

SolPEG Blendgutachten Solarpark Bandelin

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Bandelin 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

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	15
4.1	Ergebnisübersicht	15
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, A20 Süd	16
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2 + P3, A20 Mitte	17
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, A20 Nord	19
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude Ortschaft Schmoldow	21
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	22
5.1	Zusammenfassung	22
5.2	Beurteilung der Ergebnisse	22
6	Schlussbemerkung	22

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Bandelin

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH ist durch die Wattmanufactur GmbH & Co.KG beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Bandelin“ für die Verkehrsteilnehmer auf der Bundesautobahn A20 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-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 „Bandelin“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Verkehrsteilnehmer auf der A20 sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV Anlage. Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung vor Ort wird momentan nicht als notwendig angesehen da die Anlagendokumentation ausreichend ist, um einen Eindruck zu vermitteln.

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

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

¹ Die Licht-Leitlinie ist u.a. hier abrufbar: http://www.cost-lonne.eu/wp-content/uploads/2015/11/LAI_RL_Licht_09_2012.pdf

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Teilflächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 3 km nordwestlich der Ortschaft Bandelin in Mecklenburg-Vorpommern. Östlich der Teilflächen verläuft die Autobahn A20. Lt. Planungsunterlagen sind Abstände zur A20 berücksichtigt. Für die Simulation wurde die PV Anlage auf 3 Flächen zusammengefasst. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen ca. 3 km nordwestlich der Ortschaft Bandelin in Mecklenburg-Vorpommern. Die Flächen sind überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	53.975°N, 13.358°O, 30 m ü.N.N. (mittleres Feld)
Grenzlänge entlang A20	A20 ca. 500 m, 700 m, 350 m
Abstand zum Fahrbahnrand	A20 ca. 20 m bzw. 30 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 150 m (kürzeste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

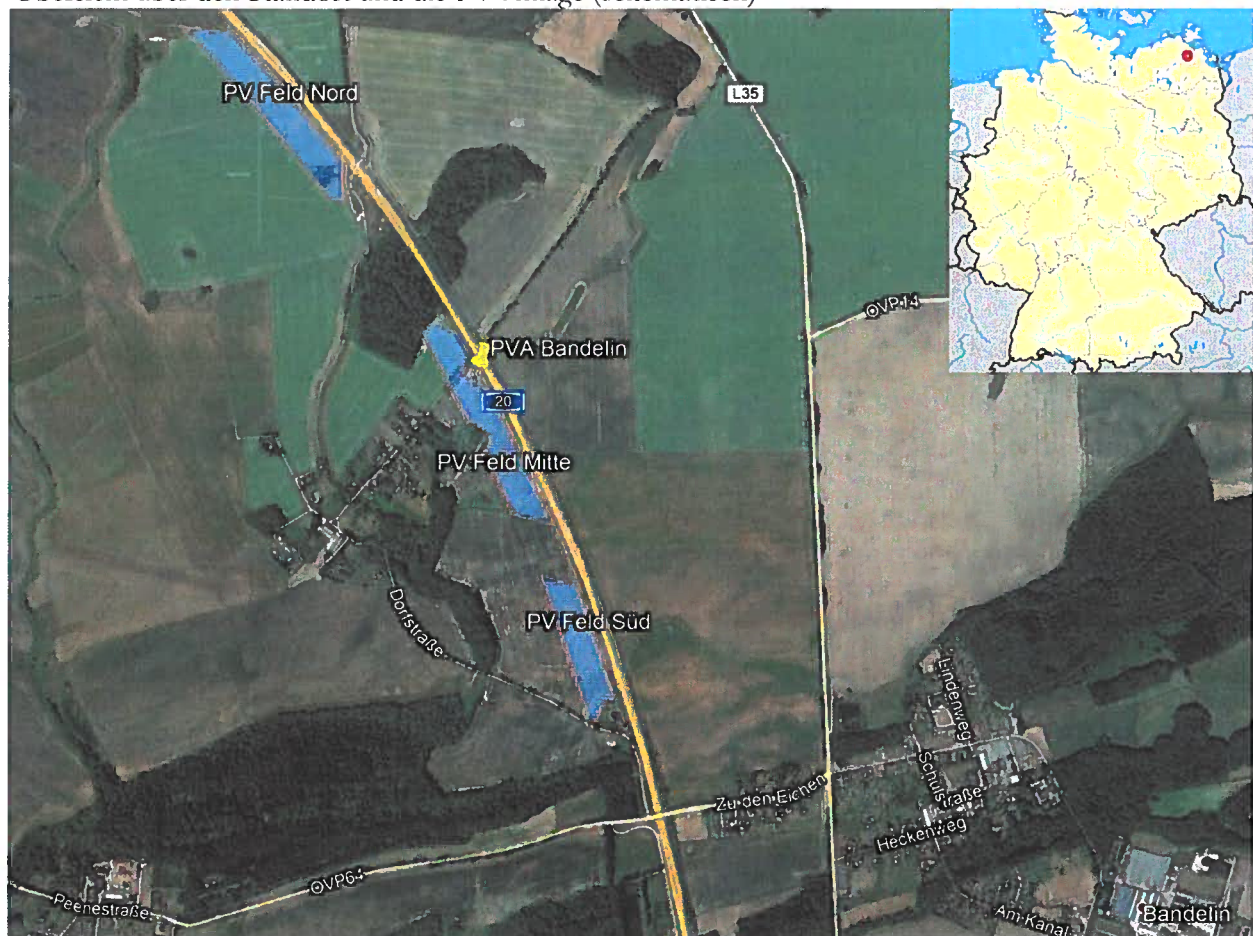


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung

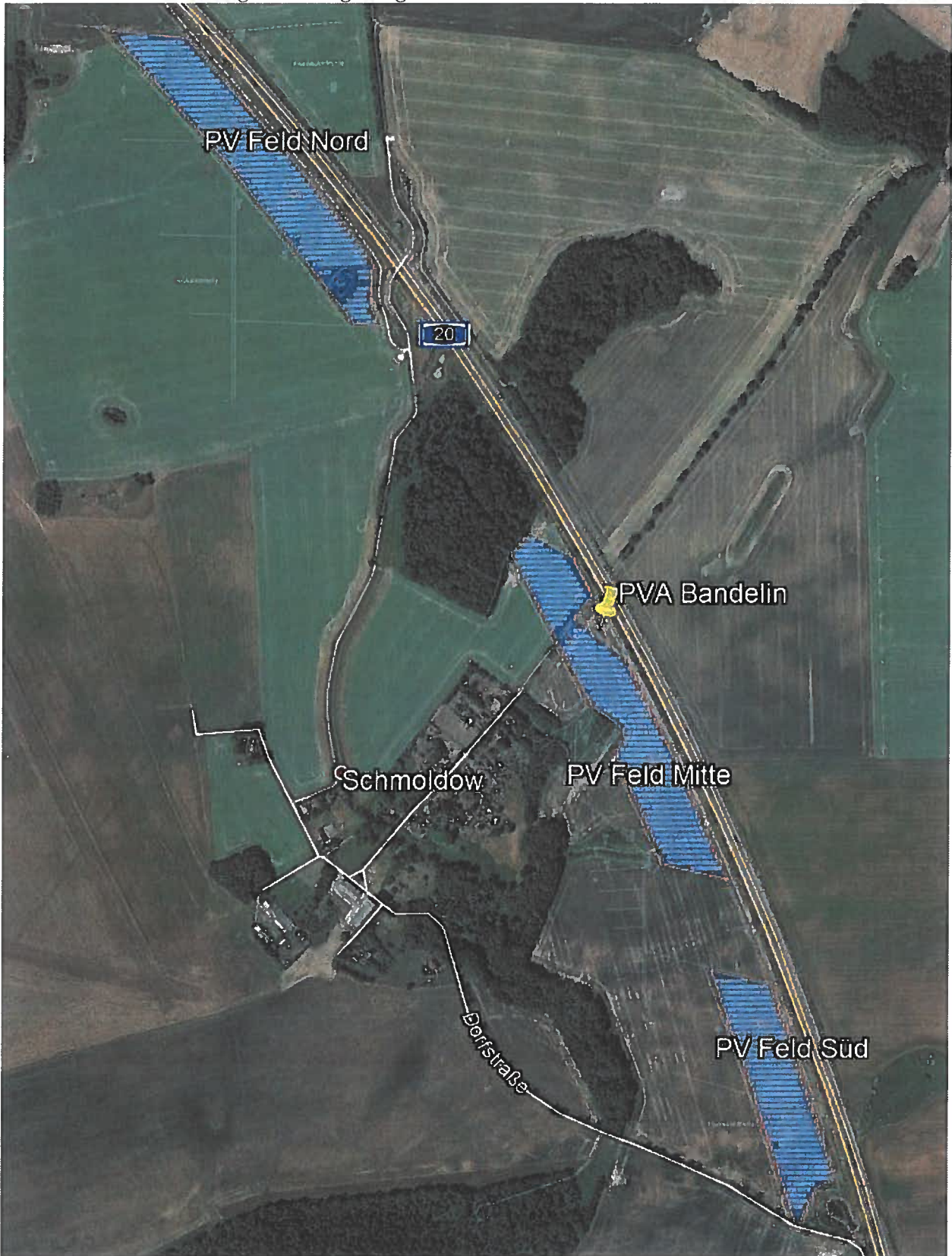


Bild 2.1.2: Detailansicht der PV Flächen (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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 Fläche Mitte und die relevante Umgebung. Gemäß Reflexionsgesetz können einzelne Gebäude der Ortschaft Schmoldow theoretisch von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Allerdings besteht in der Realität überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle. Der Standort wird dennoch analysiert. Details sind im Abschnitt 4 aufgeführt.

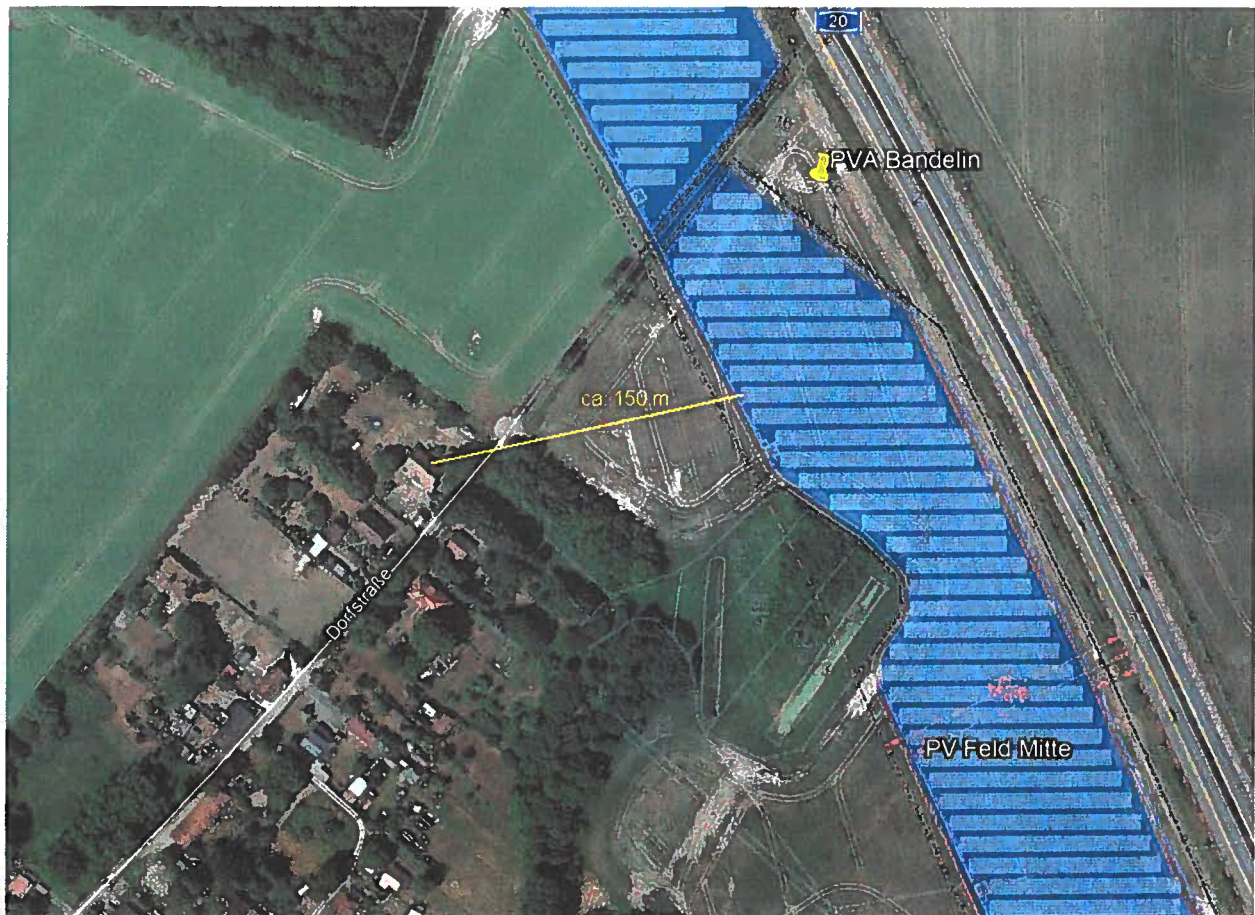


Bild 2.2.1: Teilfläche West der PV Anlage und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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:

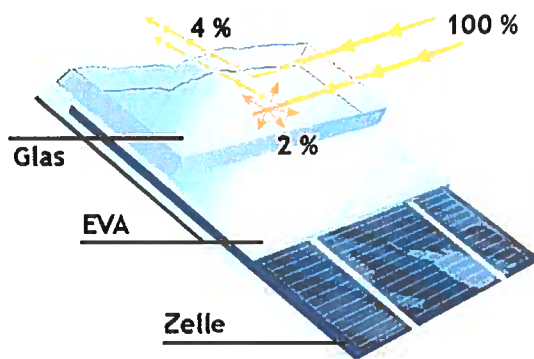


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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:

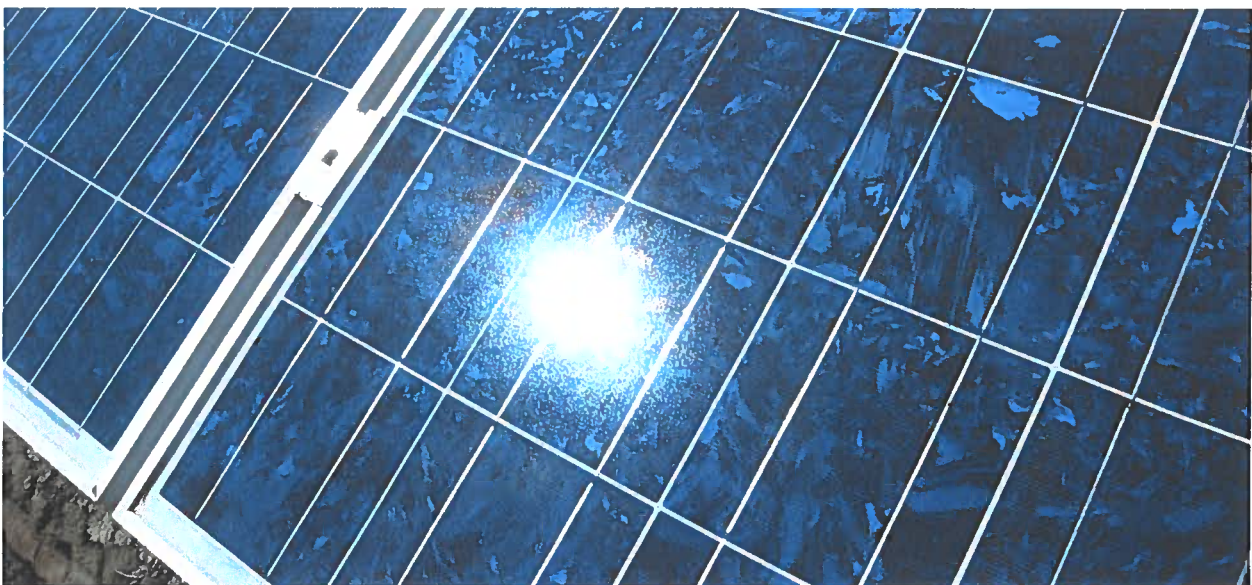


Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m^2) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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.

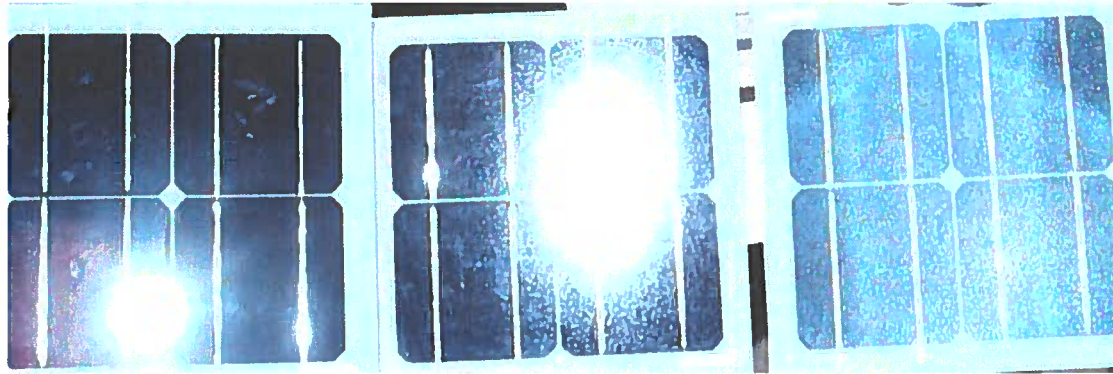
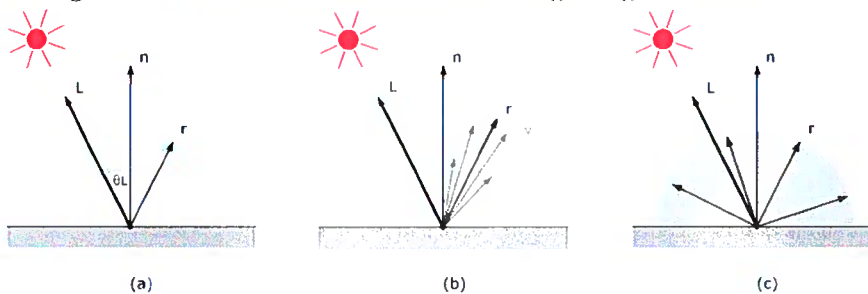


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden



v = Betrachtungsrichtung
r = Reflexionsrichtung
L = Lichtvektor
n = Normale
 θ_L = der Winkel zwischen der Oberflächennormale und dem einfallenden Lichtvektor

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

I.t. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Canadian Solar mit Anti-Reflexions-Eigenschaften zum Einsatz kommen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt.

Es können aber auch Module eines anderen Herstellers mit ähnlichen Eigenschaften verwendet werden. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

MECHANICAL DATA

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

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Berechnung der Blendwirkung

Die Berechnung der Reflexionen von elektromagnetischen Wellen (auch sichtbares Licht) erfolgt nach anerkannten physikalischen Erkenntnissen und den entsprechend abgeleiteten Gesetzen (u.a. Reflexionsgesetz, Lambertsches 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:

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

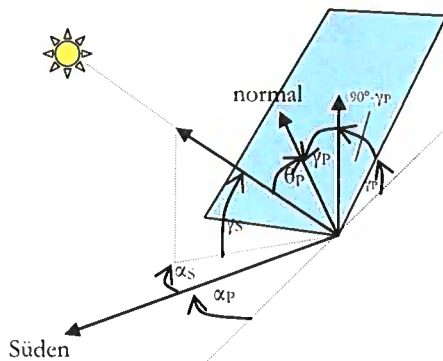


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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 Standard 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.

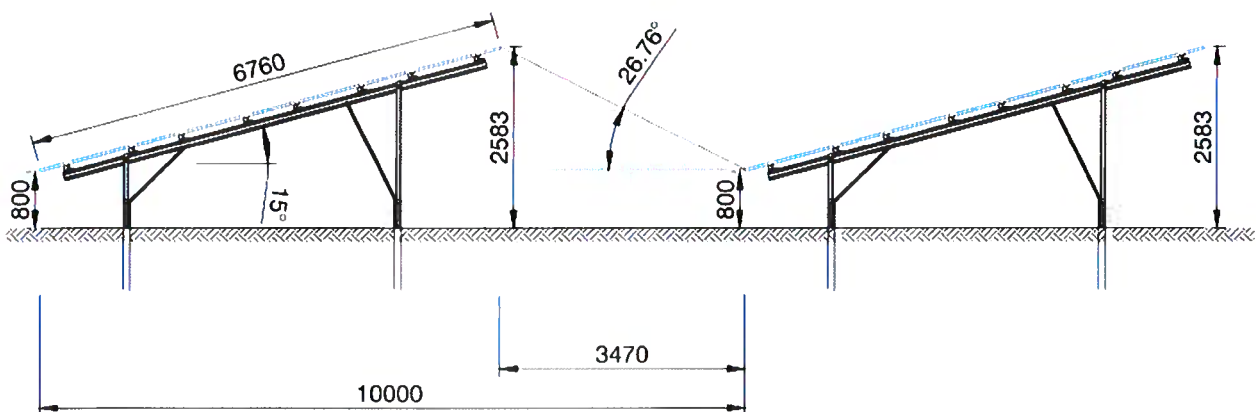


Bild 3.4.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	Candian Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	4 Module hochkant übereinander
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	15°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,80 m, max. 2,58 m
Mittlere Höhe der Modulfläche	1,7 m
Anzahl Messpunkte auf der A20	2 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte Gebäude	-
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (Mittlere Sitzhöhe PKW/LKW Fahrer)

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 nicht untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Bandelin wurden 4 Messpunkte im Verlauf der A20 festgelegt sowie 1 Messpunkt im Bereich der Gebäude der Ortschaft Schmoldow. Weitere Gebäude südwestlich wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

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



Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die 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 belästigende 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 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 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

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 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/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.

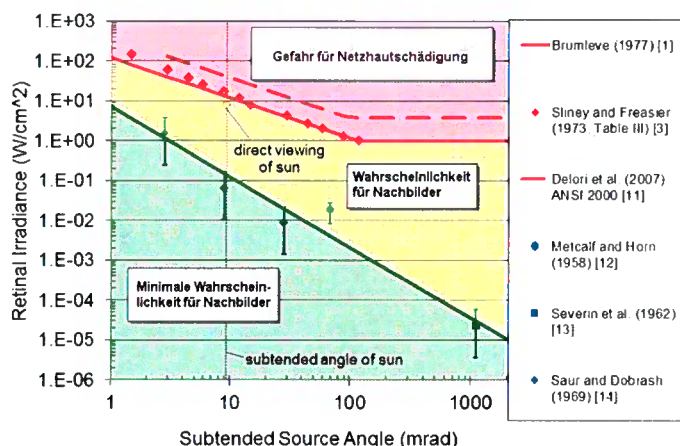


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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_cude_eur_cfc_mean_2019_17.png

4 Ergebnisse

4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Bandelin 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 Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.3 auch als farbige Flächen dargestellt:

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

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen, die vor 6 Uhr morgens auftreten, sind zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen zu verwenden. Details zu den jeweiligen Messpunkten werden im weiteren Verlauf von Abschnitt 4 beschrieben.

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

Messpunkt	PV Feld Süd	PV Feld Mitte	PV Feld Nord
P1 A20, Süd	2788 ^W	-	-
P2 A20, Mitte Süd	-	1530 ^W	-
P3 A20, Mitte Nord	-	1289 ^W	-
P4 A20, Nord	-	-	1825 ^W
P5 Gebäude Schmoldow	-	5 ^G	-

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, A20 Süd

Am Messpunkt P1 auf der A20 können bei der Fahrt Richtung Nordwesten theoretisch Reflexionen durch das PV Feld Süd auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 24. April und dem 17. August abends zwischen 18:04 - 18:59 Uhr für maximal 29 Minuten pro Tag auftreten. Die Einfallswinkel von ca. -34° bis -78° links (westlich) zur Fahrtrichtung liegen außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$) und daher kann eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

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



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

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100m). Im gelb/weiß markierten Bereich westlich der Fahrbahn können bei der Fahrt Richtung Nordwesten theoretisch abends Reflexionen durch die PV Anlage (Teilfläche West) auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Potentielle Reflexionen sind aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen. Für den Fahrzeugführer wären Reflexionen nur wahrnehmbar wenn der Blick von der Fahrbahn abgewendet wird und direkt nach Westen in Richtung der untergehenden Sonne geblickt wird.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2 + P3, A20 Mitte

Die beiden Messpunkte P2 und P3 liegen ca. 380 m voneinander entfernt und zeigen ähnliche Ergebnisse. Bei der Fahrt Richtung Nordwesten können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld Mitte auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 02./03. Mai und dem 08./09. August abends zwischen 18:15 - 18:55 Uhr für maximal 18 Minuten pro Tag auftreten. Die Einfallswinkel von ca. -25° bis -61° links (westlich) zur Fahrtrichtung liegen außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$) und daher kann eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze dennoch die Situation an den beiden Messpunkten in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.



Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P2 / P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Potentielle Reflexionen sind aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen. Für den Fahrzeugführer wären Reflexionen nur wahrnehmbar wenn der Blick von der Fahrbahn abgewendet wird und direkt nach Westen in Richtung der untergehenden Sonne geblickt wird.

Die folgende Skizze (Pseudo 3D) zeigt die Simulation des Sonnenstandes am 01. Juni abends um 20:00 Uhr am Messpunkt P3. Der Strahlengang ist durch gelbe Pfeile symbolisiert und verdeutlicht, dass der Einfallswinkel außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegt.

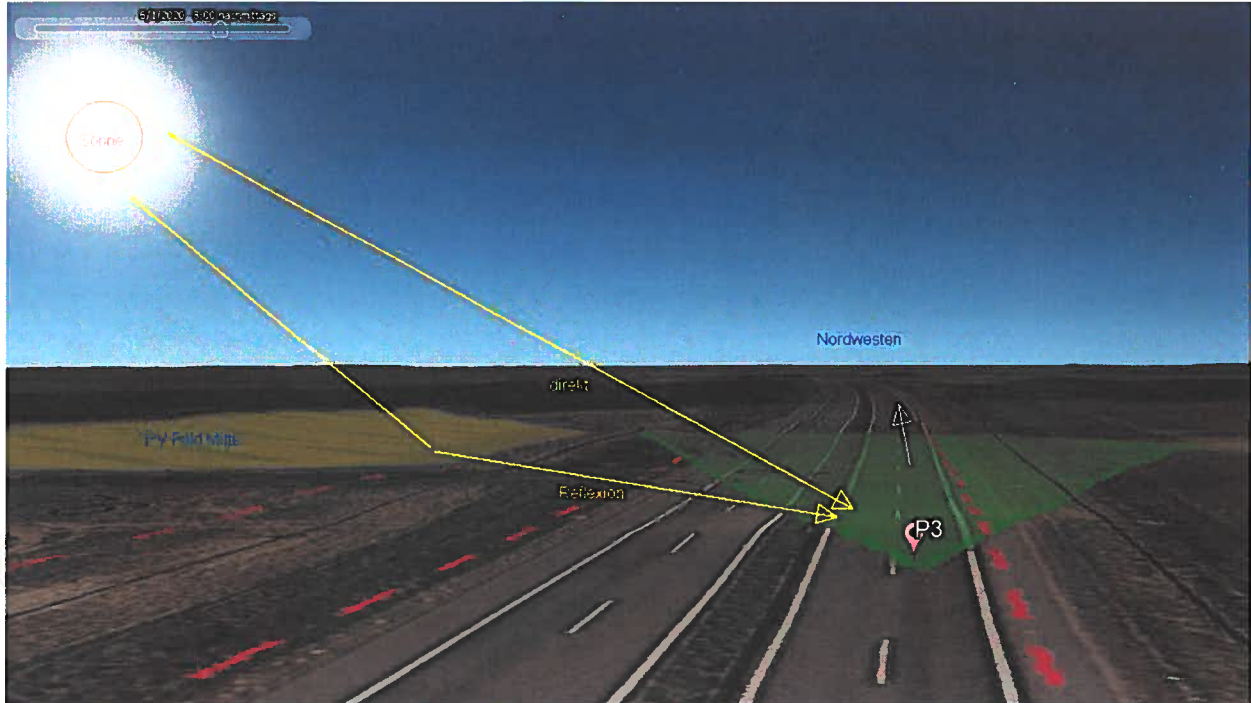


Bild 4.3.2: Simulation am Messpunkt P3, Blick Richtung Nordwest (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Das folgende Foto zeigt in etwa den Messpunkt P3 in der Realität.



Bild 4.3.3: Blick Richtung Nordwest am Messpunkt P3 (Quelle: Youtube Video ZGPDraPiQOw, Minute 01:26)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, A20 Nord

Wie auch am Messpunkt P3 können am Messpunkt P4 bei der Fahrt Richtung Nordwesten theoretisch Reflexionen durch das PV Feld Nord auftreten. Der Azimut des Fahrbahnverlaufes ist am Messpunkt P4 etwas weiter nach Westen verschoben als am Messpunkt P3 und dementsprechend zeigen sich leicht abweichende Ergebnisse. Potentielle Reflexionen können rein rechnerisch zwischen dem 30. April und dem 11. August abends zwischen 18:14 - 18:56 Uhr an maximal 20 Minuten pro Tag auftreten. Auch hier liegen die Einfallswinkel außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher kann auch in diesem Fahrbahnabschnitt eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze zeigt dennoch die Situation am Messpunkt P4 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

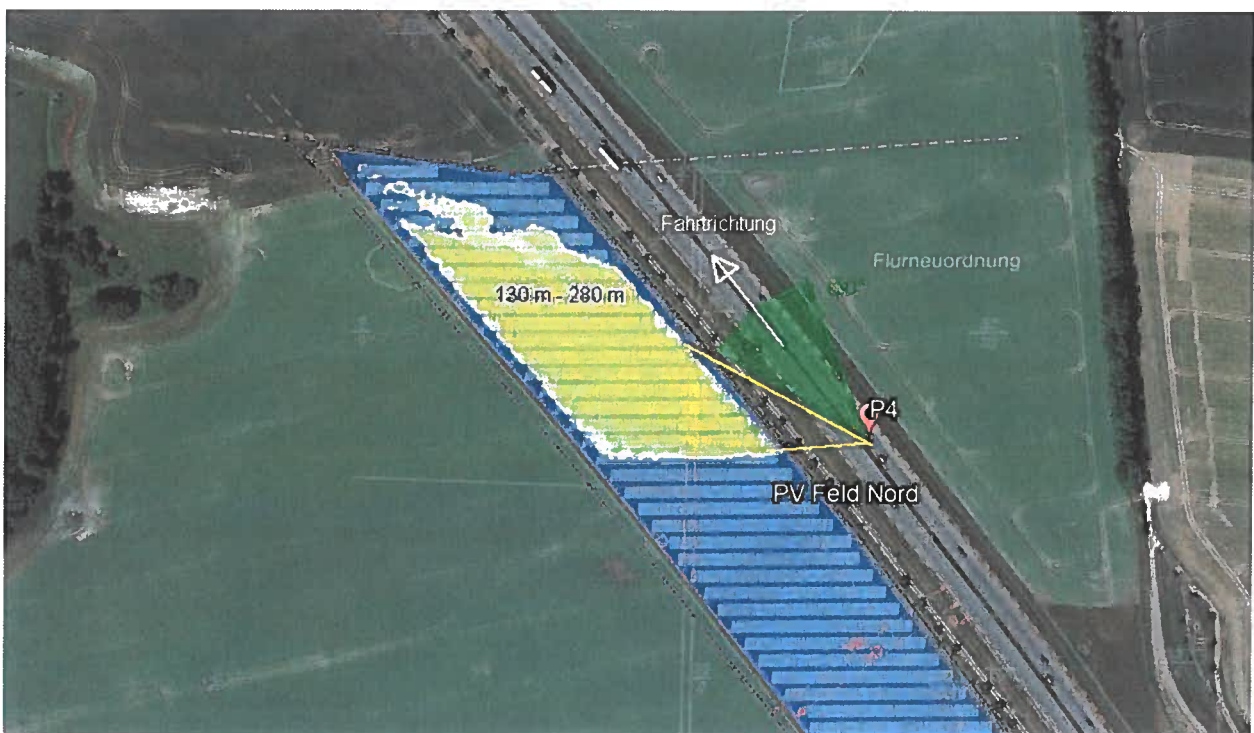


Bild 4.4.1: Simulation am Messpunkte P4 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Im gelb/weiß markierten Bereich westlich der Fahrbahn können bei der Fahrt Richtung Nordwesten theoretisch abends Reflexionen durch das PV Feld Nord auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler als hier dargestellt.

Potentielle Reflexionen sind aufgrund des Einfallswinkels und der Entfernung zu vernachlässigen. Für den Fahrzeugführer wären Reflexionen nur wahrnehmbar wenn der Blick von der Fahrbahn abgewendet wird und direkt nach Westen in Richtung der untergehenden Sonne geblickt wird.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P4. Die jeweiligen Farben (gelb/grün) symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.6 ausgeführt sind jeweils die Rohdaten mit den theoretischen Maximalwerten dargestellt die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können.

PV Feld Nord - OP Receptor (OP 4)

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

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

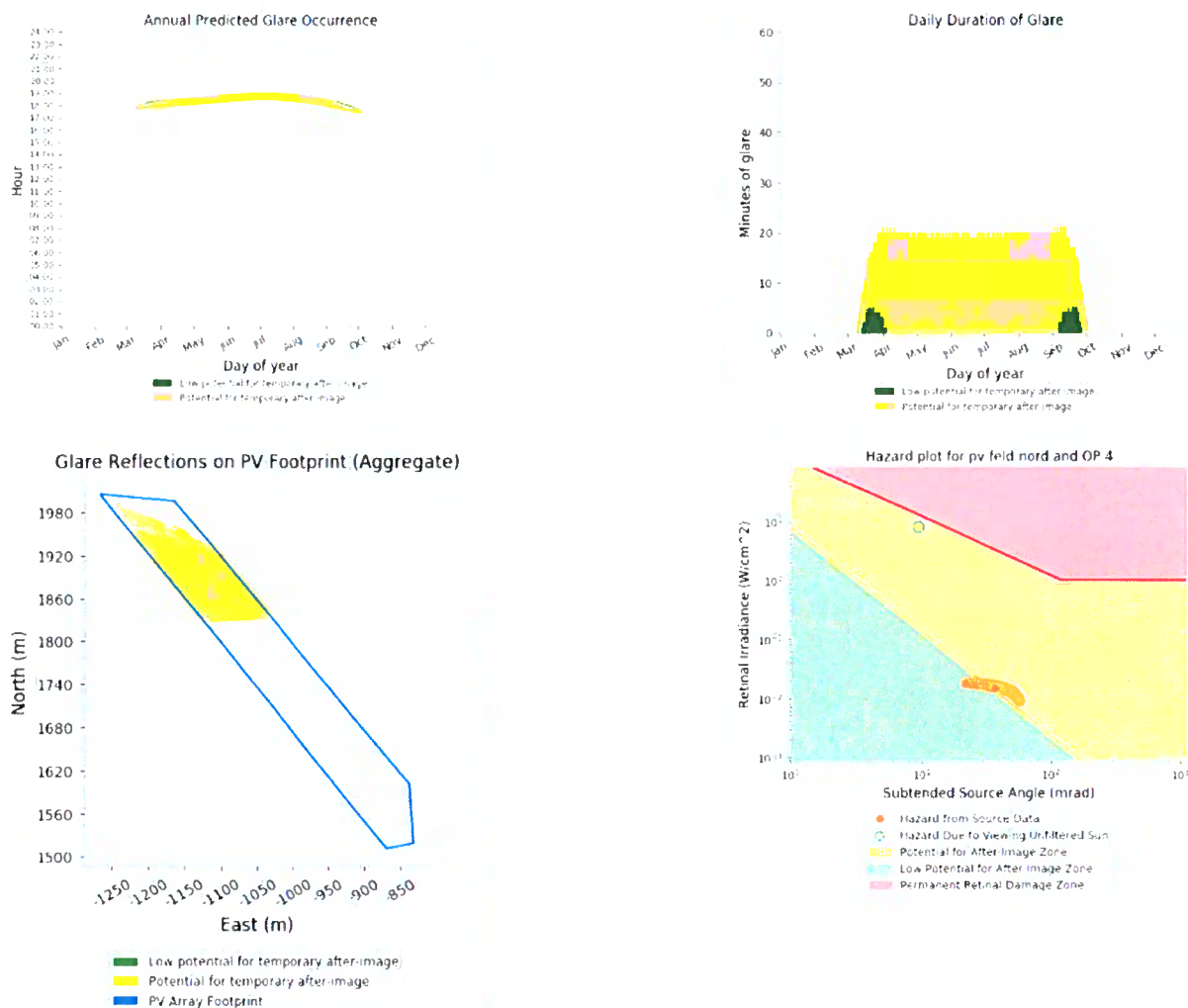


Bild 4.4.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P4 (Quelle: Simulationsergebnisse)

Weitere Details auch zu den anderen Messpunkten finden sich im Anhang.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude Ortschaft Schmoldow

Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude der Ortschaft Schmoldow kann aufgrund des Strahlenverlaufes rein rechnerisch von Reflexionen durch das PV Feld Mitte erreicht werden. Nach Bereinigung der Rohdaten sind Reflexionen allerdings nur an maximal 5 Minuten pro Jahr nachweisbar (ca. 10. August, 06:00 – 06:04 Uhr). In solchen Konstellationen befindet sich die Sonne dicht über dem Horizont ($<10^\circ$) und potentielle Reflexionen wären daher zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung für Anwohner im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze zeigt dennoch die Situation am Messpunkt P5 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

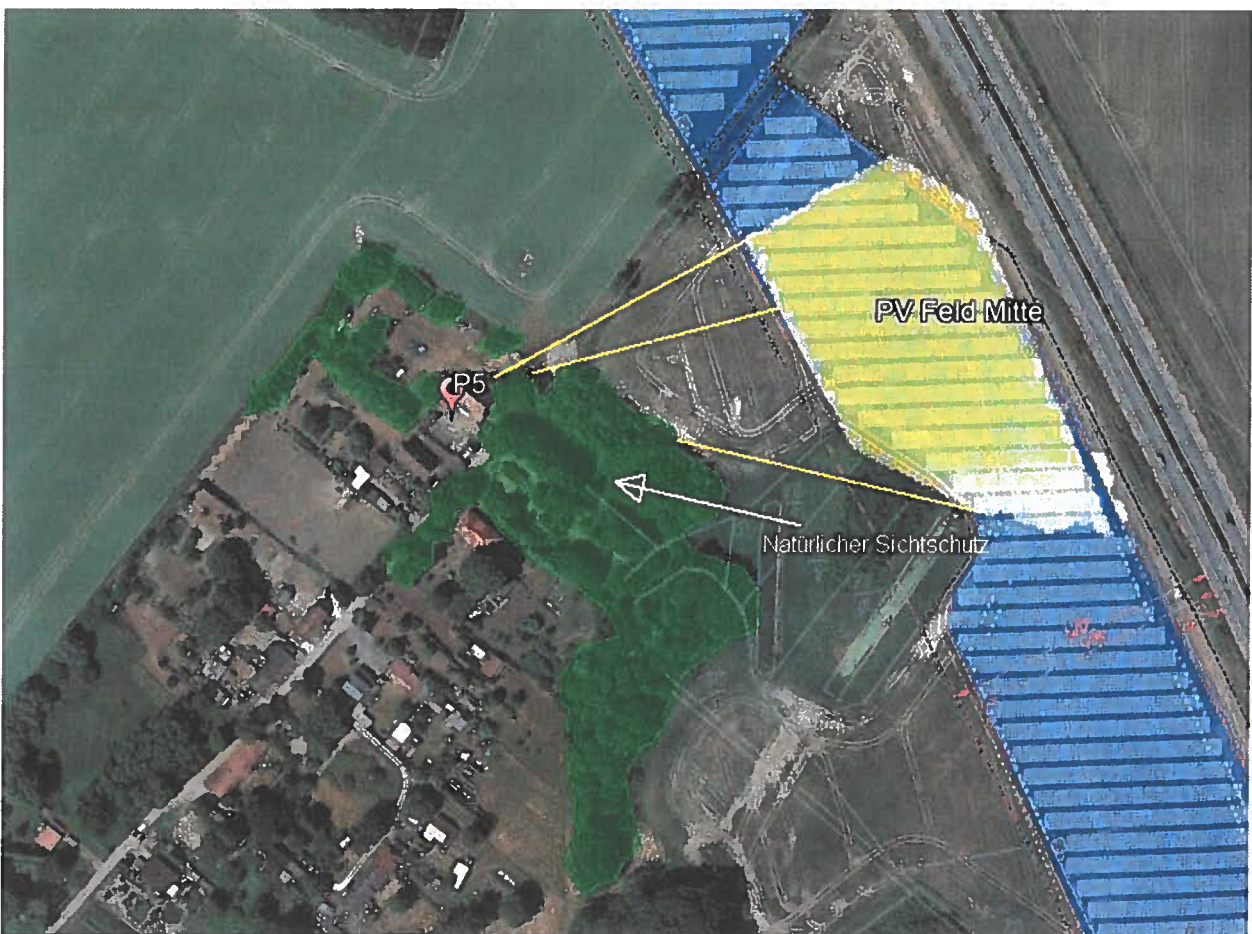


Bild 4.5.1: Simulation am Messpunkte P5 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Darüber hinaus ist in diesem Bereich ein ausgeprägter natürlicher Sichtschutz vorhanden, der einen direkten Sichtkontakt mit der Immissionsquelle verhindert.

Allgemein wird angenommen, dass ein Sichtschutz durch unbelaubte Baumstämme, Äste und Zweige in der Zeit zwischen Oktober bis Mai bereits mit ca. 20-30% anzusetzen ist. Ein Sichtschutz bzw. eine Reduzierung der Lichtdurchlässigkeit durch ausgeprägtes Blattwerk in der Zeit zwischen Anfang Juni bis Ende August wird mit mindestens 50-70% angenommen. Wald wird als nahezu lichtundurchlässig angesehen (horizontaler Blick).

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

5.1 Zusammenfassung

Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten im Bereich der geplanten PV Anlage Bandelin zeigt für Verkehrsteilnehmer auf der A20 eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Diese liegen allerdings überwiegend deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen. Potentielle Reflexionen sind nur wahrnehmbar wenn der Blick von der Fahrbahn abgewendet wird und direkt in Richtung der Reflexionen geblickt wird. Selbst bei direktem Blick in die Reflexion über einen Zeitraum von ca. 10-15 Sekunden könnte sich eine Blendwirkung nur in Form von kurzzeitigen Nachbildern bemerkbar machen.

Gebäude der Ortschaft Schmoldow sind nicht von Reflexionen durch die PV Anlage betroffen bzw. haben keinen direkten Sichtkontakt mit der Immissionsquelle. Andere Gebäude wurden aufgrund von Entfernung und/oder Einfallswinkel nicht weiter analysiert.

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

5.2 Beurteilung der Ergebnisse

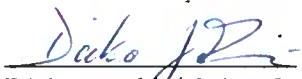
Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Bandelin“ kann als „geringfügig“ klassifiziert⁸ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“.

Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion der PV Anlage als äußerst gering eingestuft werden. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern (PKW/LKW) durch Reflexionen der geplanten PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Umliegende Gebäude können nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten.

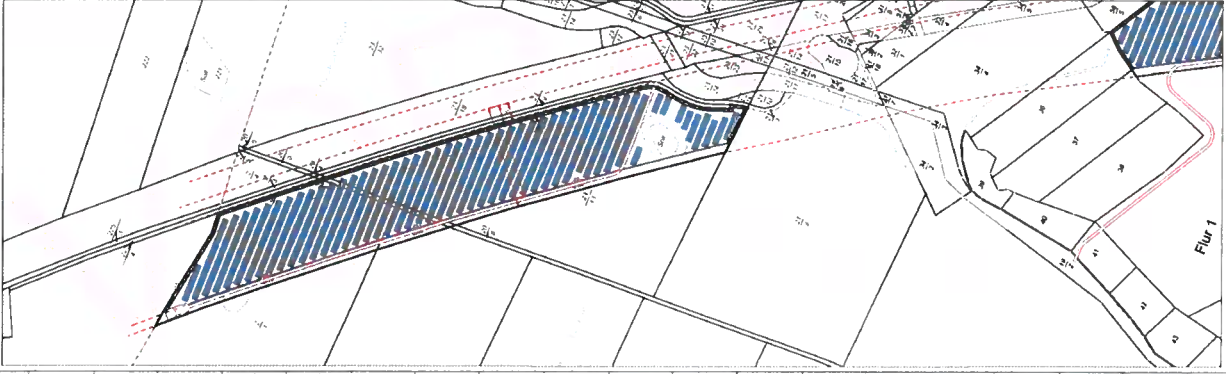
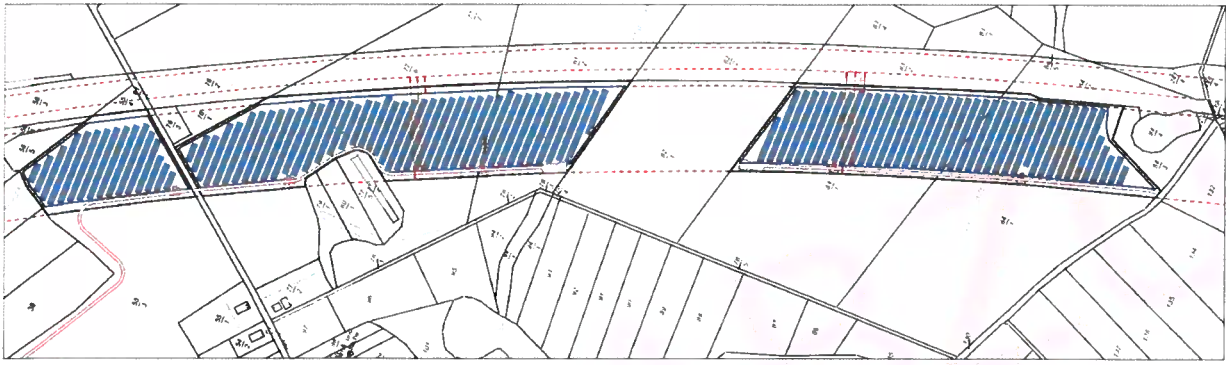
6 Schlussbemerkung

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 14.05.2020

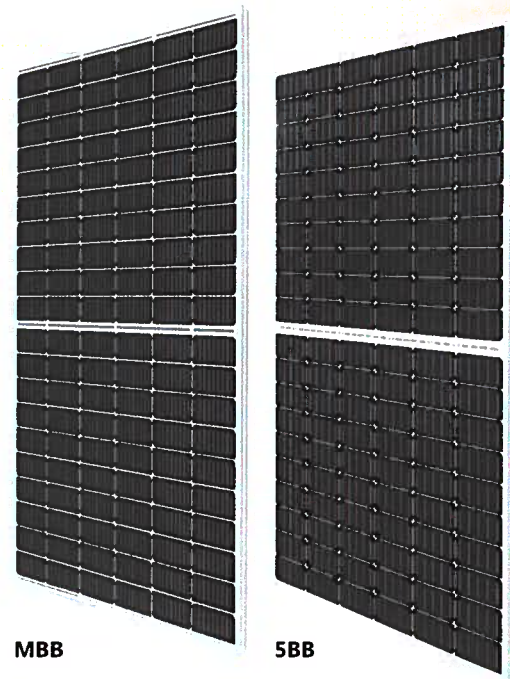

Dicko Jacobs / SolPEG GmbH

⁸ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



This block contains technical drawing elements. At the top is a cross-section of a structure, possibly a solar panel array, showing its profile and support. Below this is a north arrow symbol. The main part of this block is a title block containing project information, including a table with columns for 'No.', 'Date', and 'Description'. The text in the title block includes 'Wirtschaftsplan', 'Erweiterung', and '1:500'. At the bottom right, there is a small table with the following content:

NO.	DATE	DESCRIPTION



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 ± 3 °C
Low temperature coefficient (Pmax): -0.36 % / °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*

MBB

5BB

*Black frame product can be provided upon request.



25 years linear power output warranty*



12 years 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



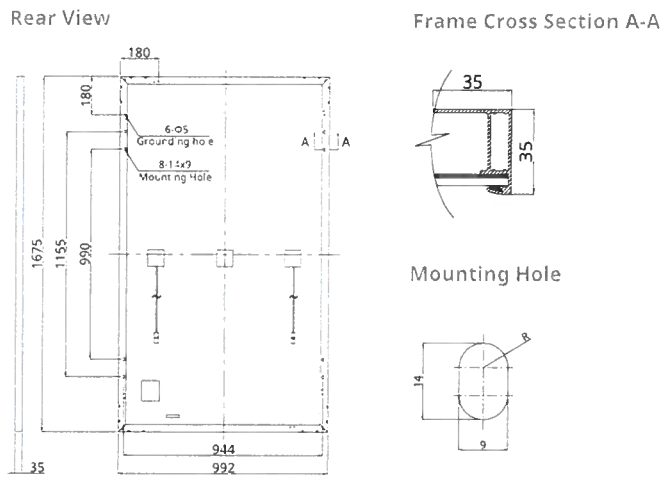
* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

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.

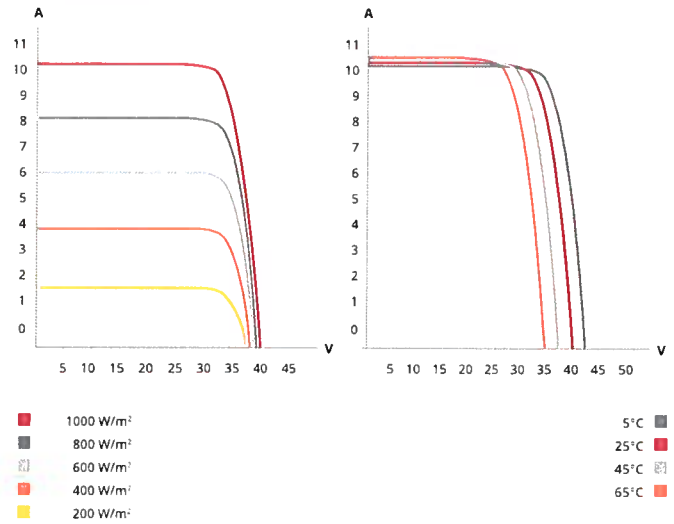
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS3K-320MS / I-V CURVES



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/m², 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/m², 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.

MECHANICAL DATA

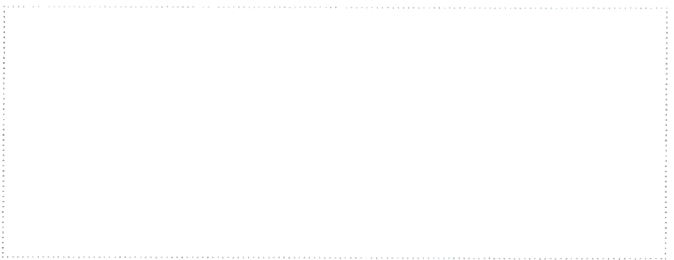
Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	120 [2 X (10 X 6)]
Dimensions	1675 X 992 X 35 mm (65.9 X 39.1 X 1.38 in)
Weight	18.5 kg (40.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (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



CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com



GlareGauge Glare Analysis Results

Site Configuration: Bandelin



Created **May 14, 2020 6:10 p.m.**
 Updated **May 14, 2020 6:12 p.m.**
DNI varies and peaks at 1,000.0 W/m²
 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: 39295.1215

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 Mitte	15.0	180.0	0	9,619	-
PV Feld Nord	15.0	180.0	149	3,679	-
PV Feld Sued	15.0	180.0	0	5,777	-

Component Data

PV Array(s)

Name: PV Feld Mitte
 Axis tracking: Fixed (no rotation)
 Tilt: 15.0 deg
 Orientation: 180.0 deg
 Rated power: -
 Panel material: Smooth glass with AR coating
 Vary reflectivity with sun position? Yes
 Correlate slope error with surface type? Yes
 Slope error: 8.43 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.971789	13.361223	26.07	1.70	27.77
2	53.974742	13.358799	29.75	1.70	31.45
3	53.975209	13.357382	30.13	1.70	31.83
4	53.975613	13.357812	30.52	1.70	32.22
5	53.976143	13.357340	30.72	1.70	32.42
6	53.976358	13.356116	28.96	1.70	30.66
7	53.976017	13.355773	28.98	1.70	30.68
8	53.973846	13.357962	28.45	1.70	30.15
9	53.973556	13.359013	28.24	1.70	29.94
10	53.973405	13.359013	28.29	1.70	29.99
11	53.973076	13.358756	28.22	1.70	29.92
12	53.971688	13.359914	27.20	1.70	28.90



Name: PV Feld Nord
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.984421	13.346933	32.64	1.70	34.34
2	53.980875	13.351911	32.26	1.70	33.96
3	53.980131	13.351997	32.82	1.70	34.52
4	53.980068	13.351439	32.59	1.70	34.29
5	53.984509	13.345366	35.01	1.70	36.71



Name: PV Feld Sued
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.966488	13.364678	20.79	1.70	22.49
2	53.969353	13.363047	27.53	1.70	29.23
3	53.969429	13.361459	27.37	1.70	29.07
4	53.965617	13.363605	20.74	1.70	22.44







Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	53.967196	13.364892	24.44	2.00	26.44
OP 2	53.972567	13.361201	27.08	2.00	29.08
OP 3	53.975507	13.358648	30.24	2.00	32.24
OP 4	53.983088	13.349915	34.05	2.00	36.05
OP 5	53.973925	13.355395	30.92	2.00	32.92

PV Array Results

Summary of PV Glare Analysis PV configuration and predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File 
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld Mitte	15.0	180.0	0	9,619	-	
PV Feld Nord	15.0	180.0	149	3,679	-	
PV Feld Sued	15.0	180.0	0	5,777	-	

Click the name of the PV array to scroll to its results

PV & Receptor Analysis Results detailed results for each PV array and receptor

PV Feld Mitte potential temporary after-image



Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	3222
OP: OP 3	0	2649
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	3748

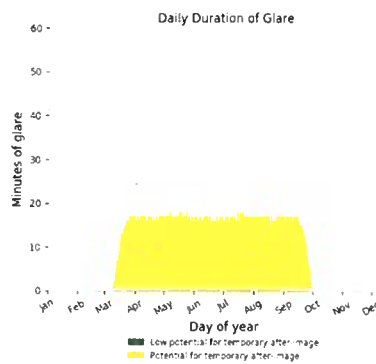
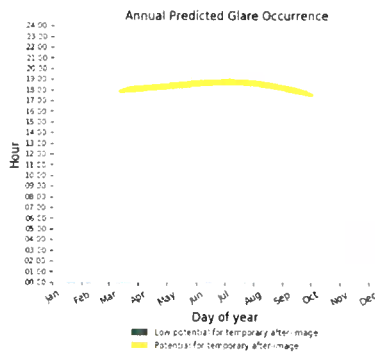
PV Feld Mitte - OP Receptor (OP 1)

No glare found

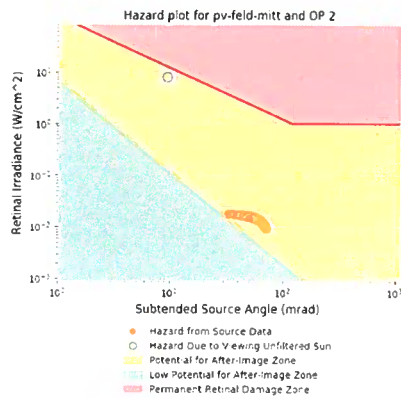
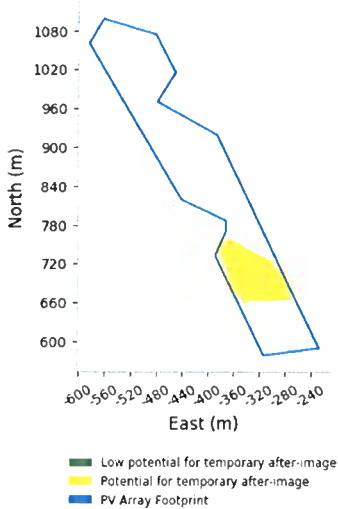
PV Feld Mitte - OP Receptor (OP 2)

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.
- 3,222 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



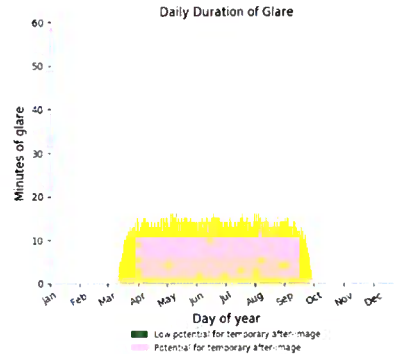
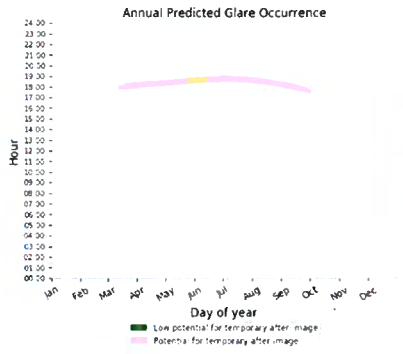
Glare Reflections on PV Footprint (Aggregate)



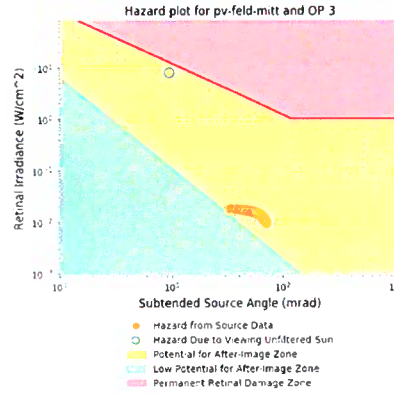
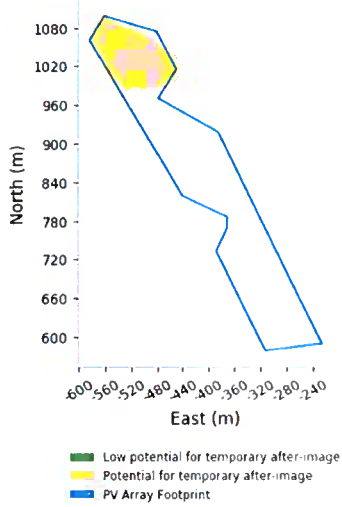
PV Feld Mitte - OP Receptor (OP 3)

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.
- 2.649 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Glare Reflections on PV Footprint (Aggregate)



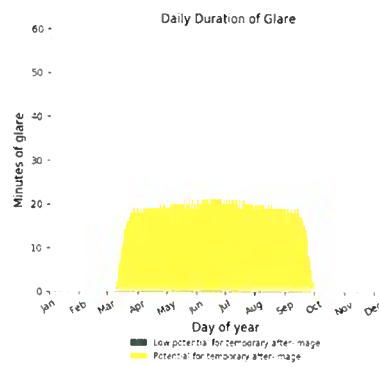
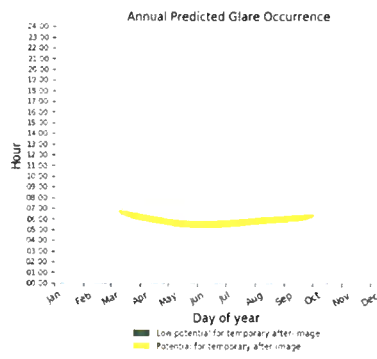
PV Feld Mitte - OP Receptor (OP 4)

No glare found

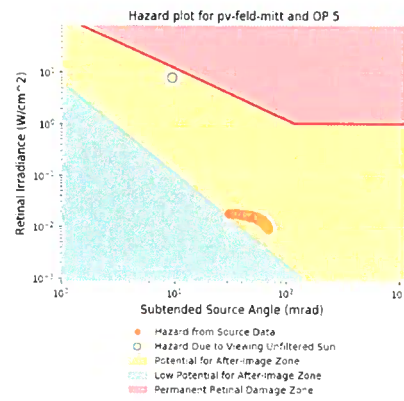
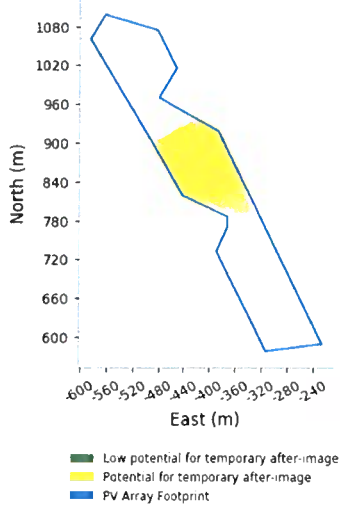
PV Feld Mitte - OP Receptor (OP 5)

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.
- 3,748 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Glare Reflections on PV Footprint (Aggregate)





PV Feld Nord 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	149	3679
OP: OP 5	0	0

PV Feld Nord - OP Receptor (OP 1)

No glare found

PV Feld Nord - OP Receptor (OP 2)

No glare found

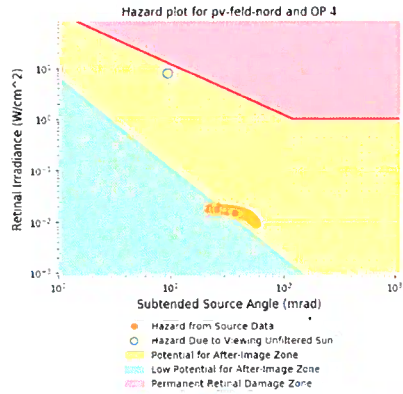
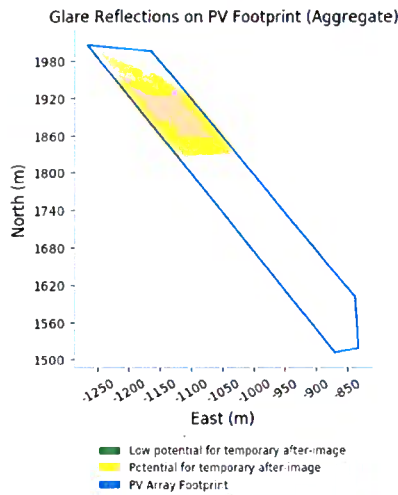
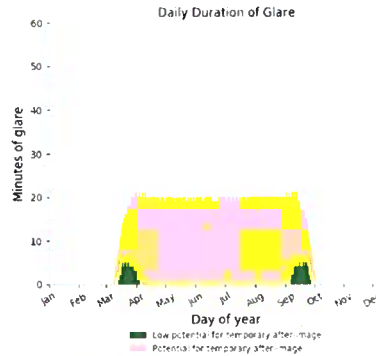
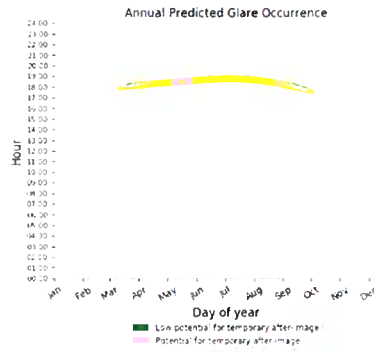
PV Feld Nord - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV Feld Nord - OP Receptor (OP 4)

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

- 149 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,679 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld Nord - OP Receptor (OP 5)

No glare found



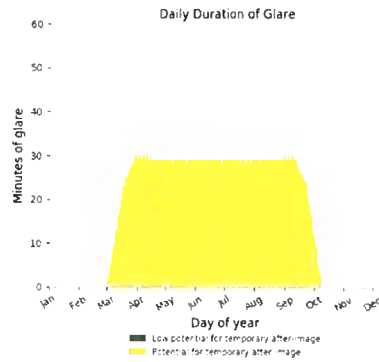
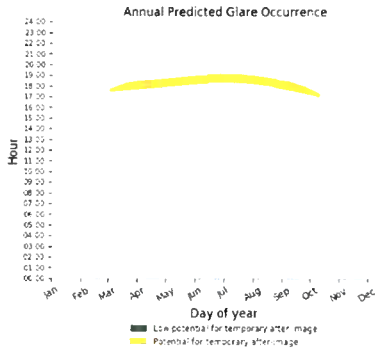
PV Feld Sued potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	5777
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0

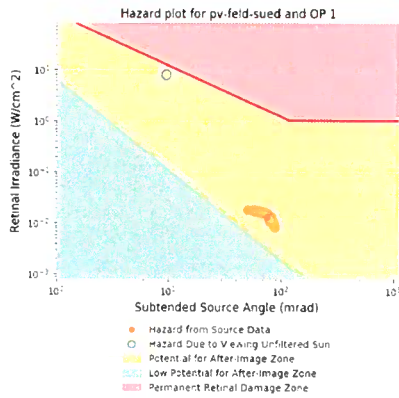
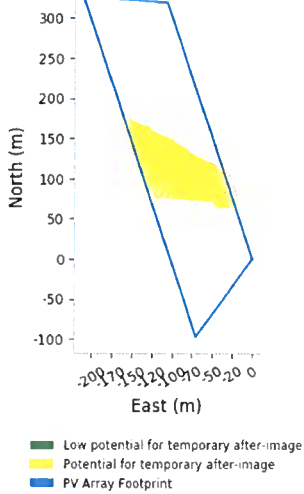
PV Feld Sued - OP Receptor (OP 1)

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.
- 5.777 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Glare Reflections on PV Footprint (Aggregate)



PV Feld Sued - OP Receptor (OP 2)

No glare found

PV Feld Sued - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV Feld Sued - OP Receptor (OP 4)

No glare found

PV Feld Sued - 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.
- 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 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.
- Glare analysis methods used: OP V1, FP V1, Route V1
- Refer to the **Help page** for assumptions and limitations not listed here.

liv. m. 23	mszaru	slp	slp	slp	y	irradiance	q18ra	altitude	azimuth	position	position	position	Tag	Minuten	Anfang	Ende
537.8229	2	0.975	0.193	0.112	0.328981	0.013087	0.075845	0	257.1	-0.975	-0.123	0	21. Apr.	1	18:23	18:03
542.6373	2	0.976	0.185	0.111	0.326447	0.013125	0.076034	0.2	257.5	-0.976	-0.116	0.003	22. Apr.	3	18:02	18:04
540.0098	2	0.977	0.184	0.107	0.335058	0.013325	0.075288	0	257.7	-0.977	-0.113	0.001	23. Apr.	4	18:03	18:06
544.6901	2	0.978	0.178	0.11	0.333895	0.013396	0.076218	0.4	258.	-0.978	-0.109	0.006	24. Apr.	5	18:04	18:08
542.083	2	0.979	0.176	0.106	0.332469	0.013297	0.075586	0.2	258.2	-0.979	-0.105	0.004	25. Apr.	7	18:04	18:10
539.4707	2	0.979	0.174	0.102	0.341221	0.01335	0.074912	0.1	258.4	-0.979	-0.102	0.001	26. Apr.	8	18:05	18:12
549.2733	2	0.979	0.172	0.113	0.312966	0.013285	0.077073	0.7	258.2	-0.979	-0.105	0.012	27. Apr.	8	18:05	18:12
546.6916	2	0.979	0.17	0.109	0.321327	0.013264	0.076403	0.5	258.4	-0.979	-0.101	0.009	28. Apr.	10	18:05	18:14
544.1046	2	0.98	0.168	0.105	0.329963	0.013266	0.075783	0.4	258.5	-0.98	-0.108	0.007	29. Apr.	11	18:06	18:16
541.5125	2	0.981	0.166	0.101	0.338577	0.01347	0.07502	0.2	258.3	-0.981	-0.105	0.004	30. Apr.	12	18:07	18:18
538.9152	2	0.982	0.165	0.097	0.347472	0.013678	0.074193	0.1	259.	-0.982	-0.101	0.002	1. Mai.	13	18:07	18:19
551.2056	2	0.98	0.164	0.112	0.310425	0.013331	0.077247	0.8	258.5	-0.98	-0.108	0.015	2. Mai.	14	18:08	18:21
548.6436	2	0.981	0.162	0.108	0.318749	0.013331	0.076584	0.7	258.3	-0.981	-0.104	0.012	3. Mai.	15	18:09	18:23
546.0765	2	0.982	0.16	0.104	0.327245	0.013323	0.075998	0.6	259.	-0.982	-0.101	0.01	4. Mai.	16	18:09	18:24
543.5042	2	0.982	0.158	0.1	0.335919	0.013438	0.075228	0.4	259.2	-0.982	-0.107	0.007	5. Mai.	17	18:09	18:25
540.9268	2	0.983	0.157	0.096	0.344773	0.013646	0.074414	0.3	259.4	-0.983	-0.104	0.005	6. Mai.	19	18:09	18:27
538.3442	2	0.984	0.155	0.092	0.353812	0.013857	0.073522	0.1	259.6	-0.984	-0.101	0.002	7. Mai.	19	18:10	18:28
555.5819	2	0.982	0.156	0.111	0.307877	0.013353	0.077417	1	259.	-0.982	-0.109	0.018	8. Mai.	20	18:11	18:30
553.0521	2	0.982	0.154	0.107	0.316161	0.013354	0.076764	0.9	259.2	-0.982	-0.107	0.015	9. Mai.	21	18:11	18:31
550.5172	2	0.983	0.152	0.103	0.324618	0.013358	0.076172	0.7	259.4	-0.983	-0.103	0.013	10. Mai.	22	18:12	18:33
547.6772	2	0.984	0.151	0.099	0.333251	0.013466	0.075432	0.6	259.6	-0.984	-0.101	0.01	11. Mai.	23	18:12	18:34
545.4311	2	0.984	0.149	0.095	0.342063	0.013576	0.074639	0.4	259.8	-0.984	-0.108	0.008	12. Mai.	24	18:13	18:36
542.3892	2	0.985	0.147	0.091	0.351006	0.013689	0.073751	0.3	260.	-0.985	-0.103	0.005	13. Mai.	25	18:13	18:37
540.3269	2	0.986	0.145	0.087	0.360244	0.014105	0.072782	0.1	260.2	-0.986	-0.109	0.003	14. Mai.	26	18:14	18:39
537.7668	2	0.986	0.144	0.083	0.369619	0.014324	0.072208	0	260.3	-0.986	-0.106	0	15. Mai.	27	18:14	18:40
539.9031	2	0.983	0.148	0.11	0.305323	0.013372	0.077585	1.2	259.5	-0.983	-0.103	0.021	16. Mai.	27	18:15	18:41
537.3973	2	0.984	0.146	0.106	0.313567	0.013371	0.076939	1	259.7	-0.984	-0.109	0.018	17. Mai.	29	18:15	18:43
554.5865	2	0.984	0.144	0.102	0.321993	0.013381	0.076361	0.9	259.9	-0.984	-0.106	0.016	18. Mai.	29	18:16	18:44
552.3706	2	0.985	0.143	0.098	0.330575	0.01349	0.075633	0.8	260.1	-0.985	-0.102	0.013	19. Mai.	29	18:16	18:44
549.8497	2	0.986	0.141	0.094	0.339345	0.013702	0.074844	0.6	260.3	-0.986	-0.109	0.011	20. Mai.	29	18:17	18:45
547.3237	2	0.986	0.139	0.09	0.348298	0.013917	0.073976	0.5	260.5	-0.986	-0.105	0.008	21. Mai.	29	18:17	18:45
544.7927	2	0.987	0.137	0.086	0.357438	0.014135	0.073021	0.3	260.7	-0.987	-0.102	0.006	22. Mai.	28	18:18	18:45
542.2568	2	0.987	0.136	0.082	0.366768	0.014356	0.072485	0.2	260.9	-0.987	-0.108	0.003	23. Mai.	29	18:19	18:47
539.7159	2	0.988	0.134	0.078	0.376262	0.01458	0.071434	0	261.1	-0.988	-0.105	0.001	24. Mai.	29	18:19	18:47
561.6568	2	0.984	0.14	0.108	0.302767	0.012331	0.077751	1.4	259.9	-0.984	-0.105	0.024	25. Mai.	29	18:20	18:48
559.1697	2	0.985	0.138	0.105	0.310971	0.013034	0.077215	1.2	260.1	-0.985	-0.102	0.021	26. Mai.	29	18:20	18:48
556.6775	2	0.986	0.136	0.101	0.319345	0.01324	0.076548	1.1	260.3	-0.986	-0.108	0.019	27. Mai.	28	18:21	18:48
554.1803	2	0.986	0.135	0.097	0.327894	0.01345	0.075831	0.9	260.5	-0.986	-0.105	0.016	28. Mai.	29	18:21	18:49
551.6781	2	0.987	0.133	0.093	0.336622	0.013662	0.07505	0.8	260.7	-0.987	-0.101	0.014	29. Mai.	29	18:21	18:49
549.171	2	0.987	0.131	0.089	0.345531	0.013877	0.074193	0.6	260.9	-0.987	-0.108	0.011	30. Mai.	28	18:22	18:49
546.6589	2	0.988	0.129	0.085	0.354625	0.014096	0.073321	0.5	261.1	-0.988	-0.105	0.009	31. Mai.	29	18:22	18:50
544.1418	2	0.989	0.128	0.081	0.363909	0.014318	0.072756	0.4	261.3	-0.989	-0.101	0.006	1. Jun.	29	18:23	18:51

Start Ende pro Tag Zeitraum Zeit Letzte Zeit Messpunkt 1
 24.04.2020 17.08.2020 29 2738 18:04 18:59

Potenitielle Reflexionen am Messpunkt 1:
 2783 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
 1967 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)
 821 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)
 29 Minuten pro Tag (Max)
 Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 5778 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)

Table with columns: (W/m^2), Hazards, Sun, Sun, Sun, Irradiance, DQIre, Abstände, Abstände, Abstände, Position, Position, Position, Tag, Minuten, Anfang, Ende, Start, Ende, pro Tag, Zeitraum, Zeit, Letzte Zeit, Messpunkt 2

Potentielle Reflexionen am Messpunkt 2: 1530 Minuten pro Jahr (Summe gesamt), 1991 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September), 439 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai), 18 Minuten pro Tag (Max). Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 3223 Einträgen / 64): 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)

Tag	Minuten	Anfang	Ende
29 Apr.	1	18:16	18:16
30 Apr.	3	18:16	18:18
1. Mai.	3	18:17	18:19
2. Mai.	4	18:18	18:21
3. Mai.	6	18:18	18:23
4. Mai.	6	18:19	18:24
5. Mai.	8	18:18	18:25
6. Mai.	9	18:19	18:27
7. Mai.	10	18:19	18:28
8. Mai.	11	18:20	18:30
9. Mai.	11	18:21	18:31
#####	13	18:21	18:33
#####	12	18:22	18:34
#####	14	18:22	18:36
#####	12	18:23	18:37
#####	14	18:23	18:38
#####	12	18:24	18:38
#####	15	18:24	18:39
#####	14	18:24	18:39
#####	14	18:25	18:39
#####	15	18:25	18:40
#####	15	18:26	18:40
#####	15	18:26	18:41
#####	14	18:27	18:41
#####	14	18:28	18:43
#####	14	18:28	18:44
#####	15	18:29	18:44
#####	14	18:29	18:44
#####	14	18:29	18:45
#####	14	18:30	18:45
#####	12	18:30	18:45
#####	14	18:31	18:46
#####	14	18:32	18:47
#####	12	18:32	18:47
#####	12	18:32	18:47
#####	14	18:33	18:48
#####	14	18:33	18:48
#####	15	18:33	18:49
#####	13	18:34	18:50
#####	14	18:34	18:50
#####	14	18:35	18:50

Start Ende pro Tag Zeitraum Zeit Letzte Zeit Messpunkt 3
03.05.2020 03.05.2020 16 1289 18:18 18:55

Potenitielle Reflexionen am Messpunkt 3:
 - 1289 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
 - 922 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)
 - 365 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)
 16 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 2650 Einträgen /-238):
 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)

(W/m²)	Wanda#	Sur	Sur	Sur	y	irradance	dGlare	Altitude	Azimuten	Position	Position	Position
542.1031	2	-0.991	0.114	0.068	0.489965	0.015065	0.048445	0.1	97.6	0.991	-0.133	0.002
542.7492	2	-0.993	0.105	0.063	0.496693	0.015297	0.047559	0.1	97	0.993	-0.122	0.002
545.2396	2	-0.992	0.106	0.067	0.48695	0.015059	0.04847	0.3	97.2	0.992	-0.126	0.005
540.919	2	-0.994	0.093	0.054	0.514342	0.01573	0.04544	0	96.2	0.994	-0.107	0
543.3904	2	-0.994	0.095	0.058	0.503995	0.015533	0.047195	0.2	96.1	0.994	-0.111	0.003
545.8571	2	-0.993	0.097	0.062	0.493861	0.01529	0.048426	0.3	96.6	0.993	-0.114	0.005
543.3191	2	-0.993	0.098	0.066	0.483934	0.01505	0.048402	0.4	96.8	0.993	-0.118	0.008
550.7764	2	-0.993	0.1	0.07	0.472028	0.014814	0.050532	0.6	97	0.993	-0.121	0.01
541.5397	2	-0.995	0.083	0.049	0.52167	0.016025	0.044473	0	95.5	0.995	-0.096	0.001
544.0454	2	-0.995	0.085	0.053	0.511165	0.015773	0.04564	0.2	95.7	0.995	-0.1	0.003
546.4965	2	-0.995	0.087	0.057	0.500875	0.015525	0.047419	0.3	95.9	0.995	-0.103	0.006
543.3428	2	-0.994	0.088	0.061	0.490795	0.015281	0.048662	0.5	96.1	0.994	-0.107	0.008
551.3845	2	-0.994	0.09	0.065	0.48092	0.01504	0.049213	0.6	96.3	0.994	-0.11	0.011
553.8215	2	-0.993	0.092	0.069	0.471247	0.014803	0.050969	0.8	96.5	0.993	-0.114	0.013
542.2662	2	-0.996	0.073	0.044	0.529104	0.016273	0.044142	0.1	94.9	0.996	-0.085	0.001
544.7064	2	-0.996	0.075	0.048	0.51844	0.016017	0.044725	0.2	95.1	0.996	-0.089	0.004
547.142	2	-0.996	0.077	0.052	0.507993	0.015764	0.046648	0.4	95.3	0.996	-0.092	0.006
549.5729	2	-0.995	0.079	0.055	0.497759	0.015516	0.047592	0.5	95.5	0.995	-0.096	0.009
551.9992	2	-0.995	0.08	0.06	0.487733	0.01527	0.048788	0.7	95.7	0.995	-0.099	0.011
554.4208	2	-0.995	0.082	0.064	0.477912	0.015028	0.050108	0.8	95.9	0.995	-0.103	0.014
556.8378	2	-0.994	0.084	0.068	0.468292	0.01479	0.051003	0.9	96.1	0.994	-0.106	0.017
540.5182	2	-0.997	0.063	0.039	0.536646	0.016452	0.041915	0.1	94.3	0.997	-0.074	0.002
542.9476	2	-0.997	0.065	0.043	0.525821	0.016193	0.042164	0.2	94.5	0.997	-0.078	0.004
545.3724	2	-0.997	0.067	0.047	0.515216	0.015937	0.04489	0.4	94.7	0.997	-0.081	0.007
547.7926	2	-0.996	0.069	0.051	0.504827	0.015685	0.04634	0.5	94.9	0.996	-0.085	0.009
550.2033	2	-0.996	0.07	0.055	0.494649	0.015436	0.047697	0.7	95.1	0.996	-0.088	0.012
552.6193	2	-0.996	0.072	0.058	0.484679	0.015192	0.048852	0.8	95.3	0.996	-0.092	0.015
555.0258	2	-0.995	0.074	0.062	0.474913	0.01495	0.05034	1	95.5	0.995	-0.095	0.017
557.4276	2	-0.995	0.076	0.065	0.465345	0.014712	0.050969	1.1	95.7	0.995	-0.099	0.02
559.8248	2	-0.995	0.077	0.07	0.455973	0.014478	0.052776	1.3	95.9	0.995	-0.102	0.022
541.2186	2	-0.998	0.053	0.034	0.544298	0.016708	0.038732	0.1	93.6	0.998	-0.063	0.002
543.6327	2	-0.998	0.055	0.038	0.53331	0.016444	0.042269	0.3	93.8	0.998	-0.067	0.005
546.0423	2	-0.998	0.057	0.041	0.522546	0.016184	0.042795	0.4	94	0.998	-0.07	0.007
548.4474	2	-0.997	0.059	0.045	0.512001	0.015927	0.044939	0.6	94.2	0.997	-0.074	0.01
550.848	2	-0.997	0.06	0.049	0.50167	0.015674	0.047568	0.7	94.4	0.997	-0.077	0.013
553.244	2	-0.997	0.062	0.053	0.49155	0.015424	0.04772	0.9	94.6	0.997	-0.081	0.015
555.6354	2	-0.996	0.064	0.057	0.481637	0.015179	0.050113	1	94.8	0.996	-0.084	0.018
558.0223	2	-0.996	0.066	0.061	0.471925	0.014936	0.051191	1.2	95	0.996	-0.088	0.02
560.4045	2	-0.996	0.068	0.065	0.462411	0.014698	0.050836	1.3	95.2	0.996	-0.091	0.023
562.7821	2	-0.995	0.069	0.069	0.453091	0.014463	0.053164	1.5	95.4	0.995	-0.095	0.025
541.917	2	-0.999	0.042	0.024	0.563444	0.017318	0.035412	0	92.8	0.999	-0.048	0
544.3092	2	-0.999	0.043	0.028	0.552061	0.017043	0.038169	0.2	93	0.999	-0.052	0.002

Tag	Minuten	Anfang	Ende	Start	Ende	pro Tag	Zeitraum	Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt 5
1. Aug.	1	06:00	06:00	10.08.2020	10.08.2020	5		5	06:00	06:04
4. Aug.	1	06:00	06:00							
5. Aug.	2	06:00	06:01							
6. Aug.	3	06:00	06:02							
7. Aug.	3	06:00	06:02							
8. Aug.	4	06:00	06:03							
9. Aug.	4	06:00	06:03							
10. Aug.	5	06:00	06:04							
11. Aug.	4	06:00	06:03							
12. Aug.	4	06:01	06:04							
13. Aug.	2	06:03	06:04							
14. Aug.	1	06:05	06:05							
15. Aug.	1	06:06	06:06							

Potentielle Reflexionen am Messpunkt 5:

- 3 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
- 5 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)
- 0 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)
- 5 Minuten pro Tag (Mai)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 3759 Einträgen /-27/)

- 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)



Handwritten signature in blue ink, appearing to read 'J. J. J. J.' or similar.