

SolPEG Blendgutachten

Solarpark Heiligenstedten

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in der Nähe von Heiligenstedten in Schleswig-Holstein**

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

☎ +49 40 79 69 59 36

📞 +49 40 79 69 59 38

@ info@solpeg.com

🌐 www.solpeg.com

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.....	7
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....	8
3.1	Rechtliche Hinweise	8
3.2	Blendwirkung von PV-Modulen	8
3.3	Berechnung der Blendwirkung	10
3.4	Technische Parameter der PV-Anlage.....	11
3.5	Standorte für die Analyse	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	13
4	Ergebnisse	17
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südöstlich.....	18
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke südlich	20
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, B5 südlich	22
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, B5 südlich	23
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude südöstlich	24
4.6	Gebäude südöstlich.....	25
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	26
6	Schlussbemerkung	26
7	Anhang (Auszug).....	27-43

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV-Anlage Heiligenstedten

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV-Anlage „Heiligenstedten“ für die Bahnstrecke der Marschbahn sowie für Anwohner der ggf. umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

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

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Lichtleitlinie¹, 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 Lichtleitlinie 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 „Heiligenstedten“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für die Bahnstrecke der Marschbahn, die B5 sowie ggf. 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 ist notwendig da die verfügbaren Datenquellen ausreichend sind, um einen Eindruck über die örtlichen Gegebenheiten 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 widergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 1 km nördlich der Ortschaft Heiligenstedten in Schleswig-Holstein, ca. 3 km westlich von Itzehoe. Südlich der Fläche verläuft auf einer Länge von ca. 540 m die Bahnstrecke der Marschbahn und die B5. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen ca. 1 km nördlich von Heiligenstedten in Schleswig-Holstein. Die Flächen sind überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	53.940°N, 9.460°O, 4 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang der Bahnstrecke / B5	ca. 540 m
Abstand zur Bahnstrecke	ca. 15 m – 20 m
Abstand zur B5	ca. 65 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 420 m (nicht relevant)

Übersicht² über den Standort und die PV-Anlage (schematisch)



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

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

Detailansicht der PV-Anlage und Umgebung



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

Detailansicht der PV-Anlage

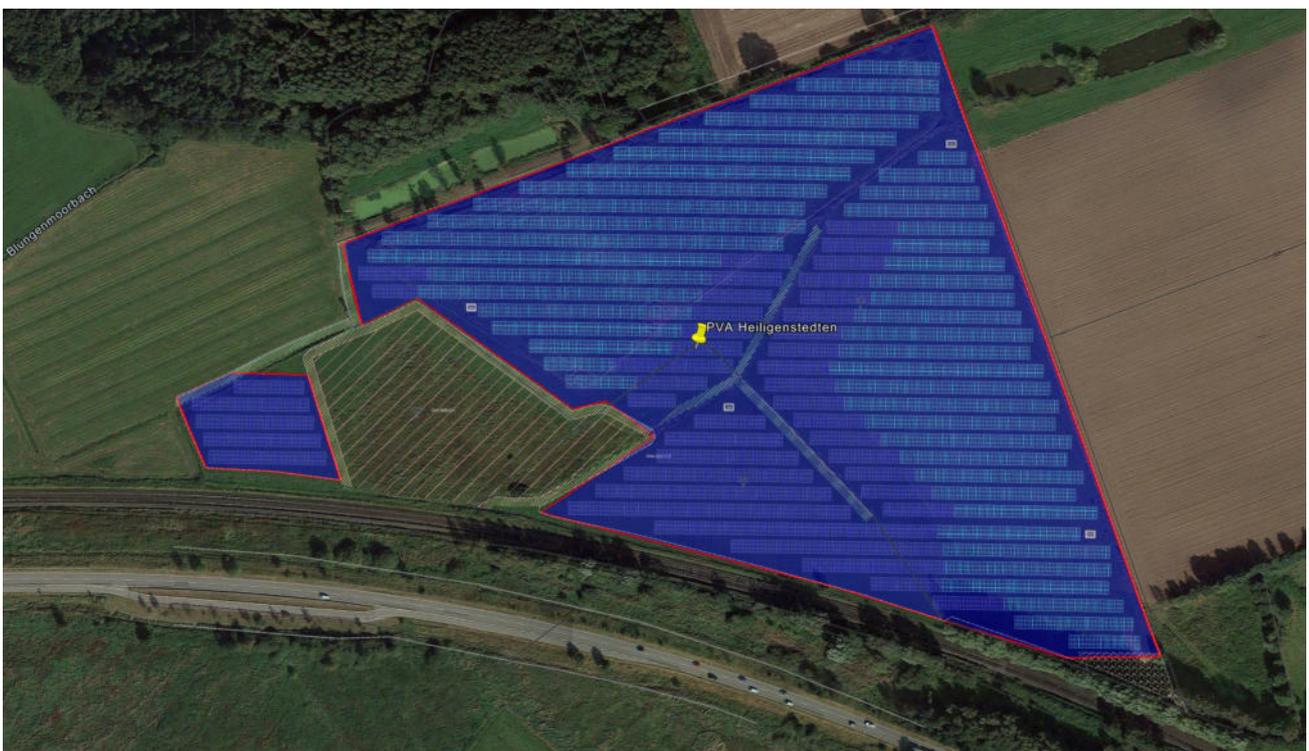


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Fotos der PV-Fläche. Blick von Südwesten nach Osten.



Bild 2.1.4: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Auftraggeber)

Detailansicht der PV-Fläche. Blick von Südosten nach Nordwesten



Bild 2.1.5: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Youtube Video, Ausschnitt)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt die PV-Fläche und Umgebung und verdeutlicht, dass in der näheren Umgebung keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden sind. Eine Analyse von Immissionsorten an Gebäuden ist demnach nicht erforderlich, der Standort im Osten wird dennoch analysiert.



Bild 2.2.1: PV-Anlage und entfernt östlich gelegene Gebäude (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. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im über-
ragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als
Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig³ die grundsätzlich
fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleit-
linie können lediglich im Einzelfall als Orientierung herangezogen werden.

3.2 Blendwirkung von PV-Modulen

Vereinfacht ausgedrückt nutzen PV-Module das Sonnenlicht zur Erzeugung von Strom. Hersteller von
PV-Modulen sind daher bestrebt, dass möglichst viel Licht vom PV-Modul absorbiert wird, da mög-
lichst das gesamte einfallende Licht für die Stromproduktion genutzt werden soll. Die Materialforschung
hat mit speziell strukturierten Glasoberflächen (Texturen) und Antireflexionsschichten den Anteil des
reflektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV-Moduls:

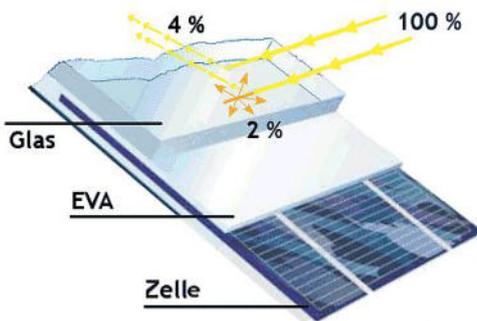


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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



Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

³ <https://oberlandesgericht-braunschweig.Schleswig-Holstein.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Links ein einfaches Modul ohne spezielle Oberflächenbehandlung. Das rechte Bild entspricht aktuellen, hochwertigen PV-Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird weniger Sonnenlicht reflektiert bzw. diffus reflektiert mit einer stärkeren Streuung. Die Leuchtdichte der Modulfläche ist entsprechend vermindert.

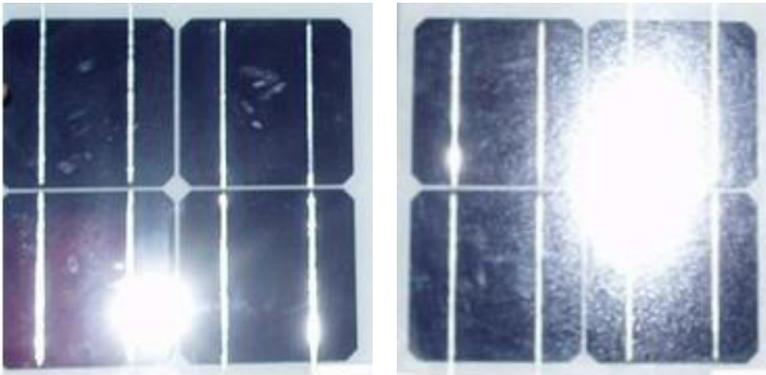


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

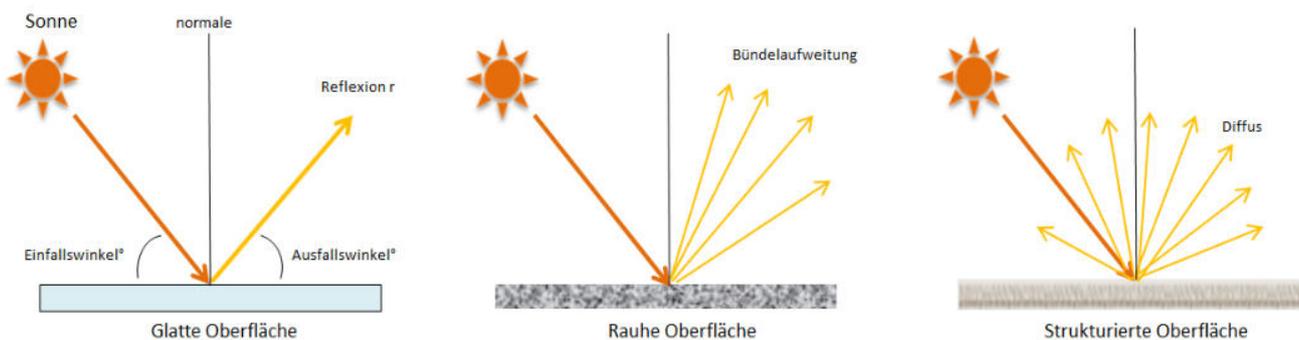


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV-Module des Herstellers Tongwei zum Einsatz kommen, die lt. vorliegender Informationen des Herstellers über Anti-Reflexions-Eigenschaften verfügen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt.

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

Mechanical Parameters

Cells	TPC
Cell Orientation	144[6X24]
Dimension	2278±2 X1134±2X35mm
Weight	27.8kg
Front Glass	3.2mm high transmittance, AR coated tempered glass
Backsheet	White
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Junction Box	IP68, 3 diodes

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 FAA⁴ 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:

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

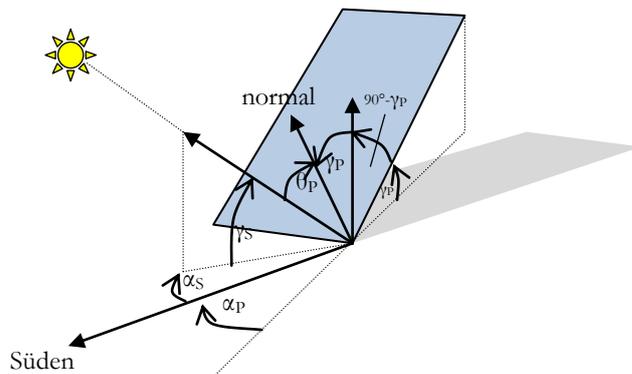


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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-Leitlinie⁵ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁶, New Mexico überprüft.

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

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

⁶ 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.

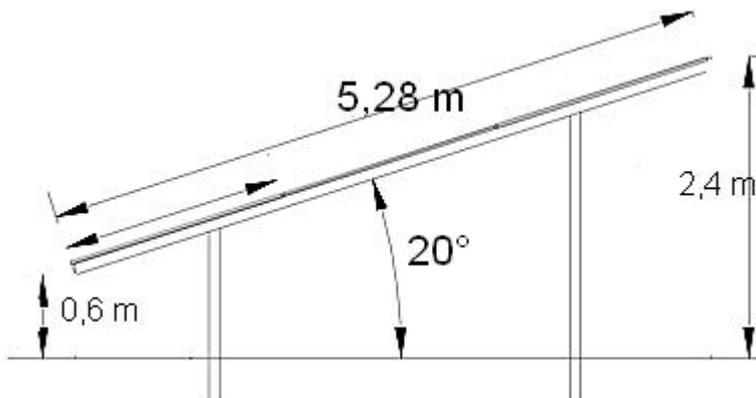


Bild 3.4.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung, Beispiel)

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

Tabelle 1: Berechnungsparameter

PV-Modul	Tongwei (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	3 Module hochkant übereinander (3P)
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	15° und 10°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. ca. 0,60 m, max. 2,20 m
Anzahl Messpunkte gesamt	5 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte Zugführer	2,5 m über Boden inkl. Bahndamm
Azimut Blickrichtung Zugführer ⁷	Fahrtrichtung +/- 20°

⁷ Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr 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 wird der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

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 Heiligenstedten wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke, 2 Messpunkte auf der B5 sowie 1 Messpunkt an umliegenden Gebäuden. Andere Standorte und Gebäude wurden nicht weiter 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 (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 fehlt⁸ 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.

⁸ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

Sonderfall Zugführer

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

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



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

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



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

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

Sonstige Einflüsse

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

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

In der Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY⁹) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung¹⁰ von ca. 62,5 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

Aber auch der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel, Bäume oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden.

Es handelt sich dabei allerdings um Limitierungen der Software und nicht um Vorgaben für die Berechnung von Reflexionen. Eine realitätsnahe Simulation ist mit der aktuell verfügbaren Simulationssoftware nur begrenzt möglich.

Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m² beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaptation des Auges).

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

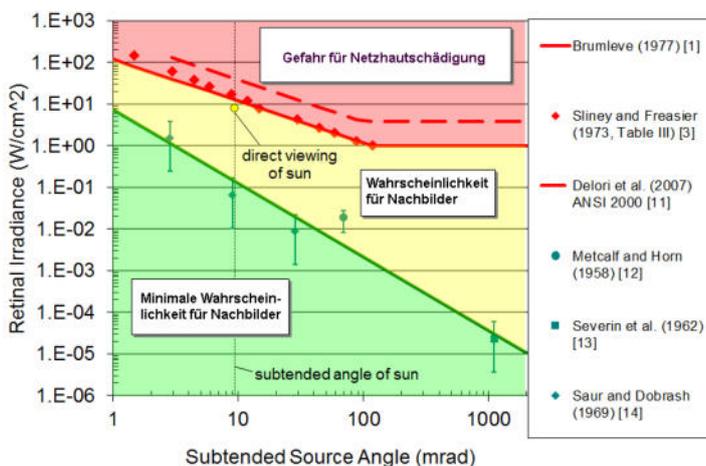


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

⁹ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

¹⁰ 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_cen_cfc_mean_2022_17.png

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV-Anlage Heiligenstedten 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 LAI Lichtleitlinie 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 im „nächtlichen Zeitfenster“ von 22:00 – 06:00 Uhr auftreten würden, sind zu relativieren bzw. 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 3 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.

Tabelle 2: Potentielle Blendwirkung an den jeweiligen Messpunkten [Kategorie ■, Minuten pro Jahr]

Messpunkt	PV-Feld 1 10° Neigung	PV-Feld 2 15°	PV-Feld 3 10°
P1 Bahnstrecke südöstlich	-	1808 ^W	2243 ^W
P2 Bahnstrecke südwestlich	700 ^W	277 ^W	-
P3 B5 südwestlich	-	136 ^{WD}	57 ^{WD}
P4 B5 südlich	-	801 ^W	-
P5 Gebäude östlich	-	-	-

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^D Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südöstlich

Im Bereich von Messpunkt P1 auf der Bahnstrecke können bei der Fahrt Richtung Westen theoretisch Reflexionen durch das PV-Feld 3 auftreten. Diese können zwischen dem 07. Mai und dem 05. August zwischen 18:51 - 19:35 Uhr für 5 bis max. 31 Minuten am Tag¹¹ aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel von Reflexionen liegen teilweise im Bereich des Sichtwinkels des Zugführers und könnten theoretisch als störend oder irritierend empfunden werden. Aber in diesem Abschnitt ist ein Bewuchs aus Büschen und Bäumen vorhanden, der einen direkten Sichtkontakt mit der Immissionsquelle überwiegend verhindert.

Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

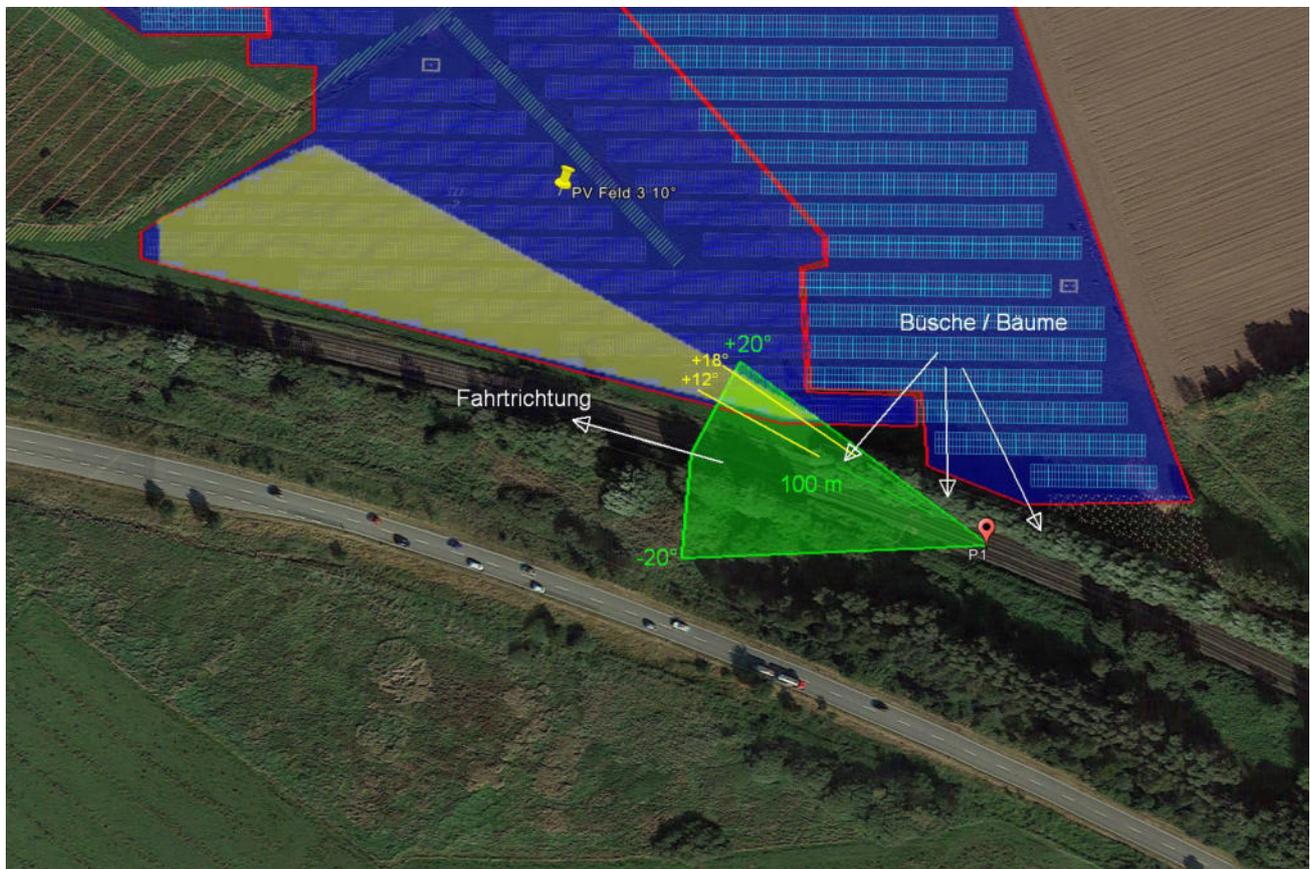


Bild 4.1.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich ist der für Zugführer relevante Sichtbereich (Fahrtrichtung +/-20°, ca. 100 m). Im gelb/weiß markierten Bereich können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten, überwiegend nicht einsehbar durch Bewuchs entlang der Bahnstrecke.

¹¹ Generell wird das Auftreten von Reflexionen an weniger als 5 Minuten pro Tag nicht berücksichtigt (Messunsicherheit)

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze (Pseudo 3D) beispielhaft die Situation am Messpunkt P1 bei der Fahrt Richtung Westen am 09. Juni um 19:30 Uhr. Der Verlauf der Lichtstrahlen ist durch gelbe Pfeile symbolisiert und verdeutlicht, dass potentielle Reflexionen nur rechts zur Fahrtrichtung, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, auftreten können.

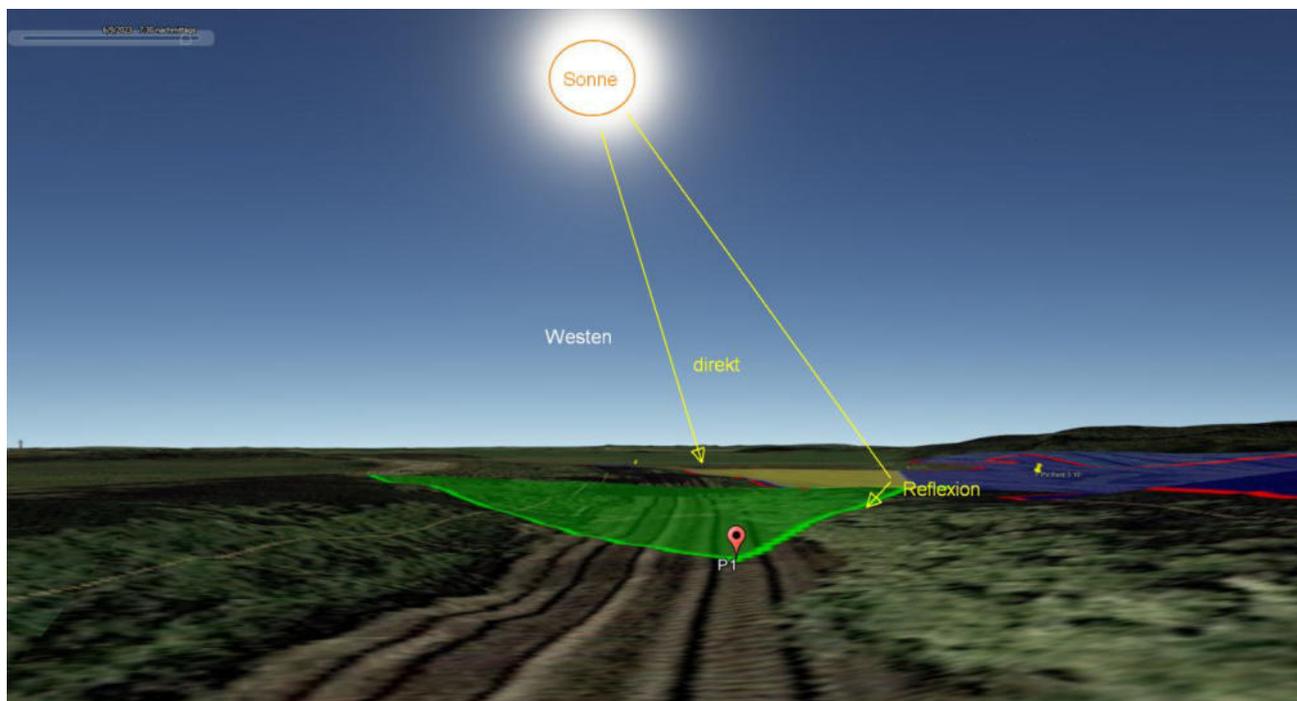


Bild 4.1.2: Situation am Messpunkt P1, Fahrt Richtung Westen (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P1, Blick Richtung Westen. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen sind nicht wahrscheinlich, da diese überwiegend außerhalb des relevanten Sichtwinkels auftreten würden. Darüber hinaus ist die Fläche der PV-Anlage aufgrund der vorhandenen Vegetation im Randbereich nicht einsehbar.

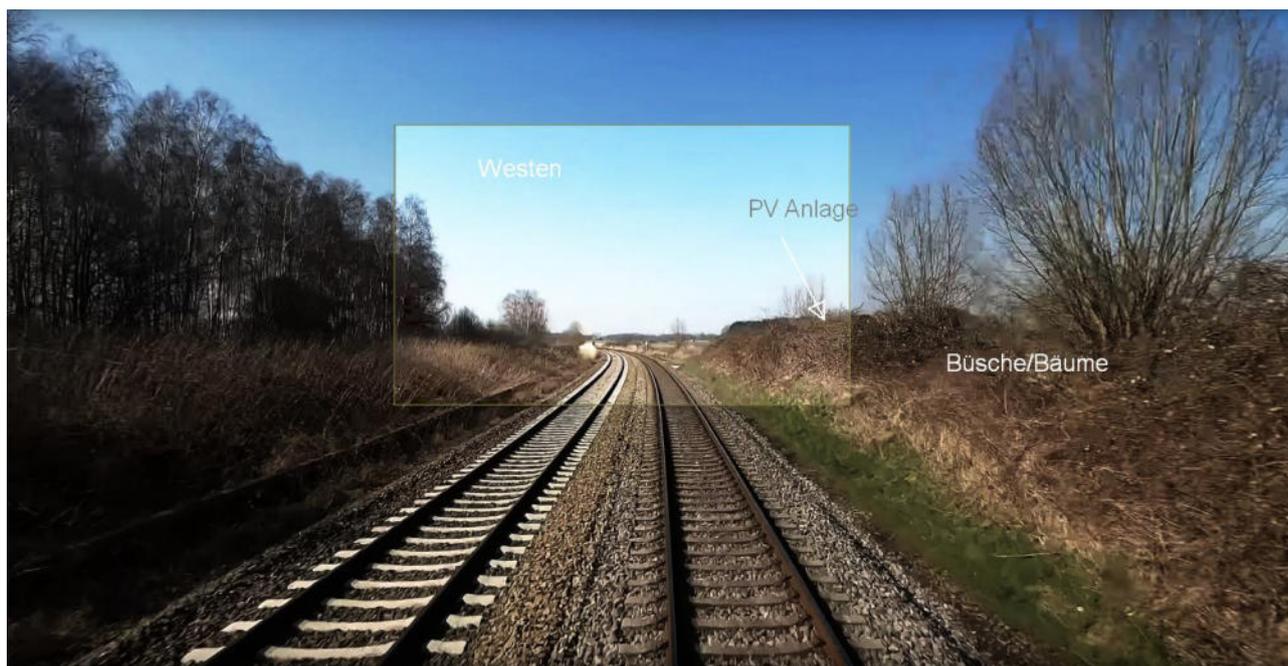


Bild 4.1.3: Foto am Messpunkt P1 (Quelle: Youtube [Video IwQ0wWnC9ZQ](https://www.youtube.com/watch?v=IwQ0wWnC9ZQ), Minute 41:20)

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke südlich

Am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke südlich der PV-Anlage können theoretisch bei der Fahrt Richtung Westen und Reflexionen durch das PV-Feld 1 auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 27. Mai und dem 16. Juli zwischen 19:09 - 19:29 Uhr für 5 bis max. 17 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung auftreten.

Entscheidend für die Beurteilung einer Blendwirkung ist allerdings der Umstand, dass die Einfallswinkel außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels liegen und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

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

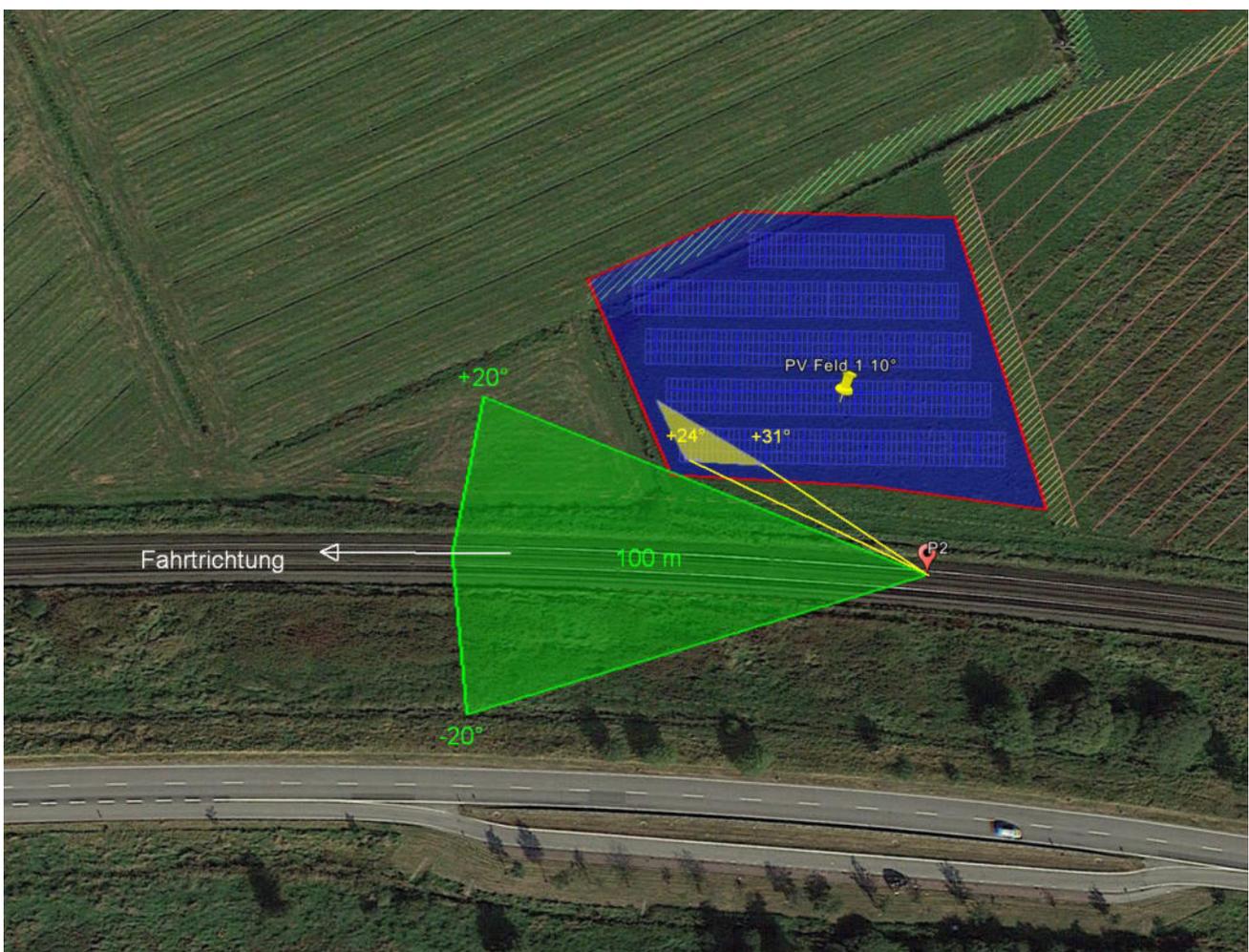


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die grün markierten Bereiche sind die für Zugführer relevanten Sichtbereiche (Fahrtrichtung +/-20°, ca. 100 m). In den gelb/grün markierten Bereichen, außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels, können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten wären die Bereiche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P2, Blick Richtung Westen. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV-Anlage zwar im Randbereich evt. sichtbar sind aber Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen sind nicht wahrscheinlich, da diese nur außerhalb des relevante Sichtwinkels auftreten würden.



Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2 (Quelle: Youtube [Video IwQ0wWnC9ZQ](https://www.youtube.com/watch?v=IwQ0wWnC9ZQ), Minute 41:28)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, B5 südlich

Am Messpunkt P3 auf der B5 südwestlich der geplanten PV-Anlage können bei der Fahrt Richtung Osten theoretisch an insgesamt nur 136 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das PV-Feld 3 auftreten. Diese können zwischen dem 01. August und dem 09. August zwischen 05:50 - 06:00 Uhr für 5 bis max. 8 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Entlang der Fahrbahn ist ein Bewuchs aus Büschen und Bäumen vorhanden, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Es handelt sich hier um alten Baumbestand, der zwar rechtlich gesehen keinen dauerhaften Sichtschutz darstellt aber dennoch können solche örtlichen Gegebenheiten nicht ignoriert werden. Daher sind die rechnerisch ermittelten Ergebnisse in der Realität nicht oder nur bedingt anwendbar.

Insbesondere aufgrund der kurzen zeitlichen Dauer sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen und darüber hinaus liegen auch in diesem Abschnitt die Einfallswinkel der Reflexionen außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage im Bereich von Messpunkt P3 kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

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

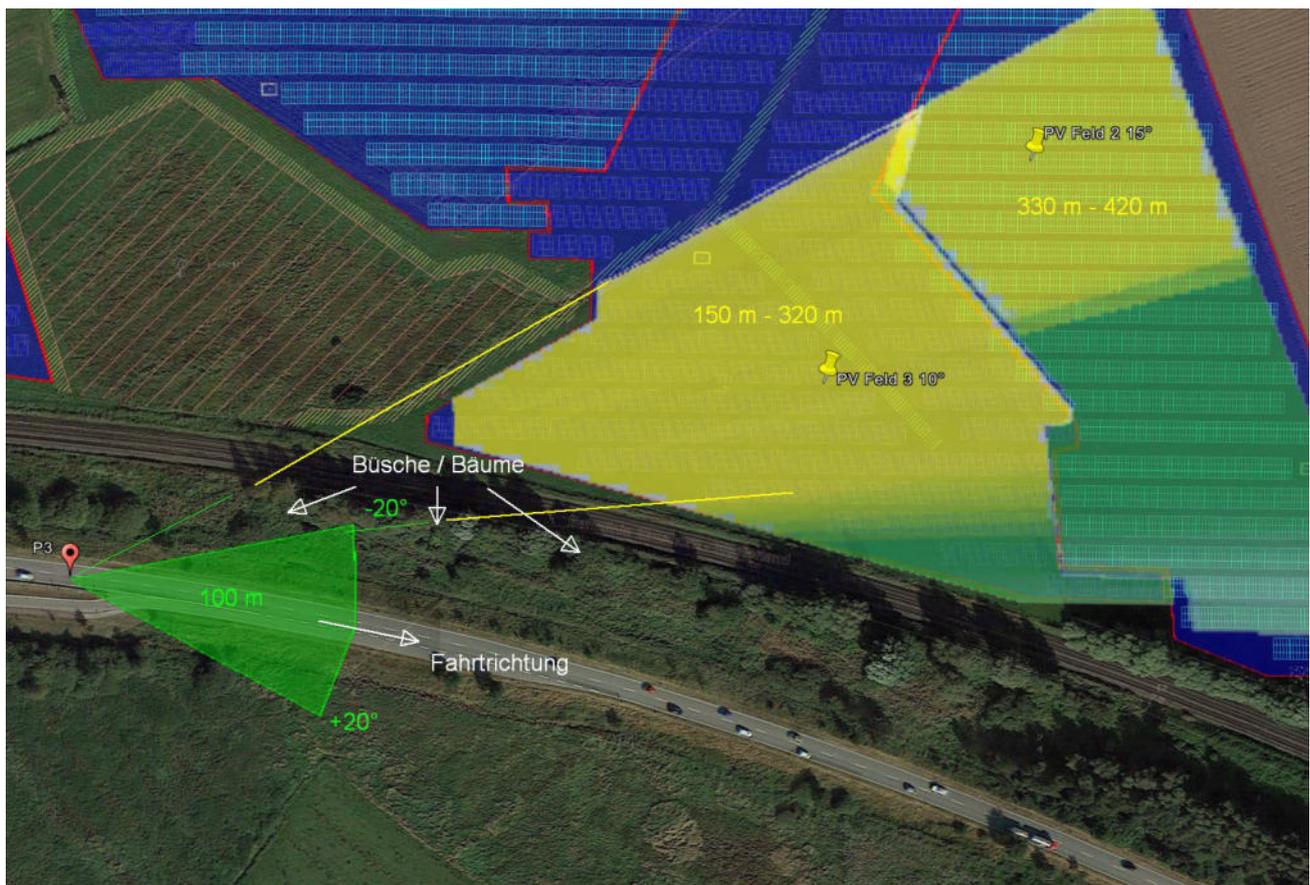


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Rein rechnerisch können auch an 57 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das weiter östlich gelegene PV-Feld 2 auftreten. Diese sind allerdings aufgrund der sehr kurzen Dauer und insbesondere aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, B5 südlich

Am Messpunkt P4 auf der B5 südlich der geplanten PV-Anlage können bei der Fahrt Richtung Osten theoretisch an insgesamt 801 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das PV-Feld 2 auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 27. April und dem 15. August in den frühen Morgenstunden zwischen 05:50 - 06:12 Uhr für 5 bis max. 17 Minuten aus östlicher Richtung auftreten.

Wie auch am Messpunkt P3 ist auch hier entlang der Fahrbahn ein Bewuchs aus Büschen und Bäumen vorhanden, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Daher sind die rechnerisch ermittelten Ergebnisse in der Realität nicht oder nur bedingt anwendbar.

Entscheidend für die Beurteilung einer potentiellen Blendwirkung ist allerdings auch hier der Aspekt, dass die Einfallswinkel der Reflexionen mit ca. -31° bis -50° links (östlich) zur Fahrtrichtung, außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegen und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage im Bereich von Messpunkt P4 und im weiteren Verlauf kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P4 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

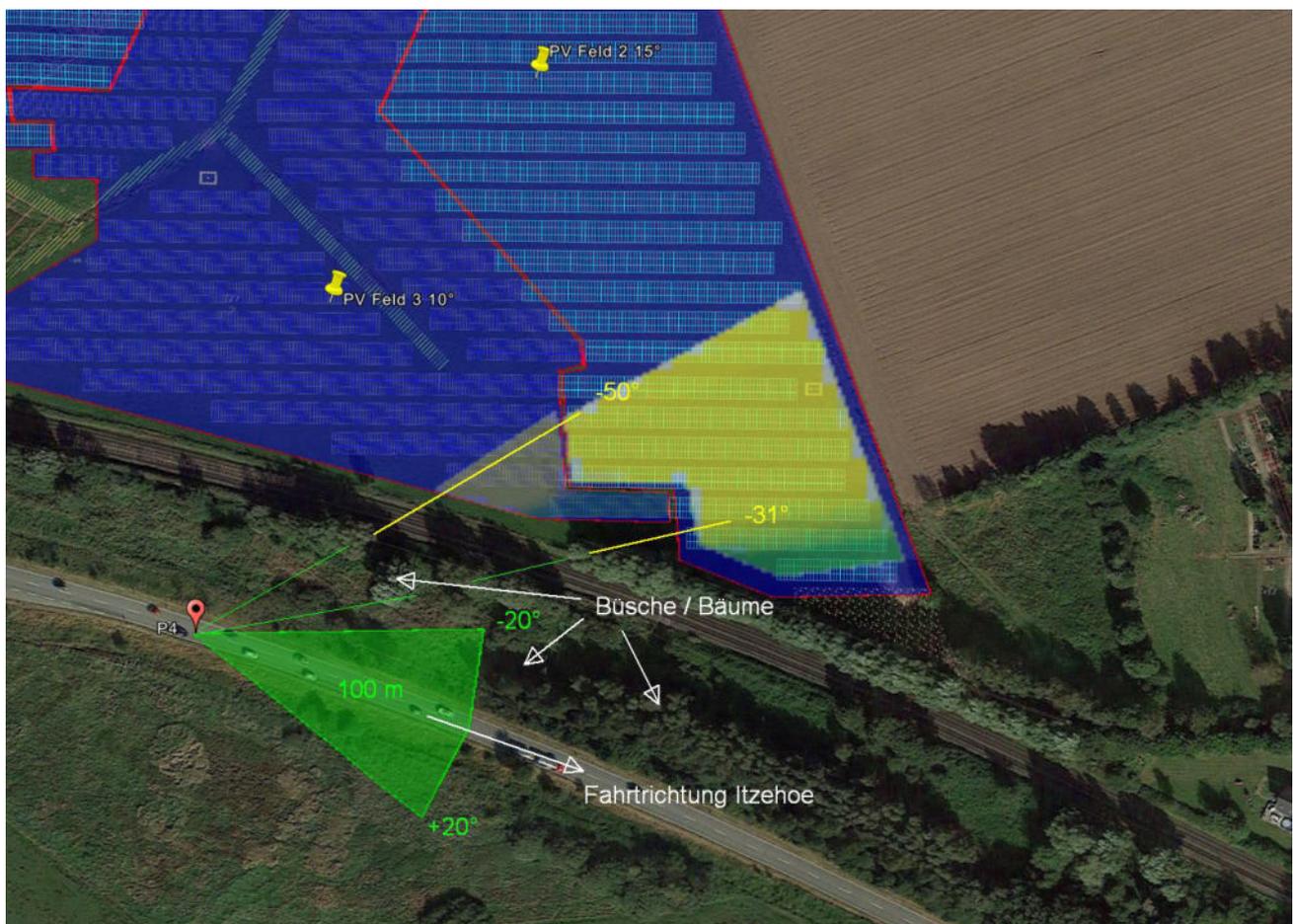


Bild 4.4.1: Simulation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Rein rechnerisch können auch in geringem Umfang Reflexionen durch das PV-Feld 3 auftreten. Die Einfallswinkel sind aufgrund der Moduleigung nur geringfügig anders als die von PV-Feld 2 und daher sind potentielle Reflexionen durch das PV-Feld 3 zu vernachlässigen.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude südöstlich

Messpunkt P5 im Bereich der östlich gelegenen Gebäude (u.a. Schule) wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle kaum mit Reflexionen durch die PV-Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine relevanten Ergebnisse. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern und anderen Personen durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P5 in Bezug auf das PV-Feld 2. 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. Der Wert von 41 Minuten entspricht den unbereinigten Rohdaten.

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 5)

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

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

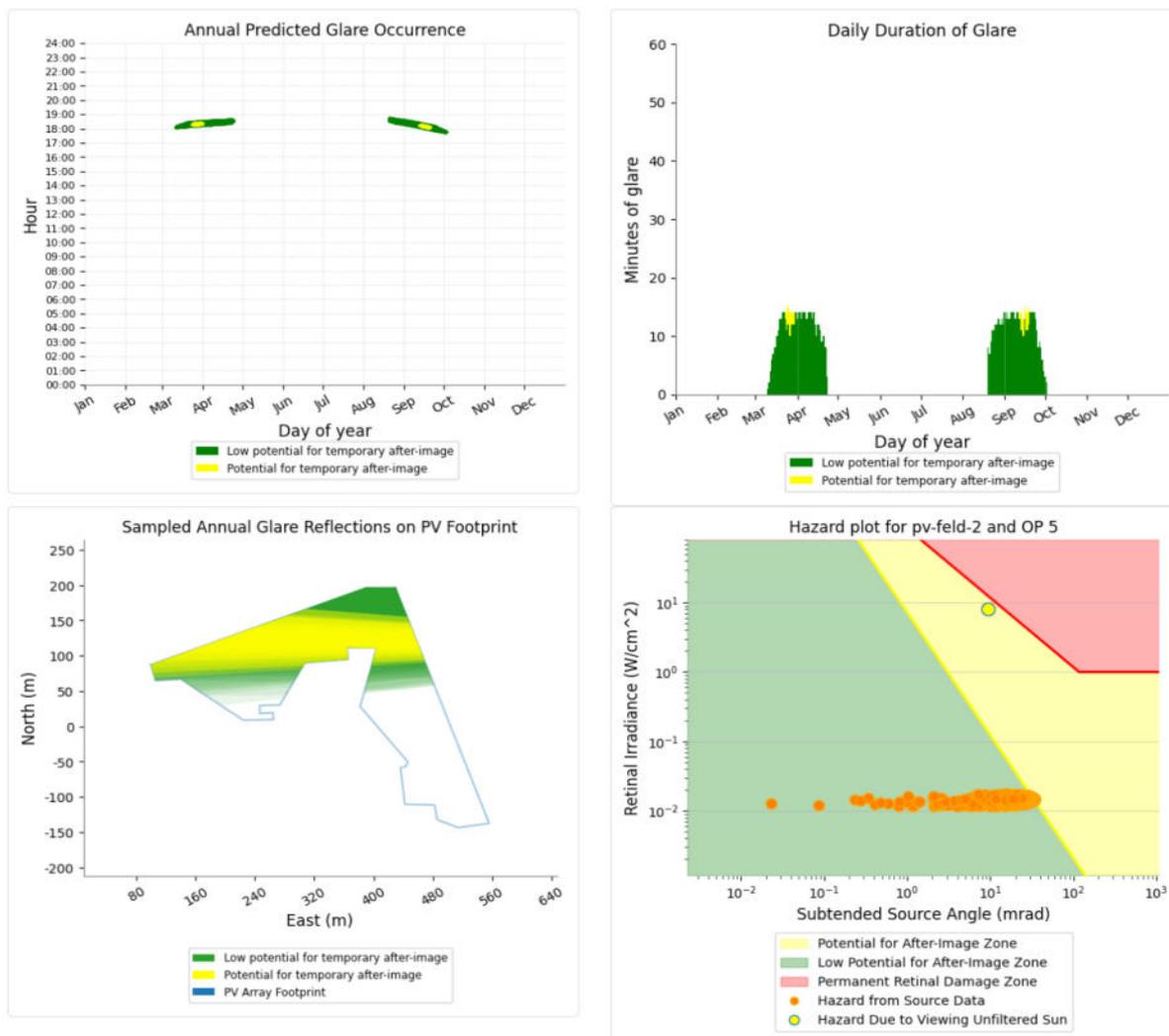


Bild 4.5.1: Ergebnisdetails für Messpunkt P5 (Quelle: Simulationsergebnisse)

4.6 Gebäude südöstlich

Weitere Standorte an Gebäuden in der Umgebung, u.a. die Gebäude südöstlich, wurden nur intern betrachtet/simuliert. Aufgrund der Lage können die Gebäude nicht von Reflexionen erreicht werden aber auch aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle von über 150 m wären potenzielle Reflexionen nicht relevant. Darüber hinaus sind die Gebäude von Büschen und Bäumen umgeben, sodass ohnehin kein Sichtkontakt zur PV-Anlage vorhanden ist.

Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann daher ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für ggf. vorhandene Nachbargebäude.

Das folgende Satellitenfoto vom 15.07.2023 zeigt die Situation im Bereich der südöstlich gelegenen Gebäude.



Bild 4.6.1: Südöstlich gelegene Gebäude (Quelle: Google Earth / SolPEG)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV-Anlage „Heiligenstedten“ kann als „geringfügig“ klassifiziert¹² werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV-Anlage als gering eingestuft werden.

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

Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Zugführer auf der Bahnstrecke der Marschbahn werden nicht durch potentielle Reflexionen durch die PV-Anlage beeinträchtigt da die Einfallswinkel überwiegend außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels liegen. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Auf der parallel zur Bahnstrecke verlaufenden B5 liegen die Einfallswinkel ebenfalls überwiegend außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung des fließenden Verkehrs durch die PV-Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

Gebäude der östlich gelegenen Ortschaft Julianka sind aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle nicht von Reflexionen betroffen. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

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.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten und es bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

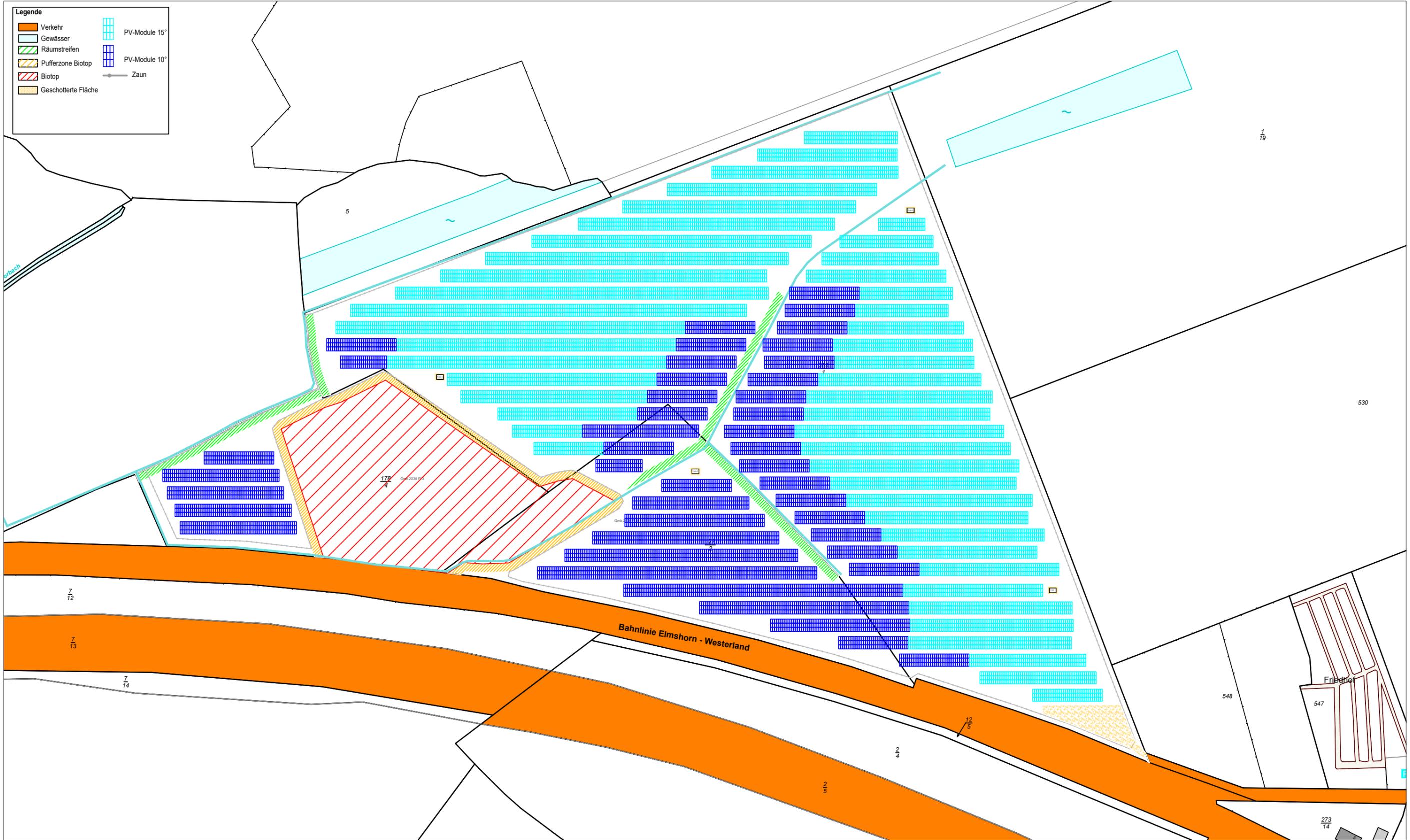
6 Schlussbemerkung

Die hier dargestellten Untersuchungen, Sachverhalte und Einschätzungen wurden nach bestem Wissen und Gewissen und anhand von vorgelegten Informationen, eigenen Untersuchungen und weiterführenden Recherchen angefertigt. Eine Haftung für etwaige Schäden, die aus diesen Ausführungen bzw. weiteren Maßnahmen erfolgen, kann nicht übernommen werden.

Hamburg, den 14.06.2023


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹² Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



Legende

	Verkehr		PV-Module 15°
	Gewässer		PV-Module 10°
	Räumstreifen		Zaun
	Pufferzone Biotop		
	Biotop		
	Geschotterte Fläche		

beaufort 9

Beaufort 9 GmbH
Essener Str. 4, Valvo-Park
22419 Hamburg

Bauvorhaben:
Beaufort 9 GmbH & Co. 4. Betriebs KG
Photovoltaik – Freiflächenanlage Heiligenstedten

Darstellung:
FF882 erste Auslegung

Projekt Nr: FF882
Zeichnungs-Nr: 10 // 28.02.2023
Format: A 3
Maßstab: 1:2000



Tongwei TNC Module - N-type product display

182TNC Half-cell Bifacial Module (72)

High Power Output
Low LCOE

Maximum Power
Up to 570W+

High Reliability

Low LID

Basic Information Detailed Parameters

Higher power

For the same module type, the power of N-type modules is 15-20W higher than that of P-type modules.

Lower Temperature Coefficient

The temperature coefficient of the P-type module is -0.35%/°C. The temperature coefficient of the N-type Topcon module is optimized to -0.30%/°C. Power generation is particularly prominent in high-temperature environments.

Higher Bifaciality

For the same module type, the bifaciality of the N-type module is increased by 10-15% compared with the P-type module.

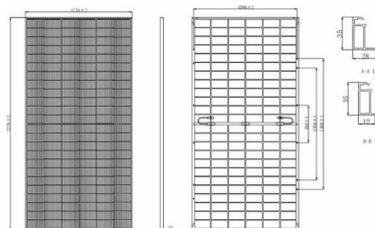
Better Output Warranty

1st year <1% (P-type 2%)
30-year warranty for both monofacial and bifacial power output (30 years for P-type bifacial and 25 years for P-type monofacial)
Output power is no less than 87.4% of the initial after 30 years.

Basic Information Detailed Parameters

Mechanical Parameters

Cell Orientation	144[6×24]
Dimensions	2384×1096×35mm
Weight	32.7KG
Junction box	IP68, 3 diodes
Packaging	13 m flat:620,17.5 m flat:868



Operating Parameters

Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC
Maximum Series Fuse Rating	30A
Power Output Tolerance	0~+5W
Maximum Power Bifaciality	80±5%

Temperature characteristics

Temperature Coefficient(Pmax)	-0.30%/°C
Temperature Coefficient(Voc)	-0.25%/°C
Temperature Coefficient(Isc)	+0.04%/°C
NMOT	43±2°C

Operating Parameters (STC)

Module type: TW**MBGT-144-D

	550	555	560	565	570
Maximum Power - Pm (W)	550	555	560	565	570
Open Circuit Voltage - Voc (V)	50.27	50.47	50.67	50.87	51.07
Short Circuit Current - Isc (A)	14.01	14.05	14.09	14.13	14.17
Maximum Power Voltage - Vm (V)	41.57	41.86	42.14	42.42	42.70
Maximum Power Current - Im (A)	13.23	13.27	13.31	13.35	13.39
Module Efficiency - η (%)	21.3	21.5	21.7	21.9	22.1

* STC: Irradiation 1000W/m²; AM1.5; Cell Temperature 25°C; Power Test Uncertainty: ±3%

Operating Parameters (NOCT)

Module type: TW**MBGT-144-D

Maximum Power - Pm (W)	414.0	417.0	421.0	425.0	429.0
Open Circuit Voltage - Voc (V)	47.75	47.94	48.13	48.32	48.51
Short Circuit Current - Isc (A)	11.31	11.36	11.41	11.46	11.50
Maximum Power Voltage - Vm (V)	39.13	39.26	39.39	39.52	39.65
Maximum Power Current - Im (A)	10.57	10.63	10.69	10.75	10.81

* NMOT: Irradiation 800W/m²; Environment Temperature 20°C; AM 1.5; Wind Speed 1m/s

Contact Us

No. 888, Linjiao Road, Huangjia Subdistrict, Shuangliu District, Chengdu City, Sichuan Province, China

 +86 028-81615661

 +86 028-80660096

Heiligenstedten

Heiligenstedten

Created April 3, 2023
Updated April 3, 2023
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Site ID 87594.15474

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



Misc. Analysis Settings

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

PV Analysis Methodology: **Version 2**
 Enhanced subtended angle calculation: **On**

Summary of Results Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld 1	10.0	180.0	4,453	707	-
PV Feld 2	15.0	180.0	8,011	6,668	-
PV Feld 3	10.0	180.0	4,295	6,578	-

PV Array(s)

Total PV footprint area: 83,902 m²

Name: PV Feld 1
Footprint area: 4,638 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 10.0 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	53.940313	9.455799	-0.23	2.00	1.77
2	53.940613	9.456888	0.30	2.00	2.30
3	53.939934	9.457311	0.51	2.00	2.51
4	53.939979	9.456072	0.40	2.00	2.40



Name: PV Feld 2
Footprint area: 50,345 m²
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	53.941097	9.457311	1.43	2.00	3.43
2	53.942079	9.461742	7.95	2.00	9.95
3	53.942075	9.462343	7.14	2.00	9.14
4	53.939079	9.464269	7.56	2.00	9.56
5	53.939025	9.463631	7.16	0.00	7.16
6	53.939126	9.463201	5.72	2.00	7.72
7	53.939312	9.463148	4.49	2.00	6.49
8	53.939322	9.462536	3.99	2.00	5.99
9	53.939786	9.462445	3.92	2.00	5.92
10	53.939808	9.462568	4.33	2.00	6.33
11	53.939862	9.462595	4.28	2.00	6.28
12	53.940566	9.461614	4.21	2.00	6.21
13	53.941311	9.461952	4.93	2.00	6.93
14	53.941318	9.461340	4.65	2.00	6.65
15	53.941166	9.461367	3.50	2.00	5.50
16	53.941122	9.460482	6.45	2.00	8.45
17	53.940585	9.459961	3.73	2.00	5.73
18	53.940579	9.459554	5.85	2.00	7.85
19	53.940478	9.459548	4.40	2.00	6.40
20	53.940487	9.459822	4.02	2.00	6.02
21	53.940399	9.459833	3.59	2.00	5.59
22	53.940392	9.459210	2.95	2.00	4.95
23	53.940913	9.457923	3.61	2.00	5.61
24	53.940894	9.457403	0.87	2.00	2.87



Name: PV Feld 3
Footprint area: 28,919 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 10.0 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	53.939871	9.459151	1.73	2.00	3.73
2	53.940151	9.459948	2.41	2.00	4.41
3	53.940331	9.459940	3.21	2.00	5.21
4	53.940326	9.459618	3.29	2.00	5.29
5	53.940380	9.459615	3.54	2.00	5.54
6	53.940389	9.459870	3.51	2.00	5.51
7	53.940495	9.459862	3.85	2.00	5.85
8	53.940489	9.459575	4.64	2.00	6.64
9	53.940566	9.459570	5.88	2.00	7.88
10	53.940572	9.459991	3.47	2.00	5.47
11	53.941109	9.460484	6.47	2.00	8.47
12	53.941153	9.461394	3.45	2.00	5.45
13	53.941310	9.461375	4.33	2.00	6.33

14	53.941302	9.461927	4.86	2.00	6.86
15	53.940555	9.461587	4.17	2.00	6.17
16	53.939868	9.462563	4.27	2.00	6.27
17	53.939819	9.462560	4.31	2.00	6.31
18	53.939810	9.462418	3.82	2.00	5.82
19	53.939308	9.462515	3.94	2.00	5.94
20	53.939301	9.463118	4.60	2.00	6.60
21	53.939219	9.463140	5.34	2.00	7.34
22	53.939219	9.462295	3.53	2.00	5.53
23	53.939723	9.459170	2.01	2.00	4.01
24	53.939856	9.459162	1.74	2.00	3.74

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	53.938929	9.463309	4.71	2.50	7.21
OP 2	53.939803	9.456824	1.06	2.50	3.56
OP 3	53.939316	9.457298	2.10	2.00	4.10
OP 4	53.938890	9.460548	2.95	2.00	4.95
OP 5	53.941357	9.469494	14.17	2.00	16.17

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld 1	10.0	180.0	4,453	707	-	
PV Feld 2	15.0	180.0	8,011	6,668	-	
PV Feld 3	10.0	180.0	4,295	6,578	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld-1 (green)	0	0	115	154	871	963	1068	329	79	32	0	0
pv-feld-1 (yellow)	0	0	0	0	40	457	201	0	0	0	0	0
pv-feld-2 (green)	0	0	404	650	283	325	286	445	724	5	0	0
pv-feld-2 (yellow)	0	0	21	180	679	862	811	373	20	0	0	0
pv-feld-3 (green)	0	0	517	261	439	374	382	353	568	44	0	0
pv-feld-3 (yellow)	0	0	0	108	935	1559	1385	168	83	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

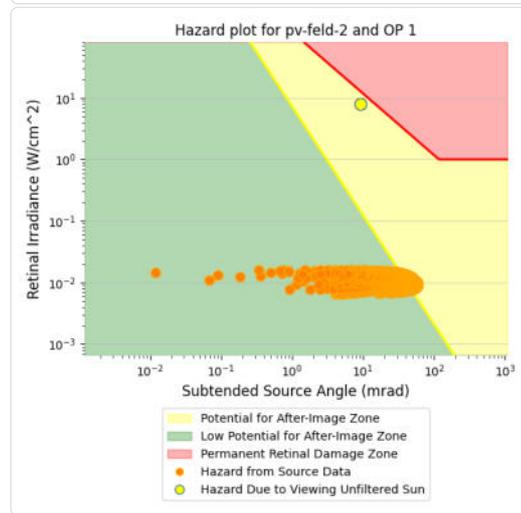
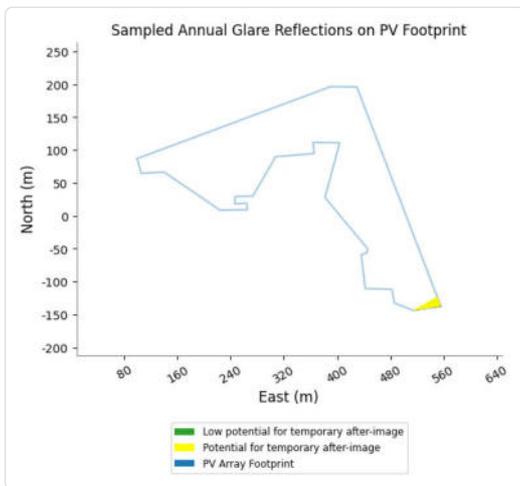
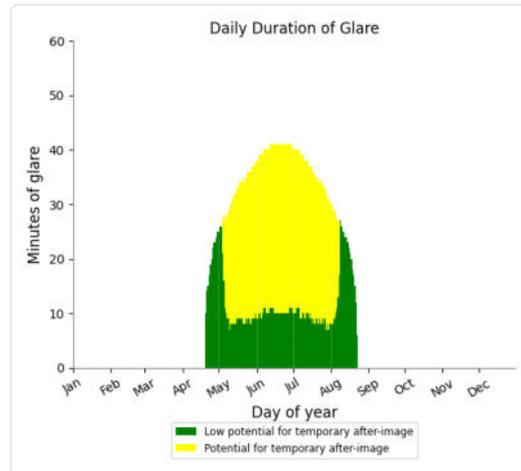
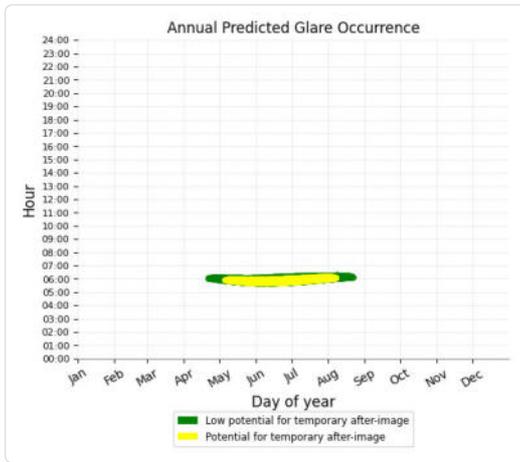
PV Feld 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	1312	0
OP: OP 2	2888	707
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	27	0
OP: OP 5	226	0

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 1)

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

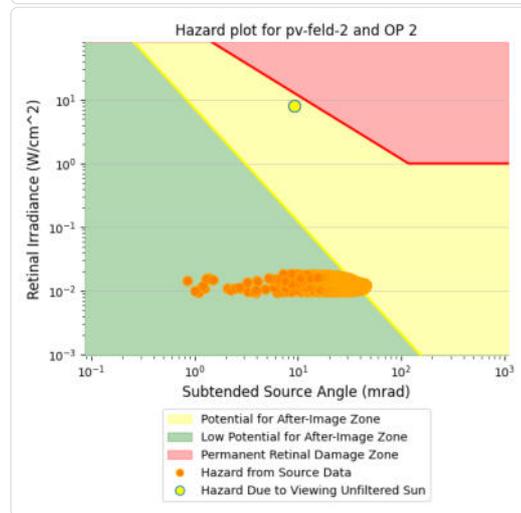
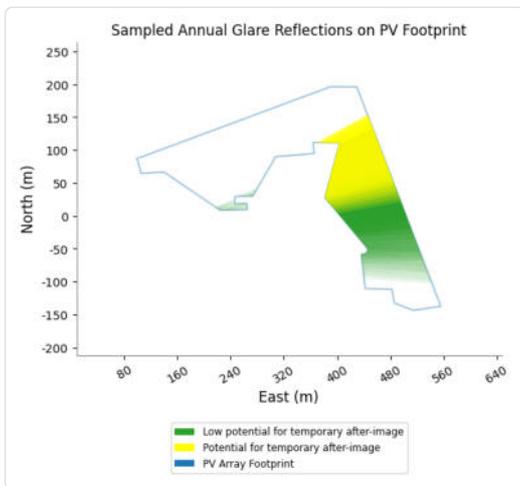
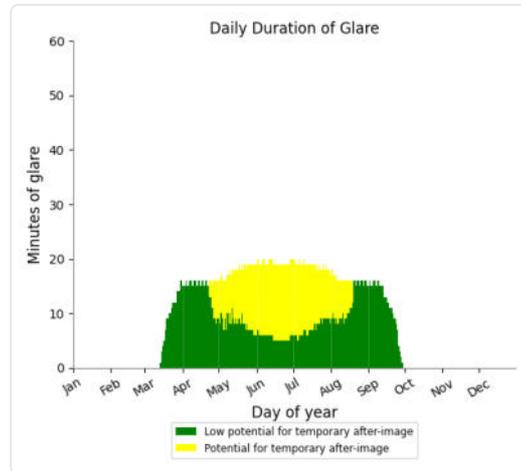
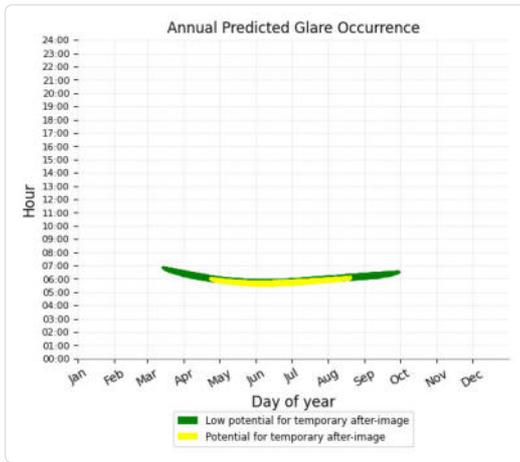
- 1,530 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,545 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2 - OP Receptor (OP 2)

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

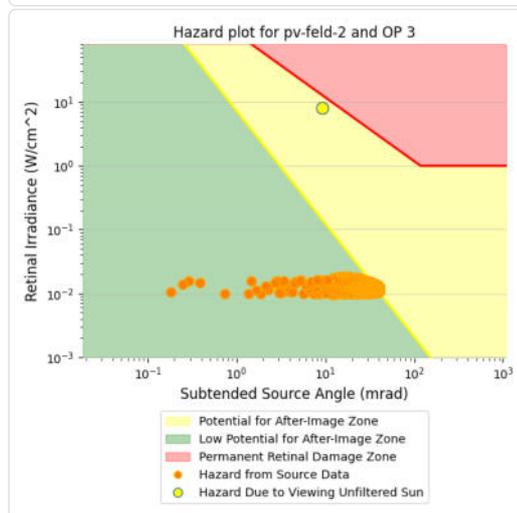
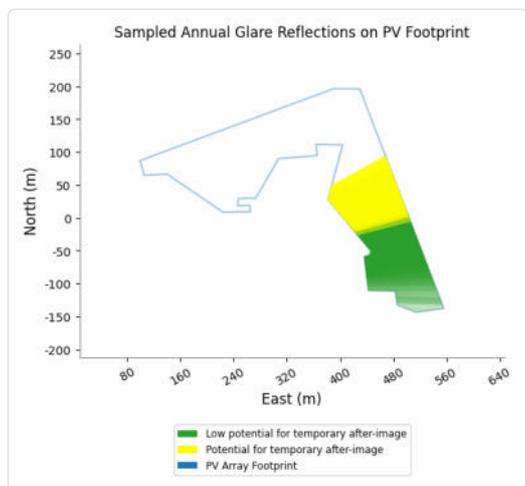
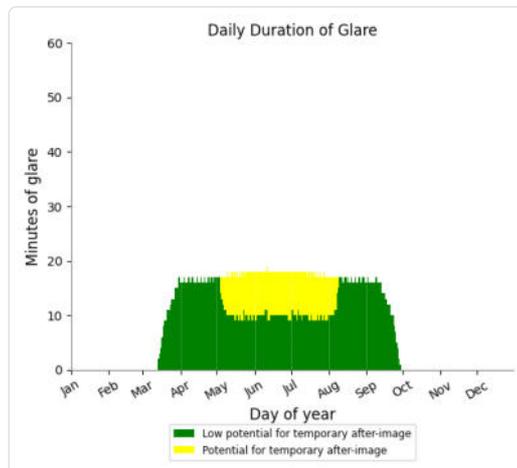
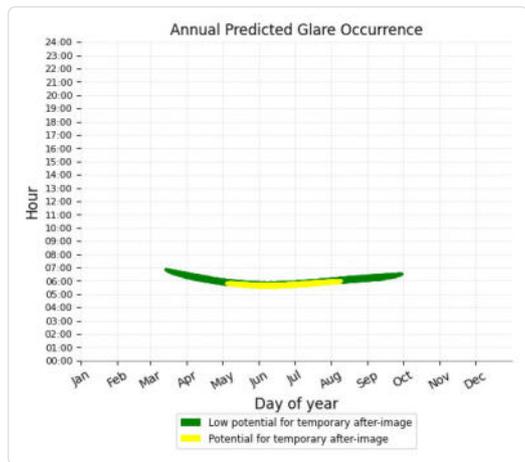
- 1,946 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,247 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2 - OP Receptor (OP 3)

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

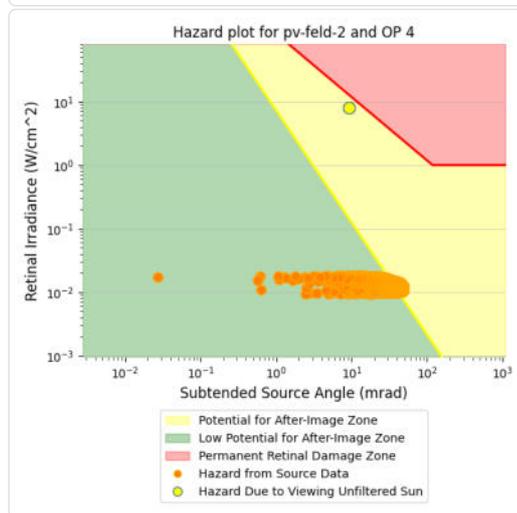
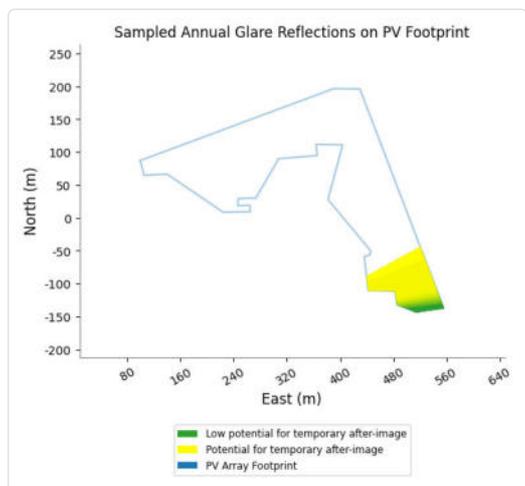
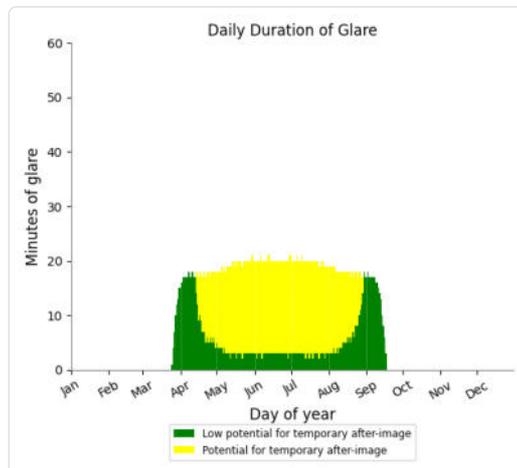
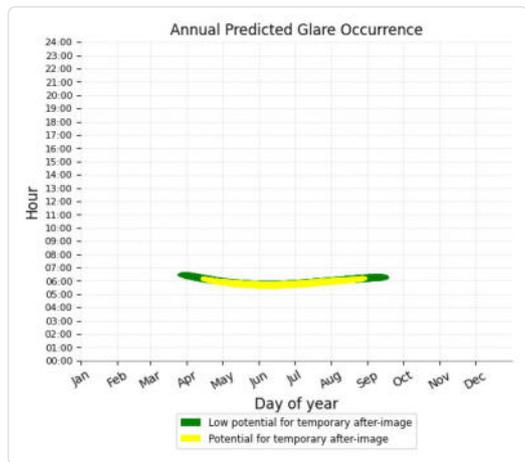
- 2,431 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 752 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2 - OP Receptor (OP 4)

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

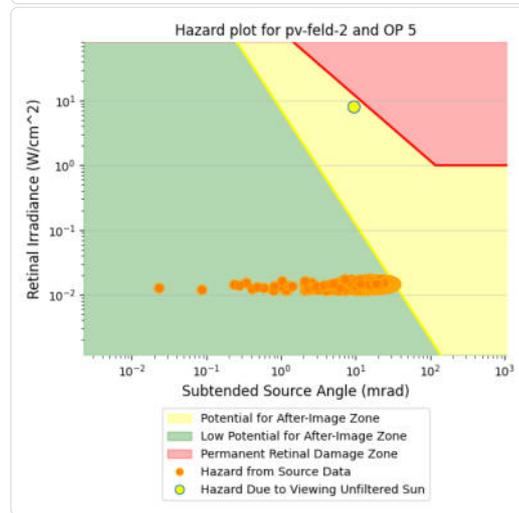
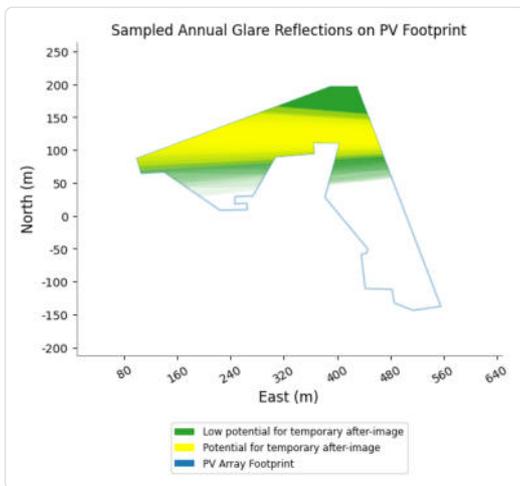
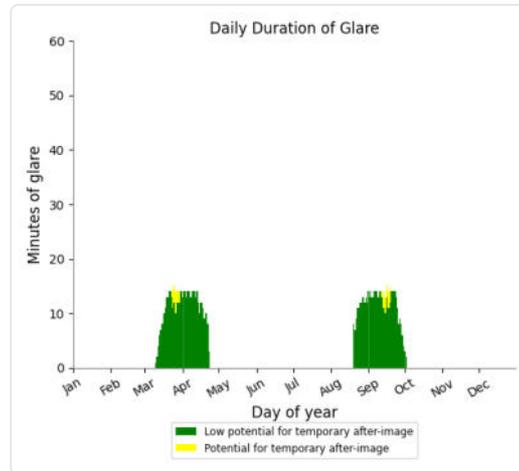
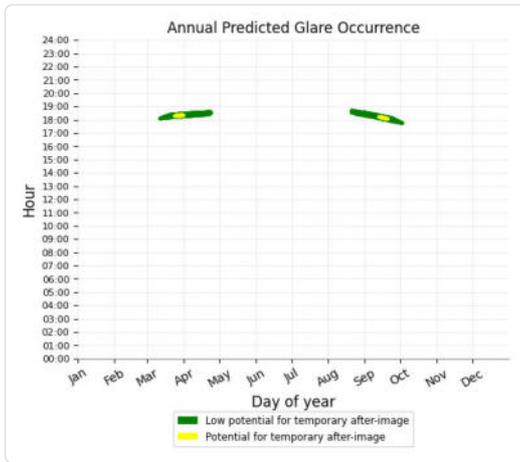
- 1,117 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,083 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2 - OP Receptor (OP 5)

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

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



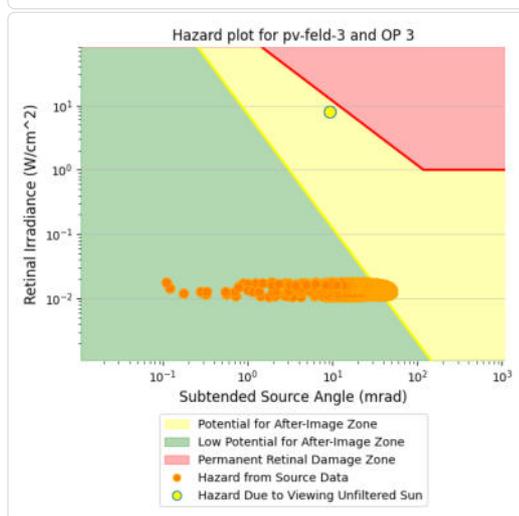
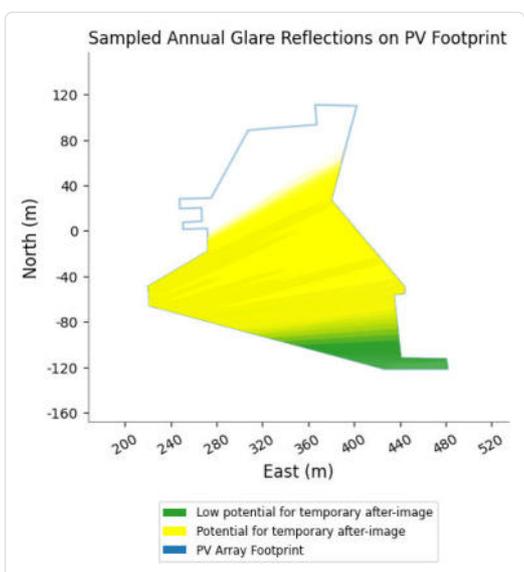
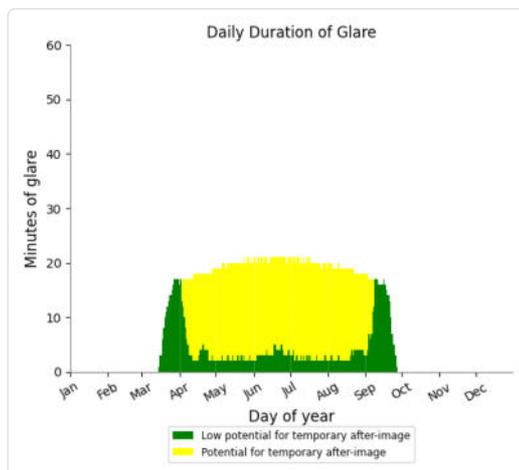
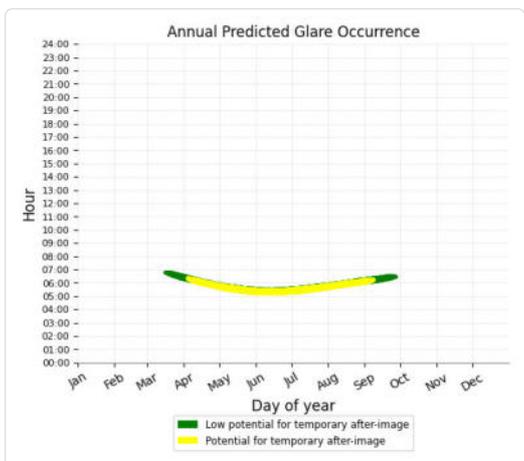
PV Feld 3 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	838	2446
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	964	2585
OP: OP 4	1846	1547
OP: OP 5	647	0

PV Feld 3 - OP Receptor (OP 3)

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

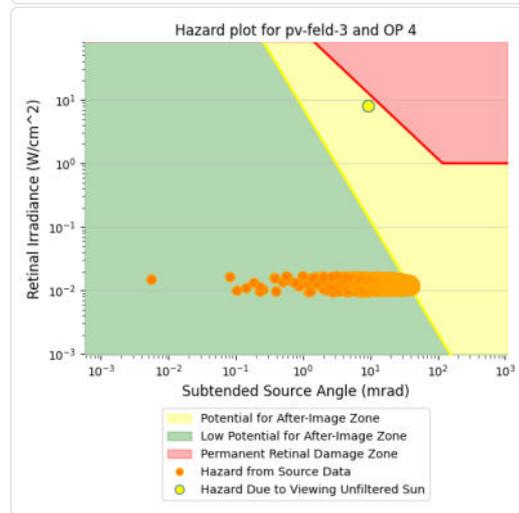
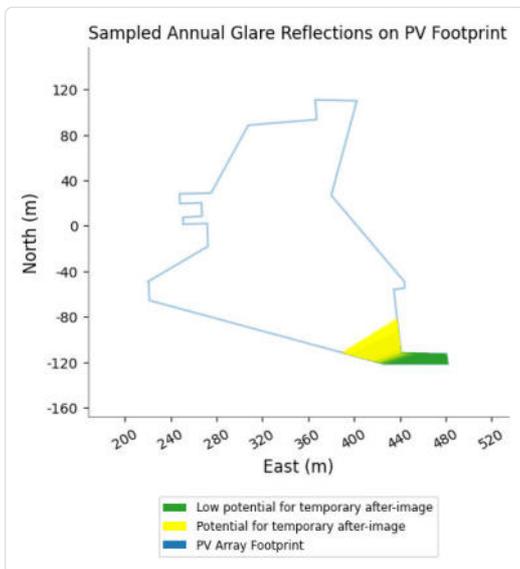
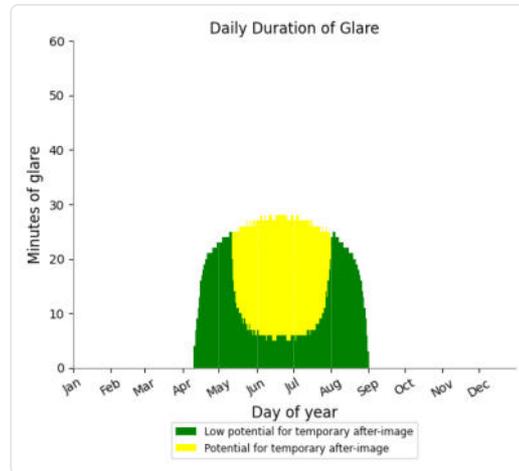
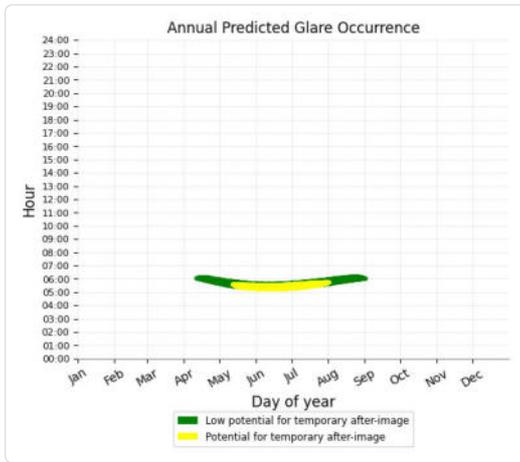
- 964 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,585 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 3 - OP Receptor (OP 4)

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

- 1,846 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,547 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



	Cornel Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Se	Anzahl Minuten	Tag	Minuten	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2		
2023-05-04 18:58:00	0,006259	633,1785	1	0,394852	0,014118	0,00016	7,1	287,1	-0,948	0,292	0,124	0,948	-0,317	0,017	26	26. Mai	2	19:14	19:15	27. Mai	2	19:14	19:15	Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 2: 700 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 662 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 38 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 17 Minuten pro Tag (Max) Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 3596 Einträgen /-2888): 1.: Zeitraum ab 05:50 Uhr bis Sonnenuntergang 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8° (Standard: min. 10°) 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)
2023-05-04 18:59:00	0,0064	631,4607		0,402015	0,014398	0,00093	7	287,3	-0,948	0,295	0,122	0,948	-0,319	0,014	27	27. Mai	5	19:12	19:16	27. Mai	5	19:12	19:16	
2023-05-05 18:56:00	0,005972	639,4279		0,372677	0,013516	0,000267	7,7	286,9	-0,948	0,288	0,133	0,948	-0,316	0,027	28	28. Mai	6	19:11	19:17	28. Mai	6	19:11	19:17	
2023-05-05 18:57:00	0,006125	637,7291		0,379443	0,013725	0,001358	7,5	287,1	-0,948	0,292	0,131	0,948	-0,319	0,023	29	29. Mai	8	19:12	19:18	29. Mai	8	19:12	19:18	
2023-05-05 18:58:00	0,006267	636,0272		0,386325	0,013936	0,00022	7,4	287,3	-0,947	0,295	0,129	0,947	-0,321	0,02	30	30. Mai	9	19:10	19:18	30. Mai	9	19:10	19:18	
2023-05-05 18:59:00	0,006406	634,3222		0,399324	0,014151	0,002925	7,2	287,5	-0,946	0,298	0,126	0,946	-0,323	0,017	31	31. Mai	10	19:10	19:19	31. Mai	10	19:10	19:19	
2023-05-05 19:00:00	0,006544	632,6141		0,400444	0,014368	0,003584	7,1	287,7	-0,945	0,302	0,124	0,945	-0,326	0,013	1	1. Jun.	11	19:09	19:19	1. Jun.	11	19:09	19:19	
2023-05-06 18:55:00	0,005822	643,9175		0,358272	0,013085	0,001041	8	286,9	-0,947	0,288	0,14	0,947	-0,318	0,033	2	2. Jun.	12	19:09	19:20	2. Jun.	12	19:09	19:20	
2023-05-06 18:56:00	0,005974	642,2344		0,364775	0,013287	0,002183	7,9	287,1	-0,947	0,291	0,138	0,947	-0,32	0,03	3	3. Jun.	12	19:09	19:20	3. Jun.	12	19:09	19:20	
2023-05-06 18:57:00	0,006125	640,5482		0,371389	0,013493	0,00322	7,8	287,3	-0,946	0,294	0,135	0,946	-0,323	0,026	4	4. Jun.	13	19:10	19:22	4. Jun.	13	19:10	19:22	
2023-05-06 18:58:00	0,006275	638,8589		0,378117	0,013701	0,004192	7,6	287,5	-0,945	0,298	0,133	0,945	-0,325	0,023	5	5. Jun.	13	19:10	19:22	5. Jun.	13	19:10	19:22	
2023-05-06 18:59:00	0,006413	637,1666		0,384959	0,013912	0,004901	7,5	287,7	-0,945	0,301	0,13	0,945	-0,327	0,019	6	6. Jun.	14	19:09	19:22	6. Jun.	14	19:09	19:22	
2023-05-06 19:00:00	0,00655	635,4711		0,391919	0,014126	0,005533	7,3	287,9	-0,944	0,304	0,128	0,944	-0,33	0,016	7	7. Jun.	15	19:09	19:23	7. Jun.	15	19:09	19:23	
2023-05-06 19:01:00	0,006685	633,7726		0,398997	0,014342	0,00609	7,2	288,1	-0,943	0,308	0,125	0,943	-0,332	0,013	8	8. Jun.	15	19:09	19:23	8. Jun.	15	19:09	19:23	
2023-05-07 18:54:00	0,005655	648,3625		0,344558	0,012671	0,001381	8,4	286,9	-0,947	0,287	0,146	0,947	-0,32	0,039	9	9. Jun.	15	19:09	19:23	9. Jun.	15	19:09	19:23	
2023-05-07 18:55:00	0,005811	646,695		0,350811	0,012867	0,002813	8,3	287,1	-0,946	0,29	0,144	0,946	-0,322	0,036	10	10. Jun.	15	19:10	19:24	10. Jun.	15	19:10	19:24	
2023-05-07 18:56:00	0,005977	645,0244		0,357117	0,013067	0,004059	8,1	287,2	-0,945	0,294	0,142	0,945	-0,324	0,033	11	11. Jun.	16	19:10	19:25	11. Jun.	16	19:10	19:25	
2023-05-07 18:57:00	0,006126	643,3507		0,363639	0,013269	0,005067	8	287,4	-0,945	0,297	0,139	0,945	-0,327	0,029	12	12. Jun.	16	19:10	19:25	12. Jun.	16	19:10	19:25	
2023-05-07 18:58:00	0,006275	641,674		0,370218	0,013474	0,005992	7,9	287,6	-0,944	0,3	0,137	0,944	-0,329	0,026	13	13. Jun.	16	19:10	19:25	13. Jun.	16	19:10	19:25	
2023-05-07 18:59:00	0,006422	639,9942		0,376909	0,013682	0,006846	7,7	287,8	-0,943	0,303	0,134	0,943	-0,331	0,022	14	14. Jun.	16	19:10	19:25	14. Jun.	16	19:10	19:25	
2023-05-07 19:00:00	0,006558	638,3113		0,383715	0,013892	0,007443	7,6	288	-0,943	0,307	0,132	0,943	-0,333	0,019	15	15. Jun.	16	19:11	19:26	15. Jun.	16	19:11	19:26	
2023-05-07 19:01:00	0,006693	636,6253		0,390636	0,014105	0,007992	7,4	288,2	-0,942	0,31	0,129	0,942	-0,336	0,016	16	16. Jun.	17	19:11	19:27	16. Jun.	17	19:11	19:27	
2023-05-07 19:02:00	0,006825	634,9363		0,397675	0,014321	0,008459	7,3	288,4	-0,941	0,313	0,127	0,941	-0,338	0,012	17	17. Jun.	17	19:11	19:27	17. Jun.	17	19:11	19:27	
2023-05-08 18:53:00	0,005474	652,7634		0,3315	0,012273	0,001295	8,8	286,8	-0,946	0,286	0,153	0,946	-0,321	0,046	18	18. Jun.	17	19:11	19:27	18. Jun.	17	19:11	19:27	
2023-05-08 18:54:00	0,005647	651,1114		0,337514	0,012464	0,003016	8,6	287	-0,945	0,289	0,15	0,945	-0,323	0,042	19	19. Jun.	17	19:12	19:28	19. Jun.	17	19:12	19:28	
2023-05-08 18:55:00	0,005813	649,4563		0,343632	0,012658	0,004491	8,5	287,2	-0,945	0,293	0,148	0,945	-0,326	0,039	20	20. Jun.	17	19:12	19:28	20. Jun.	17	19:12	19:28	
2023-05-08 18:56:00	0,005973	647,7981	0,349854	0,012854	0,005758	8,4	287,4	-0,944	0,296	0,145	0,944	-0,328	0,035	21	21. Jun.	17	19:12	19:28	21. Jun.	17	19:12	19:28		
2023-05-08 18:57:00	0,006129	646,1368	0,356182	0,013053	0,006879	8,2	287,6	-0,943	0,299	0,143	0,943	-0,33	0,032	22	22. Jun.	17	19:12	19:28	22. Jun.	17	19:12	19:28		
2023-05-08 18:58:00	0,006276	644,4725	0,362619	0,013255	0,00777	8,1	287,8	-0,943	0,303	0,141	0,943	-0,333	0,029	23	23. Jun.	17	19:12	19:28	23. Jun.	17	19:12	19:28		
2023-05-08 18:59:00	0,006422	642,8051	0,369165	0,013459	0,008594	7,9	288	-0,942	0,306	0,138	0,942	-0,335	0,025	24	24. Jun.	17	19:13	19:29	24. Jun.	17	19:13	19:29		
2023-05-08 19:00:00	0,006567	641,1347	0,375823	0,013666	0,009326	7,8	288,2	-0,941	0,309	0,136	0,941	-0,337	0,022	25	25. Jun.	17	19:13	19:29	25. Jun.	17	19:13	19:29		
2023-05-08 19:01:00	0,0067	639,4612	0,382593	0,013876	0,009838	7,7	288,4	-0,94	0,313	0,133	0,94	-0,339	0,018	26	26. Jun.	17	19:13	19:29	26. Jun.	17	19:13	19:29		
2023-05-08 19:02:00	0,006833	637,7847	0,389479	0,014089	0,010312	7,5	288,6	-0,94	0,316	0,131	0,94	-0,342	0,015	27	27. Jun.	16	19:13	19:29	27. Jun.	16	19:13	19:29		
2023-05-08 19:03:00	0,006963	636,1051	0,396481	0,014305	0,010693	7,4	288,8	-0,939	0,319	0,129	0,939	-0,344	0,012	28	28. Jun.	16	19:14	19:29	28. Jun.	16	19:14	19:29		
2023-05-09 18:52:00	0,005266	655,7205	0,319064	0,011866	0,000755	9,1	286,8	-0,945	0,285	0,159	0,945	-0,322	0,052	29	29. Jun.	16	19:14	19:29	29. Jun.	16	19:14	19:29		
2023-05-09 18:53:00	0,005448	654,0776	0,324852	0,012051	0,002776	9	287	-0,945	0,289	0,157	0,945	-0,325	0,048	30	30. Jun.	16	19:14	19:29	30. Jun.	16	19:14	19:29		
2023-05-09 18:54:00	0,005623	652,4317	0,330739	0,012239	0,004543	8,9	287,2	-0,944	0,292	0,154	0,944	-0,327	0,045	1	1. Jul.	16	19:14	19:29	1. Jul.	16	19:14	19:29		
2023-05-09 18:55:00	0,005792	650,7826	0,336726	0,012429	0,006073	8,7	287,4	-0,943	0,295	0,152	0,943	-0,329	0,042	2	2. Jul.	16	19:14	19:29	2. Jul.	16	19:14	19:29		
2023-05-09 18:56:00	0,005955	649,1305	0,342816	0,012622	0,007392	8,6	287,6	-0,943	0,299	0,149	0,943	-0,332	0,038	3	3. Jul.	15	19:15	19:29	3. Jul.	15	19:15	19:29		
2023-05-09 18:57:00	0,006111	647,4753	0,34901	0,012817	0,008513	8,4	287,8	-0,942	0,302	0,147	0,942	-0,334	0,035	4	4. Jul.	15	19:15	19:29	4. Jul.	15	19:15	19:29		
2023-05-09 18:58:00	0,006265	645,8171	0,35531	0,013015	0,009515	8,3	288	-0,941	0,305	0,144	0,941	-0,336	0,031	5	5. Jul.	15	19:15	19:29	5. Jul.	15	19:15	19:29		
2023-05-09 18:59:00	0,006409	644,1558	0,361716	0,013215	0,010306	8,2	288,2	-0,941	0,309	0,142	0,941	-0,339	0,028	6	6. Jul.	14	19:15	19:28	6. Jul.	14	19:15	19:28		
2023-05-09 19:00:00	0,006553	642,4915	0,368232	0,013419	0,011039	8	288,4	-0,94	0,312	0,14	0,94	-0,341	0,025	7	7. Jul.	14	19:15	19:28	7. Jul.	14	19:15	19:28		
2023-05-09 19:01:00	0,006693	640,8241	0,374857	0,013625	0,011653	7,9	288,6	-0,939	0,315	0,137	0,939													

	Corneal Irradiance	DNI (W/m ²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Se	Anzahl Minuten	Tag	Minuten	Anfang	Ende
2023-04-20 05:59:00	0,007189	618,8785	1	0,461529	0,0162	0,000743	5,7	78,8	0,976	0,194	0,1	-0,976	-0,218	-0,011	4	Mai	6	05:53	05:58	
2023-04-20 06:00:00	0,007117	620,7337	1	0,452403	0,015928	0,0015	5,9	79	0,976	0,191	0,102	-0,976	-0,216	-0,007	5	Mai	12	05:50	06:01	
2023-04-20 06:01:00	0,007031	622,5854	1	0,443452	0,015659	0,00204	6	79,2	0,977	0,187	0,105	-0,977	-0,214	-0,003	6	Mai	14	05:50	06:03	
2023-04-20 06:02:00	0,006937	624,4337	1	0,434673	0,015395	0,002429	6,1	79,4	0,977	0,184	0,107	-0,977	-0,213	0,001	7	Mai	15	05:50	06:04	
2023-04-20 06:03:00	0,006832	626,2785	1	0,426064	0,015134	0,002619	6,3	79,6	0,977	0,18	0,11	-0,977	-0,211	0,005	8	Mai	16	05:50	06:05	
2023-04-20 06:04:00	0,006717	628,1197	1	0,41762	0,014878	0,00263	6,4	79,8	0,978	0,177	0,112	-0,978	-0,209	0,009	9	Mai	16	05:50	06:05	
2023-04-20 06:05:00	0,006577	629,9575	1	0,409339	0,014626	0,002207	6,6	79,9	0,978	0,173	0,115	-0,978	-0,207	0,013	10	Mai	17	05:50	06:06	
2023-04-20 06:06:00	0,006438	631,7918	1	0,401218	0,014377	0,001744	6,7	80,1	0,978	0,17	0,117	-0,978	-0,206	0,016	11	Mai	17	05:50	06:06	
2023-04-20 06:07:00	0,006302	633,6225	1	0,393253	0,014133	0,001285	6,9	80,3	0,979	0,166	0,12	-0,979	-0,204	0,02	12	Mai	17	05:50	06:06	
2023-04-20 06:08:00	0,006163	635,4496	1	0,385443	0,013892	0,00071	7	80,5	0,979	0,163	0,122	-0,979	-0,202	0,024	13	Mai	17	05:50	06:06	
2023-04-21 05:57:00	0,007328	618,9382	1	0,459916	0,016145	0,003216	5,9	78,3	0,974	0,201	0,102	-0,974	-0,225	-0,012	14	Mai	17	05:50	06:06	
2023-04-21 05:58:00	0,007268	620,7846	1	0,450837	0,015874	0,004162	6	78,5	0,975	0,197	0,104	-0,975	-0,223	-0,008	15	Mai	17	05:50	06:06	
2023-04-21 05:59:00	0,007193	622,6275	1	0,441932	0,015606	0,004882	6,1	78,7	0,975	0,194	0,107	-0,975	-0,222	-0,004	16	Mai	17	05:50	06:05	
2023-04-21 06:00:00	0,007106	624,467	1	0,433197	0,015343	0,005402	6,3	78,9	0,976	0,191	0,11	-0,976	-0,22	0	17	Mai	16	05:50	06:05	
2023-04-21 06:01:00	0,007012	626,303	1	0,42463	0,015084	0,005803	6,4	79,1	0,976	0,187	0,112	-0,976	-0,218	0,003	18	Mai	16	05:50	06:05	
2023-04-21 06:02:00	0,006906	628,1356	1	0,416228	0,014829	0,005993	6,6	79,3	0,976	0,184	0,115	-0,976	-0,216	0,007	19	Mai	16	05:50	06:05	
2023-04-21 06:03:00	0,006785	629,9647	1	0,407987	0,014578	0,005941	6,7	79,5	0,977	0,18	0,117	-0,977	-0,215	0,011	20	Mai	16	05:50	06:05	
2023-04-21 06:04:00	0,006647	631,7903	1	0,399905	0,01433	0,005558	6,9	79,7	0,977	0,177	0,12	-0,977	-0,213	0,015	21	Mai	16	05:50	06:05	
2023-04-21 06:05:00	0,006508	633,6124	1	0,391978	0,014087	0,005135	7	79,9	0,977	0,173	0,122	-0,977	-0,211	0,019	22	Mai	15	05:50	06:04	
2023-04-21 06:06:00	0,006371	635,431	1	0,384205	0,013847	0,004685	7,2	80,1	0,978	0,17	0,125	-0,978	-0,209	0,023	23	Mai	15	05:50	06:04	
2023-04-21 06:07:00	0,006235	637,2461	1	0,376582	0,013611	0,004221	7,3	80,3	0,978	0,166	0,127	-0,978	-0,208	0,027	24	Mai	15	05:50	06:04	
2023-04-21 06:08:00	0,006069	639,0577	1	0,369105	0,013379	0,00315	7,4	80,5	0,978	0,163	0,13	-0,978	-0,206	0,031	25	Mai	15	05:50	06:04	
2023-04-21 06:09:00	0,005899	640,8657	1	0,361774	0,013135	0,001927	7,6	80,7	0,978	0,16	0,132	-0,978	-0,204	0,035	26	Mai	15	05:50	06:04	
2023-04-21 06:10:00	0,005715	642,6701	1	0,354584	0,012925	0,000356	7,7	80,9	0,979	0,156	0,135	-0,979	-0,203	0,038	27	Mai	15	05:50	06:04	
2023-04-22 05:57:00	0,00743	622,655	1	0,449358	0,015869	0,006563	6,1	78,1	0,973	0,204	0,107	-0,973	-0,23	-0,01	28	Mai	16	05:50	06:05	
2023-04-22 05:58:00	0,007366	624,4858	1	0,440496	0,015602	0,00746	6,3	78,3	0,973	0,201	0,109	-0,973	-0,229	-0,006	29	Mai	15	05:50	06:04	
2023-04-22 05:59:00	0,007288	626,3132	1	0,431804	0,015339	0,008142	6,4	78,5	0,974	0,197	0,112	-0,974	-0,227	-0,002	30	Mai	15	05:50	06:04	
2023-04-22 06:00:00	0,007201	628,1372	1	0,423279	0,01508	0,008666	6,6	78,7	0,974	0,194	0,114	-0,974	-0,225	0,002	31	Mai	15	05:50	06:04	
2023-04-22 06:01:00	0,007104	629,9577	1	0,414917	0,014825	0,009038	6,7	78,9	0,975	0,191	0,117	-0,975	-0,224	0,006	1. Jun.	15	05:50	06:04		
2023-04-22 06:02:00	0,006995	631,7748	1	0,406715	0,014574	0,009217	6,9	79,1	0,975	0,187	0,119	-0,975	-0,222	0,01	2. Jun.	15	05:50	06:04		
2023-04-22 06:03:00	0,00687	633,5884	1	0,39867	0,014327	0,009112	7	79,3	0,975	0,184	0,122	-0,975	-0,22	0,014	3. Jun.	15	05:50	06:04		
2023-04-22 06:04:00	0,006733	635,3986	1	0,390781	0,014083	0,008794	7,1	79,5	0,976	0,18	0,124	-0,976	-0,218	0,018	4. Jun.	16	05:50	06:05		
2023-04-22 06:05:00	0,006597	637,2052	1	0,383043	0,013844	0,008444	7,3	79,7	0,976	0,177	0,127	-0,976	-0,217	0,021	5. Jun.	16	05:50	06:05		
2023-04-22 06:06:00	0,006461	639,0084	1	0,375454	0,013608	0,00807	7,4	79,9	0,976	0,173	0,129	-0,976	-0,215	0,025	6. Jun.	15	05:50	06:04		
2023-04-22 06:07:00	0,006321	640,808	1	0,368011	0,013376	0,007567	7,6	80,1	0,977	0,17	0,132	-0,977	-0,213	0,029	7. Jun.	15	05:50	06:04		
2023-04-22 06:08:00	0,006156	642,6042	1	0,360712	0,013147	0,006576	7,7	80,3	0,977	0,167	0,134	-0,977	-0,211	0,033	8. Jun.	15	05:50	06:04		
2023-04-22 06:09:00	0,005986	644,3968	1	0,353554	0,012922	0,005423	7,9	80,5	0,977	0,163	0,137	-0,977	-0,21	0,037	9. Jun.	15	05:50	06:04		
2023-04-22 06:10:00	0,005801	646,1858	1	0,346534	0,012701	0,003895	8	80,7	0,977	0,16	0,139	-0,977	-0,208	0,041	10. Jun.	16	05:50	06:05		
2023-04-22 06:11:00	0,0056	647,9714	1	0,33965	0,012483	0,001939	8,2	80,9	0,977	0,156	0,142	-0,977	-0,206	0,045	11. Jun.	16	05:50	06:05		
2023-04-23 05:56:00	0,007582	624,49	1	0,447967	0,015867	0,008745	6,3	77,7	0,971	0,211	0,109	-0,971	-0,237	-0,011	12. Jun.	16	05:50	06:05		
2023-04-23 05:57:00	0,007529	626,3088	1	0,439148	0,0156	0,009795	6,4	77,9	0,972	0,208	0,112	-0,972	-0,236	-0,007	13. Jun.	16	05:50	06:05		
2023-04-23 05:58:00	0,007461	628,1243	1	0,430497	0,015337	0,010635	6,6	78,1	0,972	0,204	0,114	-0,972	-0,234	-0,003	14. Jun.	16	05:50	06:05		
2023-04-23 05:59:00	0,007381	629,9364	1	0,422011	0,015078	0,011285	6,7	78,3	0,973	0,201	0,117	-0,973	-0,232	0,001	15. Jun.	17	05:50	06:06		
2023-04-23 06:00:00	0,007291	631,7451	1	0,413688	0,014823	0,011786	6,8	78,5	0,973	0,197	0,119	-0,973	-0,231	0,005	16. Jun.	17	05:50	06:06		
2023-04-23 06:01:00	0,007191	633,5503	1	0,405524	0,014572	0,012127	7	78,7	0,973	0,194	0,122	-0,973	-0,229	0,008	17. Jun.	17	05:50	06:06		
2023-04-23 06:02:00	0,007078	635,3521	1	0,397516	0,014325	0,01226	7,1	78,9	0,974	0,191	0,124	-0,974	-0,227	0,012	18. Jun.	17	05:50	06:06		
2023-04-23 06:03:00	0,00695	637,1504	1	0,389661	0,014082	0,012151	7,3	79,1	0,974	0,187	0,127	-0,974	-0,225	0,016	19. Jun.	18	05:50	06:07		
2023-04-23 06:04:00	0,006815	638,9452	1	0,381958	0,013842	0,01189	7,4	79,3	0,974	0,184	0,129	-0,974	-0,224	0,02	20. Jun.	18	05:50	06:07		
2023-04-23 06:05:00	0,006681	640,7366	1	0,374402	0,013606	0,011602	7,6	79,5	0,975	0,18	0,132	-0,975	-0,222	0,024	21. Jun.	18	05:50	06:07		

Minuten	Minuten im	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1	
04. Mai	08. August	26	1808	05:50	06:16

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 1:

1808 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)

1380 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk

428 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk

26 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 4076 Einträgen /-1530):

1.: Zeitraum ab 05:50 Uhr bis Sonnenuntergang

2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8° (Standard: min. 10°)

3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)



	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Se	Anzahl Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2
2023-03-14 06:51:00	0,008018	542,5341	1	0,521568	0,016049	0,013412	0	95,5	0,995	-0,096	0,001	-0,995	0,083	0,049	27. Apr.	1	06:00	06:00	01. Mai	03. Mai	6	16	05:50	05:58		
2023-03-15 06:48:00	0,008347	540,7617	1	0,529013	0,016225	0,016432	0,1	94,9	0,996	-0,085	0,001	-0,996	0,073	0,044	28. Apr.	2	05:58	05:59	05. Mai	05. Mai	5	5	05:50	05:55		
2023-03-15 06:49:00	0,008087	543,2047	1	0,518349	0,01597	0,014806	0,2	95,1	0,996	-0,089	0,004	-0,996	0,075	0,048	29. Apr.	3	05:56	05:59	09. Juli	10. August	10	251	05:50	06:05		
2023-03-15 06:50:00	0,007015	545,6431	1	0,507902	0,015718	0,001371	0,4	90,3	0,996	-0,092	0,006	-0,996	0,077	0,052	30. Apr.	4	05:54	05:57	12. August	12. August	5	5	06:01	06:06		
2023-03-16 06:46:00	0,008553	541,4525	1	0,536567	0,016478	0,017341	0,1	94,3	0,997	-0,074	0,002	-0,997	0,063	0,039	1. Mai	5	05:52	05:58								
2023-03-16 06:47:00	0,008402	543,8801	1	0,525741	0,016218	0,017144	0,2	94,5	0,997	-0,078	0,004	-0,997	0,065	0,043	2. Mai	6	05:51	05:57								
2023-03-16 06:48:00	0,008162	546,3031	1	0,515335	0,015962	0,015806	0,4	94,7	0,997	-0,081	0,007	-0,997	0,067	0,047	3. Mai	5	05:50	05:56								
2023-03-16 06:49:00	0,007483	548,7216	1	0,504746	0,015709	0,008407	0,5	94,9	0,996	-0,085	0,009	-0,996	0,069	0,051	4. Mai	4	05:51	05:55								
2023-03-17 06:44:00	0,008698	542,147	1	0,54423	0,016735	0,017472	0,1	93,6	0,998	-0,063	0,002	-0,998	0,053	0,034	5. Mai	5	05:50	05:55								
2023-03-17 06:45:00	0,008594	544,5594	1	0,533241	0,01647	0,017881	0,3	93,8	0,998	-0,067	0,005	-0,998	0,055	0,038	6. Mai	4	05:50	05:54								
2023-03-17 06:46:00	0,008451	546,9672	1	0,522477	0,016209	0,017799	0,4	94	0,998	-0,07	0,007	-0,998	0,057	0,041	7. Mai	4	05:50	05:54								
2023-03-17 06:47:00	0,008227	549,3706	1	0,511931	0,015951	0,016691	0,6	94,2	0,997	-0,074	0,01	-0,997	0,059	0,045	8. Mai	2	05:50	05:53								
2023-03-17 06:48:00	0,007794	551,7694	1	0,5016	0,015698	0,012767	0,7	94,0	0,997	-0,077	0,013	-0,997	0,06	0,049	9. Mai	3	05:50	05:53								
2023-03-18 06:40:00	0,008831	540,4421	1	0,563389	0,017269	0,015809	0	92,8	0,999	-0,048	0	-0,999	0,042	0,024	10. Mai	2	05:50	05:52								
2023-03-18 06:41:00	0,008802	542,837	1	0,552005	0,016996	0,017114	0,2	93	0,999	-0,052	0,003	-0,999	0,043	0,028	11. Mai	2	05:51	05:52								
2023-03-18 06:42:00	0,008737	545,2275	1	0,540853	0,016725	0,017984	0,3	93,2	0,998	-0,055	0,005	-0,998	0,045	0,032	12. Mai	1	05:51	05:51								
2023-03-18 06:43:00	0,008633	547,6136	1	0,529927	0,016459	0,018399	0,5	93,4	0,998	-0,059	0,008	-0,998	0,047	0,036	13. Mai	2	05:50	05:51								
2023-03-18 06:44:00	0,008494	549,9952	1	0,519224	0,016197	0,018378	0,6	93,6	0,998	-0,062	0,011	-0,998	0,049	0,04	14. Mai	2	05:50	05:51								
2023-03-18 06:45:00	0,008286	552,3723	1	0,508739	0,015939	0,017501	0,8	93,8	0,998	-0,066	0,013	-0,998	0,05	0,044	15. Mai	1	05:50	05:50								
2023-03-18 06:46:00	0,007943	554,745	1	0,498467	0,015684	0,014823	0,9	94	0,997	-0,069	0,016	-0,997	0,052	0,048	16. Mai	1	05:50	05:50								
2023-03-19 06:38:00	0,008533	541,154	1	0,571446	0,01754	0,010633	0,1	92,1	0,999	-0,037	0,001	-0,999	0,032	0,019	24. Jun.	1	05:50	05:50								
2023-03-19 06:39:00	0,008868	543,534	1	0,559894	0,017261	0,01629	0,2	92,3	0,999	-0,041	0,003	-0,999	0,033	0,023	25. Jun.	1	05:50	05:50								
2023-03-19 06:40:00	0,008833	545,9097	1	0,548576	0,016986	0,017533	0,3	92,5	0,999	-0,044	0,006	-0,999	0,035	0,027	26. Jun.	1	05:50	05:50								
2023-03-19 06:41:00	0,008767	548,281	1	0,537489	0,016715	0,018405	0,5	92,7	0,999	-0,048	0,009	-0,999	0,037	0,031	27. Jun.	1	05:50	05:50								
2023-03-19 06:42:00	0,008669	550,6479	1	0,526627	0,016447	0,018888	0,6	92,9	0,999	-0,051	0,011	-0,999	0,039	0,035	28. Jun.	2	05:50	05:51								
2023-03-19 06:43:00	0,008531	553,0104	1	0,515986	0,016184	0,018906	0,8	93,1	0,998	-0,055	0,014	-0,998	0,041	0,039	29. Jun.	2	05:50	05:51								
2023-03-19 06:44:00	0,008334	555,3684	1	0,505561	0,015925	0,01824	0,9	93,3	0,998	-0,058	0,016	-0,998	0,042	0,043	30. Jun.	2	05:50	05:51								
2023-03-19 06:45:00	0,008047	557,722	1	0,495349	0,015669	0,016251	1,1	93,5	0,998	-0,062	0,019	-0,998	0,044	0,047	1. Jul.	2	05:50	05:51								
2023-03-19 06:46:00	0,006876	560,0711	1	0,485344	0,015418	0,001293	1,2	93,7	0,998	-0,065	0,021	-0,998	0,046	0,051	2. Jul.	2	05:50	05:51								
2023-03-20 06:37:00	0,008634	544,2319	1	0,567897	0,01753	0,011929	0,2	91,7	1	-0,029	0,004	-1	0,023	0,018	3. Jul.	3	05:50	05:52								
2023-03-20 06:38:00	0,008901	546,5929	1	0,556414	0,01725	0,016734	0,4	91,9	0,999	-0,033	0,007	-0,999	0,025	0,022	4. Jul.	3	05:50	05:52								
2023-03-20 06:39:00	0,00886	548,9496	1	0,545164	0,016974	0,017911	0,5	92,1	0,999	-0,037	0,009	-0,999	0,027	0,026	5. Jul.	4	05:50	05:53								
2023-03-20 06:40:00	0,008793	551,3019	1	0,534142	0,016702	0,018771	0,7	92,3	0,999	-0,04	0,012	-0,999	0,029	0,03	6. Jul.	4	05:50	05:53								
2023-03-20 06:41:00	0,008695	553,6499	1	0,523344	0,016434	0,01928	0,8	92,5	0,999	-0,044	0,014	-0,999	0,031	0,034	7. Jul.	4	05:50	05:53								
2023-03-20 06:42:00	0,008564	555,9935	1	0,512766	0,01617	0,019375	1	92,7	0,999	-0,047	0,017	-0,999	0,032	0,038	8. Jul.	4	05:50	05:53								
2023-03-20 06:43:00	0,00839	558,3326	1	0,502402	0,01591	0,01894	1,1	92,9	0,999	-0,051	0,019	-0,999	0,034	0,042	9. Jul.	5	05:50	05:54								
2023-03-20 06:44:00	0,008118	560,6674	1	0,492249	0,015654	0,01725	1,3	93,1	0,998	-0,054	0,022	-0,998	0,036	0,046	10. Jul.	5	05:50	05:54								
2023-03-20 06:45:00	0,007739	562,9976	1	0,482303	0,015401	0,009183	1,4	93,3	0,998	-0,058	0,025	-0,998	0,038	0,05	11. Jul.	5	05:50	05:54								
2023-03-21 06:35:00	0,008854	544,9295	1	0,576019	0,017803	0,012937	0,3	91	1	-0,018	0,005	-1	0,014	0,013	12. Jul.	6	05:50	05:55								
2023-03-21 06:36:00	0,008736	547,2761	1	0,564368	0,017518	0,013227	0,4	91,2	1	-0,022	0,007	-1	0,015	0,017	13. Jul.	6	05:50	05:55								
2023-03-21 06:37:00	0,008932	549,6183	1	0,552954	0,017237	0,017163	0,6	91,5	1	-0,025	0,01	-1	0,017	0,021	14. Jul.	6	05:50	05:55								
2023-03-21 06:38:00	0,008885	551,9563	1	0,541771	0,016961	0,018276	0,7	91,7	1	-0,029	0,012	-1	0,019	0,025	15. Jul.	6	05:50	05:55								
2023-03-21 06:39:00	0,008815	554,2899	1	0,530815	0,016688	0,019112	0,9	91,9	0,999	-0,032	0,015	-0,999	0,021	0,029	16. Jul.	7	05:50	05:56								
2023-03-21 06:40:00	0,008717	556,6191	1	0,520082	0,016419	0,019624	1	92,1	0,999	-0,036	0,017	-0,999	0,022	0,033	17. Jul.	8	05:50	05:57								
2023-03-21 06:41:00	0,008588	558,944	1	0,509566	0,016154	0,019755	1,1	92,3	0,999	-0,039	0,02	-0,999	0,024	0,037	18. Jul.	8	05:50	05:57								
2023-03-21 06:42:00	0,008425	561,2645	1	0,499264	0,015894	0,019468	1,3	92,5	0,999	-0,043	0,023	-0,999	0,026	0,041	19. Jul.	7	05:50	05:57								
2023-03-21 06:43:00	0,00818	563,5806	1	0,489171	0,015636	0,018136	1,4	92,7	0,999	-0,046	0,025	-0,999	0,028	0,045	20. Jul.	8	05:50	05:57								
2023-03-21 06:44:00	0,007719	565,8923	1	0,479283	0,015383	0,013862	1,6	92,9	0,998	-0,05	0,028	-0,998	0,029	0,049	21. Jul.	8	05:50	05:58								
2023-03-22 06:33:00	0,008986	547,9371	1	0,57244	0,01779	0,014546	0,4	90,6	1	-0,011	0,008	-1	0,005	0,012	22. Jul.	8	05:50	05:58								

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 2:
 277 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
 256 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk
 21 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk
 10 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 3194 Einträgen /-1946):
 1.: Zeitraum ab 05:50 Uhr bis Sonnenuntergang
 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8° (Standard: min. 10°)
 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)

