

Blendgutachten Solarpark Oschersleben II

**Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage
Oschersleben II in Sachsen-Anhalt**

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

☎ +49 40 79 69 59 36

📞 +49 40 79 69 59 38

@ info@solpeg.com

🌐 www.solpeg.com

e

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang	3
2	Systembeschreibung	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude	6
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung	7
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
4	Ergebnisse	16
4.1	Ergebnisübersicht	16
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südöstlich	17
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke Mitte	18
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude nördlich	19
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, Bundesstraße 246	19
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	19
6	Schlussbemerkung	19
7	Anhang	20 – 32

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Oschersleben II

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter im Bereich Photovoltaik ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Oschersleben II“ für die Bahnstrecke Magdeburg–Thale, für Verkehrsteilnehmer sowie Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Die Umsetzung der Energiewende und die Bestrebungen für mehr Klimaschutz resultieren in Erfordernissen und Maßnahmen, die als gesellschaftlicher Konsens und somit als öffentliche Belange gesetzlich festgeschrieben sind. Z.B. im „Gesetz zur Stärkung der klimagerechten Entwicklung in den Städten und Gemeinden“ (2011) und im „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG“ (2017). Andererseits soll der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die bestehenden Regelungen für den Immissionsschutz berücksichtigen. Dies gilt auch für Lichtimmissionen durch PV Anlagen.

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Licht-Leitlinie¹, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Licht-Leitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage „Oschersleben II“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für die Bahnstrecke Magdeburg–Thale, für 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 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 Lichtleitlinie werden an entsprechender Stelle wiedergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des Solarparks befinden sich südöstlich von Oschersleben, ca. 30 km südwestlich von Magdeburg in Sachsen-Anhalt. Nördlich der Flächen verläuft auf einer Länge von ca. 1500 m die Bahnstrecke Magdeburg–Thale. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Brachfläche in der Ortschaft Oschersleben in Sachsen-Anhalt. Die Flächen sind eben.
Koordinaten (Mitte)	52.019°N, 11.270°O 78 m ü.N.N.
Abstand zur Bahntrasse	ca. 20 m – 25 m
Abstand zu umliegenden Straßen	nicht relevant, keine Durchgangsstraßen
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 160 m (kleinste Entfernung)

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 und Umgebung



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



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 die PV Anlage und Umgebung. Die nördlich gelegenen Gebäude können aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz kaum von Reflexionen erreicht werden. Die Gebäude werden dennoch analysiert. Andere Gebäude in der Umgebung sind aufgrund der Lage, des Einfallswinkels und der Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV Anlage betroffen und werden nicht weiter analysiert.



Bild 2.2.1: Gebäude nördlich 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:

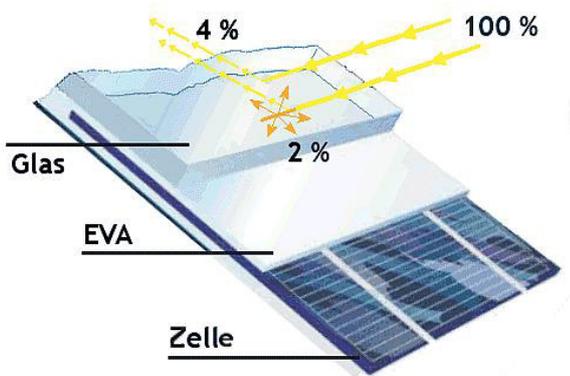


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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/m²) 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 3.2.2 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, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

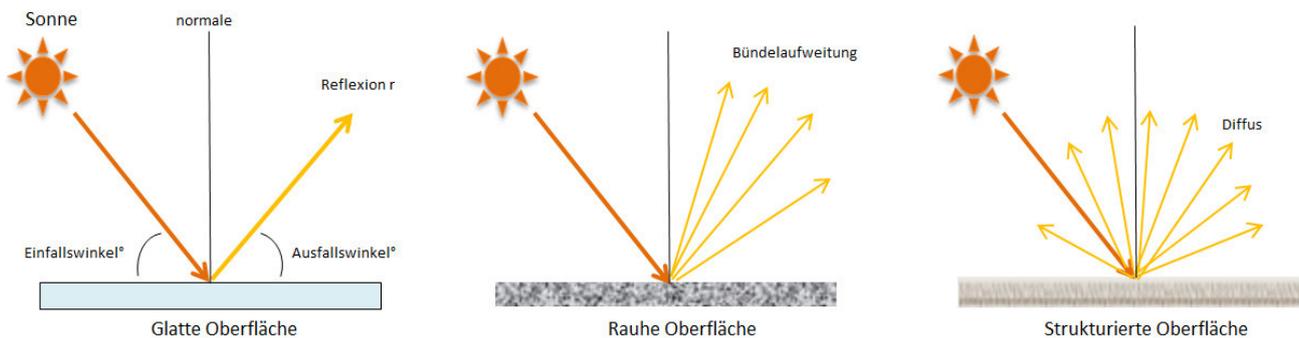


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Planungsunterlagen sollen PV Module des Herstellers Suntech 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.

Mechanische Eigenschaften

Solarzelle	N-Typ monokristallines Silizium 182 mm
Anzahl der Zellen	144 (6 × 24)
Abmessungen	2279 × 1134 × 30 mm (89,7 × 44,6 × 1,2 Zoll)
Gewicht	32,8 kgs (72,3 lbs.)
Front-/Rückseitenglas	2,0+2,0 mm (0,079+ 0,079 Zoll) voll gehärtetes Glas
Ausgangskabel	4,0 mm ² symmetrische Längen (-) 350 mm, (+) 160 mm oder kundenspezifische Länge
Verteilerdose	Schutzklasse IP68 (3 Bypass-Dioden)

Bild 3.2.5: Auszug aus Trina Solar 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 FAA² zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

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

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

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

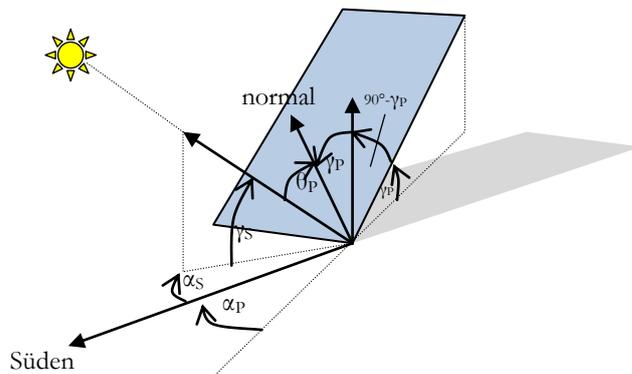


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie³ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁴, New Mexico überprüft.

² US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

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

⁴ 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 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.

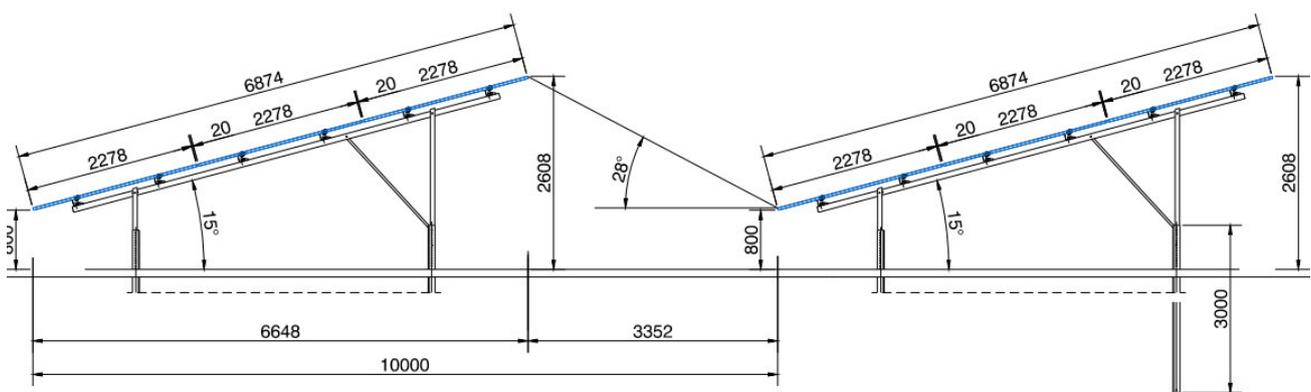


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Planungsunterlagen / SolPEG)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul Hersteller / Typ	Suntech, Monokristallin
Moduloberfläche	Hochtransparentes Anti-Reflexions-Glas
Unterkonstruktion	Modultische mit fester Neigung
Modulinstallation	3 Module hochkant übereinander (3P)
Achsen-Ausrichtung (Azimut)	204° (180° = Süden)
Modulneigung	15°
Höhe der Modulfläche über Boden	ca. 0,80 m bis ca. 2,60 m
Mittlere Höhe der Modulfläche für Simulation	1,9 m
Anzahl Messpunkte Bahnstrecke	2 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1 auf Seite 11)
Anzahl Messpunkte Gebäude/Straßen	2 Messpunkte
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (gemittelte Höhe)

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 Oschersleben II wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke und 2 weitere Messpunkte im Bereich von umliegenden Gebäuden und Straßen.
Weitere Standorte an Gebäuden oder Straßen wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV Anlage und die 4 gewählten Messpunkte P1-P4:



Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und 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 belastigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁵ 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."

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.

⁵ 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 gängiger 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 $\pm 20^\circ$ 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.

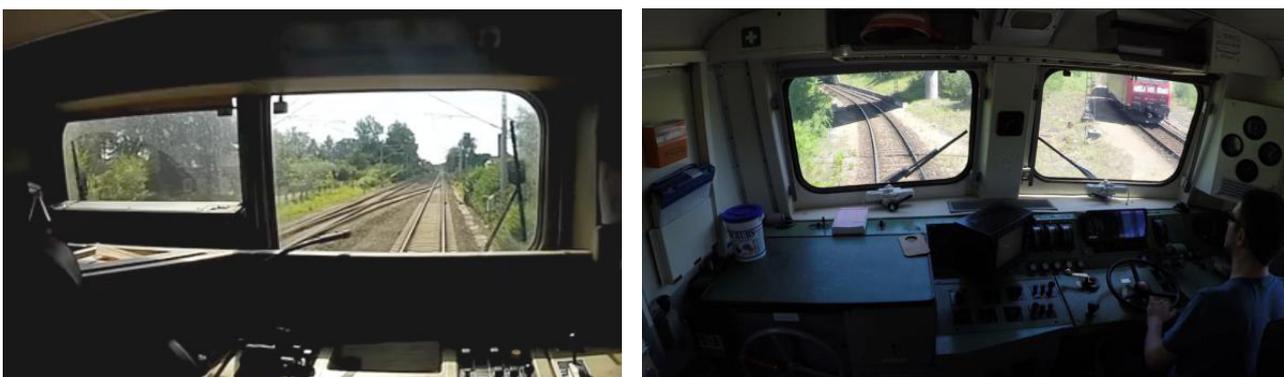


Bild 3.6.2: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

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. TMY⁶) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2019 eine mittlere Wolkenbedeckung⁷ 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/m² beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaptation des Auges).

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

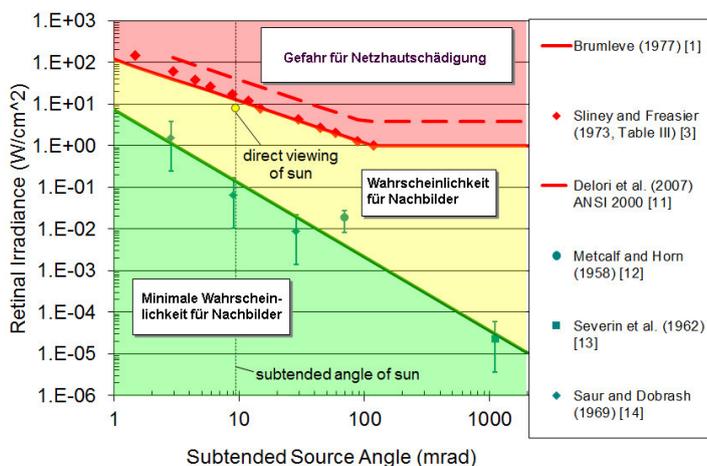


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

⁷ DWD Service: 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

4 Ergebnisse

4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Oschersleben II wird für 4 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 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 unbereinigten Ergebniswerte und Anmerkungen zu Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen zu verwenden. Diese werden im weiteren Verlauf von Abschnitt 4 für die jeweiligen Messpunkte gesondert beschrieben. Es wird bereits deutlich, dass selbst anhand der unbereinigten Rohdaten keine relevanten Reflexionen durch die PV Anlage zu erwarten sind.

Tabelle 3: Potentielle Blendwirkung an den jeweiligen Messpunkten [Kategorie ■, Minuten pro Jahr]

Messpunkt	PV Feld 1	PV Feld 2	PV Feld 3
P1 Bahnstrecke Magdeburg-Thale, südöstlich	0	488	0
P2 Bahnstrecke Magdeburg-Thale, Mitte	0	0	0
P3 Gebäude nördlich	0	0	0
P4 Bundesstraße 246	0	0	0

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südöstlich

Am Messpunkt P1 auf der Bahnstrecke Magdeburg-Thale können bei der Fahrt Richtung Nordwesten nur an insgesamt 488 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten sind keine Reflexionen mehr nachweisbar. Dies liegt u.a. in der leicht westlichen Ausrichtung der PV Anlage begründet und dem Umstand, dass sich die Sonne in den relevanten Zeiten abends zwischen 19:33 – 19:49 Uhr dicht über dem Horizont befindet ($0,1^\circ - 4^\circ$). In solchen Konstellationen ist die Sonne überwiegend selbst die Ursache für eine potentielle Blendwirkung – sofern diese aufgrund der örtlichen Gegebenheiten überhaupt sichtbar ist. Darüber hinaus könnten potentielle Reflexionen nur in einer sehr großen Entfernung von ca. 550 m auftreten und sind daher zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Zugführern kann mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden und auch die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P1 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten und verdeutlicht, dass Reflexionen nur in einer sehr großen Entfernung auftreten, hier gelb markiert.



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

Der grün markierte Bereich ist der für Zugführer relevante Sichtbereich (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, 100 m). Im gelben/weiß markierten Bereich können potentielle Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Aufgrund der sehr großen Entfernung von ca. 550 m sind diese zu vernachlässigen. Potentielle Reflexionen im Bereich von PV Feld 3 sind nach Bereinigung der Rohdaten nicht nachweisbar und wären aufgrund der geringen Leuchtdichte ohnehin zu vernachlässigen.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P5. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.6 ausgeführt sind die theoretischen Maximalwerte angegeben, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Weitere Details auch zu den anderen Messpunkten finden sich im Anhang.

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 1)

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

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

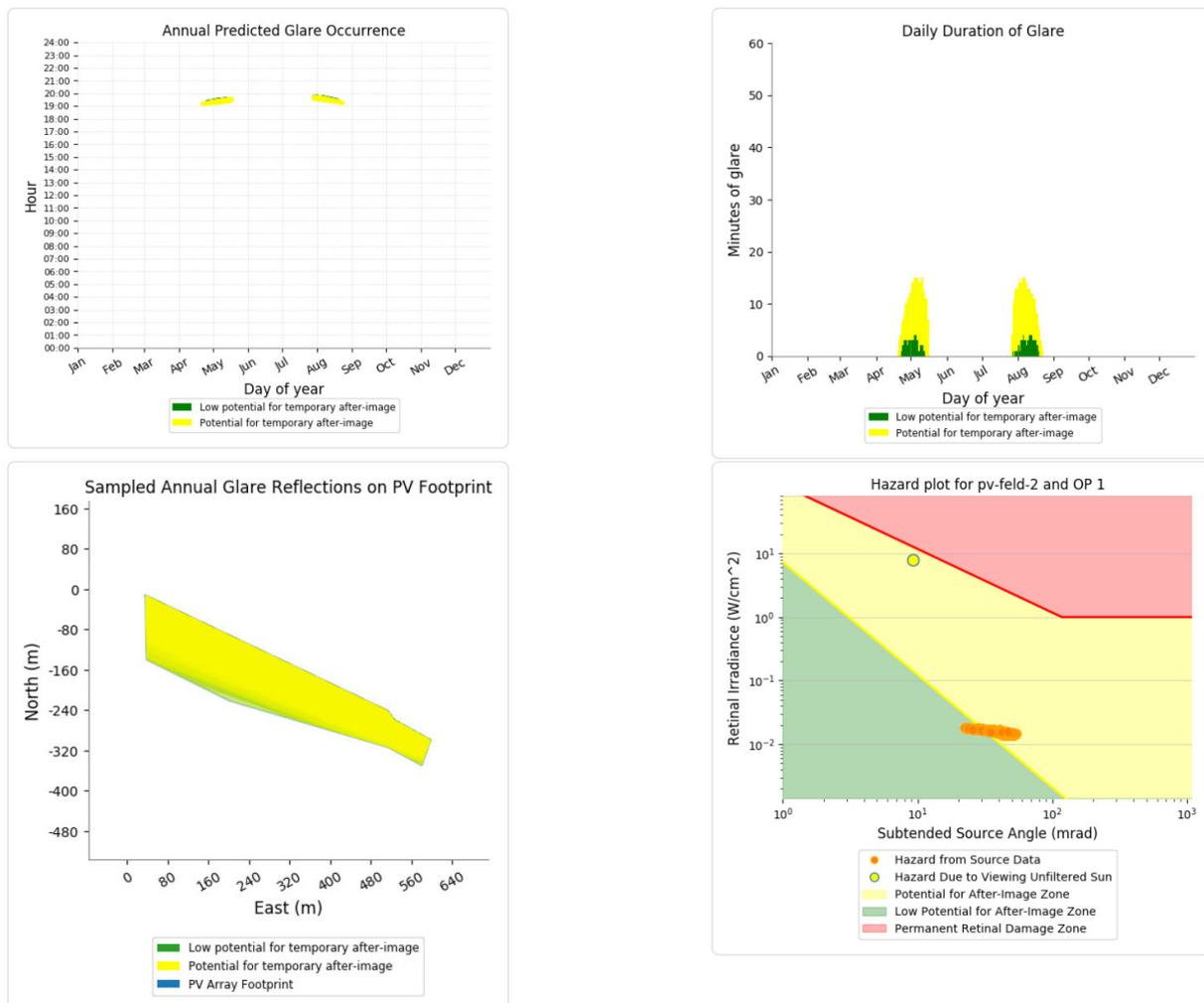


Bild 4.2.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P1 / OP = Observation Point (Quelle: Simulationsergebnisse)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke Mitte

Am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke Magdeburg-Thale sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Aufgrund der Ausrichtung der PV Anlage kann der Zugverkehr nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Eine Beeinträchtigung von Zugführern kann ausgeschlossen werden und auch die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude nördlich

Messpunkt P3 im Bereich der Gebäude der Wilo SE und auch der Dachser SE nördlich der PV Anlage wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz in diesem Bereich kaum mit Reflexionen zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse. Eine Beeinträchtigung von Mitarbeitern im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, Bundesstraße 246

Messpunkt P4 im Bereich der Bundesstraße 246 nördlich der PV Anlage wurde ebenfalls zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz auch in diesem Bereich nicht mit Reflexionen zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Oschersleben II“ kann als „geringfügig“ klassifiziert⁸ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als gering eingestuft werden.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV Anlage Oschersleben II mit dem Einsatz von PV Modulen mit Anti-Reflexionsschicht die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Zugführer auf der Bahnstrecke Magdeburg-Thale sind nicht von Reflexionen durch die PV Anlage betroffen und auch die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Die Gebäude der Wilo SE und auch der Dachser SE nördlich der PV Anlage können aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Beeinträchtigungen von Mitarbeitern im Sinne der LAI Lichtleitlinie sind nicht gegeben. Dies gilt gleichermaßen auch Fahrzeugführer auf der nördlich verlaufenden Bundesstraße 246.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten und es 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. weiterer Maßnahmen erfolgen, kann nicht übernommen werden.

Hamburg, den 02.03.2022


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

⁸ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



Einspeisepunkt
Leerrohr dann schon
vorhanden?

110 KV-Leitung

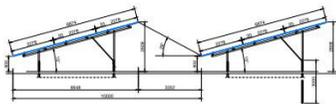
Achtung: seit 06/2020 Flächen
der BVVG



-  Gitter (Pikettage) 3 x 27 Module hochkant
-  Begrenzen
-  Grenze des öffentlichen Geltungsbereichs

Technische Daten:
 Anlagenspannung: 220 kV
 Neigungswinkel: 10°
 Modulart: Suntech 180 x 90
 Leistung MPPT: 500 Wp
 Lichteinstrahlung: 4,5 kWh/m²
 Kurzschlussstrom: 14,1 A
 Modul: Suntech 180 x 90
 VMP-Spannung: 45,0 V
 VMP-Strom: 11,0 A
 2270h/1940h
 45,0 V
 11,0 A

Fläche Nr.	Anzahl Module	Installierte Leistung (kW)
1	360	18,000
2	367	18,350
3	1.011	50,550
4	313	1,565
Gesamt	2.051	100,460



Systemansicht M, 1:100

VORABZUG

Alle Zeichnungen sind durch den Auftragnehmer vor Ausführung eigenverantwortlich zu prüfen. Bei Unstimmigkeiten ist diese dem Auftraggeber bzw. dem verantwortlichen Projektleiter anzuzeigen. Zeichnungsrevisions- und Freigabezeichnungen verlieren ihre Gültigkeit und werden nicht eingerechnet mit Einreichen einer neuen Zeichnung.

Revisions-Nr.	Datum	Ursache	Gezeichnet	Geprüft	Gr. Nr.
1	01.08.2021	AK			1:1500
2	02.02.2022	PK			
3	07.02.2023	HK			

WATTMANUFACTUR
 Wattmanufactur GmbH & Co. KG
 Osterhof
 52699 Galsbühl

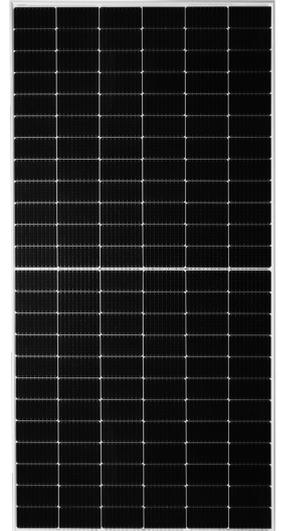
Solarpark Oschersleben II
 Modulbelegungsplan

Entwurf: 1095_3_LP-200_Oschersleben II

Ultra V Pro

BIFAZIALES HALBZELLEN N-TOPCon MODUL

TYP: STPXXXS - C72/Nmh+



AUSGANGSLEISTUNG MAX. EFFIZIENZ
545-565W **21,9%**

Merkmale



Hohe Ausgangsleistung

Verglichen mit 166 mm basierten Halbzellenmodulen, erhöht sich die Ausgangsleistung der Module um ca. 45 - 50 Wp.



Geringere Betriebstemperatur

Der Leistung von Modulen ist stark von dessen Betriebstemperatur beeinflusst, der niedrige Temperaturkoeffizient der Zelle und der Suntech Module gewährleistet eine hohe Ausgangsleistung auch an heißen Tagen.



Stromklassensortierung bei Suntech

Bei Suntech werden die Module in die Stromklassen (I, II, III) sortiert bzw. unterschieden. Werden Module der gleichen Stromklasse in Reihe verschaltet, dann kann sich die Systemleistung um bis zu 2% erhöhen und so die Wirtschaftlichkeit der Anlage verbessern.



Erweiterte Belastungstests

Erweiterte mechanischen Belastbarkeit
 Modul ist zertifiziert für eine hohe Belastung (bis max. 5400 Pa) auf der Vorderseite (z.B. Schneelasten) und hohe Belastung (max. 2400 Pascal) auf der Rückseite (wie z.B. Windlasten/Sog).



Ausgezeichnete Schwachlicht-Leistung

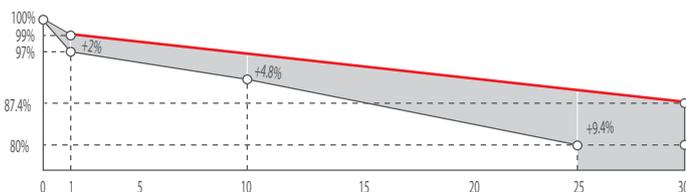
Ausgezeichnete Schwachlicht-Verhalten
 Solarzellen und Module von Suntech sind so entwickelt, das diese bei schwachen Lichtverhältnissen wie Sonnenuntergang, Bewölkung oder Morgendämmerung noch die bestmögliche Ausgangsleistung haben.



Standhalten in rauer Umgebung

Die hohe Verarbeitungsqualität der sorgsam ausgewählten Materialien der Suntech Module resultiert in einer erhöhten Widerstandsfähigkeit und Lebensdauer in rauen Umgebungsbedingungen.*

Branchenführende Garantie**



- ◆ Leistungsminderung des ersten Jahres: 1%
- ◆ Degradation: 0,40%
- ◆ Jahre Produktgarantie: 12 Jahre
- ◆ Garantie: 30 Jahre

Zertifizierungen und Normen

CE IEC 61730 IEC 61215
 SA 8000 Standards der sozialen Verantwortung
 ISO 9001 Qualitätsmanagement-System
 ISO 14001 Umweltmanagementsystem
 ISO 45001 Arbeitsschutz und Sicherheit
 IEC TS 62941 Leitfaden für die Qualifizierung des Moduldesigns und die Typenzulassung



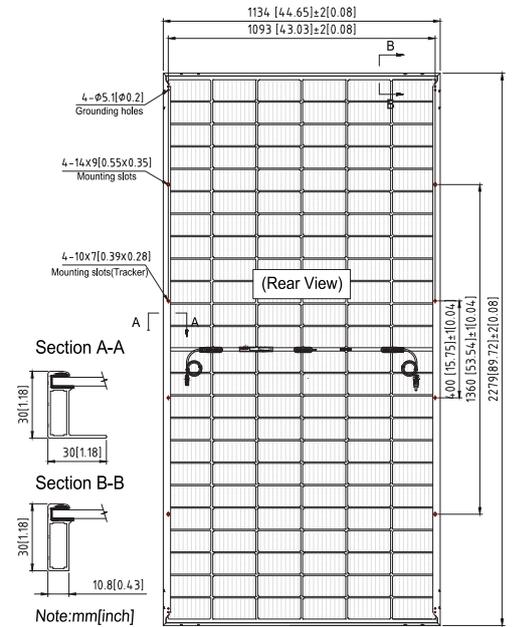
* Weitere Informationen finden Sie im Suntech-Installationshandbuch für Standardmodule.
 **Weitere Informationen finden Sie in der Suntech-Produktgarantie.

*** WEEE nur für den EU-Markt.
 **** Suntech behält sich das Recht auf eine endgültige Auslegung der Erklärung von Munich Re vor.

Ultra V Pro STPXXXS - C72/Nmh+ 545-565W

Mechanische Eigenschaften

Solarzelle	N-Typ monokristallines Silizium 182 mm
Anzahl der Zellen	144 (6 × 24)
Abmessungen	2279 × 1134 × 30 mm (89,7 × 44,6 × 1,2 Zoll)
Gewicht	32,8 kgs (72,3 lbs.)
Front-/Rückseitenglas	2,0+2,0 mm (0,079+ 0,079 Zoll) voll gehärtetes Glas
Ausgangskabel	4,0 mm ² symmetrische Längen (-) 350 mm, (+) 160 mm oder kundenspezifische Länge
Verteilerdose	Schutzklasse IP68 (3 Bypass-Dioden)
Betriebstemperatur Modul	-40 °C to +85 °C
Maximale Systemspannung	1500 V DC (IEC)
Steckverbinder	MC4 EVO2, Cable01S, STP-XC4
Maximaler Bemessungsstrom bei Reihensicherung	25 A
Leistungstoleranz	0/+5 W
Siehe Bifacialitätsfaktor	(80 ± 5)%
Verpackungskonfiguration	Abmessung der Palette (mm) : 2310×1130×1269 Gewicht der Palette (kg) : 1245 36 Stück pro Palette 720 Stück pro Container / 40' HC



Für die Tracker-Installation wenden Sie sich bitte an Suntech für Informationen zur mechanischen Belastung.

Elektrische Eigenschaften

Modul Typ	STP565S-C72/Nmh+		STP560S-C72/Nmh+		STP555S-C72/Nmh+		STP550S-C72/Nmh+		STP545S-C72/Nmh+	
	STB	NMOT								
Testbedingungen										
Maximale Leistung (Pmax/W)	565	430,3	560	426,7	555	422,8	550	419	545	415,3
Optimale Betriebsspannung (Vmp/V)	42,56	39,5	42,40	39,3	42,24	39,2	42,05	39,0	41,87	38,8
Optimaler Betriebsstrom (Imp/A)	13,28	10,89	13,21	10,84	13,14	10,79	13,08	10,74	13,02	10,70
Leerlaufspannung (Voc/V)	50,39	47,7	50,23	47,5	50,07	47,4	49,88	47,2	49,69	47,0
Kurzschlussstrom (Isc/A)	14,20	11,45	14,14	11,40	14,07	11,35	14,01	11,30	13,96	11,26
Modulwirkungsgrad (%)	21,9		21,7		21,5		21,3		21,1	

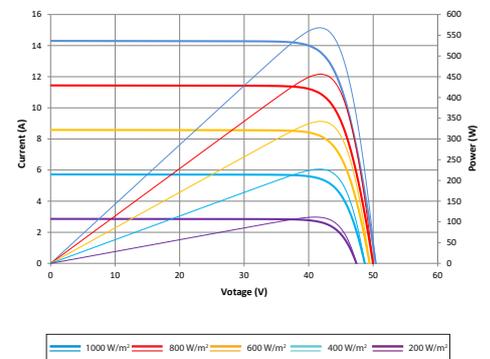
STB: Bestrahlungsstärke 1000 W/m², Modultemperatur 25 °C, LM = 1,5; NMOT: Bestrahlungsstärke 800 W/m², Umgebungstemperatur 20 °C, LM = 1,5, Windgeschwindigkeit 1 m/s; Die Toleranz von Pmax liegt bei +/- 3%.

Leistungsgewinnen auf der Rückseite Bezug auf 555S Front

Leistungsgewinn auf der Rückseite	5%	15%	25%
Maximale Leistung bei STB (Pmax/W)	582,8	638,3	693,8
Optimale Betriebsspannung (Vmp/V)	42,2	42,2	42,3
Optimaler Betriebsstrom (Imp/A)	13,80	15,11	16,43
Leerlaufspannung (Voc/V)	50,1	50,1	50,2
Kurzschlussstrom (Isc/A)	14,77	16,18	17,59
Modulwirkungsgrad (%)	22,5	24,7	26,8

Grafiken

Strom-Spannungs & Leistungs-Spannungs-Kurve (565S)



Temperaturmerkmale

Nenntemperatur bei Modulbetrieb (NMOT)	42 ± 2 °C
Temperaturkoeffizient von Pmax	-0.32%/°C
Temperaturkoeffizient von Voc	-0.26%/°C
Temperaturkoeffizient von Isc	0.046%/°C

Informationen zur Installation und Betrieb dieses Produkts finden Sie in der Installationsanleitung. Alle in diesem Datenblatt angegebenen Werte können ohne vorherige Ankündigung geändert werden. Die Spezifikationen können geringfügig abweichen. Alle Spezifikationen entsprechen der Norm EN 50380. Farbunterschiede der Module gegenüber den Abbildungen sowie Verfärbungen der Module/innerhalb der Module, die ihre einwandfreie Funktion nicht beeinträchtigen, sind möglich und stellen keine Abweichung von der Spezifikation dar.

Solarpark

Oschersleben II

Created Feb. 24, 2022
Updated March 1, 2022
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Site ID 65357.11193

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



Misc. Analysis Settings

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

Analysis Methodologies:

- Observation point: **Version 2**
- 2-Mile Flight Path: **Version 2**
- Route: **Version 2**

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	204.0	36	0	-
PV Feld 2	15.0	204.0	107	498	-
PV Feld 3	15.0	204.0	9	0	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 147,658 m²

Name: PV Feld 1
Footprint area: 72,295 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0 deg
Orientation: 204.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	52.020596	11.266939	79.39	1.90	81.29
2	52.019328	11.267068	78.30	1.90	80.20
3	52.019632	11.265480	79.19	1.90	81.09
4	52.019856	11.263227	78.65	1.90	80.55
5	52.020583	11.260609	78.79	1.90	80.69
6	52.022207	11.261317	79.05	1.90	80.95

Name: PV Feld 2
Footprint area: 56,992 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0 deg
Orientation: 204.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	52.020486	11.267458	79.39	1.90	81.29
2	52.018426	11.274410	78.39	0.00	78.39
3	52.018264	11.274604	77.95	0.00	77.95
4	52.017904	11.275644	78.31	1.90	80.21
5	52.017449	11.275387	78.82	1.90	80.72
6	52.017772	11.274432	78.14	1.90	80.04
7	52.018604	11.269861	78.92	1.90	80.82
8	52.019337	11.267490	78.81	1.90	80.71

Name: PV Feld 3
Footprint area: 18,372 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0 deg
Orientation: 204.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	52.017759	11.276036	78.29	1.90	80.19
2	52.017429	11.277178	79.76	1.90	81.66
3	52.016029	11.281642	79.98	1.90	81.88
4	52.015679	11.281352	79.00	1.90	80.90
5	52.017284	11.276159	78.69	1.90	80.59

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	52.015831	11.283187	79.92	2.00	81.92
OP 2	52.020453	11.268595	78.40	2.00	80.40
OP 3	52.023622	11.261767	79.82	2.00	81.82
OP 4	52.022180	11.275739	80.25	2.00	82.25

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 1	15.0	204.0	36	0	-	
PV Feld 2	15.0	204.0	107	498	-	
PV Feld 3	15.0	204.0	9	0	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld-1 (green)	0	0	0	0	19	0	8	9	0	0	0	0
pv-feld-1 (yellow)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld-2 (green)	0	0	0	20	32	0	3	52	0	0	0	0
pv-feld-2 (yellow)	1	4	0	63	181	0	48	196	0	0	5	0
pv-feld-3 (green)	0	0	0	0	6	0	0	3	0	0	0	0
pv-feld-3 (yellow)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

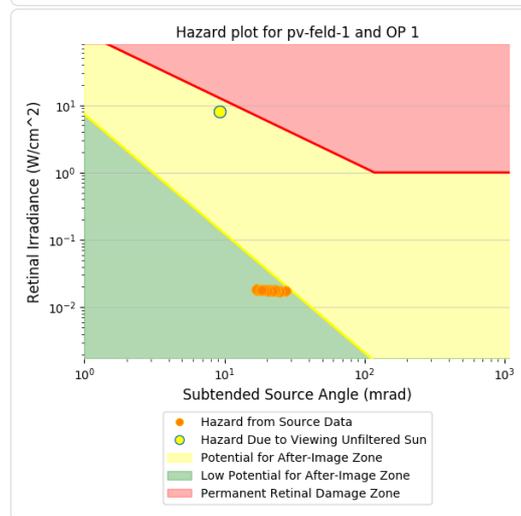
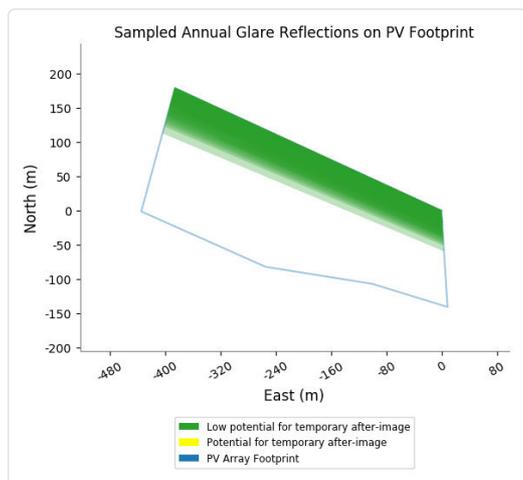
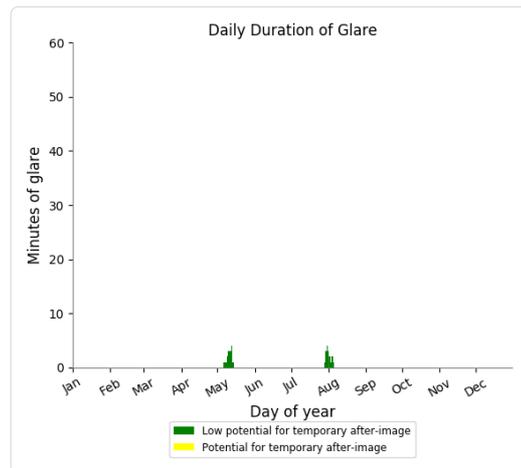
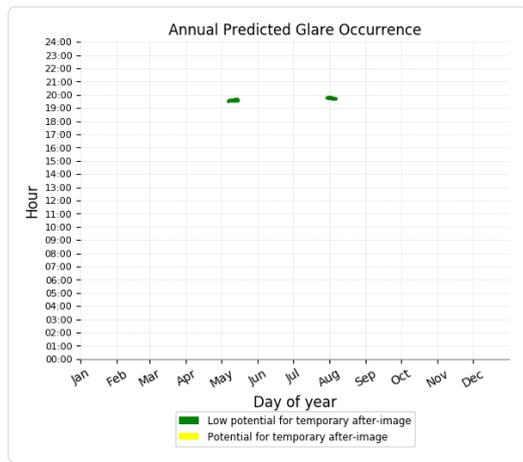
PV Feld 1 low potential for temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	36	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 1)

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

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



PV Feld 1 - OP Receptor (OP 2)

No glare found

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 4)

No glare found

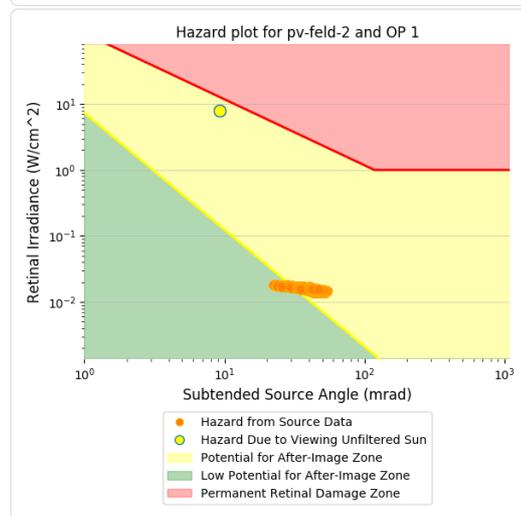
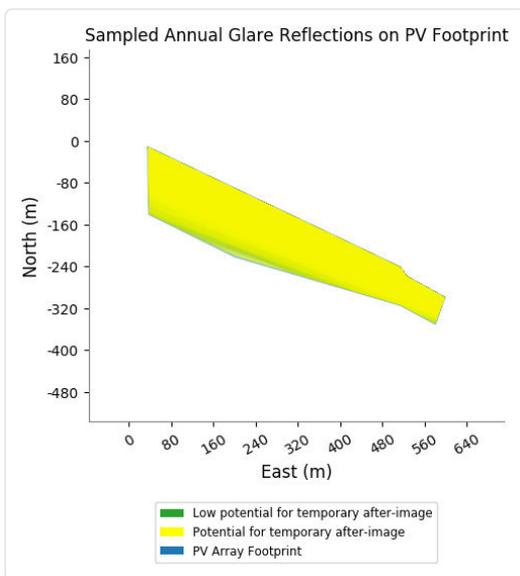
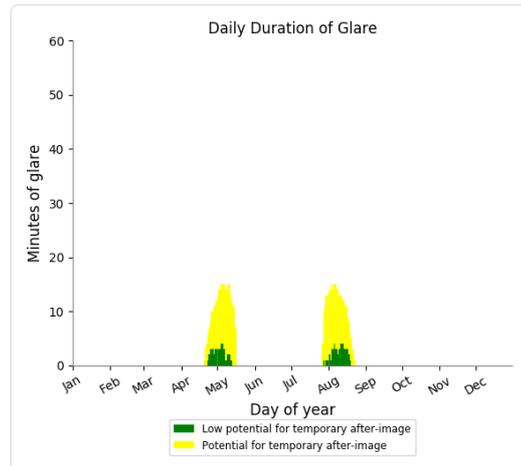
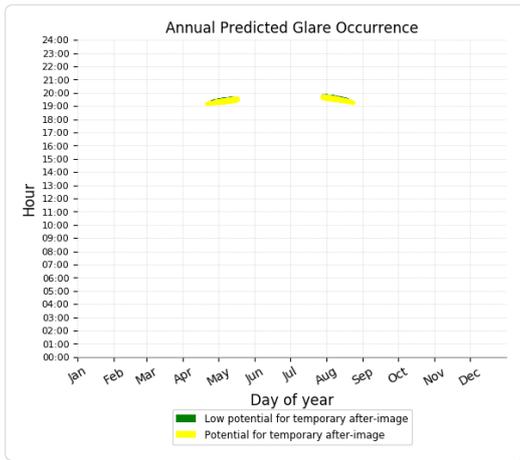
PV Feld 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	107	488
OP: OP 2	0	10
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 1)

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

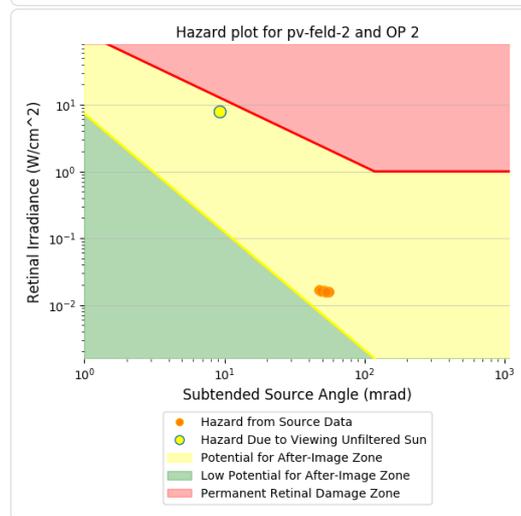
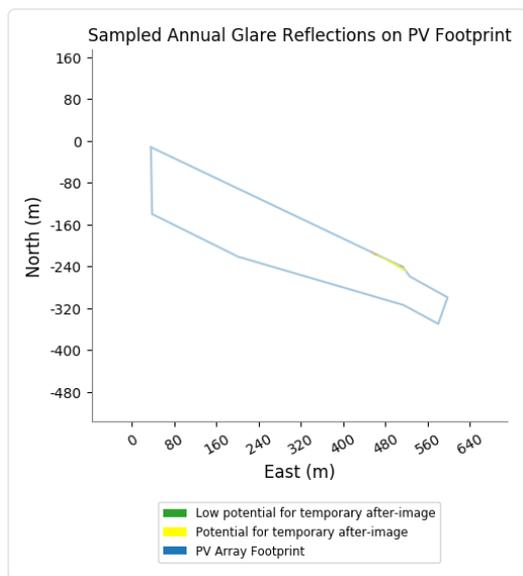
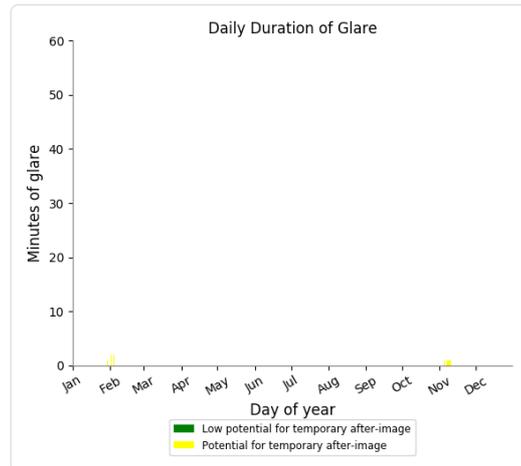
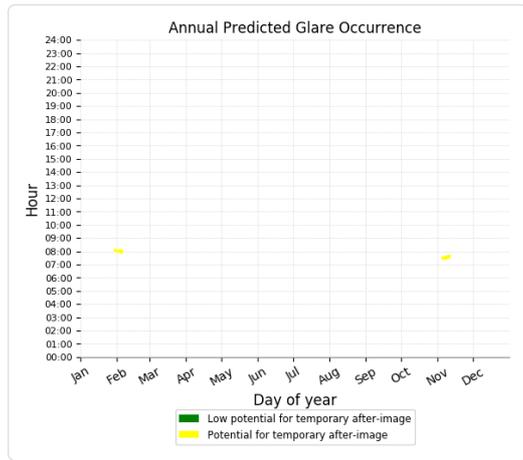
- 107 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 488 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2 - 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.
- 10 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2 - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 4)

No glare found

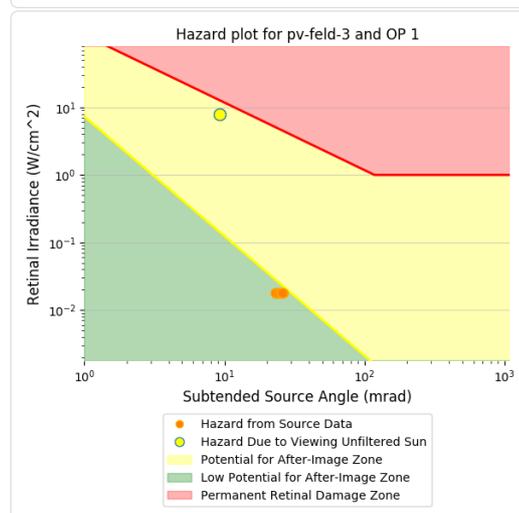
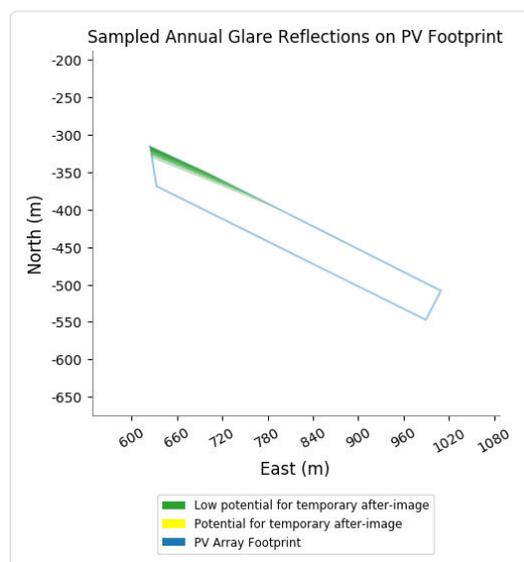
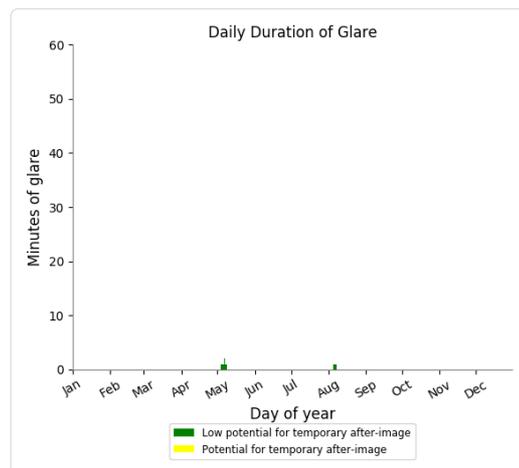
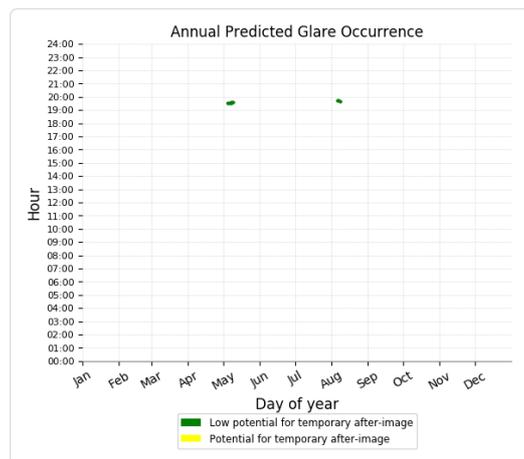
PV Feld 3 low potential for temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	9	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0

PV Feld 3 - OP Receptor (OP 1)

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

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



PV Feld 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

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.
- 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.
- Glare vector plots are simplified representations of analysis data. Actual glare emanations and results may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

	Corneal irradiance (W/m²)	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Azimuth	Sun	Sun	Sun	Sun	Reflected	Reflected	Reflected	Seite	Anzahl				Zeitraum		Zeitraum	Minuten	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1
								Altitude	Position	Position	Position	Sun Vector	Sun Vector	Sun Vector		Tag	Minuten	Anfang	Ende	Start	Ende	pro Tag					
2022-04-20 19:12:00	0,00995	540,1662	2	0,513824	0,015742	0,03643	288,3	0,1	-0,95	0,313	0,002	0,944	-0,327	0,052													
2022-04-21 19:12:00	0,011012	543,7179	2	0,502103	0,015484	0,047	288,5	0,4	-0,948	0,317	0,007	0,942	-0,332	0,054													
2022-04-21 19:13:00	0,009859	541,7181	2	0,512317	0,015741	0,035586	288,7	0,3	-0,947	0,32	0,005	0,941	-0,334	0,051													
2022-04-21 19:14:00	0,009885	539,7152	2	0,522733	0,016002	0,034304	288,9	0,1	-0,946	0,323	0,002	0,941	-0,335	0,047													
2022-04-22 19:13:00	0,010265	545,2569	2	0,500733	0,015486	0,04077	288,9	0,6	-0,946	0,324	0,01	0,939	-0,339	0,053													
2022-04-22 19:14:00	0,009854	543,2689	2	0,510901	0,015743	0,035538	289,1	0,4	-0,945	0,327	0,007	0,939	-0,341	0,049													
2022-04-22 19:15:00	0,010371	541,2779	2	0,521269	0,016003	0,038725	289,3	0,3	-0,944	0,33	0,005	0,939	-0,342	0,045													
2022-04-22 19:16:00	0,009872	539,2839	2	0,531841	0,016268	0,032641	289,5	0,1	-0,943	0,333	0,002	0,938	-0,344	0,041													
2022-04-23 19:13:00	0,011143	548,7684	2	0,489526	0,015237	0,049412	289,1	0,8	-0,945	0,327	0,014	0,937	-0,344	0,055													
2022-04-23 19:14:00	0,009886	546,7952	2	0,499455	0,01549	0,037329	289,3	0,7	-0,944	0,33	0,012	0,937	-0,346	0,051													
2022-04-23 19:15:00	0,009919	544,819	2	0,509579	0,015747	0,036115	289,5	0,5	-0,943	0,333	0,009	0,937	-0,347	0,048													
2022-04-23 19:16:00	0,009863	542,8398	2	0,519901	0,016007	0,034072	289,7	0,4	-0,942	0,337	0,007	0,936	-0,349	0,044													
2022-04-23 19:17:00	0,010649	540,8576	2	0,530424	0,016272	0,039621	289,9	0,2	-0,94	0,34	0,004	0,936	-0,351	0,04													
2022-04-24 19:14:00	0,010548	550,295	2	0,488384	0,015243	0,044602	289,5	1	-0,943	0,333	0,017	0,935	-0,351	0,054													
2022-04-24 19:15:00	0,009875	548,3334	2	0,498271	0,015496	0,037187	289,7	0,8	-0,941	0,337	0,014	0,934	-0,352	0,05													
2022-04-24 19:16:00	0,009903	546,3689	2	0,508352	0,015753	0,035932	289,9	0,7	-0,94	0,34	0,012	0,934	-0,354	0,046													
2022-04-24 19:17:00	0,010005	544,4013	2	0,518629	0,016014	0,035364	290,1	0,5	-0,939	0,343	0,009	0,934	-0,356	0,042													
2022-04-24 19:18:00	0,009923	542,4307	2	0,529106	0,016278	0,033066	290,3	0,4	-0,938	0,346	0,007	0,933	-0,357	0,038													
2022-04-25 19:14:00	0,009955	553,7688	2	0,487336	0,015307	0,039047	289,9	1,1	-0,94	0,34	0,019	0,932	-0,357	0,052													
2022-04-25 19:15:00	0,009997	551,8218	2	0,497183	0,015561	0,037929	290,1	0,9	-0,939	0,343	0,016	0,932	-0,359	0,048													
2022-04-25 19:16:00	0,01002	549,8718	2	0,507222	0,015819	0,036635	290,3	0,8	-0,938	0,346	0,014	0,932	-0,361	0,045													
2022-04-25 19:17:00	0,010972	547,9188	2	0,517456	0,016081	0,043357	290,5	0,7	-0,937	0,35	0,011	0,931	-0,362	0,041													
2022-04-25 19:18:00	0,009929	545,9628	2	0,527889	0,016347	0,032724	290,7	0,5	-0,936	0,353	0,009	0,931	-0,364	0,037													
2022-04-26 19:14:00	0,010758	557,2175	2	0,476763	0,015068	0,047337	290,1	1,4	-0,939	0,343	0,024	0,93	-0,362	0,055													
2022-04-26 19:15:00	0,00991	555,2849	2	0,486384	0,015319	0,038567	290,3	1,2	-0,938	0,346	0,021	0,93	-0,364	0,051													
2022-04-26 19:16:00	0,009994	553,3493	2	0,496193	0,015573	0,037832	290,5	1,1	-0,937	0,35	0,019	0,93	-0,366	0,047													
2022-04-26 19:17:00	0,009938	551,4107	2	0,506192	0,015831	0,035805	290,7	0,9	-0,936	0,353	0,016	0,929	-0,367	0,043													
2022-04-26 19:18:00	0,010129	549,4691	2	0,516385	0,016093	0,036042	290,9	0,8	-0,934	0,356	0,014	0,929	-0,369	0,039													
2022-04-26 19:19:00	0,010117	547,5246	2	0,526775	0,016359	0,034413	291,1	0,6	-0,933	0,359	0,011	0,928	-0,371	0,035													
2022-04-26 19:20:00	0,009987	545,5771	2	0,537366	0,016628	0,031663	291,3	0,5	-0,932	0,363	0,009	0,928	-0,372	0,031													
2022-04-27 19:15:00	0,009976	558,7232	2	0,475946	0,015083	0,040572	290,5	1,5	-0,937	0,35	0,026	0,928	-0,369	0,053													
2022-04-27 19:16:00	0,009909	556,8019	2	0,485532	0,015333	0,038468	290,7	1,3	-0,935	0,353	0,023	0,927	-0,371	0,049													
2022-04-27 19:17:00	0,010214	554,8777	2	0,495303	0,015588	0,039728	290,9	1,2	-0,934	0,356	0,021	0,927	-0,372	0,045													
2022-04-27 19:18:00	0,010032	552,9504	2	0,502564	0,015846	0,036585	291,1	1	-0,933	0,359	0,018	0,927	-0,374	0,041													
2022-04-27 19:19:00	0,009963	551,0202	2	0,515417	0,016108	0,034423	291,3	0,9	-0,932	0,362	0,016	0,926	-0,376	0,038													
2022-04-27 19:20:00	0,00996	549,087	2	0,525767	0,016374	0,032863	291,5	0,8	-0,931	0,366	0,013	0,926	-0,377	0,034													
2022-04-27 19:21:00	0,01	547,1509	2	0,536316	0,016644	0,031699	291,6	0,6	-0,929	0,369	0,011	0,925	-0,379	0,03													
2022-04-28 19:15:00	0,010872	562,1375	2	0,465857	0,014853	0,049482	290,7	1,7	-0,935	0,353	0,03	0,926	-0,374	0,055													
2022-04-28 19:16:00	0,009896	560,2304	2	0,475227	0,0151	0,039742	290,9	1,6	-0,934	0,356	0,028	0,925	-0,375	0,051													
2022-04-28 19:17:00	0,010012	558,3203	2	0,484878	0,015351	0,039299	291,1	1,5	-0,933	0,359	0,025	0,925	-0,377	0,048													
2022-04-28 19:18:00	0,009941	556,4072	2	0,494516	0,015606	0,037145	291,3	1,3	-0,932	0,362	0,023	0,924	-0,379	0,044													
2022-04-28 19:19:00	0,010411	554,4912	2	0,504441	0,015865	0,039865	291,4	1,2	-0,931	0,366	0,02	0,924	-0,38	0,04													
2022-04-28 19:20:00	0,010209	552,5722	2	0,514556	0,016127	0,03658	291,6	1	-0,929	0,369	0,018	0,923	-0,382	0,036													
2022-04-28 19:21:00	0,010027	550,6504	2	0,524866	0,016393	0,033381	291,8	0,9	-0,928	0,372	0,015	0,923	-0,384	0,032													
2022-04-28 19:22:00	0,010026	548,7255	2	0,535375	0,016662	0,03184	292	0,7	-0,927	0,375	0,013	0,922	-0,385	0,028													
2022-04-28 19:23:00	0,010205	546,7978	2	0,546085	0,016936	0,03197	292,2	0,6	-0,926	0,378	0,01	0,922	-0,387	0,024													
2022-04-29 19:16:00	0,009998	563,6351	2	0,46527	0,014874	0,042022	291,1	1,9	-0,933	0,359	0,032	0,923	-0,38	0,054													
2022-04-29 19:17:00	0,009892	561,7391	2	0,47461	0,015121	0,039581	291,2	1,7	-0,932	0,362	0,03	0,923	-0,382	0,05													
2022-04-29 19:18:00	0,010485	559,8401	2	0,48413	0,015373	0,043327	291,4	1,6	-0,93	0,365	0,027	0,922	-0,383	0,046													