

SolPEG Blendgutachten Solarpark Dargelin

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Dargelin 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, A20 Mitte Süd	18
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, A20 Mitte Nord	20
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, A20 Nord	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 Dargelin

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH ist durch die Wattmanufactur GmbH & Co.KG beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Dargelin“ 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 „Dargelin“ 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 beiden Teilflächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 3 km südlich der Ortschaft Dargelin in Mecklenburg-Vorpommern. Zwischen den Teilflächen verläuft auf einer Länge von ca. 1,4 km die Autobahn A20. Lt. Planungsunterlagen sind Abstände zur A20 berücksichtigt. 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 südlich der Ortschaft Dargelin in Mecklenburg-Vorpommern. Die Flächen sind überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	53.999°N, 13.339°O, 34 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang A20	A20 ca. 1,4 km
Abstand zum Fahrbahnrand	A20 ca. 20 m bzw. 30 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 470 m (südwestlich, nicht relevant)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

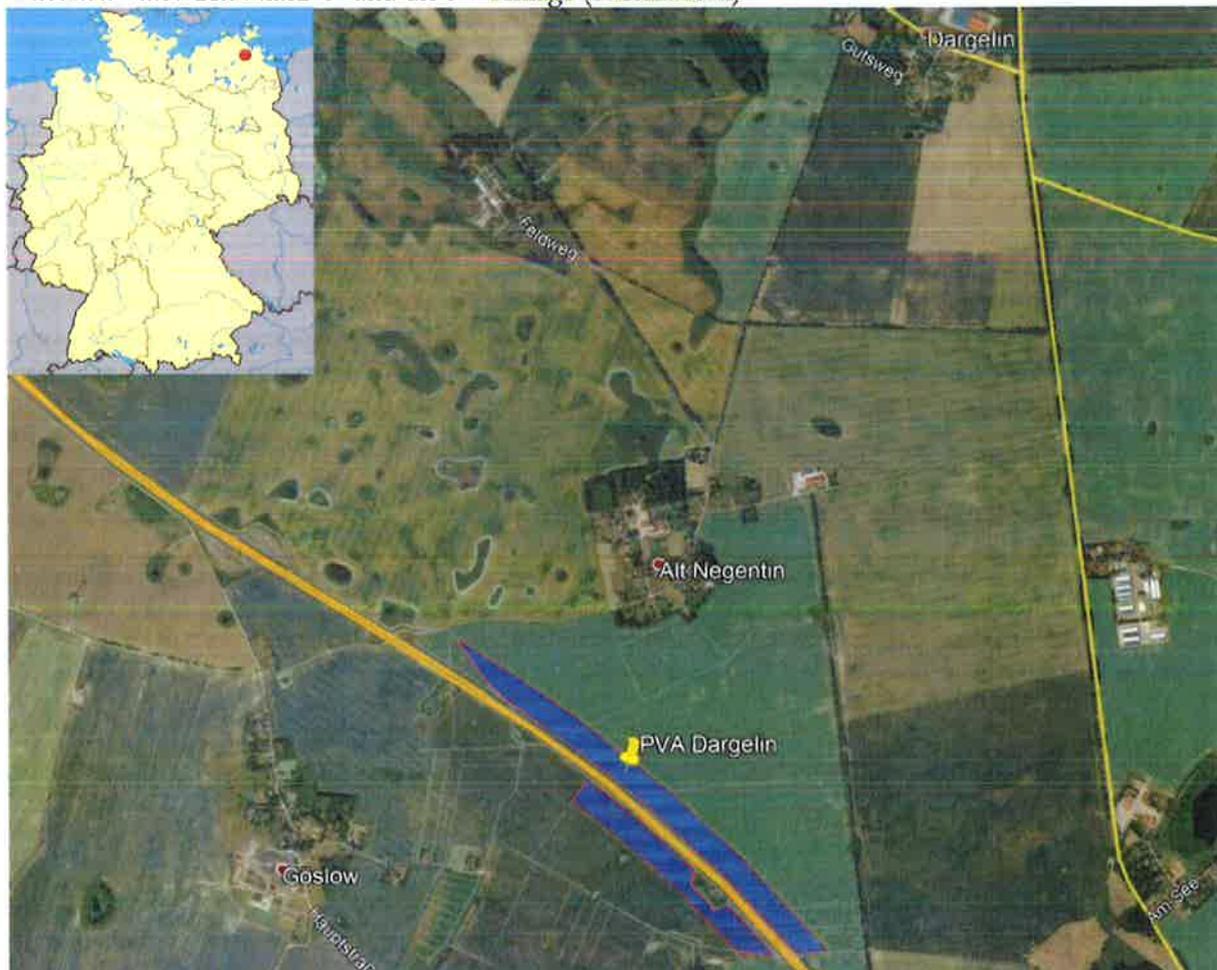


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung, Ausschnitt Nord

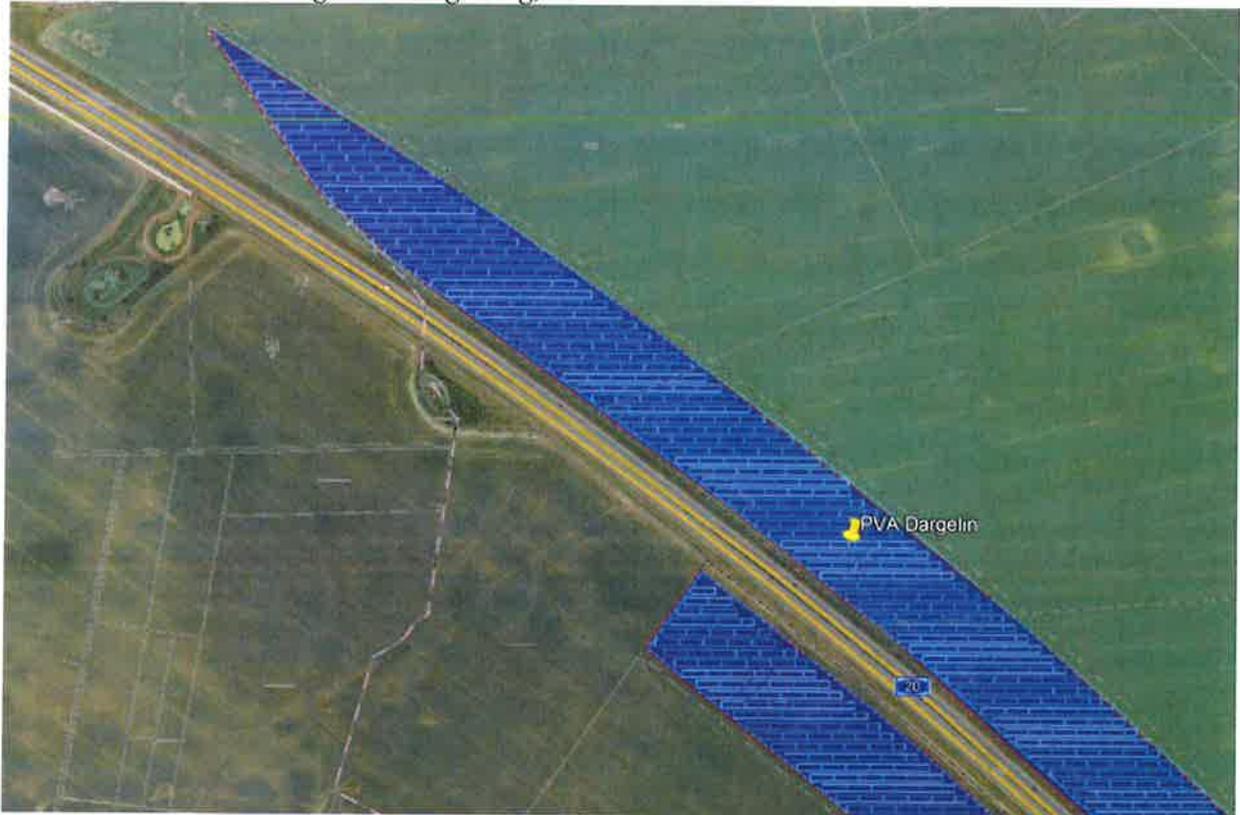


Bild 2.1.2: Detailansicht der PV Flächen (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung, Ausschnitt Süd



Bild 2.1.3: 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 West und die relevante Umgebung. Im näheren und weiteren Umfeld befinden sich keine schutzwürdigen Räume (Zonen) im Sinne der LAI Lichtleitlinie. Die Gebäude südwestlich der PV Fläche sind aufgrund der großen Entfernung nicht von potentiellen Reflexionen betroffen. Der Bereich wird daher nicht weiter analysiert.



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:

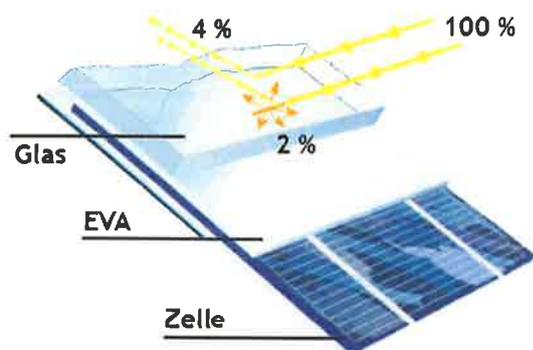


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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 direktem 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

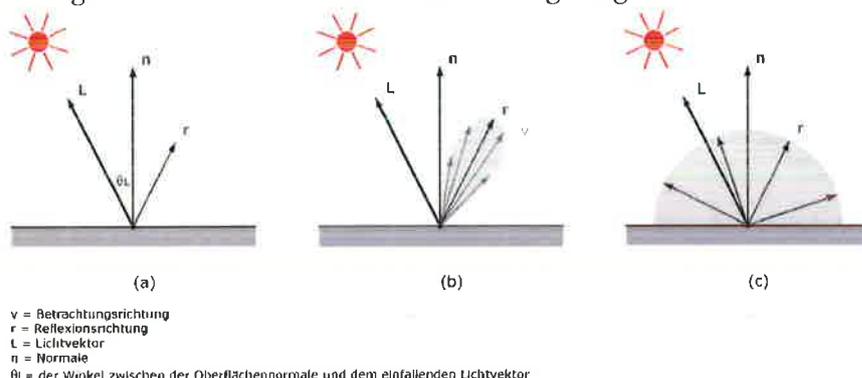


Bild 3.2.4: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (© Jürgen Hagler)

Lt. 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, 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:

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

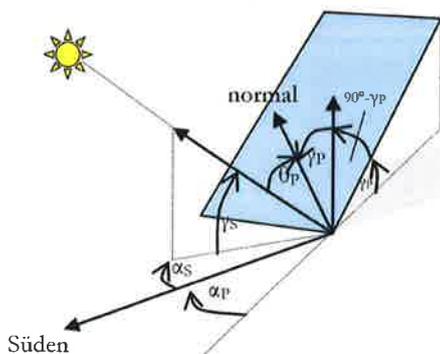


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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 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.

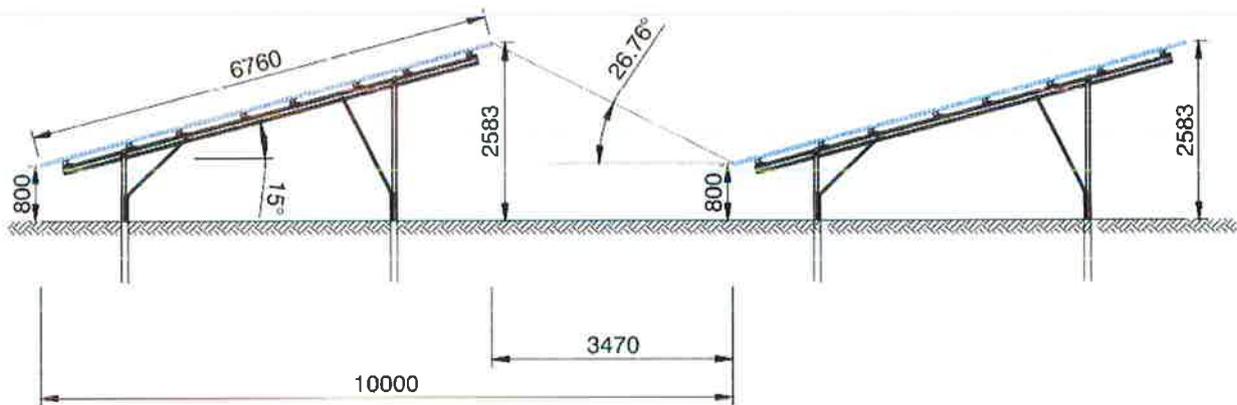


Bild 3.4.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber)

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 Dargelin wurden insgesamt 4 Messpunkte im Verlauf der A20 festgelegt. Die 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 3 gewählten Messpunkte P1-P4:

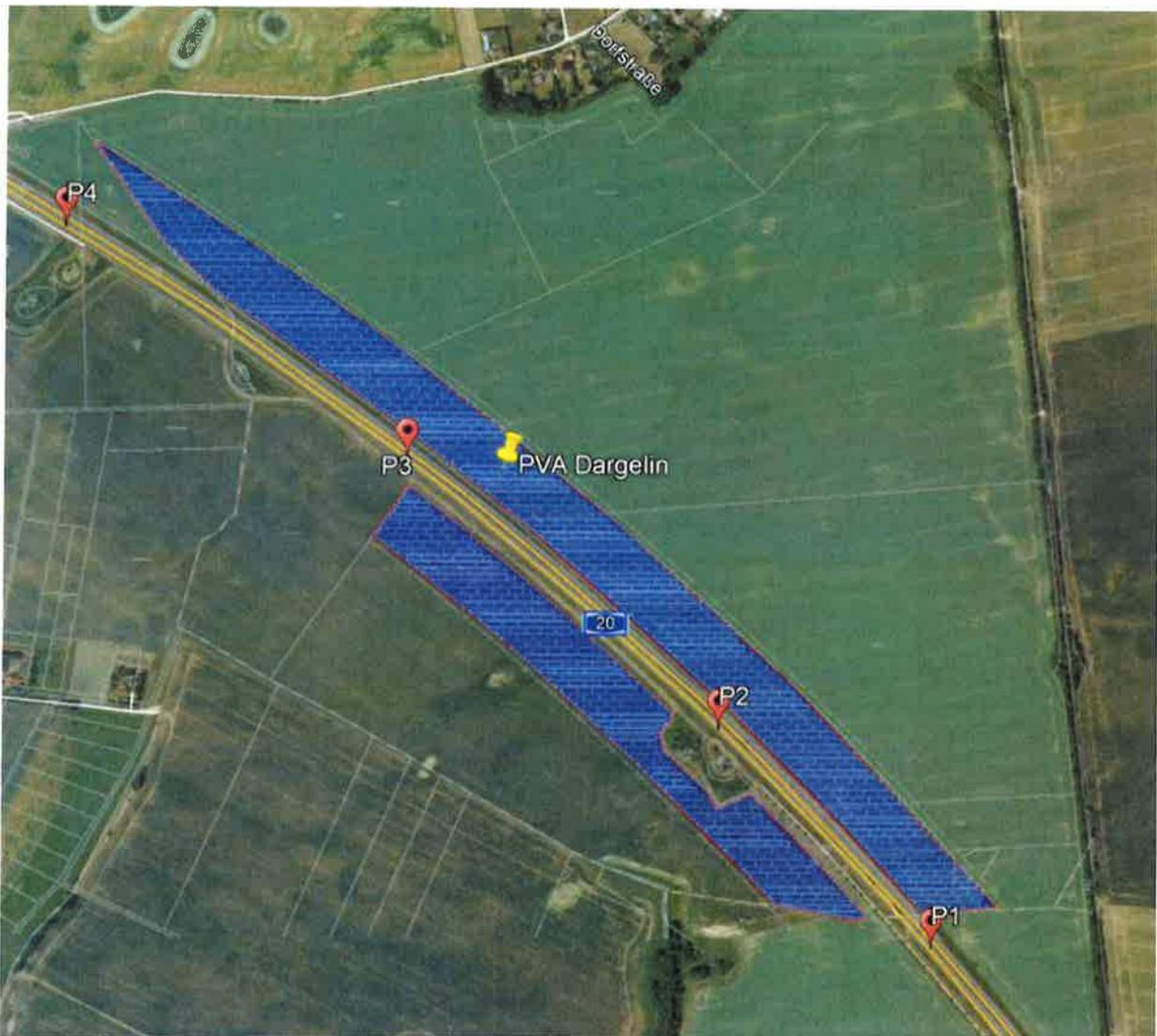


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die Messpunkte P1-P4 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist in Deutschland die sog. Licht-Leitlinie, die erstmals 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst wurde. Die Licht-Leitlinie ist weder eine Norm noch ein Gesetz sondern lt. LAI Vorbemerkung **"... ein System zur Beurteilung der Wirkungen von Lichtimmissionen auf den Menschen"** welches ursprünglich für die Bemessung von Lichtimmissionen durch Flutlicht- oder Beleuchtungsanlagen von Sportstätten konzipiert wurde. Anlagen zur Beleuchtung des öffentlichen Straßenraumes, Blendwirkung durch PKW Scheinwerfer usw. werden nicht behandelt.

Im Jahr 2000 wurden Hinweise zu schädlichen Einwirkungen von Beleuchtungsanlagen auf Tiere - insbesondere auf Vögel und Insekten - und Vorschläge zu deren Minderung ergänzt. Ende 2012 wurde ein 4-seitiger Anhang zum Thema Reflexionen durch Photovoltaik (PV) Anlagen hinzugefügt. Lichtimmissionen gehören nach dem BImSchG zu den schädlichen Umwelteinwirkungen, wenn sie nach Art, Ausmaß oder Dauer geeignet sind, **erhebliche Nachteile** oder **erhebliche Belästigungen** für die Allgemeinheit oder für die Nachbarschaft **herbeizuführen**. Bedauerlicherweise hat der Gesetzgeber die immissionsschutzrechtliche **Erheblichkeit** für Lichtimmissionen bisher nicht definiert und eine Definition auch nicht in Aussicht gestellt.

Für Reflexionen durch PV Anlagen ist in der Licht-Leitlinie ein Immissionsrichtwert von maximal 30 Minuten pro Tag und maximal 30 Stunden pro Jahr angegeben. Diese Werte wurden nicht durch wissenschaftliche Untersuchungen mit entsprechenden Probanden in Bezug auf Reflexionen durch PV Anlagen ermittelt, sondern stammen aus einer Untersuchung zur Belästigung durch periodischen Schattenwurf und Lichtreflexe ("Disco-Effekt") von Windenergieanlagen (WEA).

Auch in diesem Bereich hat der Gesetzgeber bisher keine rechtsverbindlichen Richtwerte für die Belästigung durch Lichtblitze und bewegten, periodischen Schattenwurf durch Rotorblätter einer WEA erlassen oder in Aussicht gestellt. Die Übertragung der Ergebnisse aus Untersuchungen zum Schattenwurf von WEA Rotoren auf unbewegliche Installationen wie PV Anlagen ist unter Experten äußerst umstritten und vor diesem Hintergrund hat eine individuelle Bewertung von Reflexionen durch PV Anlagen Vorrang vor den rechnerisch ermittelten Werten.

Allgemeiner Konsens ist die Notwendigkeit von weiterführenden Forschung und Konkretisierung der vorhandenen Regelungen. U.a.

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

Welches die zulässige Dauer einer Blendwirkung sein soll, ist eigentlich keine wissenschaftliche Fragestellung, sondern eine der gesellschaftlichen Vereinbarung: Wie viele Prozent stark belastigter Personen in der exponierten Bevölkerung will man zulassen? Die Wissenschaft müsste aber eine Aussage darüber liefern können, welche Expositionsdauer zu welchem Anteil stark Belastigter führt. Wie bereits erwähnt, stehen Untersuchungen dazu noch aus. .. Es existieren noch keine rechtlichen oder normativen Methoden zur Bewertung von Lichtimmissionen durch von Solaranlagen gespiegeltes Sonnenlicht.

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es 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

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 Lichtmissionen 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.

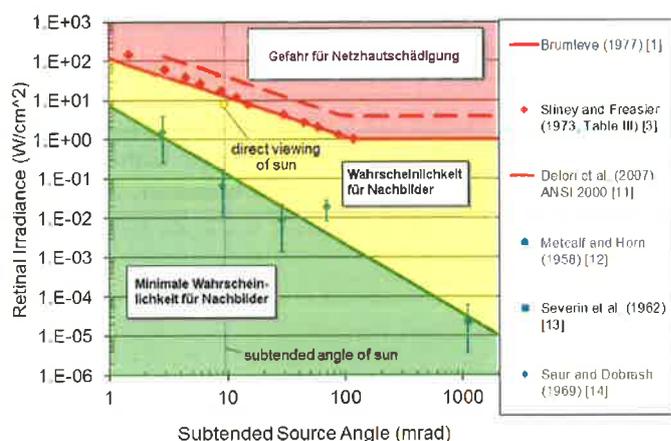


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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_cur_cfc_mean_2019_17.png

4 Ergebnisse

4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Dargelin 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 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. Diese werden im weiteren Verlauf von Abschnitt 4 für die jeweiligen Messpunkte gesondert beschrieben. Am Messpunkt P4 sind nach Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen mehr nachweisbar.

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

Messpunkt	PV Feld West	PV Feld Ost
P1 A20 Süd	1725 ^W	-
P2 A20 Mitte Süd	1798 ^W	3931 ^W
P3 A20 Mitte Nord	-	2377 ^W
P4 A20 Nord	-	-

^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 West auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 30. April und dem 10. August abends zwischen 18:14 - 18:54 Uhr für maximal 20 Minuten pro Tag auftreten. Die Einfallswinkel von ca. -22° bis -34° 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. Darüber hinaus müssen potentielle Reflexionen aufgrund der großen Entfernung relativiert bewertet werden.

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

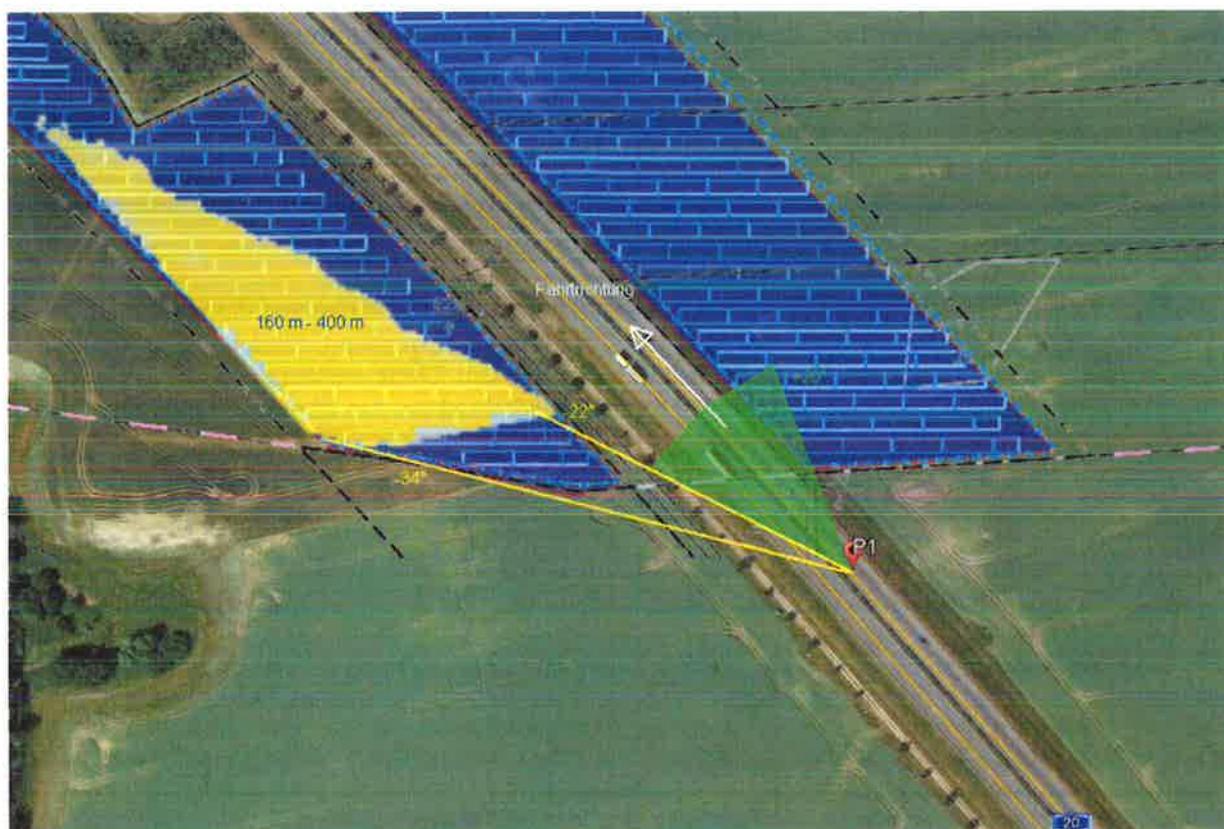


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkte P1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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 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.

Die folgende Skizze (Pseudo 3D) zeigt die Simulation des Sonnenstandes am 16. Mai abends um 19:30 Uhr. Der Strahlengang ist durch gelbe Pfeile symbolisiert und verdeutlicht, dass der Einfallswinkel deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegt.

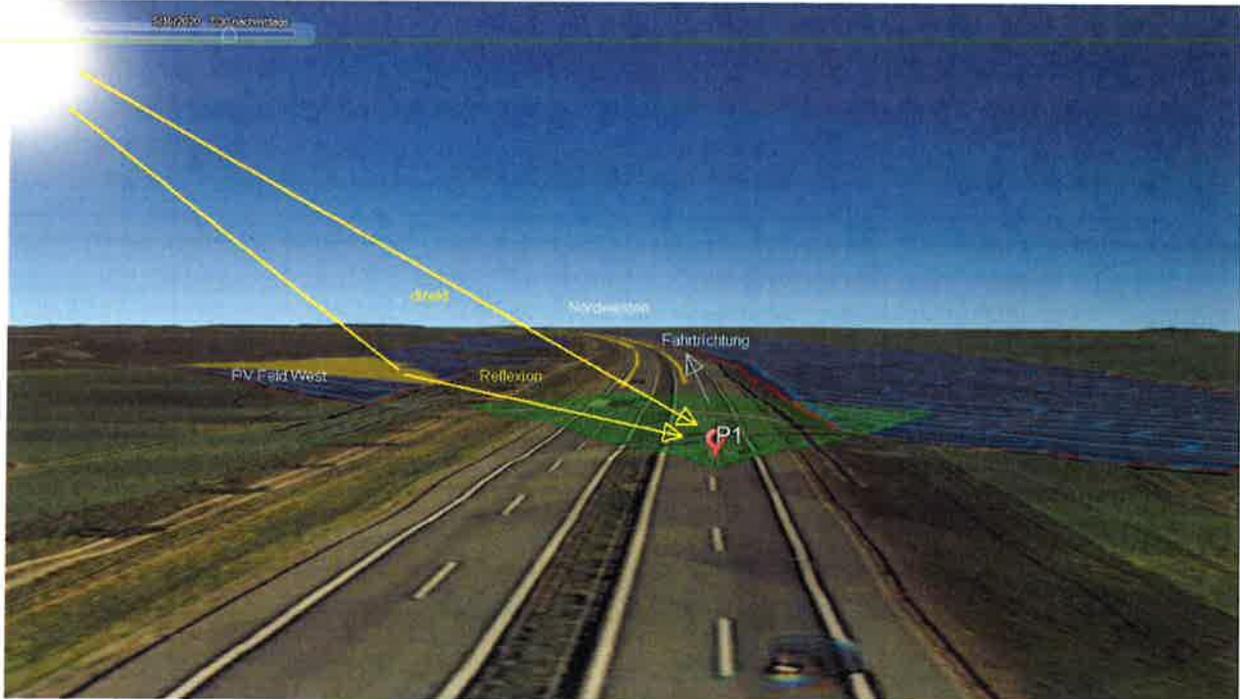


Bild 4.2.2: Simulation am Messpunkt P1, Blick Richtung Nordwest (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Das folgende Foto zeigt in etwa den Messpunkt P1 in der Realität.



Bild 4.2.3: Blick Richtung Nordwest am Messpunkt P1 (Quelle: Youtube Video ZGPDraPIQOw, Minute 01:37)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, A20 Mitte Süd

Am Messpunkt P2 auf der A20 können bei der Fahrt Richtung Nordwesten theoretisch Reflexionen durch das PV Feld West auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 29. April und dem 12. August abends zwischen 18:12 - 18:54 Uhr für maximal 19 Minuten pro Tag auftreten. Die Einfallswinkel von ca. -22° bis -41° 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. Darüber hinaus müssen potentielle Reflexionen aufgrund der großen Entfernung relativiert bewertet werden.

Bei der Fahrt Richtung Südosten können am Messpunkt P2 theoretisch Reflexionen durch das PV Feld Ost auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 07. April und dem 03. September morgens zwischen 06:00 - 06:45 Uhr auftreten aber auch hier liegen die Einfallswinkel mit ca. -28° bis -78° links (östlich) zur Fahrtrichtung teilweise deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Auch bei der Fahrt Richtung Südosten kann eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze dennoch die Situation am Messpunkt P2 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

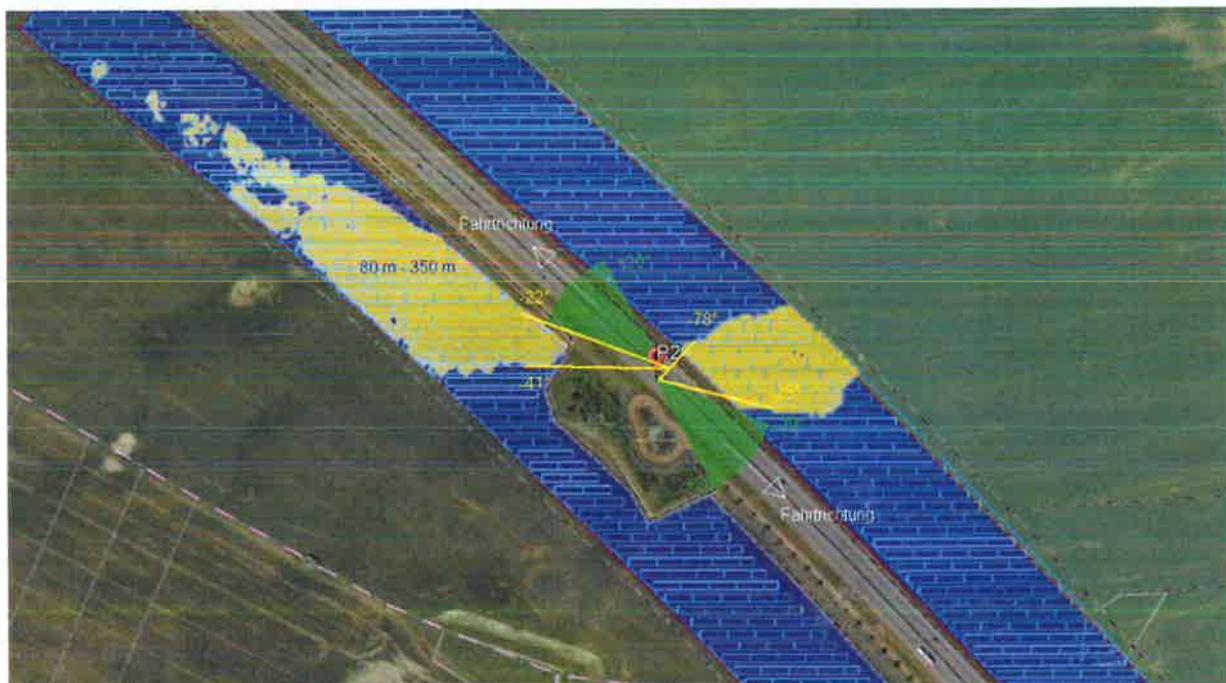


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkte P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

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 Osten in Richtung der aufgehenden Sonne geblickt wird.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P2 bei der Fahrt Richtung Nordwesten und verdeutlicht, dass das PV Feld West außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegt. Der relevante Sichtbereich ist aufgehehlt.



Bild 4.3.2: Blick Richtung Nordwest am Messpunkt P2 (Quelle: Youtube Video ZGPDraPIQOw, Minute 01:38)

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P2 bei der Fahrt Richtung Südosten und verdeutlicht ebenfalls, dass das PV Feld Ost außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegt. Der relevante Sichtbereich ist aufgehehlt.



Bild 4.3.3: Situation am Messpunkt P2, Blick Richtung Südost (Quelle: Youtube Video WuBdp5Jgdv4, Minute 02:10)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, A20 Mitte Nord

Wie auch am Messpunkt P2 können am Messpunkt P3 bei der Fahrt Richtung Südosten theoretisch Reflexionen durch das PV Feld Ost auftreten. Der Azimut des Fahrbahnverlaufes am Messpunkt P3 ist etwas weiter nach Westen verschoben als am Messpunkt P2 und dementsprechend zeigen sich hier leicht abweichende Ergebnisse. Potentielle Reflexionen können rein rechnerisch zwischen dem 13. April und dem 27. August morgens zwischen 06:00 - 06:32 Uhr auftreten. Auch hier liegen die Einfallswinkel mit ca. -24° bis -67° links (östlich) zur Fahrtrichtung teilweise deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Auch in diesem Fahrbahnabschnitt kann eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze zeigt dennoch die Situation am Messpunkt P3 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

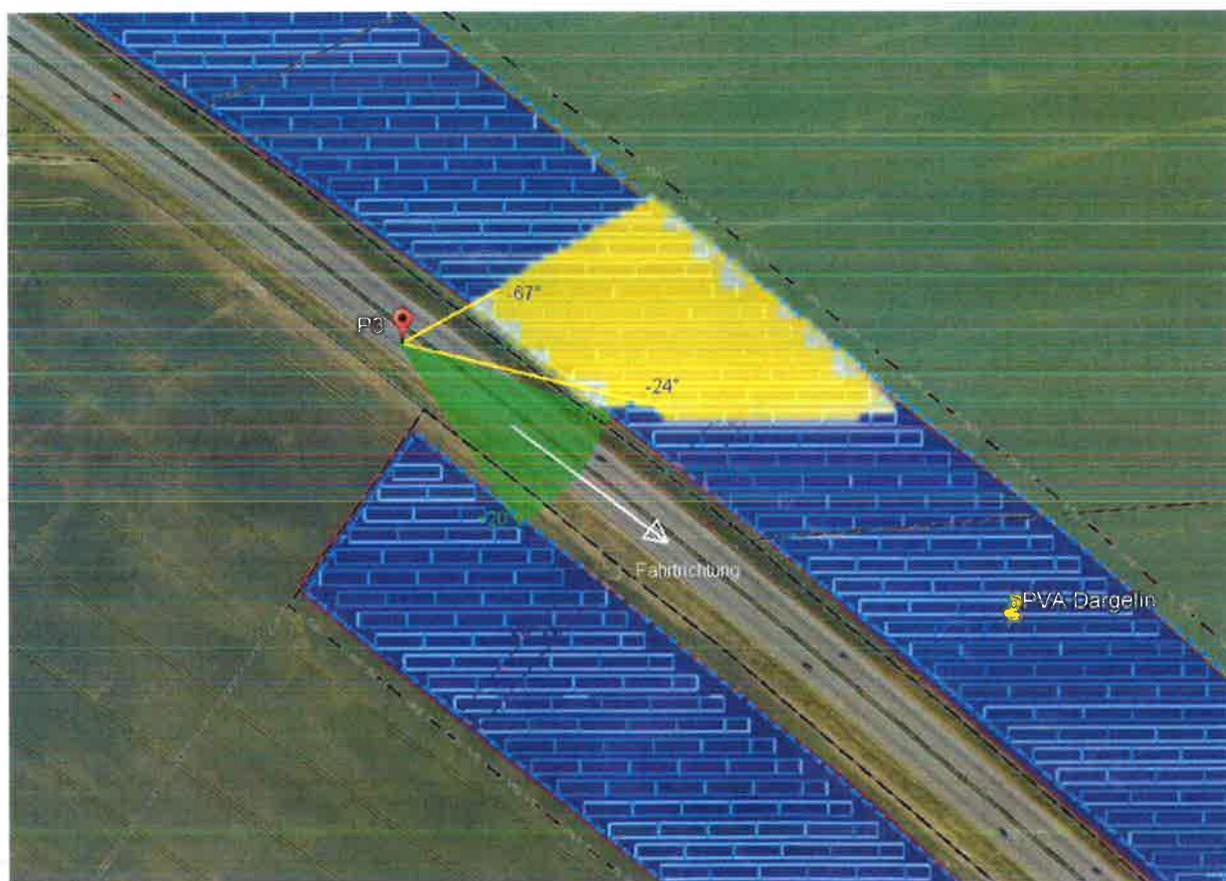


Bild 4.4.1: Simulation am Messpunkte P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

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 aufgehenden Sonne geblickt wird.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, A20 Nord

Messpunkt P4 auf der A20 kann aufgrund des Strahlenverlaufes rein rechnerisch von potentiellen Reflexionen durch das PV Feld Ost erreicht werden. Nach Bereinigung der Rohdaten sind allerdings keine Reflexionen durch die PV Anlage mehr nachweisbar. Vielmehr wäre die tief stehende Sonne selbst die Ursache für potentielle Blendwirkungen. Eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P4. Die jeweiligen Farben 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 Ost - OP Receptor (OP 4)

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.
- 2,584 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

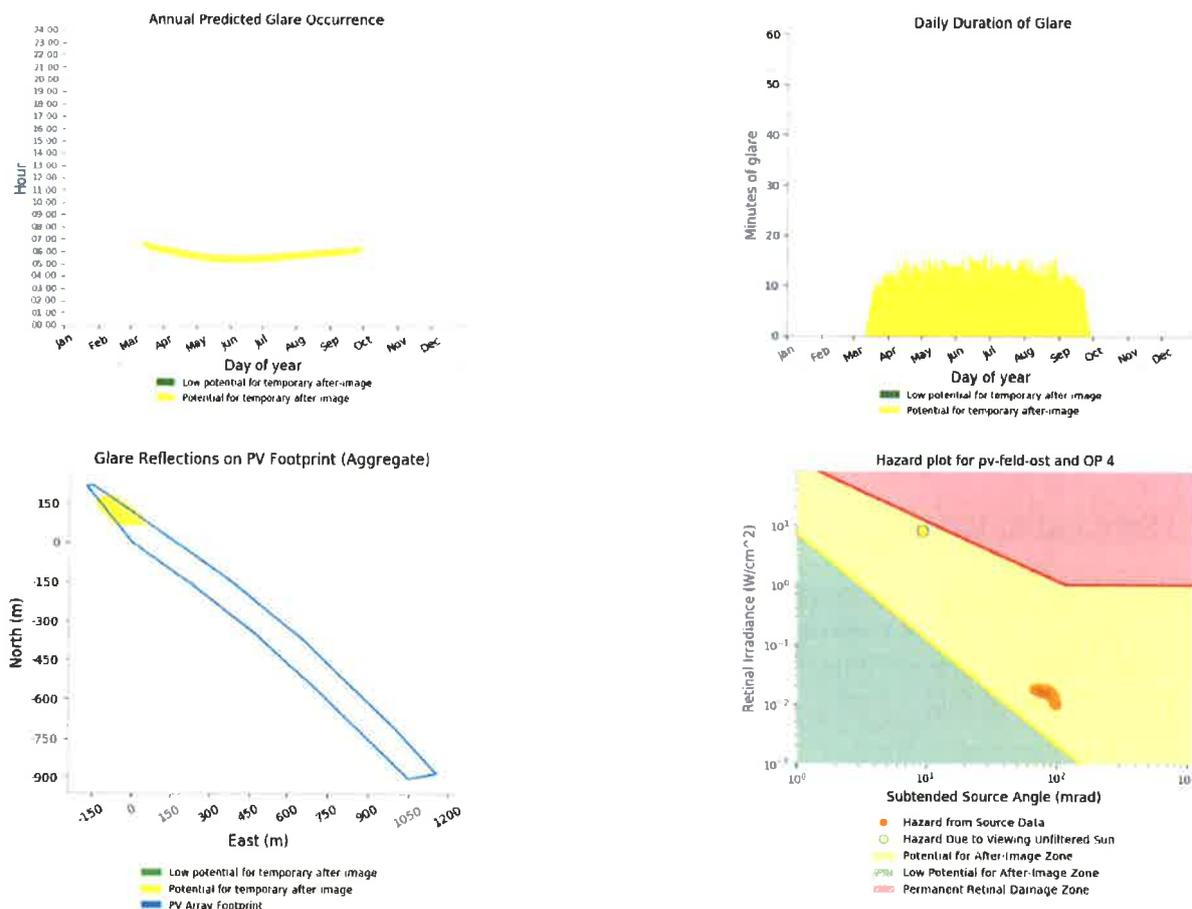


Bild 4.5.1: Ergebnisdetails für Messpunkt P4 (Quelle: Simulationsergebnisse)

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

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

5.1 Zusammenfassung

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten im Bereich der geplanten PV Anlage Dargelin 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.

Umliegende Gebäude können nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden und wurden daher 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

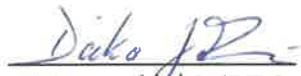
Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Dargelin“ kann als „geringfügig“ klassifiziert⁸ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“.

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.

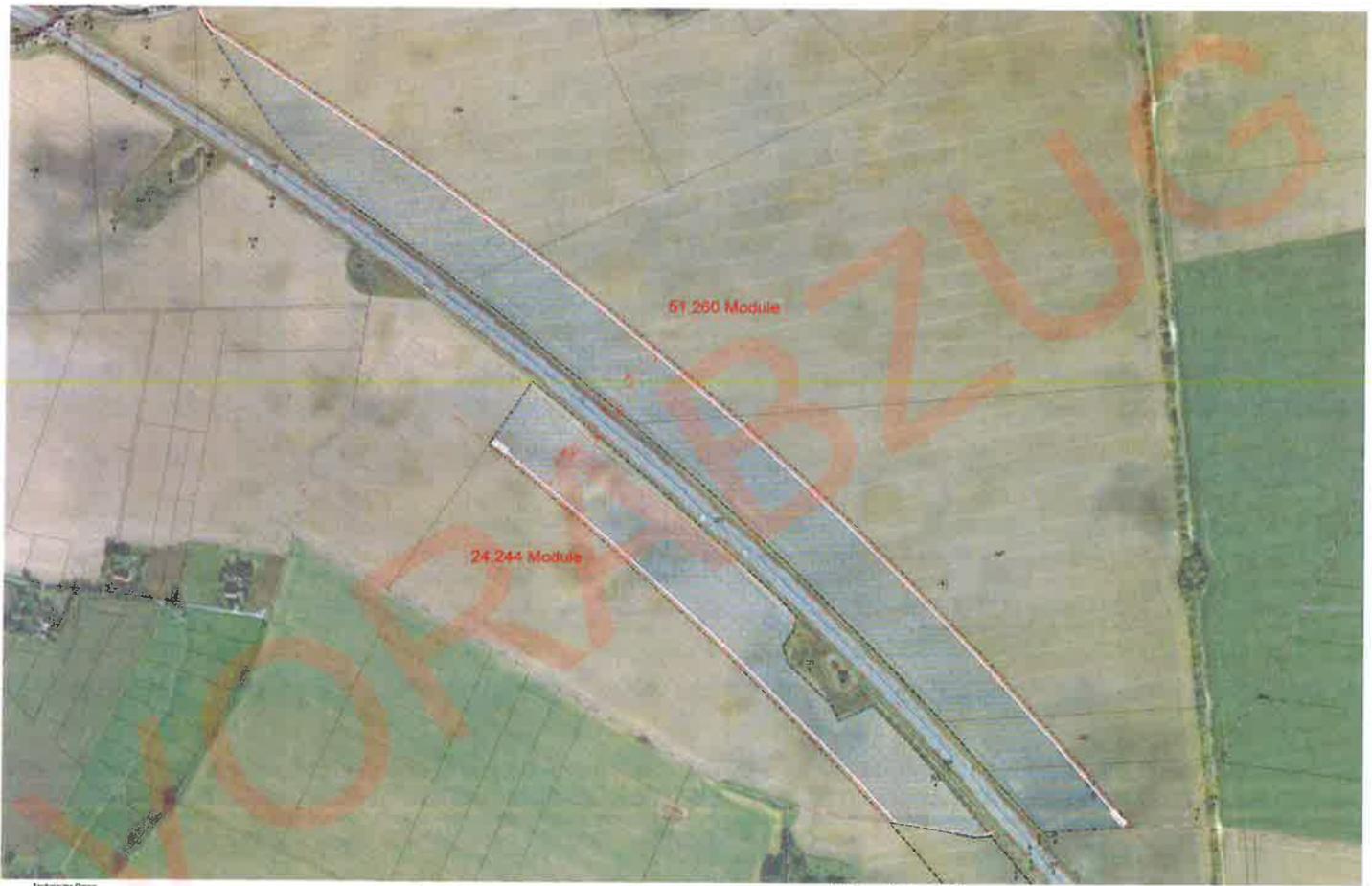
6 Schlussbemerkung

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 13.05.2020


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

⁸ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



Technische Daten	
Modultyp	Canadian CS 5
Leistung MPPT	320 WP
Leistung Nennleistung	49,00 V
Kurzschlussstrom	10,14 A
Modulgröße (gesamt)	15,50 x 1,01 m
Modulgröße (Leistung)	24,10 x 2,00 m

Diese Zeichnung ist 100% von der WATTMANUFACTUR GmbH & Co KG und somit urheberrechtlich geschützt. Sie darf ohne unsere ausdrückliche Zustimmung weder vervielfältigt noch in irgendeiner Weise verbreitet oder Dritten mitgeteilt bzw. weitergegeben werden.

WATTMANUFACTUR
Energy • Power • Expert
 WATTMANUFACTUR GmbH & Co KG
 Osterhof
 25809 Gainsbühl

Datum	Name	Projekt
Gezeichnet: 07.02.2020	AK	PV-Fläche Dargelin
Geprüft:		Benennung: Modulbelegungsplan
Genehmigt:		
Maststab: 1:5000		
Seite:		

Zeichn.Nr.: 1082_3_LP_200_Dargelin



KuPower

HIGH EFFICIENCY MONO PERC MODULE

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

(1000 V / 1500 V)

MORE POWER



Low power loss in cell connection



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



Better shading tolerance



High PTC rating of up to: 93.24 %

MORE RELIABLE



Lower hot spot temperature



Minimizes micro-cracks



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

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



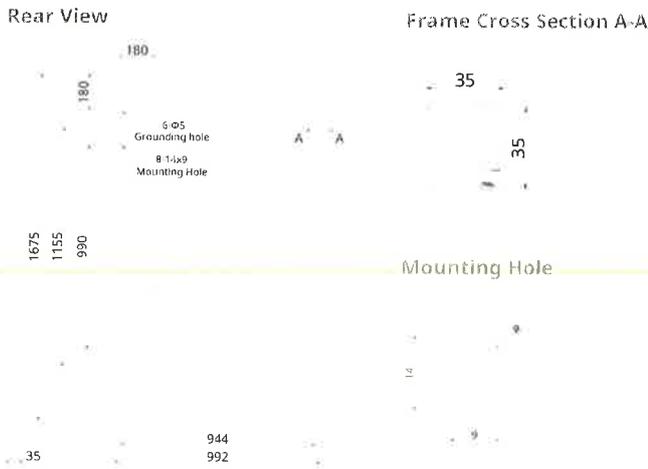
* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

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.

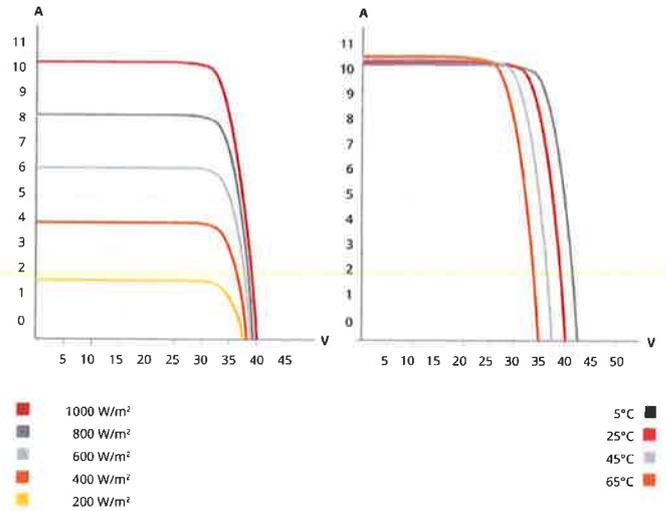
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

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 mm ² (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: Dargelin



Created **May 12, 2020 10:34 a.m.**
 Updated **May 13, 2020 4:33 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: 39153_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 Ost	15.0	180.0	0	23,533	-
PV Feld West	15.0	180.0	0	6,067	-

Component Data

PV Array(s)

Name: PV Feld Ost
 Axle 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	53.992814	13.331899	35.20	1.70	36.90
2	53.994782	13.329239	36.72	1.70	38.42
3	53.994789	13.329646	37.08	1.70	38.78
4	53.991641	13.337339	36.20	1.70	37.90
5	53.989484	13.341888	36.54	1.70	38.24
6	53.986519	13.346973	34.84	1.70	36.54
7	53.984854	13.349548	31.89	1.70	33.59
8	53.984671	13.347939	32.54	1.70	34.24
9	53.987781	13.342680	33.55	1.70	35.25
10	53.989642	13.339163	34.98	1.70	36.68
11	53.991402	13.335322	35.18	1.70	36.88



Name: PV Feld West
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	53.986179	13.344273	33.01	1.70	34.71
2	53.985977	13.343436	32.27	1.70	33.97
3	53.986886	13.341912	32.13	1.70	33.83
4	53.987188	13.342492	33.06	1.70	34.76
5	53.990254	13.336419	34.27	1.70	35.97
6	53.989573	13.335346	34.01	1.70	35.71
7	53.988034	13.338551	33.08	1.70	34.78
8	53.985927	13.342470	32.16	1.70	33.86
9	53.984584	13.344723	33.94	1.70	35.64
10	53.984779	13.346526	33.09	1.70	34.79

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	53.984186	13.348221	34.79	2.00	36.79
OP 2	53.987188	13.343200	34.03	2.00	36.03
OP 3	53.990645	13.336248	37.69	2.00	39.69
OP 4	53.993723	13.328568	35.88	2.00	37.88

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 Ost	15.0	180.0	0	23,533	-	
PV Feld West	15.0	180.0	0	6,067	-	

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 Ost potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	11620
OP: OP 3	0	9329
OP: OP 4	0	2584

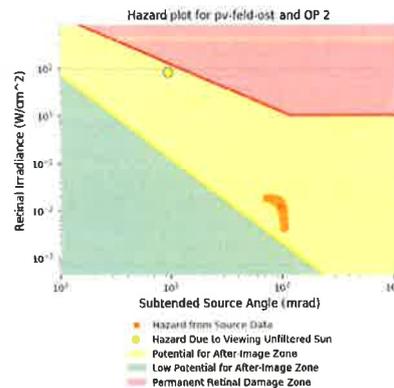
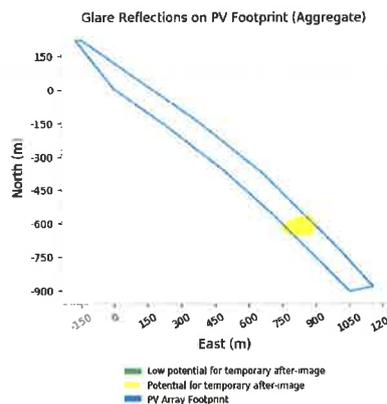
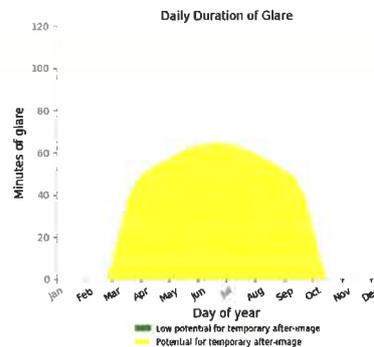
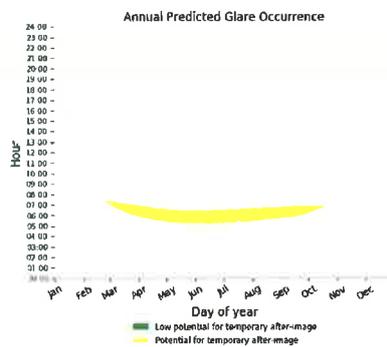
PV Feld Ost - OP Receptor (OP 1)

No glare found

PV Feld Ost - OP Receptor (OP 2)

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

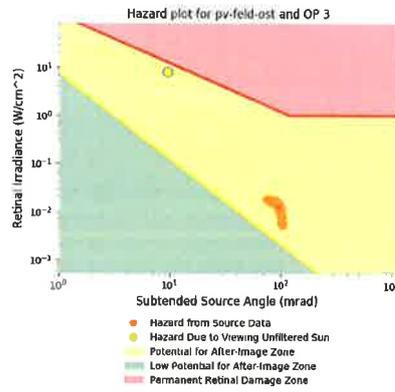
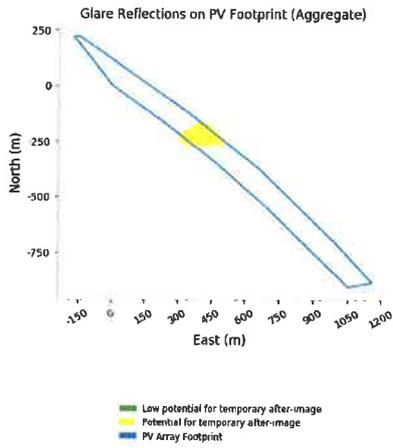
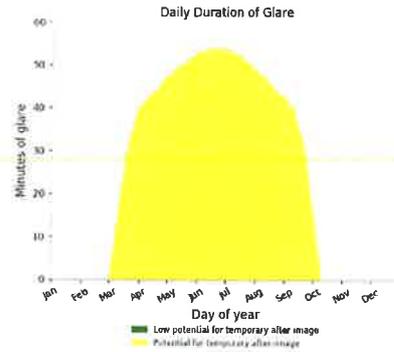
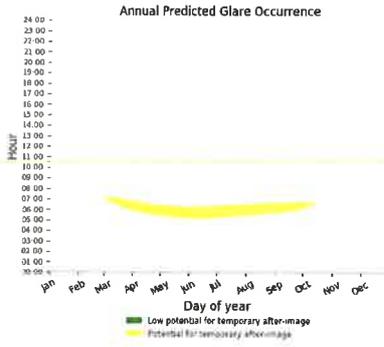
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 11,620 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld Ost - OP Receptor (OP 3)

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

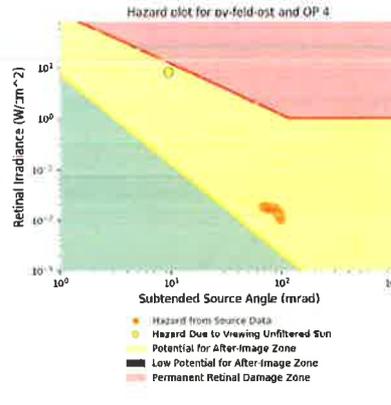
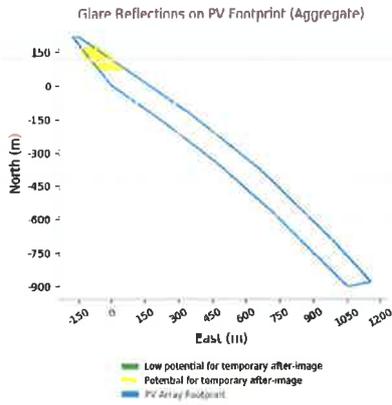
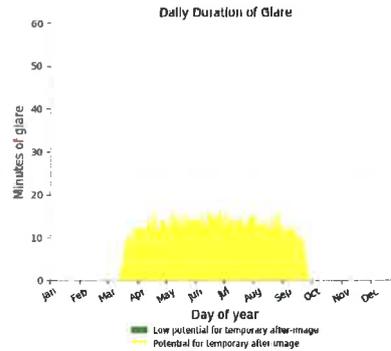
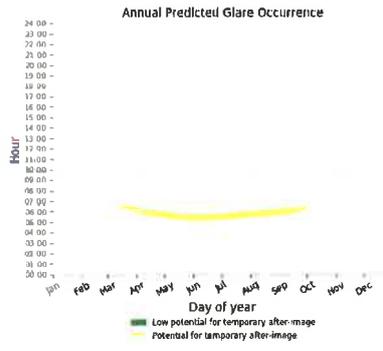
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 9,329 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld Ost - OP Receptor (OP 4)

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.
- 2,584 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld West potential temporary after-image

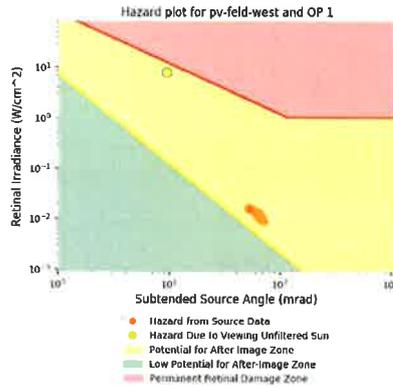
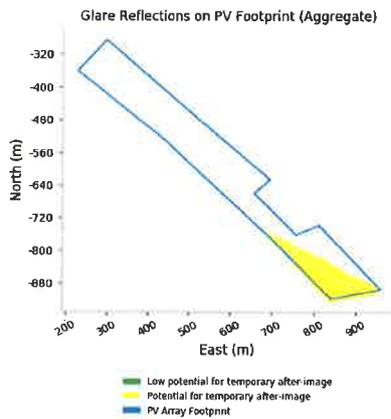
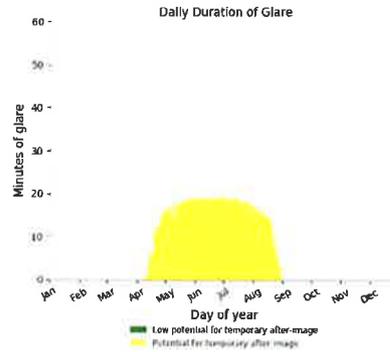
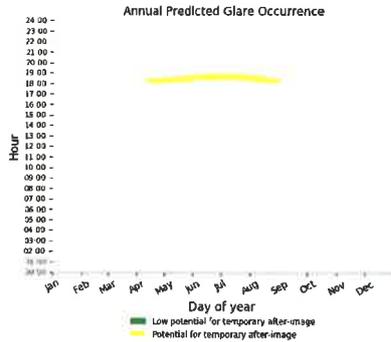


Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	2271
OP: OP 2	0	3796
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0

PV Feld West - OP Receptor (OP 1)

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

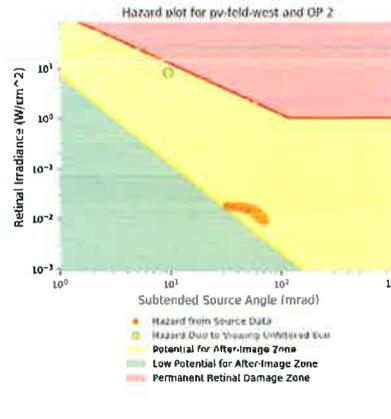
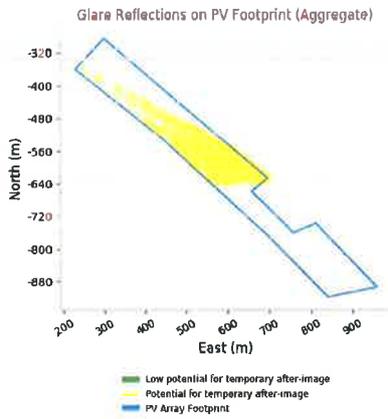
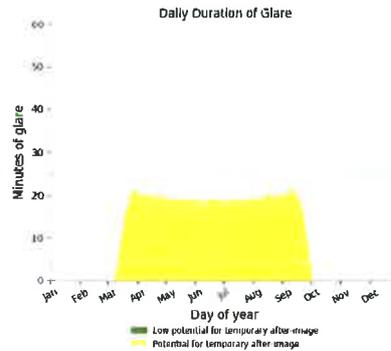
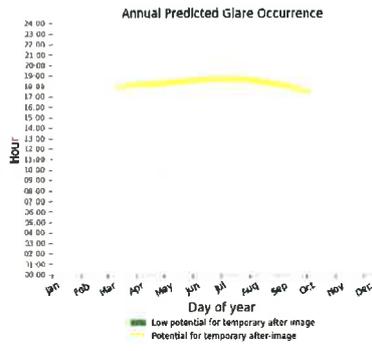
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image
- 2,271 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld West - 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.
- 3,796 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld West - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV Feld West - 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 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.

DNI (W/m ²)	Occlusor Hazard	Reflected Sun	Reflected Sun	Reflected Sun	Reflected Sun	Substrate d Glass	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Anzahl				Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt 1
													Tag	Minuten	Anfang	Ende							
601.552	2	0,991	-0,132	0,026	0,426698	0,014738	0,055158	5,1	275,9	-0,991	0,102	0,088	28. Apr	2	18:13	18:14							
602.1773	2	0,99	-0,137	0,014	0,453448	0,015487	0,052646	4,6	275,5	-0,99	0,112	0,081	29. Apr	3	18:34	18:16							
621.7565	2	0,989	-0,141	0,059	0,389722	0,015743	0,058323	6	275,9	-0,989	0,102	0,104	30. Apr	5	18:34	18:18							
603.8981	2	0,988	-0,15	0,054	0,395892	0,01394	0,057834	6	275,5	-0,988	0,113	0,104	1. Mai	5	18:35	18:19							
616.9977	2	0,988	-0,154	0,025	0,412238	0,014426	0,056450	5,7	275,9	-0,988	0,112	0,099	2. Mai	6	18:36	18:21							
615.0571	2	0,988	-0,155	0,022	0,420658	0,014675	0,05556	5,5	277,1	-0,988	0,124	0,097	3. Mai	8	18:36	18:23							
611.1646	2	0,987	-0,152	0,044	0,370945	0,013204	0,059763	6,6	276,3	-0,987	0,11	0,114	4. Mai	8	18:17	18:24							
622.5638	2	0,987	-0,152	0,044	0,370945	0,013204	0,059763	6,6	276,3	-0,987	0,11	0,114	5. Mai	10	18:17	18:26							
625.663	2	0,987	-0,154	0,04	0,378527	0,014983	0,059156	6,1	276,5	-0,987	0,112	0,112	6. Mai	10	18:17	18:27							
618.3583	2	0,987	-0,159	0,028	0,402159	0,014142	0,057351	6	277,1	-0,987	0,124	0,104	7. Mai	12	18:37	18:28							
618.0227	2	0,987	-0,161	0,025	0,410406	0,014396	0,056603	5,8	277,4	-0,987	0,127	0,102	8. Mai	12	18:38	18:30							
616.1854	2	0,986	-0,163	0,021	0,418778	0,014634	0,055794	5,7	277,6	-0,986	0,131	0,099	9. Mai	14	18:18	18:31							
506.4522	2	0,985	-0,172	0,001	0,463211	0,015933	0,051593	5	278,6	-0,985	0,148	0,087	10. Mai	14	18:19	18:33							
622.6638	2	0,985	-0,167	0,027	0,400479	0,014148	0,057588	6,1	277,6	-0,985	0,131	0,107	11. Mai	16	18:19	18:34							
620.9621	2	0,985	-0,169	0,023	0,400542	0,014302	0,056907	6	277,8	-0,985	0,134	0,104	12. Mai	18	18:39	18:26							
615.2381	2	0,985	-0,174	0,011	0,434121	0,015149	0,054572	5,6	278,4	-0,985	0,145	0,097	13. Mai	17	18:20	18:37							
637.0004	2	0,985	-0,162	0,053	0,346269	0,012511	0,061574	7,3	276,6	-0,985	0,114	0,127	14. Mai	18	18:20	18:37							
635.1356	2	0,985	-0,164	0,048	0,35334	0,012729	0,061107	7,2	276,8	-0,985	0,117	0,125	15. Mai	17	18:21	18:38							
631.3978	2	0,985	-0,168	0,042	0,367908	0,013175	0,060011	6,9	277,2	-0,985	0,124	0,12	16. Mai	18	18:21	18:38							
611.9944	2	0,984	-0,17	0,017	0,424948	0,014356	0,05661	6,1	278,7	-0,984	0,142	0,107	17. Mai	18	18:22	18:59							
618.1955	2	0,984	-0,18	0,014	0,423675	0,014855	0,05555	5,9	278,6	-0,984	0,149	0,102	18. Mai	18	18:22	18:39							
616.2561	2	0,983	-0,181	0,01	0,432288	0,015111	0,054472	5,7	278,8	-0,983	0,152	0,1	19. Mai	19	18:22	18:40							
612.4845	2	0,983	-0,185	0,007	0,450001	0,015634	0,052769	5,4	279,2	-0,983	0,159	0,095	20. Mai	18	18:23	18:40							
637.7151	2	0,984	-0,171	0,048	0,351998	0,012732	0,061207	7,3	277,2	-0,984	0,124	0,127	21. Mai	18	18:23	18:40							
655.8661	2	0,984	-0,173	0,044	0,359168	0,012933	0,060663	7,2	277,4	-0,984	0,128	0,125	22. Mai	19	18:24	18:42							
630.2972	2	0,983	-0,178	0,032	0,381565	0,013641	0,05905	6,7	278	-0,983	0,138	0,117	23. Mai	18	18:25	18:42							
628.4326	2	0,983	-0,18	0,028	0,389919	0,013877	0,058604	6,6	278,2	-0,983	0,142	0,115	24. Mai	19	18:25	18:43							
628.5664	2	0,983	-0,182	0,025	0,39725	0,014117	0,057904	6,4	278,4	-0,983	0,145	0,112	25. Mai	19	18:25	18:43							
617.1766	2	0,982	-0,191	0,005	0,459265	0,015377	0,054376	5,7	279,4	-0,982	0,163	0,1	26. Mai	18	18:26	18:43							
638.8165	2	0,983	-0,181	0,043	0,357852	0,012925	0,060533	7,9	277,8	-0,983	0,135	0,127	27. Mai	19	18:26	18:44							
633.119	2	0,982	-0,184	0,035	0,372562	0,013379	0,059554	7	278,2	-0,982	0,142	0,122	28. Mai	19	18:26	18:44							
631.2798	2	0,982	-0,186	0,031	0,380137	0,013611	0,058857	6,9	278,4	-0,982	0,145	0,12	29. Mai	18	18:27	18:44							
629.427	2	0,982	-0,188	0,027	0,387883	0,013847	0,058158	6,7	278,6	-0,982	0,149	0,117	30. Mai	19	18:27	18:45							
627.5707	2	0,982	-0,189	0,023	0,395741	0,014086	0,057683	6,6	278,8	-0,982	0,152	0,115	31. Mai	19	18:28	18:46							
618.2355	2	0,98	-0,198	0,001	0,437536	0,015242	0,053847	5,9	279,5	-0,98	0,17	0,102	1. Jun.	19	18:28	18:46							
648.8817	2	0,982	-0,179	0,061	0,327427	0,011859	0,060169	8,2	277,2	-0,982	0,125	0,142	2. Jun.	19	18:29	18:47							
646.8721	2	0,982	-0,181	0,057	0,328955	0,012071	0,062783	8	277,4	-0,982	0,128	0,14	3. Jun.	19	18:29	18:47							
645.0589	2	0,982	-0,183	0,053	0,335656	0,012282	0,062347	7,9	277,6	-0,982	0,132	0,137	4. Jun.	19	18:29	18:47							
641.747	7	0,987	-0,185	0,048	0,343137	0,012497	0,061633	7,8	277,8	-0,987	0,135	0,135	5. Jun.	19	18:29	18:47							
641.4215	2	0,981	-0,186	0,045	0,349495	0,012715	0,061208	7,6	278	-0,981	0,139	0,132	6. Jun.	19	18:30	18:48							
641.1045	7	0,981	-0,184	0,044	0,348338	0,012634	0,060817	7	278,8	-0,981	0,137	0,132	7. Jun.	19	18:31	18:49							
650.423	2	0,98	-0,187	0,042	0,354509	0,012842	0,060433	6,7	278,2	-0,98	0,142	0,127	8. Jun.	19	18:31	18:52							

Zeitraum	Zeitraum	Minuten	Minuten im	Erste	Letzte Zeit	Messpunkt 1
Start	Ende	pro Tag	Zeitraum	Zeit	18:14	18:54
30.04.2020	10.08.2020	20	1725	18:14	18:54	

Potenzielle Reflexionen am Messpunkt 1:

1725 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)

1229 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)

486 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)

20 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Berechnung (Datensatz mit 7777 Einträgen /-74):

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)

ONI (W/m ²)	Osterr Hazard #	Reflekted Sun	Reflekted Sun	Reflekted Sun	Reflekted Sun	Kumul. Irradiation	Isotrope d. Glawe	Sun. Abstrak	Sun. Azimuth	Sun. Position	Sun. Position	Sun. Position
542.5157	2	-0.957	0.25	0.145	0.316055	0.011904	0.097027	0	106.8	0.957	-0.289	0
545.2671	2	-0.956	0.252	0.149	0.379346	0.011732	0.097312	0.2	107	0.956	-0.293	0.003
542.8768	2	-0.96	0.241	0.14	0.392317	0.01208	0.096788	0	106.2	0.96	-0.279	0.001
545.6094	2	-0.959	0.243	0.144	0.38468	0.011904	0.09709	0.2	106.4	0.959	-0.282	0.003
548.3363	2	-0.958	0.245	0.148	0.377197	0.011731	0.097373	0.3	106.6	0.958	-0.286	0.006
551.0574	2	-0.957	0.246	0.152	0.369966	0.01156	0.097635	0.5	106.8	0.957	-0.289	0.008
540.5424	2	-0.963	0.232	0.133	0.35753	0.01210	0.09653	0.1	105.6	0.963	-0.269	0.001
543.2622	2	-0.962	0.234	0.139	0.390086	0.01202	0.096854	0.2	105.8	0.962	-0.272	0.003
545.9764	2	-0.961	0.236	0.143	0.382475	0.011844	0.097155	0.3	106	0.961	-0.276	0.006
548.6849	2	-0.96	0.237	0.147	0.375019	0.011671	0.097434	0.5	106.2	0.96	-0.279	0.008
551.3876	2	-0.959	0.239	0.151	0.367734	0.0115	0.097694	0.6	106.4	0.959	-0.282	0.011
540.9694	2	-0.966	0.223	0.13	0.403464	0.012379	0.096252	0.1	105	0.966	-0.258	0.001
543.6709	2	-0.965	0.225	0.134	0.395565	0.012188	0.0966	0.2	105.2	0.965	-0.262	0.004
546.3668	2	-0.964	0.226	0.138	0.387826	0.012018	0.09692	0.4	105.4	0.964	-0.265	0.006
549.0571	2	-0.963	0.228	0.142	0.380244	0.011841	0.097218	0.5	105.6	0.963	-0.269	0.009
551.7416	2	-0.962	0.23	0.146	0.372816	0.011667	0.097494	0.6	105.8	0.962	-0.272	0.011
554.4205	2	-0.961	0.232	0.15	0.365539	0.011495	0.097753	0.8	106	0.961	-0.275	0.014
557.0936	2	-0.96	0.233	0.153	0.358409	0.011325	0.097995	0.9	106.2	0.96	-0.279	0.016
541.4184	2	-0.969	0.214	0.126	0.409151	0.012564	0.095948	0.1	104.3	0.969	-0.248	0.002
544.1017	2	-0.968	0.215	0.129	0.401119	0.012379	0.096324	0.2	104.6	0.968	-0.251	0.004
546.7795	2	-0.967	0.217	0.133	0.393251	0.012196	0.096669	0.4	104.8	0.967	-0.255	0.007
549.4517	2	-0.966	0.219	0.137	0.385542	0.012015	0.096987	0.5	105	0.966	-0.258	0.009
552.1183	2	-0.965	0.221	0.141	0.377989	0.011837	0.097281	0.7	105.2	0.965	-0.261	0.012
554.7793	2	-0.964	0.222	0.145	0.370559	0.011661	0.097555	0.8	105.4	0.964	-0.265	0.014
557.4346	2	-0.963	0.224	0.149	0.363341	0.011488	0.097811	1	105.6	0.963	-0.268	0.017
560.0842	2	-0.962	0.226	0.153	0.356239	0.011317	0.098051	1.1	105.8	0.962	-0.272	0.019
541.8881	2	-0.971	0.204	0.121	0.414917	0.012752	0.095615	0.1	103.7	0.971	-0.237	0.002
544.5535	2	-0.971	0.206	0.125	0.406751	0.012563	0.096023	0.3	103.9	0.971	-0.241	0.005
547.2133	2	-0.97	0.208	0.128	0.398752	0.012376	0.096395	0.4	104.1	0.97	-0.244	0.007
549.8677	2	-0.969	0.209	0.132	0.390914	0.012192	0.096737	0.6	104.3	0.969	-0.248	0.01
552.5165	2	-0.968	0.211	0.136	0.383236	0.01201	0.097053	0.7	104.5	0.968	-0.251	0.012
555.1598	2	-0.967	0.213	0.14	0.375714	0.01183	0.097345	0.8	104.7	0.967	-0.254	0.015
557.7974	2	-0.966	0.215	0.144	0.368345	0.011653	0.097616	1	104.9	0.966	-0.258	0.017
560.4294	2	-0.965	0.216	0.148	0.361125	0.011479	0.09787	1.1	105.1	0.965	-0.261	0.02
563.0558	2	-0.964	0.218	0.152	0.354052	0.011307	0.098107	1.3	105.3	0.964	-0.265	0.022
565.6765	2	-0.963	0.22	0.155	0.347123	0.011137	0.09833	1.4	105.5	0.963	-0.268	0.025
542.3709	2	-0.975	0.193	0.112	0.429237	0.013204	0.094751	0	102.9	0.975	-0.223	0
545.0101	2	-0.974	0.195	0.116	0.420764	0.013007	0.095246	0.2	103.1	0.974	-0.227	0.003
547.644	2	-0.973	0.197	0.12	0.412463	0.012812	0.095693	0.3	103.3	0.973	-0.23	0.005
550.2725	2	-0.972	0.198	0.123	0.40433	0.012619	0.096097	0.4	103.5	0.972	-0.234	0.008
552.8955	2	-0.971	0.2	0.127	0.396363	0.01243	0.096467	0.6	103.7	0.971	-0.237	0.01
555.513	2	-0.971	0.202	0.131	0.388559	0.012243	0.096805	0.7	103.9	0.971	-0.24	0.013

Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
4. Apr	1	06:47	06:47
5. Apr	2	06:45	06:46
6. Apr	4	06:43	06:46
7. Apr	6	06:40	06:45
8. Apr	7	06:38	06:44
9. Apr	9	06:36	06:44
10. Apr	10	06:34	06:43
11. Apr	12	06:31	06:42
12. Apr	13	06:29	06:41
13. Apr	15	06:27	06:41
14. Apr	16	06:24	06:39
15. Apr	19	06:21	06:39
16. Apr	20	06:19	06:38
17. Apr	21	06:18	06:38
18. Apr	23	06:15	06:37
19. Apr	24	06:13	06:36
20. Apr	26	06:11	06:36
21. Apr	27	06:09	06:35
22. Apr	29	06:07	06:35
23. Apr	30	06:04	06:33
24. Apr	32	06:02	06:33
25. Apr	34	06:00	06:33
26. Apr	33	06:00	06:32
27. Apr	33	06:00	06:32
28. Apr	31	06:00	06:30
29. Apr	31	06:00	06:30
30. Apr	31	06:00	06:30
1. Mai	30	06:00	06:29
2. Mai	30	06:00	06:29
3. Mai	29	06:00	06:28
4. Mai	29	06:00	06:28
5. Mai	29	06:00	06:28
6. Mai	28	06:00	06:27
7. Mai	27	06:00	06:26
8. Mai	27	06:00	06:26
9. Mai	26	06:00	06:25
10. Mai	26	06:00	06:25
11. Mai	25	06:00	06:24
12. Mai	25	06:00	06:24
13. Mai	25	06:00	06:24
14. Mai	24	06:00	06:23

Zeitraum Start Ende
07.04.2020 03.09.2020

Zeitraum Minuten pro Tag
40

Minuten im Zeitraum
3931

Erste Zeit Letzte Zeit
06:00 06:45

Messpunkt 2

Potenzielle Reflexionen am Messpunkt 2:
3331 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
 1626 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)
 1305 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)
 40 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 11621 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)

DBI (W/m²)	Gesamt Hazard	Reflexion Sur	Reflexion Sur	Reflexion Sur	Reflexion Sur	Nominal Incidience	Substanz d'Alve	Sur Albede	Sur Absorp	Sur Posizion						
541.8881	2	-0.973	0.204	0.121	0.314917	0.012752	0.095129	0.1	102.7	0.971	-0.237	0.002	11. Apr.	2	06:31	06:32
542.3709	2	-0.975	0.193	0.112	0.429237	0.013204	0.094572	0	102.9	0.975	-0.223	0	12. Apr.	3	06:29	06:31
545.0101	2	-0.974	0.195	0.116	0.420764	0.013007	0.094759	0.2	103.1	0.974	-0.227	0.003	13. Apr.	5	06:27	06:31
547.644	2	-0.979	0.197	0.112	0.412463	0.012812	0.095292	0.3	103.3	0.973	-0.23	0.005	14. Apr.	6	06:24	06:29
542.8771	2	-0.977	0.184	0.107	0.435306	0.013403	0.094141	0	102.3	0.977	-0.213	0.001	15. Apr.	9	06:21	06:28
545.4989	2	-0.976	0.185	0.111	0.426693	0.013202	0.094666	0.2	102.5	0.976	-0.216	0.003	16. Apr.	11	06:19	06:28
540.1153	2	-0.976	0.187	0.115	0.418255	0.013003	0.095129	0.3	102.7	0.976	-0.219	0.006	17. Apr.	11	06:18	06:28
550.7264	2	-0.975	0.189	0.119	0.409989	0.012806	0.095306	0.5	102.9	0.975	-0.223	0.008	18. Apr.	13	06:15	06:27
553.3321	2	-0.974	0.191	0.122	0.401851	0.012613	0.095707	0.6	103.1	0.974	-0.226	0.011	19. Apr.	14	06:14	06:26
540.7909	2	-0.979	0.174	0.102	0.443248	0.013541	0.093658	0.1	101.6	0.979	-0.202	0.001	20. Apr.	16	06:11	06:26
543.4066	2	-0.979	0.176	0.106	0.432705	0.013336	0.094233	0.2	101.8	0.979	-0.205	0.004	21. Apr.	17	06:09	06:25
546.005	2	-0.978	0.178	0.11	0.424113	0.013135	0.094748	0.3	102	0.978	-0.209	0.006	22. Apr.	19	06:07	06:25
548.6042	2	-0.977	0.179	0.114	0.415729	0.012936	0.095213	0.5	102.3	0.977	-0.212	0.009	23. Apr.	20	06:04	06:23
551.1981	2	-0.976	0.181	0.118	0.407499	0.01274	0.095379	0.6	102.5	0.976	-0.216	0.011	24. Apr.	22	06:02	06:23
553.7867	2	-0.976	0.183	0.121	0.399437	0.012546	0.095606	0.8	102.7	0.976	-0.219	0.014	25. Apr.	24	06:00	06:23
543.3478	2	-0.982	0.165	0.097	0.4477	0.013746	0.093109	0.1	101	0.982	-0.191	0.002	26. Apr.	23	06:00	06:22
543.9403	2	-0.981	0.166	0.101	0.438804	0.013538	0.093572	0.2	101.2	0.981	-0.195	0.004	27. Apr.	23	06:00	06:22
546.5276	2	-0.98	0.168	0.105	0.430689	0.013332	0.094323	0.4	101.4	0.98	-0.198	0.007	28. Apr.	21	06:00	06:20
549.1096	2	-0.979	0.17	0.109	0.431582	0.013136	0.094833	0.5	101.6	0.979	-0.201	0.009	29. Apr.	21	06:00	06:20
551.6865	2	-0.979	0.172	0.113	0.413189	0.012929	0.095294	0.7	101.8	0.979	-0.205	0.012	30. Apr.	20	06:00	06:19
554.2581	2	-0.978	0.173	0.116	0.404986	0.012732	0.095712	0.8	102	0.978	-0.208	0.014	1. Mai.	20	06:00	06:19
556.8244	2	-0.977	0.175	0.12	0.39697	0.012537	0.095871	1	102.2	0.977	-0.212	0.017	2. Mai.	20	06:00	06:19
559.3854	2	-0.976	0.177	0.124	0.389108	0.012345	0.096233	1.1	102.4	0.976	-0.215	0.019	3. Mai.	19	06:00	06:18
541.9195	2	-0.984	0.155	0.092	0.45403	0.013855	0.092476	0.1	100.4	0.984	-0.18	0.002	4. Mai.	19	06:00	06:18
544.4949	2	-0.983	0.157	0.096	0.444991	0.013745	0.093204	0.3	100.6	0.983	-0.184	0.005	5. Mai.	18	06:00	06:17
547.0653	2	-0.982	0.159	0.1	0.436135	0.013539	0.093842	0.4	100.8	0.982	-0.187	0.007	6. Mai.	18	06:00	06:17
549.6304	2	-0.982	0.16	0.104	0.427461	0.013326	0.094499	0.5	101	0.982	-0.191	0.01	7. Mai.	17	06:00	06:16
552.1905	2	-0.981	0.162	0.108	0.418963	0.013122	0.094917	0.7	101.2	0.981	-0.194	0.012	8. Mai.	16	06:00	06:15
554.7453	2	-0.98	0.164	0.112	0.410638	0.01292	0.095375	0.8	101.4	0.98	-0.198	0.015	9. Mai.	16	06:00	06:15
557.2949	2	-0.979	0.165	0.115	0.402483	0.012722	0.09579	1	101.6	0.979	-0.201	0.017	10. Mai.	16	06:00	06:15
559.8392	2	-0.979	0.167	0.119	0.394483	0.012526	0.096399	1.1	101.8	0.979	-0.204	0.02	11. Mai.	15	06:00	06:14
562.3783	2	-0.978	0.169	0.123	0.386668	0.012334	0.096869	1.3	102	0.978	-0.208	0.022	12. Mai.	15	06:00	06:14
542.4982	2	-0.986	0.144	0.085	0.466927	0.014456	0.092078	0	99.5	0.986	-0.166	0	13. Mai.	15	06:00	06:14
545.0491	2	-0.986	0.145	0.087	0.460451	0.014234	0.091734	0.1	99.8	0.986	-0.169	0.003	14. Mai.	14	06:00	06:13
547.5949	2	-0.985	0.147	0.091	0.451267	0.014016	0.092369	0.3	100	0.985	-0.173	0.005	15. Mai.	14	06:00	06:13
550.1356	2	-0.984	0.149	0.095	0.44227	0.0138	0.093294	0.4	100.2	0.984	-0.176	0.008	16. Mai.	14	06:00	06:13
552.6713	2	-0.984	0.151	0.099	0.433456	0.013587	0.09393	0.6	100.4	0.984	-0.18	0.01	17. Mai.	13	06:00	06:12
555.2019	2	-0.983	0.152	0.103	0.424822	0.013378	0.094495	0.7	100.6	0.983	-0.183	0.013	18. Mai.	13	06:00	06:12
557.7272	2	-0.982	0.154	0.107	0.416186	0.013171	0.094999	0.9	100.8	0.982	-0.187	0.015	19. Mai.	13	06:00	06:11
560.2476	2	-0.982	0.156	0.111	0.408079	0.012967	0.095454	1	101	0.982	-0.19	0.018	20. Mai.	12	06:00	06:11
562.7827	2	-0.981	0.158	0.114	0.400069	0.012766	0.095966	1.2	101.2	0.981	-0.194	0.02	21. Mai.	12	06:00	06:11
565.3128	2	-0.98	0.16	0.118	0.392062	0.012568	0.096478	1.3	101.4	0.98	-0.197	0.023	22. Mai.	12	06:00	06:11

Zeitraum	Zeitraum	Minuten	Minuten	Erste	Letzte Zeit	Messpunkt 3
Start	Ende	pro Tag	Zeitraum	Zeit		
19.04.2020	27.08.2020	30	2377	06:00	06:32	

Potenziale Blattlöcher am Messpunkt 3:

2227 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)

1634 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)

743 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)

30 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 93% 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)