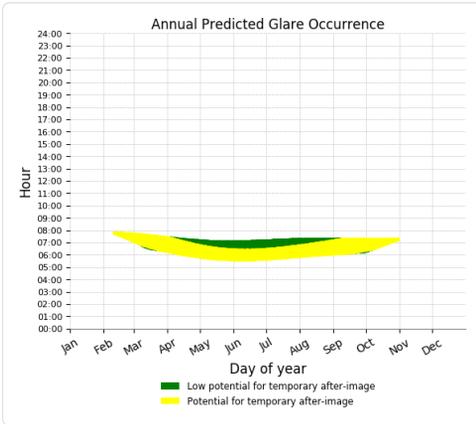
- 145 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,129 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld 2 - OP Receptor (OP 5)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 4,573 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 12,627 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



**PV Feld 3** potential temporary after-image

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	1379	1757

**PV Feld 3 - OP Receptor (OP 1)**

*No glare found*

**PV Feld 3 - OP Receptor (OP 2)**

*No glare found*

**PV Feld 3 - OP Receptor (OP 3)**

*No glare found*

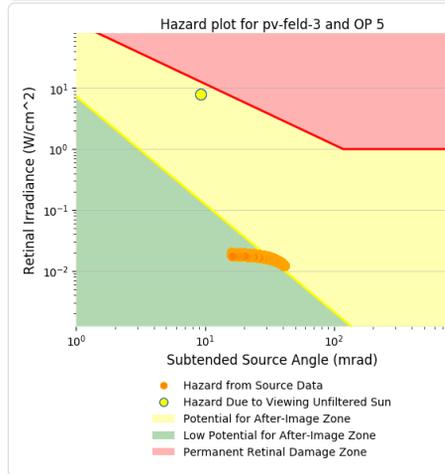
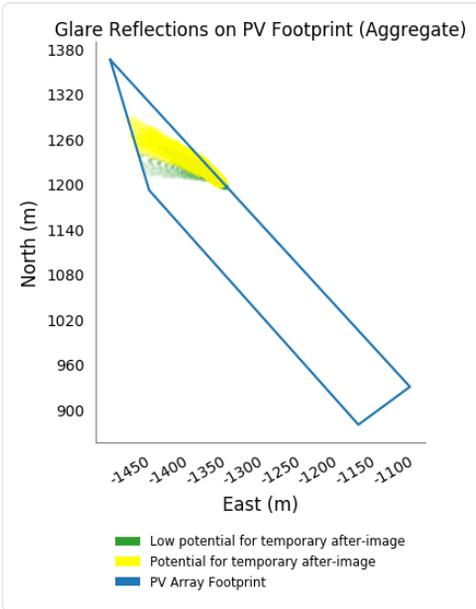
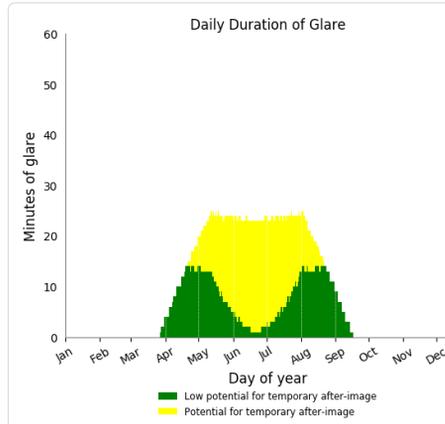
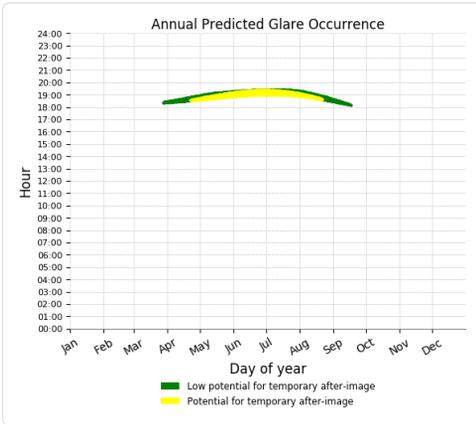
**PV Feld 3 - OP Receptor (OP 4)**

*No glare found*

### PV Feld 3 - OP Receptor (OP 5)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 1,379 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,757 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



**PV Feld 4** potential temporary after-image

<b>Component</b>	<b>Green glare (min)</b>	<b>Yellow glare (min)</b>
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	98	5160
OP: OP 4	119	4280
OP: OP 5	0	0

**PV Feld 4 - OP Receptor (OP 1)**

*No glare found*

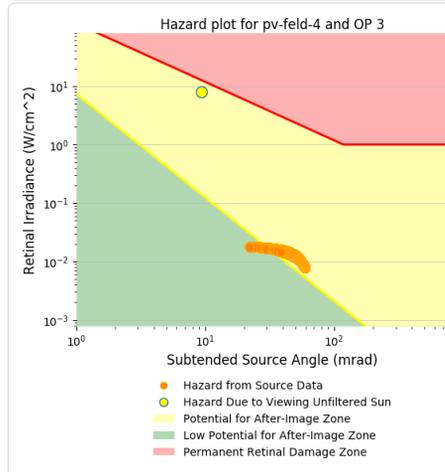
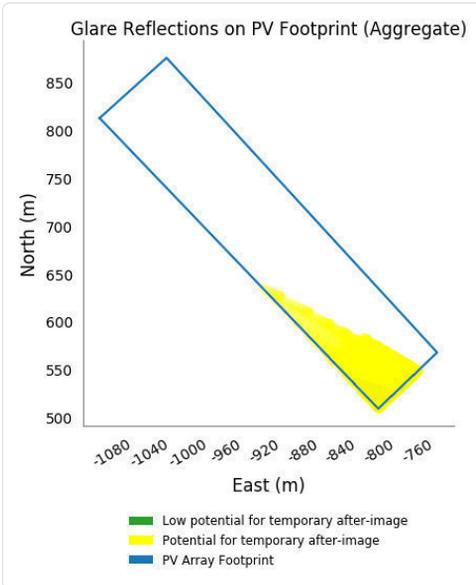
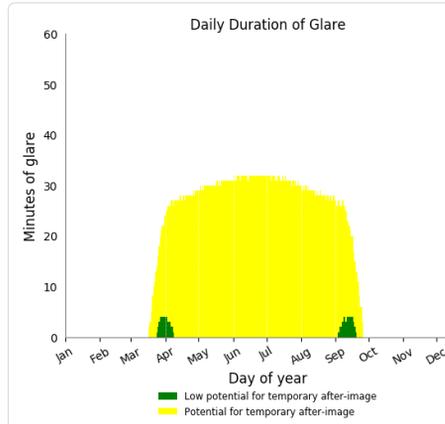
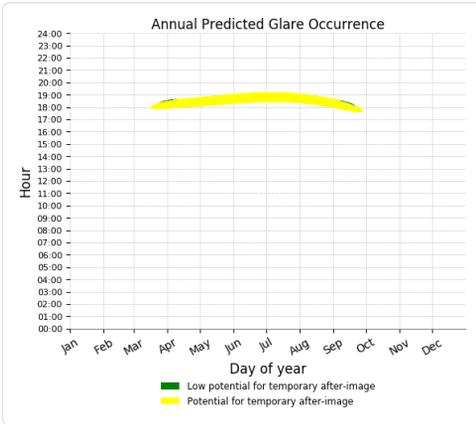
**PV Feld 4 - OP Receptor (OP 2)**

*No glare found*

### PV Feld 4 - OP Receptor (OP 3)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

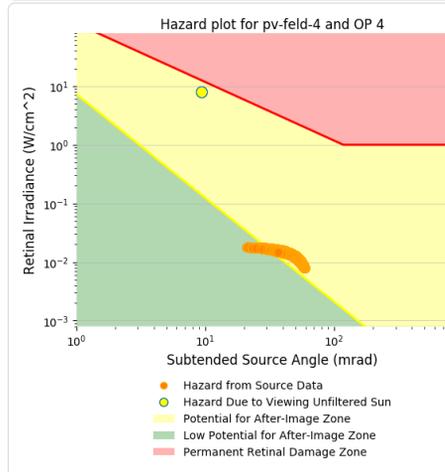
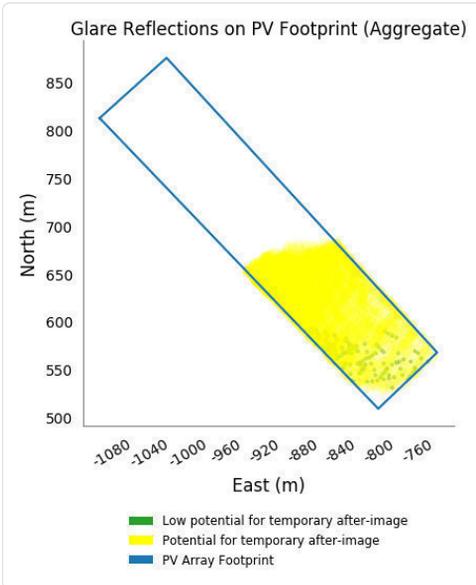
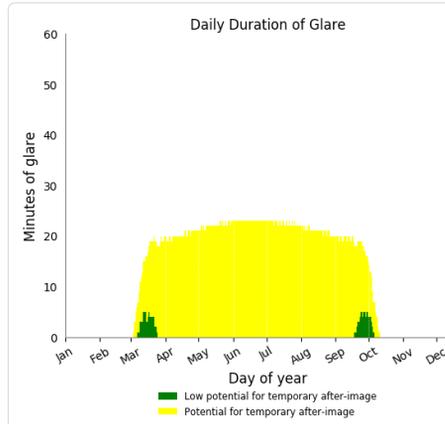
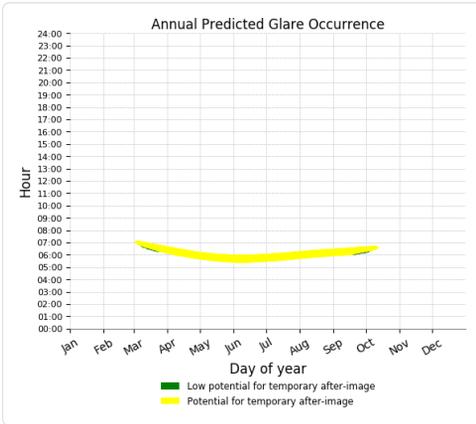
- 98 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 5,160 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld 4 - OP Receptor (OP 4)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 119 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,280 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld 4 - OP Receptor (OP 5)

No glare found

## Assumptions

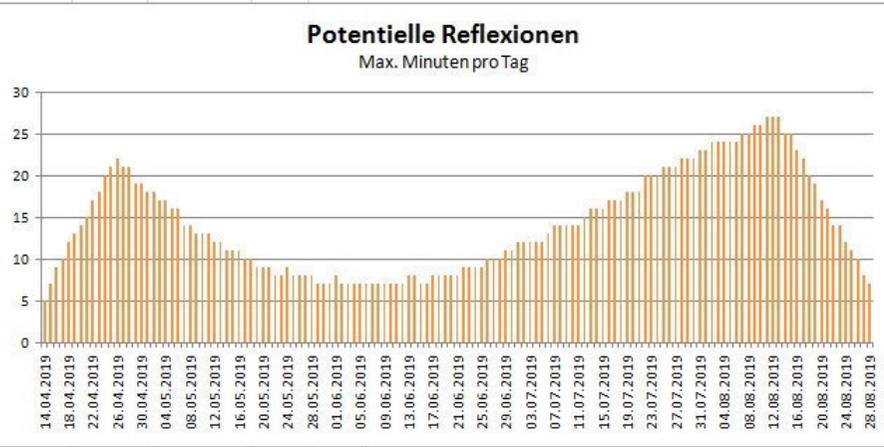
---

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not 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.
- Several 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.
- Glare vector plots are simplified representations of analysis data. Actual glare emanations and results may differ.
- Refer to the **Help page** for assumptions and limitations not listed here.

irradiance (W/cm^2)	Subtended angle (rad)	Sun azimut h (deg)	Sun elevation (deg)	Sun position vector (i)	Sun position vector (j)	Sun position vector (k)	Sun reflection vector (i)	Sun reflection vector (j)	Sun reflection vector (k)	Sun/module incidence angle (deg)	Datum	Minu erste	letzte	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten pro Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Auswertung P2	
0,014	0,056	105,600	0,000	0,963	-0,269	0,000	-0,97	0,244	0,092	87,300	11.04.2019	1	06:32	06:32	14.04.2019	28.08.2019	27	1949	06:00	06:31	
0,014	0,055	105,000	0,000	0,966	-0,258	0,001	-0,97	0,235	0,087	87,400	12.04.2019	2	06:30	06:31							
0,014	0,056	105,200	0,200	0,965	-0,262	0,003	-0,97	0,237	0,090	87,200	13.04.2019	4	06:28	06:31							
0,014	0,055	104,300	0,100	0,969	-0,248	0,001	-0,97	0,226	0,082	87,500	14.04.2019	5	06:26	06:30							
0,014	0,056	104,600	0,200	0,968	-0,251	0,004	-0,97	0,227	0,085	87,400	15.04.2019	7	06:22	06:28							
0,014	0,057	104,800	0,400	0,967	-0,255	0,006	-0,97	0,229	0,089	87,200	16.04.2019	9	06:20	06:28							
0,015	0,054	103,700	0,100	0,971	-0,237	0,002	-0,97	0,216	0,077	87,700	17.04.2019	10	06:18	06:27							
0,014	0,055	103,900	0,200	0,971	-0,241	0,004	-0,97	0,218	0,081	87,500	18.04.2019	12	06:16	06:27							
0,014	0,056	104,100	0,400	0,970	-0,244	0,007	-0,97	0,220	0,084	87,300	19.04.2019	13	06:13	06:25							
0,014	0,057	104,300	0,500	0,969	-0,248	0,009	-0,97	0,222	0,088	87,100	20.04.2019	14	06:12	06:25							
0,014	0,058	104,500	0,700	0,968	-0,251	0,012	-0,97	0,223	0,092	86,900	21.04.2019	15	06:10	06:24							
0,015	0,053	103,100	0,100	0,974	-0,227	0,002	-0,98	0,207	0,072	87,800	22.04.2019	17	06:08	06:24							
0,015	0,054	103,300	0,300	0,973	-0,230	0,005	-0,98	0,209	0,076	87,600	23.04.2019	18	06:05	06:22							
0,014	0,055	103,500	0,400	0,972	-0,234	0,007	-0,97	0,210	0,079	87,400	24.04.2019	20	06:03	06:22							
0,014	0,056	103,700	0,600	0,971	-0,237	0,010	-0,97	0,212	0,083	87,200	25.04.2019	21	06:01	06:21							
0,014	0,057	103,900	0,700	0,971	-0,240	0,012	-0,97	0,214	0,087	87,100	26.04.2019	22	06:00	06:21							
0,014	0,058	104,100	0,800	0,970	-0,244	0,015	-0,97	0,216	0,091	86,900	27.04.2019	21	06:00	06:20							
0,015	0,051	102,300	0,000	0,977	-0,213	0,000	-0,98	0,196	0,063	88,100	28.04.2019	21	06:00	06:20							
0,015	0,052	102,500	0,200	0,976	-0,216	0,003	-0,98	0,198	0,067	87,900	29.04.2019	19	06:00	06:18							
0,015	0,053	102,700	0,300	0,976	-0,219	0,005	-0,98	0,199	0,071	87,800	30.04.2019	19	06:00	06:18							
0,015	0,054	102,900	0,400	0,975	-0,223	0,008	-0,98	0,201	0,074	87,600	01.05.2019	18	06:00	06:17							
0,014	0,055	103,100	0,600	0,974	-0,226	0,010	-0,98	0,203	0,078	87,400	02.05.2019	18	06:00	06:17							
0,014	0,056	103,300	0,700	0,973	-0,230	0,013	-0,98	0,204	0,082	87,200	03.05.2019	17	06:00	06:16							
0,014	0,057	103,500	0,900	0,972	-0,233	0,015	-0,98	0,206	0,086	87,000	04.05.2019	17	06:00	06:16							
0,014	0,058	103,700	1,000	0,971	-0,237	0,018	-0,97	0,208	0,090	86,800	05.05.2019	16	06:00	06:15							
0,014	0,059	103,900	1,200	0,971	-0,240	0,020	-0,97	0,210	0,094	86,600	06.05.2019	16	06:00	06:15							
0,016	0,050	101,600	0,000	0,979	-0,202	0,001	-0,98	0,186	0,058	88,300	07.05.2019	14	06:00	06:13							
0,015	0,051	101,800	0,200	0,979	-0,205	0,003	-0,98	0,188	0,062	88,100	08.05.2019	14	06:00	06:13							
0,015	0,052	102,000	0,300	0,978	-0,209	0,006	-0,98	0,190	0,066	87,900	09.05.2019	13	06:00	06:12							
0,015	0,054	102,300	0,500	0,977	-0,212	0,008	-0,98	0,191	0,069	87,700	10.05.2019	13	06:00	06:12							
0,015	0,055	102,500	0,600	0,976	-0,216	0,011	-0,98	0,193	0,073	87,500	11.05.2019	13	06:00	06:12							
0,014	0,056	102,700	0,800	0,976	-0,219	0,013	-0,98	0,195	0,077	87,300	12.05.2019	12	06:00	06:11							
0,014	0,057	102,900	0,900	0,975	-0,223	0,016	-0,98	0,197	0,081	87,100	13.05.2019	12	06:00	06:11							
0,014	0,058	103,100	1,000	0,974	-0,226	0,018	-0,98	0,198	0,085	86,900	14.05.2019	11	06:00	06:10							
0,014	0,058	103,300	1,200	0,973	-0,229	0,021	-0,98	0,200	0,089	86,700	15.05.2019	11	06:00	06:10							
0,014	0,059	103,500	1,300	0,972	-0,233	0,023	-0,98	0,202	0,093	86,600	16.05.2019	11	06:00	06:10							
0,016	0,048	101,000	0,100	0,982	-0,191	0,001	-0,98	0,177	0,053	88,400	17.05.2019	10	06:00	06:09							
0,016	0,050	101,200	0,200	0,981	-0,195	0,004	-0,98	0,178	0,057	88,200	18.05.2019	10	06:00	06:09							
0,015	0,051	101,400	0,400	0,980	-0,198	0,006	-0,98	0,180	0,060	88,000	19.05.2019	9	06:00	06:08							
0,015	0,053	101,600	0,500	0,979	-0,201	0,009	-0,98	0,182	0,064	87,800	20.05.2019	9	06:00	06:08							
0,015	0,054	101,800	0,600	0,979	-0,205	0,011	-0,98	0,184	0,068	87,600	21.05.2019	9	06:00	06:08							
0,015	0,055	102,000	0,800	0,978	-0,208	0,014	-0,98	0,185	0,072	87,400	22.05.2019	8	06:00	06:07							

Ergebnisse:  
**1949** Minuten pro Jahr (Summe gesamt)  
**1335** Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)  
**614** Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)  
**27** Minuten pro Tag (Max)

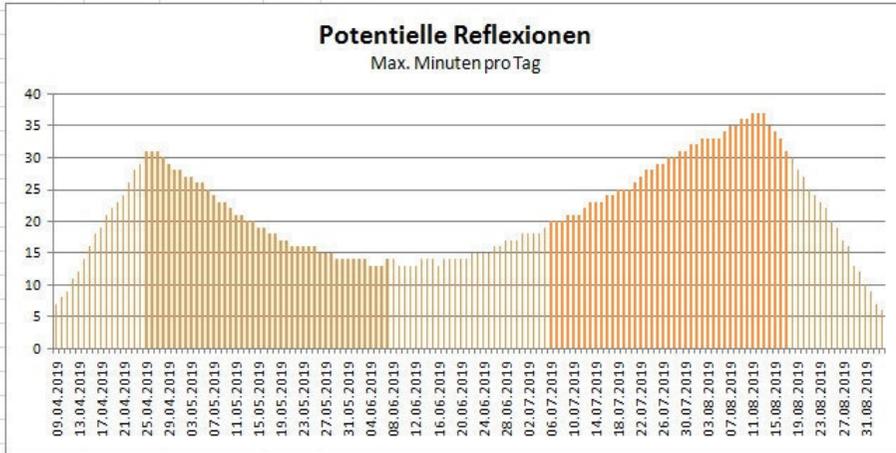
Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 6301 Einträgen):  
 1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)  
 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)  
 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)



irradiance (W/cm^2)	Subtended angle (rad)	Sun azimuth h (deg)	Sun elevation (deg)	Sun position vector (i)	Sun position vector (j)	Sun position vector (k)	Sun reflection vector (i)	Sun reflection vector (j)	Sun reflection vector (k)	Sun/module incidence angle (deg)	Datum	Minu	erste	letzte	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten pro Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Auswertung P3	
0,013	0,058	107,600	0,100	0,953	-0,303	0,002	-0,96	0,273	0,110	86,700	05.04.2019	1	06:46	06:46	08.04.2019	03.09.2019		37	3150	06:00	06:43	
0,013	0,058	107,000	0,100	0,956	-0,293	0,002	-0,96	0,264	0,105	86,800	06.04.2019	2	06:44	06:45								
0,013	0,059	107,200	0,300	0,955	-0,296	0,005	-0,96	0,266	0,109	86,600	07.04.2019	4	06:42	06:45								
0,013	0,059	107,400	0,400	0,954	-0,300	0,007	-0,96	0,267	0,113	86,400	08.04.2019	5	06:39	06:43								
0,014	0,056	106,200	0,000	0,960	-0,279	0,000	-0,96	0,253	0,096	87,100	09.04.2019	7	06:37	06:43								
0,014	0,057	106,400	0,100	0,959	-0,282	0,003	-0,96	0,255	0,100	86,900	10.04.2019	8	06:35	06:42								
0,013	0,058	106,600	0,300	0,958	-0,286	0,005	-0,96	0,257	0,104	86,800	11.04.2019	9	06:32	06:40								
0,013	0,059	106,800	0,400	0,957	-0,289	0,007	-0,96	0,258	0,108	86,600	12.04.2019	11	06:30	06:40								
0,013	0,059	107,000	0,600	0,956	-0,293	0,010	-0,96	0,260	0,112	86,400	13.04.2019	12	06:28	06:39								
0,014	0,055	105,600	0,000	0,963	-0,269	0,000	-0,97	0,244	0,092	87,300	14.04.2019	14	06:26	06:39								
0,014	0,056	105,800	0,200	0,962	-0,272	0,003	-0,97	0,246	0,095	87,100	15.04.2019	16	06:22	06:37								
0,014	0,057	106,000	0,300	0,961	-0,276	0,005	-0,96	0,248	0,099	86,900	16.04.2019	18	06:20	06:37								
0,013	0,058	106,200	0,400	0,960	-0,279	0,008	-0,96	0,249	0,103	86,700	17.04.2019	19	06:18	06:36								
0,013	0,059	106,400	0,600	0,959	-0,282	0,010	-0,96	0,251	0,107	86,500	18.04.2019	21	06:16	06:36								
0,013	0,060	106,600	0,700	0,958	-0,286	0,013	-0,96	0,253	0,111	86,300	19.04.2019	22	06:13	06:34								
0,013	0,060	106,800	0,900	0,957	-0,289	0,015	-0,96	0,254	0,115	86,100	20.04.2019	23	06:12	06:34								
0,014	0,055	105,000	0,000	0,966	-0,258	0,001	-0,97	0,235	0,087	87,400	21.04.2019	24	06:10	06:33								
0,014	0,056	105,200	0,200	0,965	-0,262	0,003	-0,97	0,237	0,090	87,200	22.04.2019	26	06:08	06:33								
0,014	0,057	105,400	0,300	0,964	-0,265	0,006	-0,97	0,238	0,094	87,000	23.04.2019	28	06:05	06:32								
0,014	0,058	105,600	0,500	0,963	-0,269	0,008	-0,97	0,240	0,098	86,800	24.04.2019	29	06:03	06:31								
0,013	0,058	105,800	0,600	0,962	-0,272	0,011	-0,97	0,242	0,102	86,700	25.04.2019	31	06:01	06:31								
0,013	0,059	106,000	0,800	0,961	-0,275	0,013	-0,96	0,244	0,106	86,500	26.04.2019	31	06:00	06:30								
0,013	0,060	106,200	0,900	0,960	-0,279	0,016	-0,96	0,245	0,110	86,300	27.04.2019	31	06:00	06:30								
0,013	0,061	106,400	1,000	0,959	-0,282	0,018	-0,96	0,247	0,114	86,100	28.04.2019	30	06:00	06:29								
0,014	0,054	104,300	0,100	0,969	-0,248	0,001	-0,97	0,226	0,082	87,500	29.04.2019	29	06:00	06:28								
0,014	0,055	104,600	0,200	0,968	-0,251	0,004	-0,97	0,227	0,085	87,400	30.04.2019	28	06:00	06:27								
0,014	0,056	104,800	0,400	0,967	-0,255	0,006	-0,97	0,229	0,089	87,200	01.05.2019	28	06:00	06:27								
0,014	0,057	105,000	0,500	0,966	-0,258	0,009	-0,97	0,231	0,093	87,000	02.05.2019	27	06:00	06:26								
0,014	0,058	105,200	0,600	0,965	-0,261	0,011	-0,97	0,233	0,097	86,800	03.05.2019	27	06:00	06:26								
0,013	0,059	105,400	0,800	0,964	-0,265	0,014	-0,97	0,234	0,101	86,600	04.05.2019	26	06:00	06:25								
0,013	0,059	105,600	0,900	0,963	-0,268	0,016	-0,97	0,236	0,105	86,400	05.05.2019	26	06:00	06:25								
0,013	0,060	105,800	1,100	0,962	-0,272	0,019	-0,97	0,238	0,109	86,200	06.05.2019	25	06:00	06:24								
0,013	0,061	106,000	1,200	0,961	-0,275	0,021	-0,96	0,239	0,113	86,000	07.05.2019	24	06:00	06:23								
0,013	0,061	106,200	1,300	0,960	-0,279	0,023	-0,96	0,241	0,117	85,800	08.05.2019	23	06:00	06:22								
0,015	0,053	103,700	0,100	0,971	-0,237	0,002	-0,97	0,216	0,077	87,700	09.05.2019	23	06:00	06:22								
0,014	0,054	103,900	0,200	0,971	-0,241	0,004	-0,97	0,218	0,081	87,500	10.05.2019	22	06:00	06:21								
0,014	0,055	104,100	0,400	0,970	-0,244	0,007	-0,97	0,220	0,084	87,300	11.05.2019	21	06:00	06:20								
0,014	0,056	104,300	0,500	0,969	-0,248	0,009	-0,97	0,222	0,088	87,100	12.05.2019	21	06:00	06:20								
0,014	0,057	104,500	0,700	0,968	-0,251	0,012	-0,97	0,223	0,092	86,900	13.05.2019	20	06:00	06:19								
0,014	0,058	104,700	0,800	0,967	-0,254	0,014	-0,97	0,225	0,096	86,700	14.05.2019	20	06:00	06:19								
0,013	0,059	104,900	1,000	0,966	-0,258	0,017	-0,97	0,227	0,100	86,500	15.05.2019	19	06:00	06:18								
0,013	0,060	105,100	1,100	0,965	-0,261	0,019	-0,97	0,228	0,104	86,400	16.05.2019	19	06:00	06:18								
0,013	0,060	105,300	1,200	0,964	-0,265	0,021	-0,97	0,229	0,108	86,200	17.05.2019	18	06:00	06:17								

Ergebnisse:  
 3150 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)  
 2070 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)  
 1080 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)  
 37 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 8112 Einträgen):  
 1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)  
 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)  
 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)



Subtended angle (rad)	Sun azimuth h (deg)	Sun elevation (deg)	Sun position vector (i)	Sun position vector (j)	Sun position vector (k)	Sun reflection vector (i)	Sun reflection vector (j)	Sun reflection vector (k)	Sun/module incidence angle (deg)	Datum	Minu	erste	letzte	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten pro Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Auswertung P5F2
0,048	116,200	0,100	0,898	-0,441	0,002	-0,90	0,392	0,181	84,600	19.03.2019	1	07:31	07:31	21.03.2019	21.09.2019	54	6268	06:00	07:30	
0,047	115,600	0,100	0,902	-0,432	0,002	-0,91	0,384	0,177	84,700	20.03.2019	3	07:28	07:30							
0,048	115,800	0,200	0,900	-0,435	0,004	-0,91	0,386	0,180	84,500	21.03.2019	6	07:25	07:30							
0,047	115,000	0,100	0,906	-0,423	0,002	-0,91	0,376	0,172	84,900	22.03.2019	7	07:23	07:29							
0,048	115,200	0,200	0,905	-0,426	0,004	-0,91	0,378	0,175	84,700	23.03.2019	9	07:20	07:28							
0,048	115,400	0,400	0,903	-0,429	0,006	-0,91	0,380	0,179	84,500	24.03.2019	12	07:17	07:28							
0,048	115,600	0,500	0,902	-0,432	0,009	-0,91	0,381	0,183	84,300	25.03.2019	14	07:15	07:28							
0,047	114,400	0,100	0,911	-0,413	0,002	-0,92	0,368	0,167	85,000	26.03.2019	15	07:12	07:26							
0,047	114,600	0,200	0,909	-0,417	0,004	-0,91	0,370	0,171	84,800	27.03.2019	17	07:10	07:26							
0,048	114,800	0,400	0,908	-0,420	0,006	-0,91	0,372	0,174	84,600	28.03.2019	20	07:07	07:26							
0,048	115,000	0,500	0,906	-0,423	0,009	-0,91	0,373	0,178	84,500	29.03.2019	21	07:04	07:24							
0,049	115,200	0,600	0,905	-0,426	0,011	-0,91	0,375	0,182	84,300	30.03.2019	23	07:02	07:24							
0,049	115,400	0,800	0,903	-0,429	0,013	-0,91	0,376	0,185	84,100	31.03.2019	25	07:00	07:24							
0,046	113,800	0,100	0,915	-0,404	0,002	-0,92	0,360	0,162	85,100	01.04.2019	28	06:57	07:24							
0,047	114,000	0,200	0,913	-0,407	0,004	-0,92	0,362	0,166	84,900	02.04.2019	29	06:54	07:22							
0,047	114,200	0,400	0,912	-0,411	0,006	-0,92	0,364	0,170	84,800	03.04.2019	30	06:52	07:21							
0,048	114,400	0,500	0,910	-0,414	0,009	-0,92	0,365	0,173	84,600	04.04.2019	31	06:50	07:20							
0,048	114,600	0,600	0,909	-0,417	0,011	-0,91	0,367	0,177	84,400	05.04.2019	33	06:46	07:18							
0,049	114,900	0,800	0,907	-0,420	0,013	-0,91	0,368	0,181	84,200	06.04.2019	34	06:44	07:17							
0,049	115,100	0,900	0,906	-0,423	0,016	-0,91	0,370	0,184	84,100	07.04.2019	34	06:42	07:15							
0,049	115,300	1,000	0,904	-0,427	0,018	-0,91	0,372	0,188	83,900	08.04.2019	35	06:39	07:13							
0,046	113,200	0,100	0,919	-0,395	0,002	-0,92	0,352	0,158	85,300	09.04.2019	36	06:37	07:12							
0,046	113,400	0,200	0,917	-0,398	0,004	-0,92	0,354	0,161	85,100	10.04.2019	37	06:35	07:11							
0,047	113,700	0,400	0,916	-0,401	0,007	-0,92	0,355	0,165	84,900	11.04.2019	38	06:32	07:09							
0,047	113,900	0,500	0,915	-0,404	0,009	-0,92	0,357	0,169	84,700	12.04.2019	39	06:30	07:08							
0,048	114,100	0,600	0,913	-0,408	0,011	-0,92	0,359	0,172	84,500	13.04.2019	39	06:28	07:06							
0,048	114,300	0,800	0,912	-0,411	0,014	-0,92	0,360	0,176	84,400	14.04.2019	40	06:26	07:05							
0,049	114,500	0,900	0,910	-0,414	0,016	-0,92	0,362	0,180	84,200	15.04.2019	42	06:22	07:03							
0,049	114,700	1,000	0,909	-0,417	0,018	-0,91	0,363	0,183	84,000	16.04.2019	43	06:20	07:02							
0,050	114,900	1,200	0,907	-0,421	0,021	-0,91	0,365	0,187	83,800	17.04.2019	44	06:18	07:01							
0,046	112,700	0,100	0,923	-0,385	0,002	-0,93	0,344	0,153	85,400	18.04.2019	45	06:16	07:00							
0,046	112,900	0,300	0,921	-0,388	0,004	-0,93	0,346	0,156	85,200	19.04.2019	46	06:13	06:58							
0,047	113,100	0,400	0,920	-0,392	0,007	-0,92	0,347	0,160	85,000	20.04.2019	46	06:12	06:57							
0,047	113,300	0,500	0,919	-0,395	0,009	-0,92	0,349	0,164	84,900	21.04.2019	47	06:10	06:56							
0,048	113,500	0,700	0,917	-0,398	0,011	-0,92	0,350	0,168	84,700	22.04.2019	48	06:08	06:55							
0,048	113,700	0,800	0,916	-0,401	0,014	-0,92	0,352	0,171	84,500	23.04.2019	49	06:05	06:53							
0,048	113,900	0,900	0,914	-0,405	0,016	-0,92	0,354	0,175	84,300	24.04.2019	50	06:03	06:52							
0,049	114,100	1,100	0,913	-0,408	0,018	-0,92	0,355	0,179	84,100	25.04.2019	51	06:01	06:51							
0,049	114,300	1,200	0,911	-0,411	0,021	-0,92	0,357	0,182	84,000	26.04.2019	51	06:00	06:50							
0,050	114,500	1,300	0,910	-0,414	0,023	-0,92	0,358	0,186	83,800	27.04.2019	50	06:00	06:49							
0,050	114,700	1,500	0,908	-0,418	0,025	-0,91	0,360	0,190	83,600	28.04.2019	49	06:00	06:48							
0,045	112,100	0,100	0,927	-0,376	0,002	-0,93	0,336	0,148	85,500	29.04.2019	47	06:00	06:46							

Ergebnisse:  
6268 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)  
**3838** Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)  
2430 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)  
54 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 12628 Einträgen /-4573):  
1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)  
2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)  
3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)

