SolPEG
Solar Power Expert Group

SolPEG Blendgutachten

Solarpark Suurhusen

Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage in der Nähe von Suurhusen in Niedersachsen

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

© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826403 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+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 6
3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung 7
3.1 Rechtliche Hinweise 7
3.2 Blendwirkung von PV Modulen 7
3.3 Berechnung der Blendwirkung 9
3.4 Technische Parameter der PV Anlage 10
3.5 Standorte für die Analyse 11
3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren 12
4 Ergebnisse 16
4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, Bundesstraße B210 17
4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2 Bahnstrecke südöstlich 18
4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3 Bahnstrecke östlich 19
4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Wohnpark Concordia 20
4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude östlich 22
4.6 Ergebnisse am Messpunkt P6, Gebäude östlich 23
4.7 Ergebnisse am Messpunkt P7, Gebäude westlich 24
5 Zusammenfassung der Ergebnisse 25
6 Schlussbemerkung 25
7 Anhang (Auszug) ..... 26 - 40

© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826440J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Suurhusen

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Suurhusen“ für die Ostfriesische Küstenbahn, für die Bundesstraße B210 sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

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

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Lichtleitlinie[1], 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 eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Bahnstrecke, die B210 sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

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

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

Einzelne Aspekte der Lichtleitlinie 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

© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826403 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Teilflächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet südwestlich der Ortschaft Suurhusen in Niedersachsen, ca. 4 km nördlich von Emden. Östlich der Flächen verläuft die Ostfriesische Küstenbahn. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen südwestlich der Ortschaft Suurhusen in Niedersachsen, ca. 4 km nördlich von Emden. Die Flächen sind eben
Koordinaten (Mitte)	53.408°N,7.212 °O -3 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang der Bahntrasse	ca. 1100 m
Abstand zur Bahntrasse	ca. 15 m - 25 m
Abstand zur B210	ca. 100 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 50 m 135 m (relevante Blickrichtung)

Übersicht[2] über den Standort und die PV Anlage (schematisch)



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

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

© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826403 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung, nördlicher Teil.

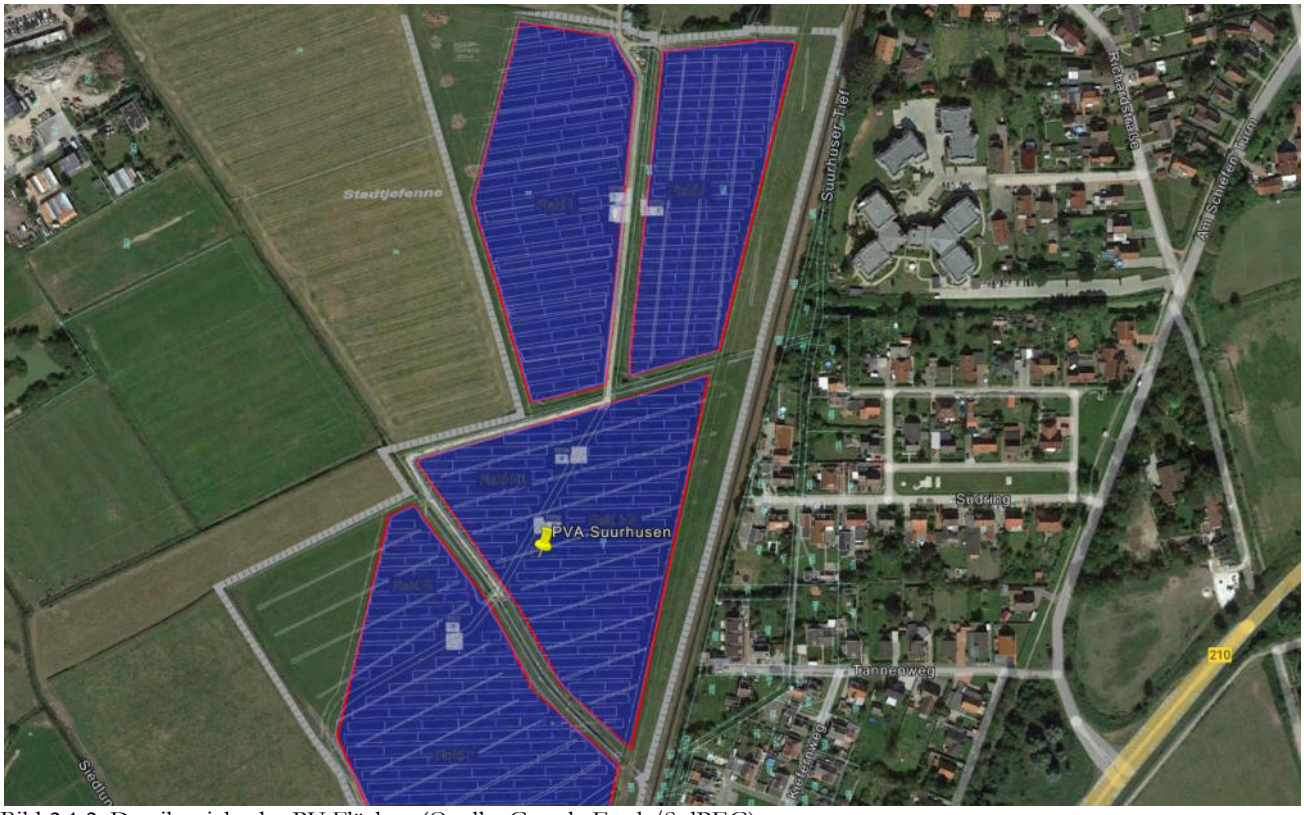


Bild 2.1.2: Detailansicht der PV Flächen (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht südlicher Teil.



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

© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826403 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt die PV Anlage und östlich gelegene Gebäude. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz könnten die Gebäude von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden allerdings befinden sie sich hinter Bäumen/Knick, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Die Standorte werden dennoch untersucht. Andere Gebäude in der weiteren Umgebung werden nicht weiter untersucht da aufgrund des Einfallswinkels und/oder aufgrund der Entfernung nicht mit Beeinträchtigung durch potentielle Reflexionen zu rechnen ist.

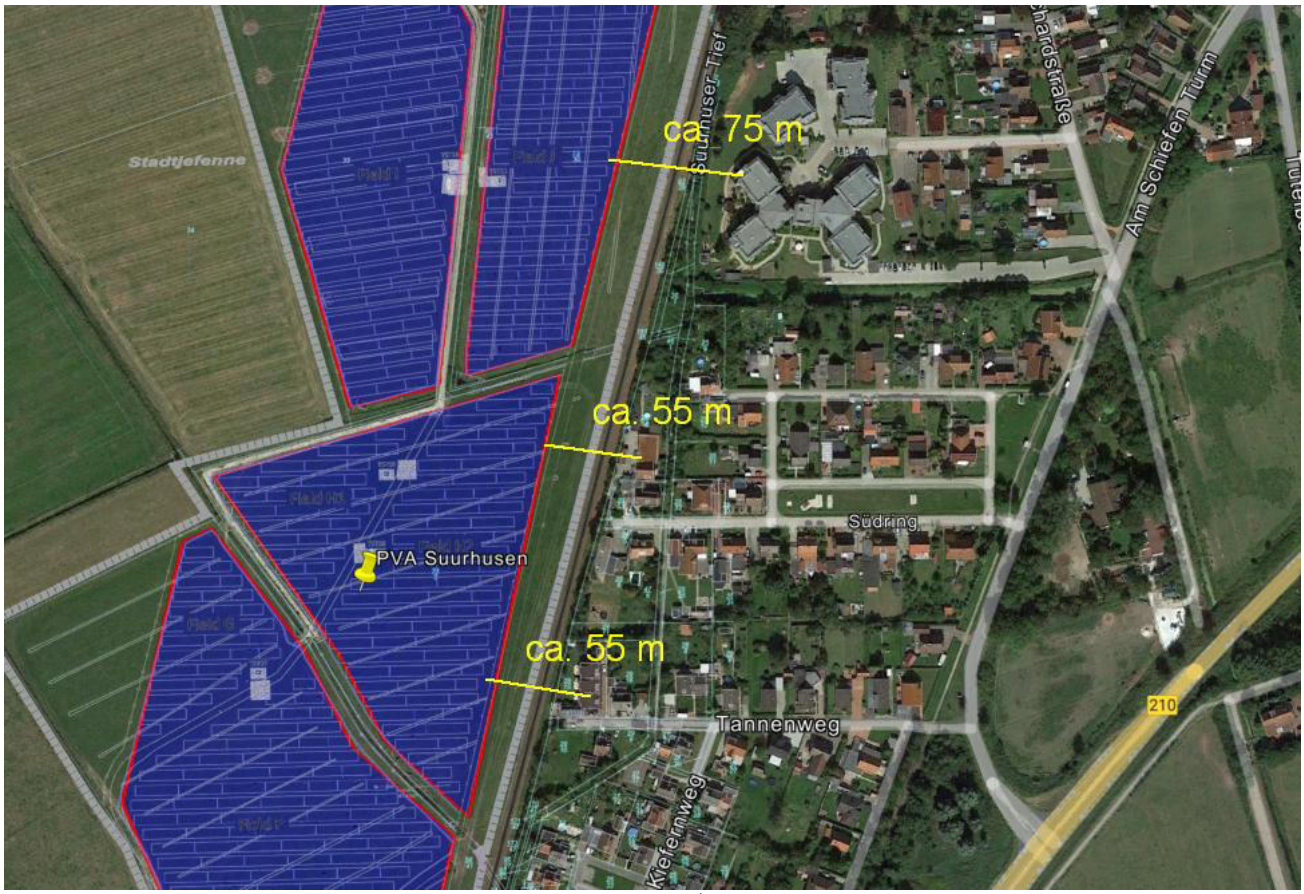


Bild 2.2.1: Gebäude westlich der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826403 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

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 überragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig[3] die grundsätzlich fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleitlinie 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 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:

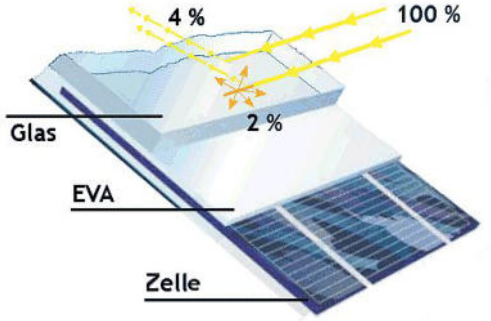


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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:

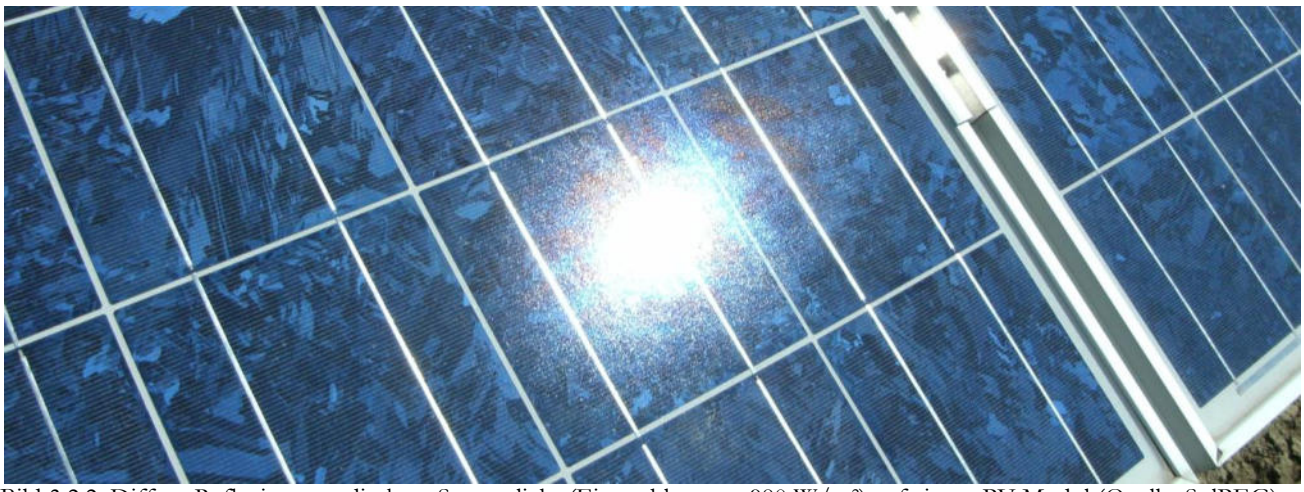


Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

[3] https://oberlandesgericht-braunschweig.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html

© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826440J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

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.

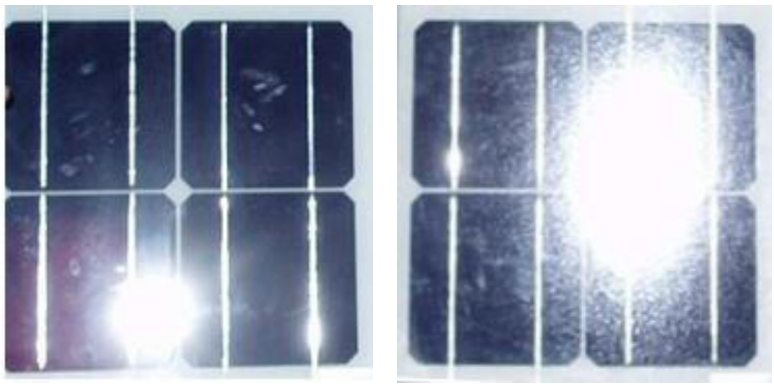


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

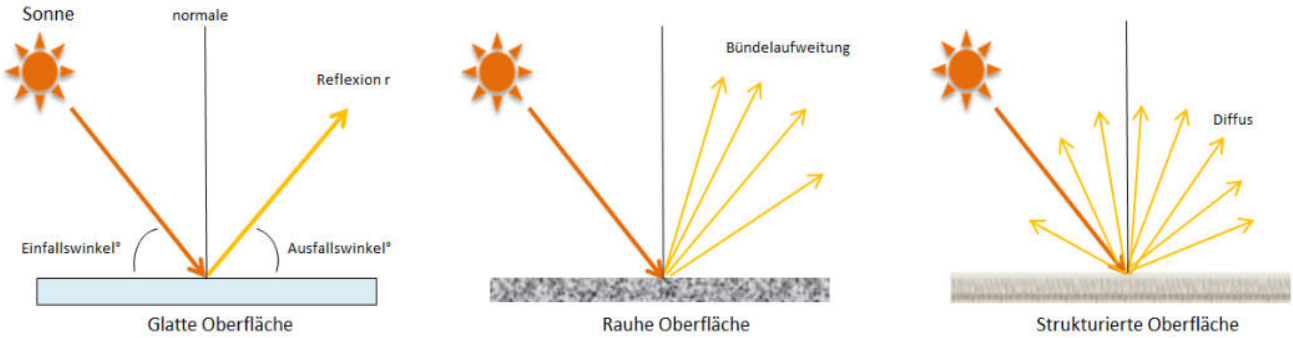


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers LONGi 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 Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm², +400, -200mm length can be customized
Connector	~~LONGi LR5 or MC4 EVO2~~
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass
Frame	~~Anodized aluminum alloy frame~~
Weight	32.6kg

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826403 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

3.3 Berechnung der Blendwirkung

Die Berechnung der Reflexionen von elektromagnetischen Wellen (auch sichtbares Licht) erfolgt nach anerkannten physikalischen Erkenntnissen und den entsprechend abgeleiteten Gesetzen (u.a. Reflexionsgesetz, Lambertsches Gesetz) sowie den entsprechenden Berechnungsformeln.
Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA[4] 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:

$$\cos(\theta_P) = -\cos(\gamma_S) \cdot \sin(\gamma_P) \cdot \cos(\alpha_S + 180° - \alpha_P) + \sin(\gamma_S) \cdot \cos(\gamma_P)$$

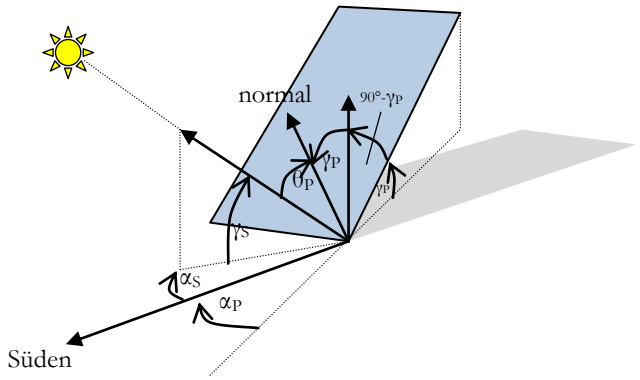


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie[5] wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories[6], 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

© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826403 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

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. Die folgenden Skizzen verdeutlichen die Konstruktion der Modulinstallation.

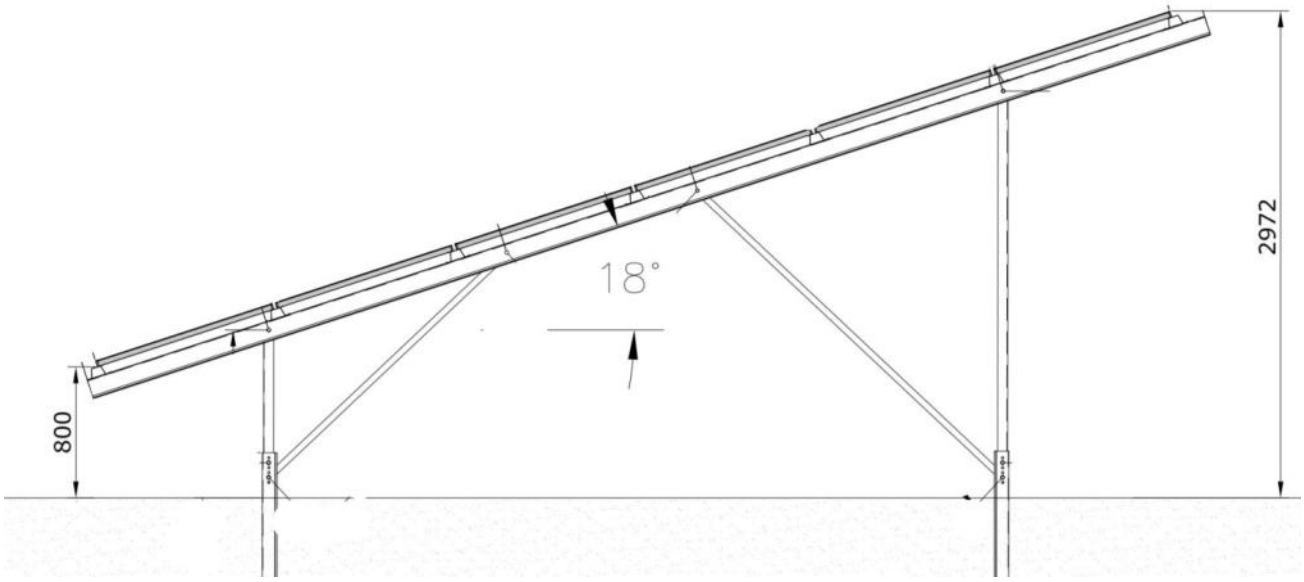


Bild 3.4.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	LONGi (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	6 Module quer übereinander
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	18°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,80 m, max. 2,98 m
Mittlere Höhe der Modulfläche	2 m
Anzahl Messpunkte auf der Bahnstrecke	3 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte B210	2 Messpunkte
Anzahl Messpunkte Gebäude	2 Messpunkt
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (Mittlere Sitzhöhe PKW/LKW Fahrer)

© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826440J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

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 oder auch aufgrund von konkreten Anforderungen. Objekte im Süden von PV Anlagen können aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Suurhusen wurden einzelne Teilflächen zusammengefasst und insgesamt 7 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke, 1 Messpunkte auf der Bundesstraße B210, sowie 4 Messpunkte im Bereich der umliegenden Gebäude. Weitere Standorte an Gebäuden wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV Anlage und die gewählten Messpunkte:

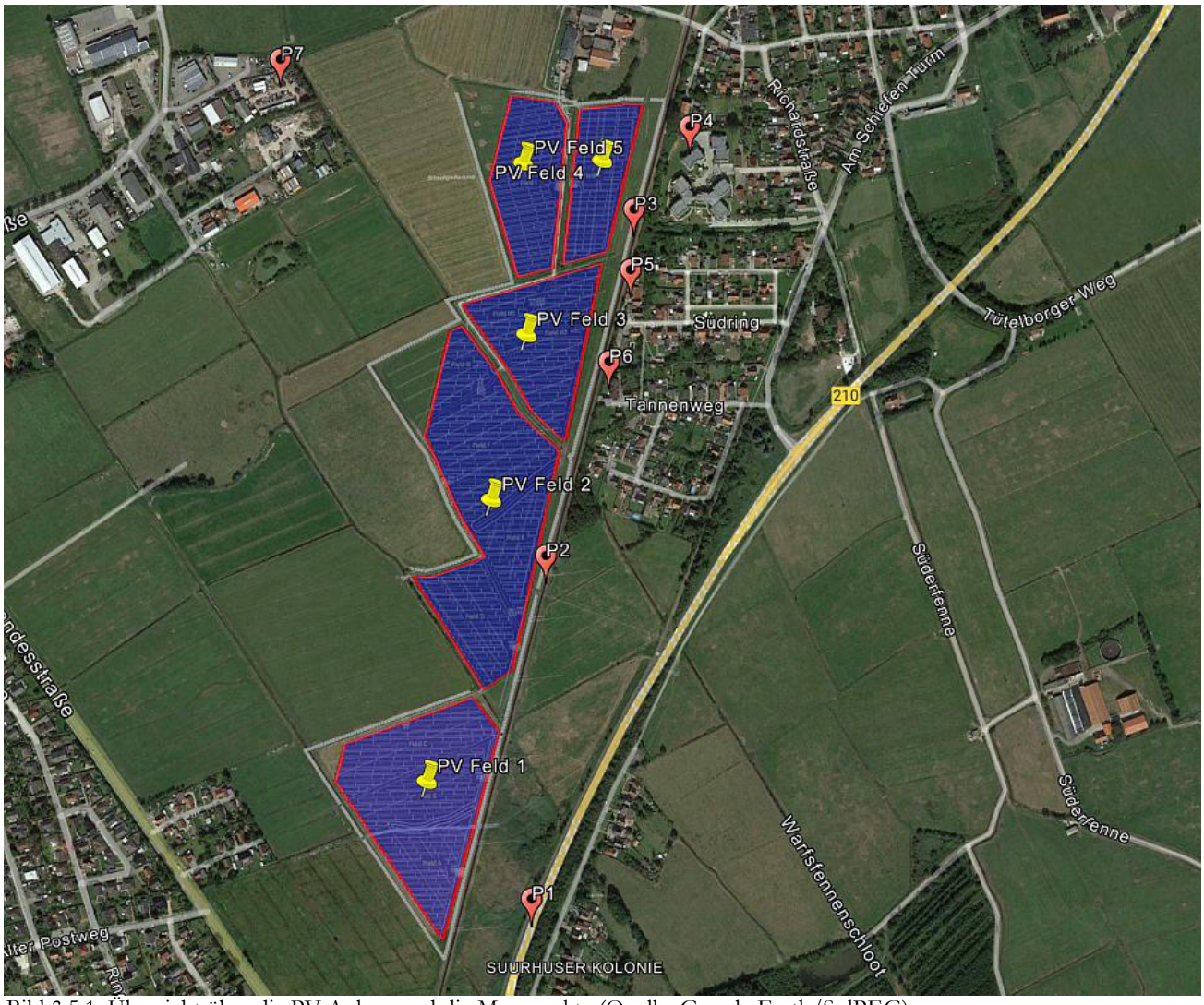


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826403 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

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 Lichtleitlinie 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 Lichtleitlinie ein Immissionsrichtwert von maximal 30 Minuten pro Tag und maximal 30 Stunden pro Jahr angegeben. Diese Werte wurden nicht durch wissenschaftliche Untersuchungen mit entsprechenden Probanden in Bezug auf Reflexionen durch PV Anlagen ermittelt, sondern stammen aus einer Untersuchung zur Belästigung durch periodischen Schattenwurf und Lichtreflexe ("Disco-Effekt") von Windenergieanlagen (WEA).
Auch in diesem Bereich hat der Gesetzgeber bisher keine rechtsverbindlichen Richtwerte für die Belästigung durch Lichtblitze und bewegten, periodischen Schattenwurf durch Rotorblätter einer WEA erlassen oder in Aussicht gestellt. Die Übertragung der Ergebnisse aus Untersuchungen zum Schattenwurf von WEA Rotoren auf unbewegliche Installationen wie PV Anlagen ist unter Experten äußerst umstritten und vor diesem Hintergrund hat eine individuelle Bewertung von Reflexionen durch PV Anlagen Vorrang vor den rechnerisch ermittelten Werten.

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:
Welches die zulässige Dauer einer Blendwirkung sein soll, ist eigentlich keine wissenschaftliche Fragestellung, sondern eine der gesellschaftlichen Vereinbarung: Wie viele Prozent stark belästigter Personen in der exponierten Bevölkerung will man zulassen? Die Wissenschaft müsste aber eine Aussage darüber liefern können, welche Expositionsdauer zu welchem Anteil stark Belästigter führt. Wie bereits erwähnt, stehen Untersuchungen dazu noch aus. .. Es existieren noch keine rechtlichen oder normativen Methoden zur Bewertung von Lichtimmissionen durch von Solaranlagen gespiegeltes Sonnenlicht.

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:
Während die Berechnungen möglicher Reflexionsrichtungen klar aus geometrischen Verhältnissen folgen, besteht hinsichtlich der Risikobewertung reflektierten Sonnenlichts noch erheblicher Klärungsbedarf...

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

© Copyright Information | Document reference: 20230109_182644DJ | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

Schutzwürdige Räume

In der Lichtleitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt[7] 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 Lichtleitlinie 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. Lichtleitlinie "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.

[7] Lichtleitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826440J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

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. TMY[8]) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2021 eine mittlere Wolkenbedeckung[9] von ca. 68 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.
Aber auch der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel, Bäume oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden.
Es handelt sich dabei allerdings um Limitierungen der Software und nicht um Vorgaben für die Berechnung von Reflexionen. Eine realitätsnahe Simulation ist mit der aktuell verfügbaren Simulationssoftware nur begrenzt möglich.

Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m^2 beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Lichtleitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaption des Auges).
Aber nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Das Forschungsinstitut Sandia National Labortories (USA) hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung entspricht dem Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm^2) 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.

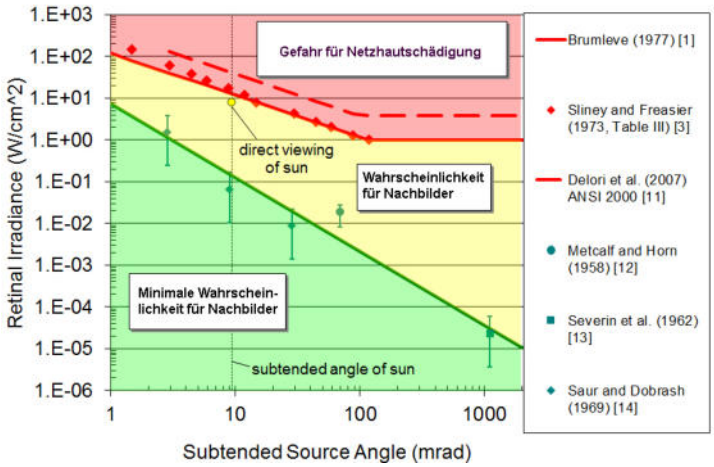


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Labortories, siehe auch Diagramme im Anhang)

[8] Handbuch: https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf
[9] 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_2021_17.png

© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826403 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

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

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


Bild 3.6.3: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

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

© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826403 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Suurhusen wird für 7 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.1 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 3: Potentielle Blendwirkung an den jeweiligen Messpunkten [Kategorie ■, Minuten pro Jahr]

Messpunkt	PV Feld 1	PV Feld 2	PV Feld 3	PV Feld 4	PV Feld 5
P1 Bundesstraße B210 südöstlich	1174[W]	-	-	-	-
P2 Bahnstrecke südöstlich	-	1206[W]	-	-	-
P3 Bahnstrecke nordöstlich	-	-	-	1730[W]	2076[WE]
P4 Gebäude nordöstlich	-		-	1278	746[E]
P5 Gebäude östlich	-	-	1695	-	933[E]
P6 Gebäude östlich	-	244[E]	1857	-	-
P7 Gebäude westlich	-	-	-	-	-

[W] Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen
[E] Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen
[G] Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen
[D] Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen

© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826440J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, Bundesstraße B210

Am Messpunkte P1 auf der B210 südöstlich der PV Anlage können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 1 auftreten. Diese können zwischen dem 22. April und dem 19. August zwischen 19:34 - 20:06 Uhr für 5 bis max. 14 Minuten aus westlicher Richtung auftreten.
Die Einfallswinkel liegen mit -81° bis -97° links (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels[10] (Fahrtrichtung +/- 20°, Sichtweite ca. 100 m) und daher sind Reflexionen zu vernachlässigen. Darüber hinaus ist zwischen der B210 und der PV Anlage teilweise ein Bewuchs aus Büschen und Bäumen vorhanden, sodass ein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage eingeschränkt ist.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P1 bei der Fahrt Richtung Nordosten.

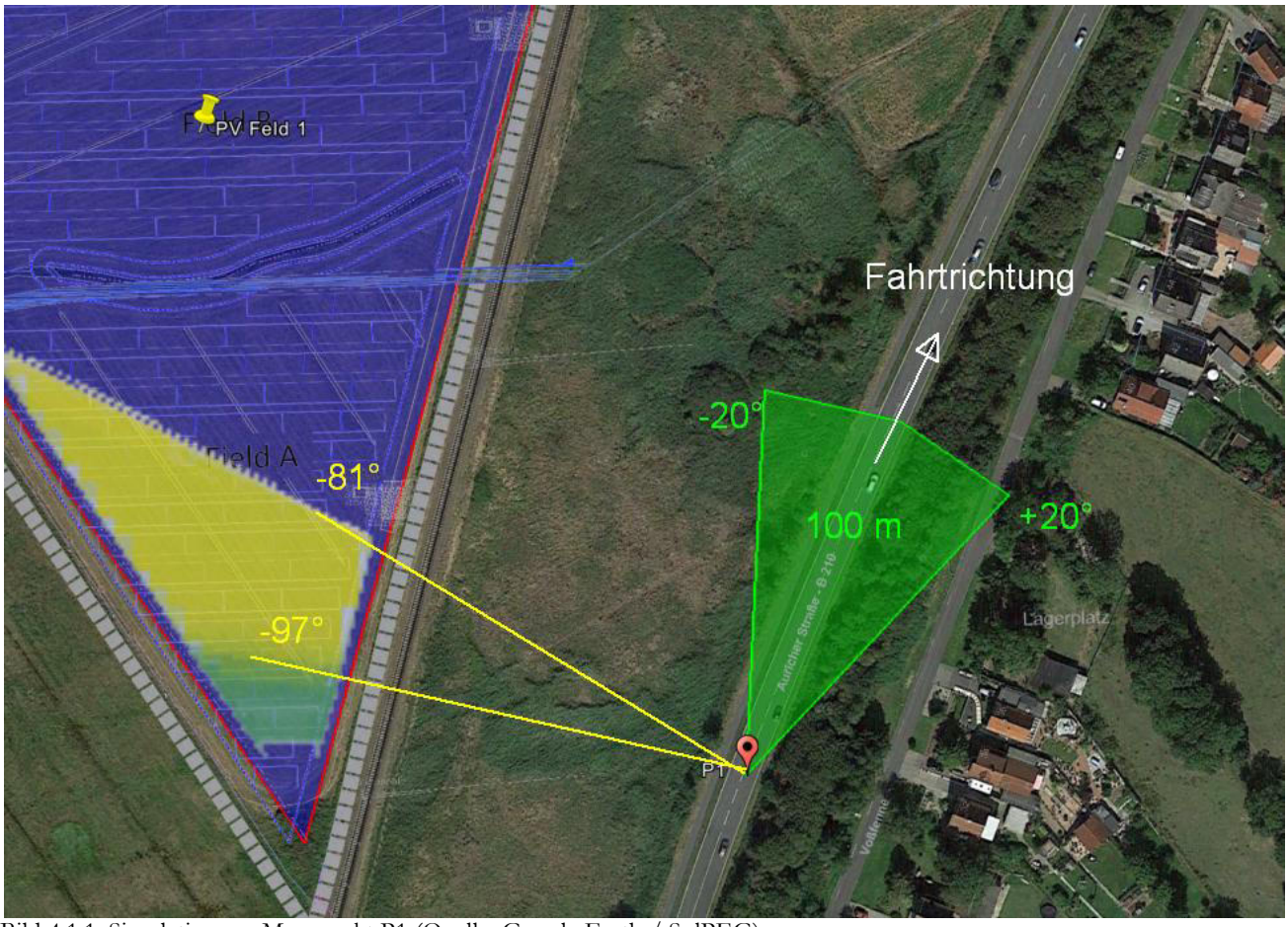


Bild 4.1.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung +/-20°, ca. 100m). Im gelb/grün markierten Bereich westlich der Fahrbahn können theoretisch in den Abendstunden Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese liegen allerdings deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen.
Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage im Bereich von Messpunkt P1 kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

[10] Das relevante Sichtfeld ist der Teil des binokularen Gesichtsfeldes in dem Reflexionen als Beeinträchtigung empfunden werden.

© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826440J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2 Bahnstrecke südöstlich

Am Messpunkte P2 auf der Bahnstrecke südöstlich der PV Anlage können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 2 (lt. Planung PV Feld D, E, F) auftreten. Diese können zwischen dem 29. April und dem 13. August zwischen 19:48 - 20:21 Uhr für 5 bis max. 14 Minuten aus westlicher Richtung auftreten.
Die Einfallswinkel der Reflexionen liegen mit -76° bis -93° links (westlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung +/- 20°, Sichtweite ca. 100 m) und daher sind Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P2 bei der Fahrt Richtung Nordosten.

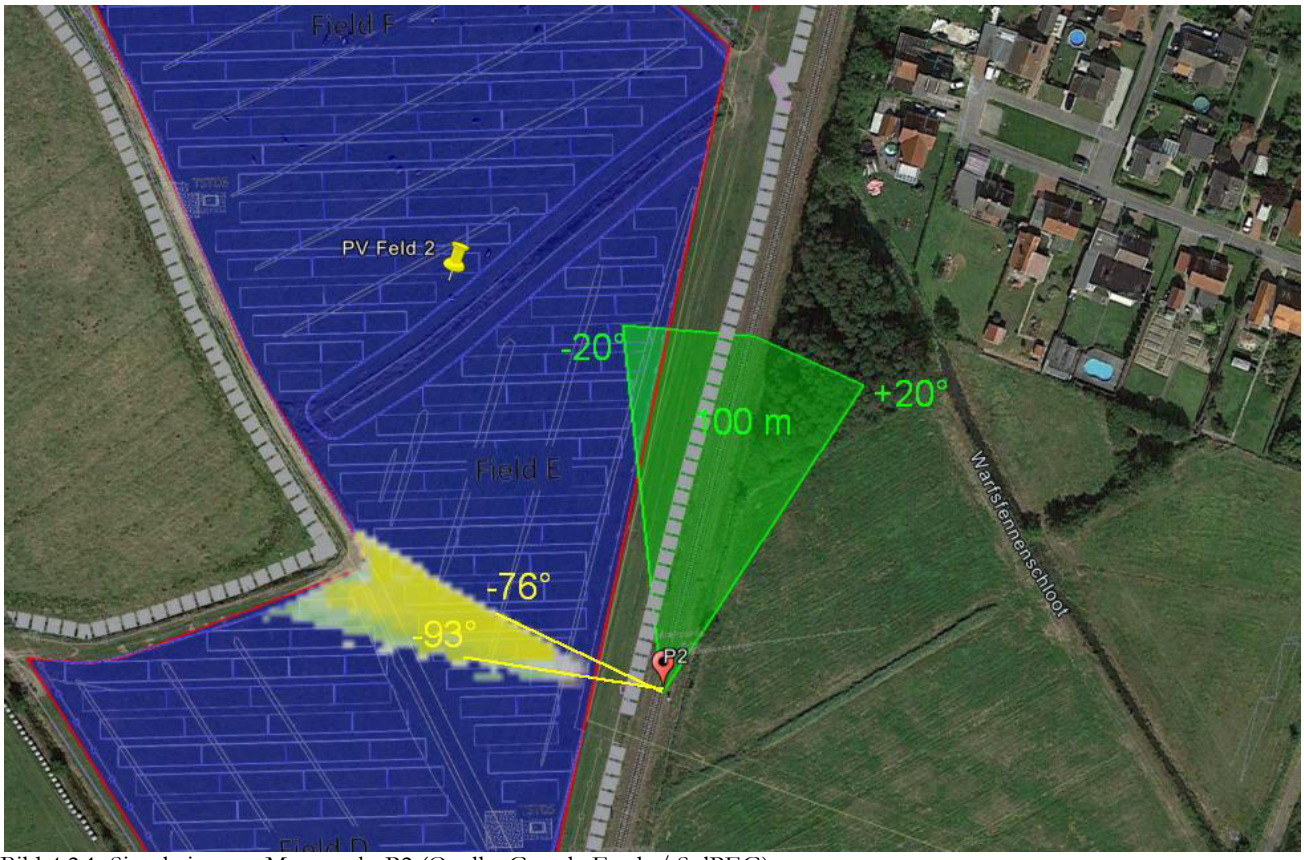


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Zugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung +/- 20°, ca. 100m). Im gelb/grün markierten Bereich westlich der Bahnstrecke können theoretisch in den Abendstunden Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese liegen allerdings deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen.

© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826403 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3 Bahnstrecke östlich

Messpunkt P3 auf der Bahnstrecke östlich der PV Anlage wurde zu Kontrollzwecken untersucht da der Verlauf der Bahnstrecke dem am Messpunkt P3 entspricht aber die PV Module im PV Feld 5 eine leicht andere Ausrichtung aufweisen. Auch am Messpunkte P3 können daher theoretisch Reflexionen durch die PV Felder 4 und 5 auftreten (Feld I, J). Im Bereich vom PV Feld 4 können diese zwischen dem 21. April und dem 21. August zwischen 19:28 - 20:03 Uhr für 5 bis max. 15 Minuten auftreten. Im Bereich vom PV Feld 5 können zwischen dem 08. April und dem 03. September zwischen 19:04 - 19:44 Uhr für 5 bis max. 15 Minuten Reflexionen auftreten.
Die Einfallswinkel der Reflexionen liegen jedoch mit -74° bis -92° bzw. -109° links (westlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind Reflexionen zu vernachlässigen.
Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P3 bei der Fahrt Richtung Nordosten.

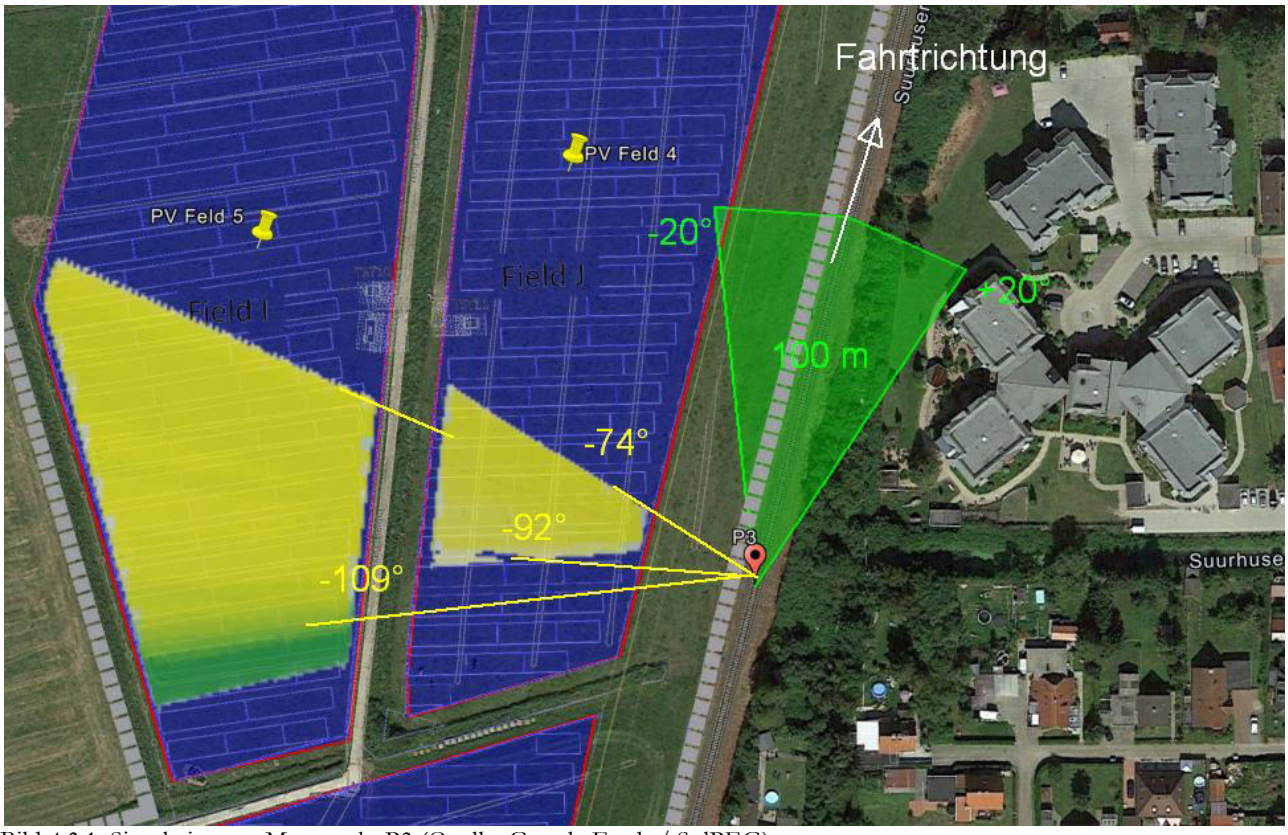


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Zugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/grün markierten Bereich westlich der Bahnstrecke können theoretisch in den Abendstunden Reflexionen durch die PV Felder 4 und 5 auftreten. Diese liegen allerdings deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen.

© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826403 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Wohnpark Concordia

Am Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude des Wohnpark Concordia können theoretisch Reflexionen durch die PV Felder 4 und 5 auftreten. Im Bereich vom PV Feld 4 können diese zwischen dem 03. Mai und dem 10. August zwischen 19:46 - 20:18 Uhr für 5 bis max. 15 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der aufgeführten Minuten pro Tag im Jahresverlauf bzw. im relevanten Zeitraum Mai – August.

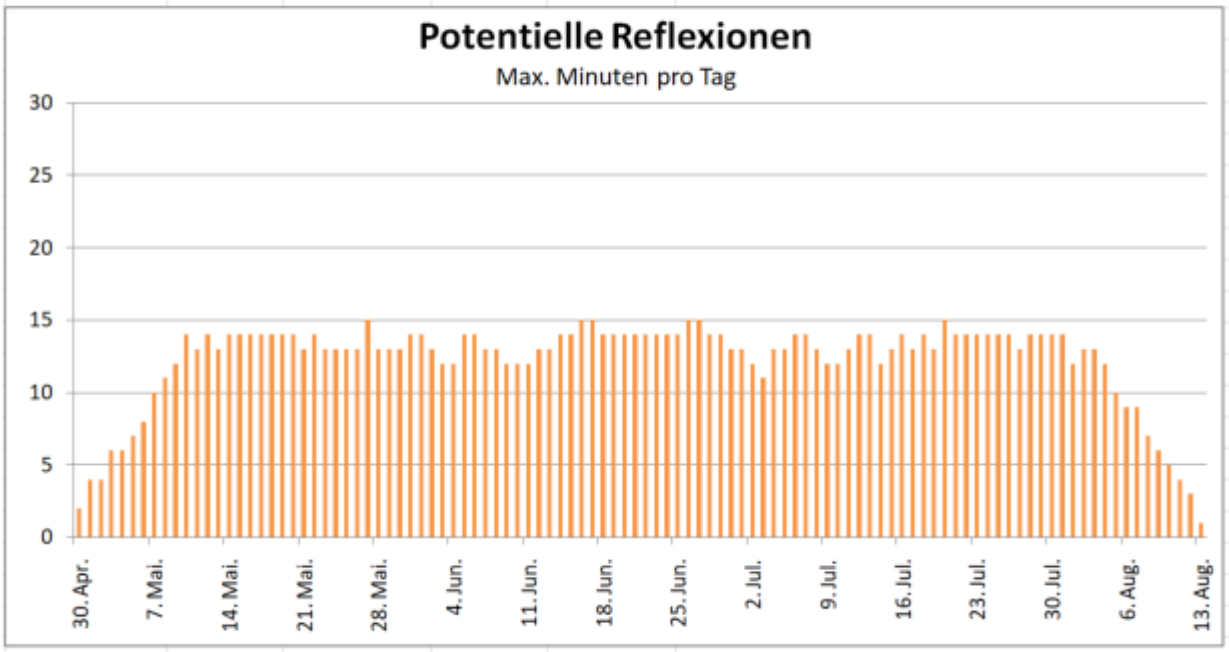


Bild 4.4.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf PV Feld 4 (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der aufgeführten Minuten pro Tag im Jahresverlauf für das PV Feld 5. Die Werte liegen überwiegend innerhalb des Bereiches der Werte von PV Feld 4.

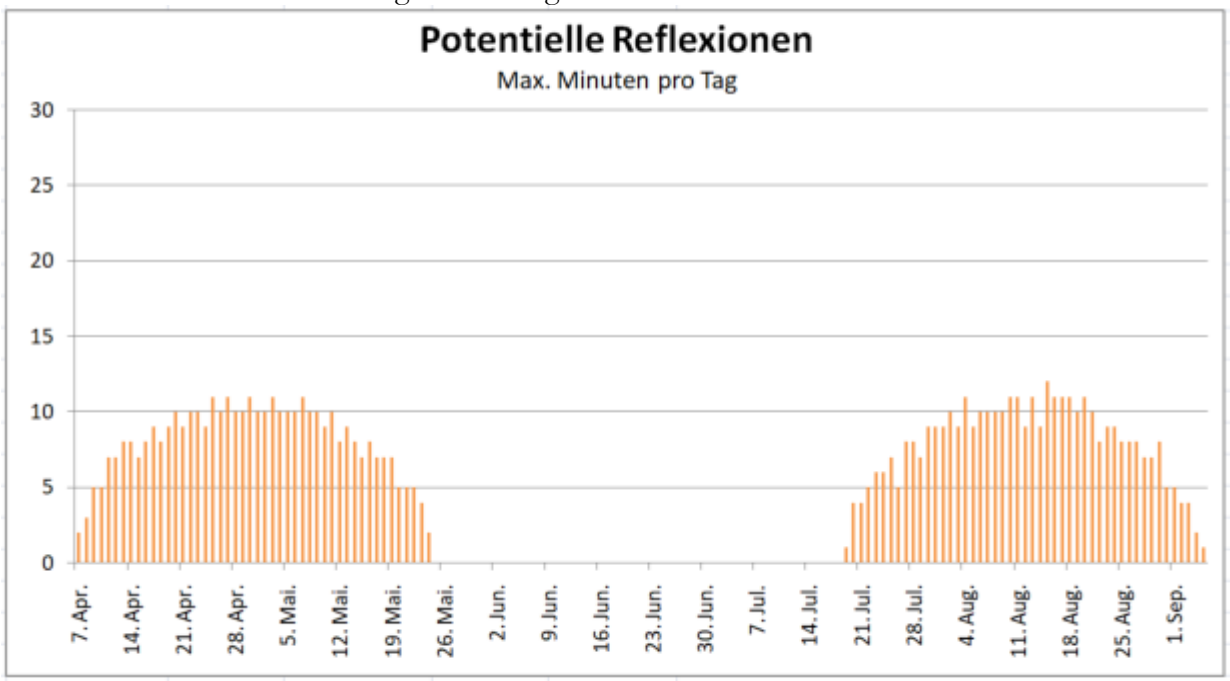


Bild 4.4.2: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf PV Feld 5 (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826440J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

Vom Messpunkt P4 aus gesehen befinden sich die PV Felder und somit die Immissionsquellen in einer Sichtachse. Die separat ermittelten Werte werden nicht summiert da potentielle Reflexionen überwiegend zu gleichen Zeiten auftreten.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P4.

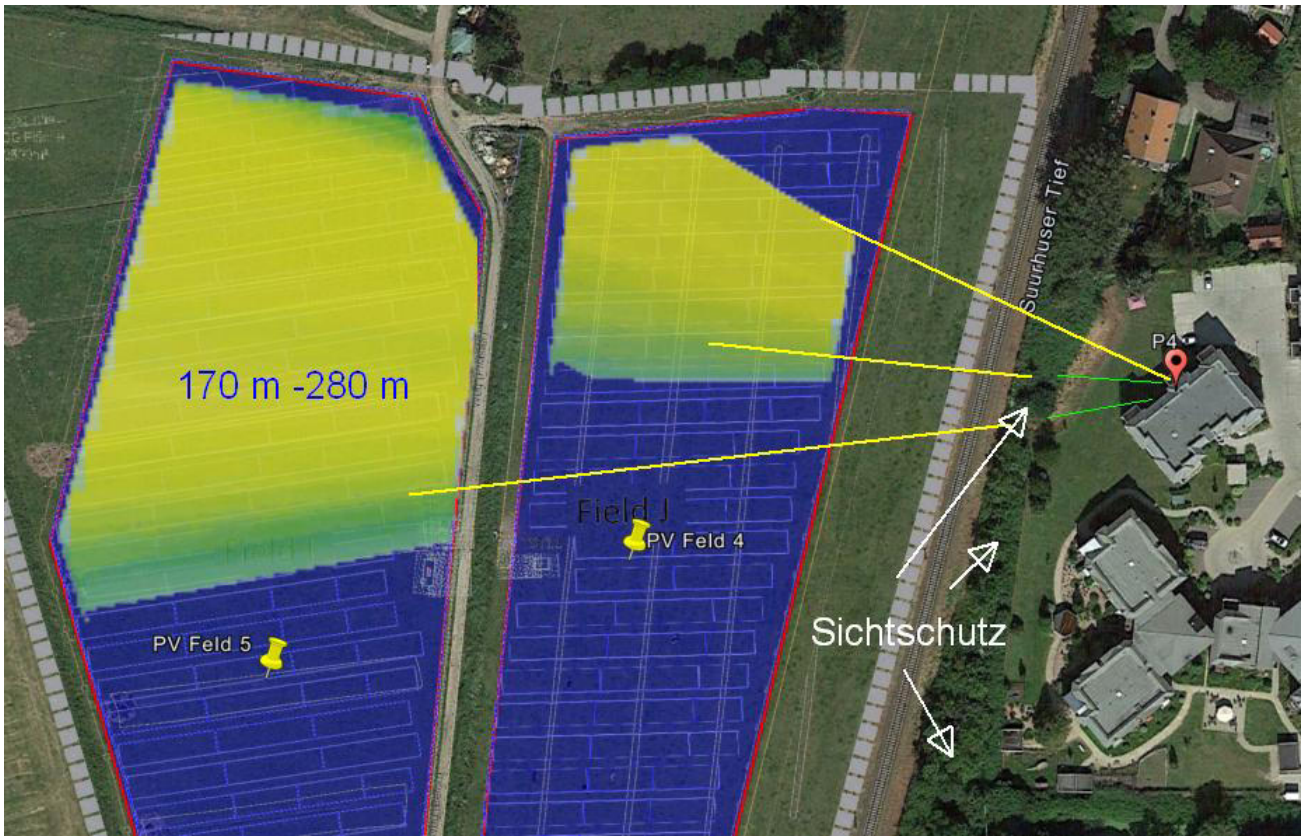


Bild 4.4.3: Simulation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Darüber hinaus sind die Gebäude von Büschen und Bäumen umgeben, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage vorhanden ist. Es handelt sich hier zwar um alten Baumbestand aber rechtlich gesehen ist es kein dauerhafter Sichtschutz. Dennoch können solche örtlichen Gegebenheiten nicht ignoriert werden. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind daher in der Realität nur bedingt anwendbar. Dies gilt auch für nicht explizit untersuchte Gebäude in der Umgebung.

Eine Beeinträchtigung von Anwohnern bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826440J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude östlich

Am Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude an der Adresse Südring 17 (A, B) können theoretisch an insgesamt 1695 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das PV Feld 3 auftreten. Theoretisch können auch in geringem Umfang Reflexionen durch das nordwestlich gelegene PV Feld 5 auftreten. Die separat ermittelten Werte werden nicht summiert da sich die Immissionsquellen in einer Sichtachse befinden und potentielle Reflexionen überwiegend zu gleichen Zeiten auftreten.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P5.

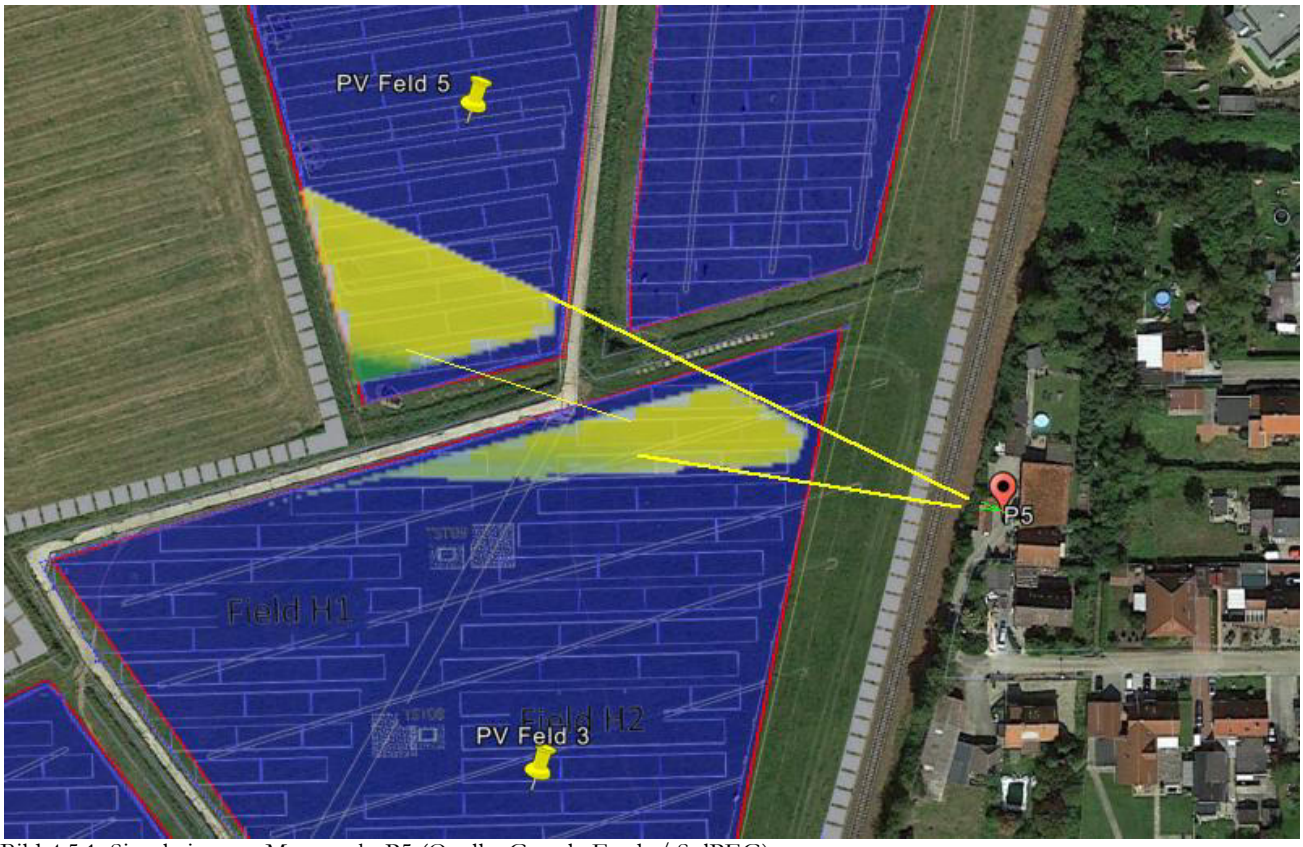


Bild 4.5.1: Simulation am Messpunkt P5 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Potentielle Reflexionen können zwischen dem 07. Mai und dem 05. August, abends zwischen 19:54 - 20:38 Uhr für 5 bis max. 24 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Sowohl die Anzahl von Minuten pro Tag als auch pro Jahr liegen unter bzw. im Rahmen der Empfehlung der LAI Lichtleitlinie und daher kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Darüber hinaus sind auch hier die Gebäude von Büschen und Bäumen umgeben, sodass teilweise kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage vorhanden ist. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind daher in der Realität nur bedingt anwendbar. Dies gilt auch für nicht explizit untersuchte Gebäude in der Umgebung.

© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826440J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

4.6 Ergebnisse am Messpunkt P6, Gebäude östlich

Am Messpunkt P6 im Bereich der Gebäude an der Adresse Tannenweg 16 können theoretisch an insgesamt 1857 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das PV Feld 3 auftreten. Theoretisch können auch in geringem Umfang Reflexionen durch das nordwestlich gelegene PV Feld 2 auftreten. Auch für den Messpunkt P6 werden die separat ermittelten Werte nicht summiert da sich die Immissionsquellen in einer Sichtachse befinden und potentielle Reflexionen überwiegend zu gleichen Zeiten auftreten.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P6.

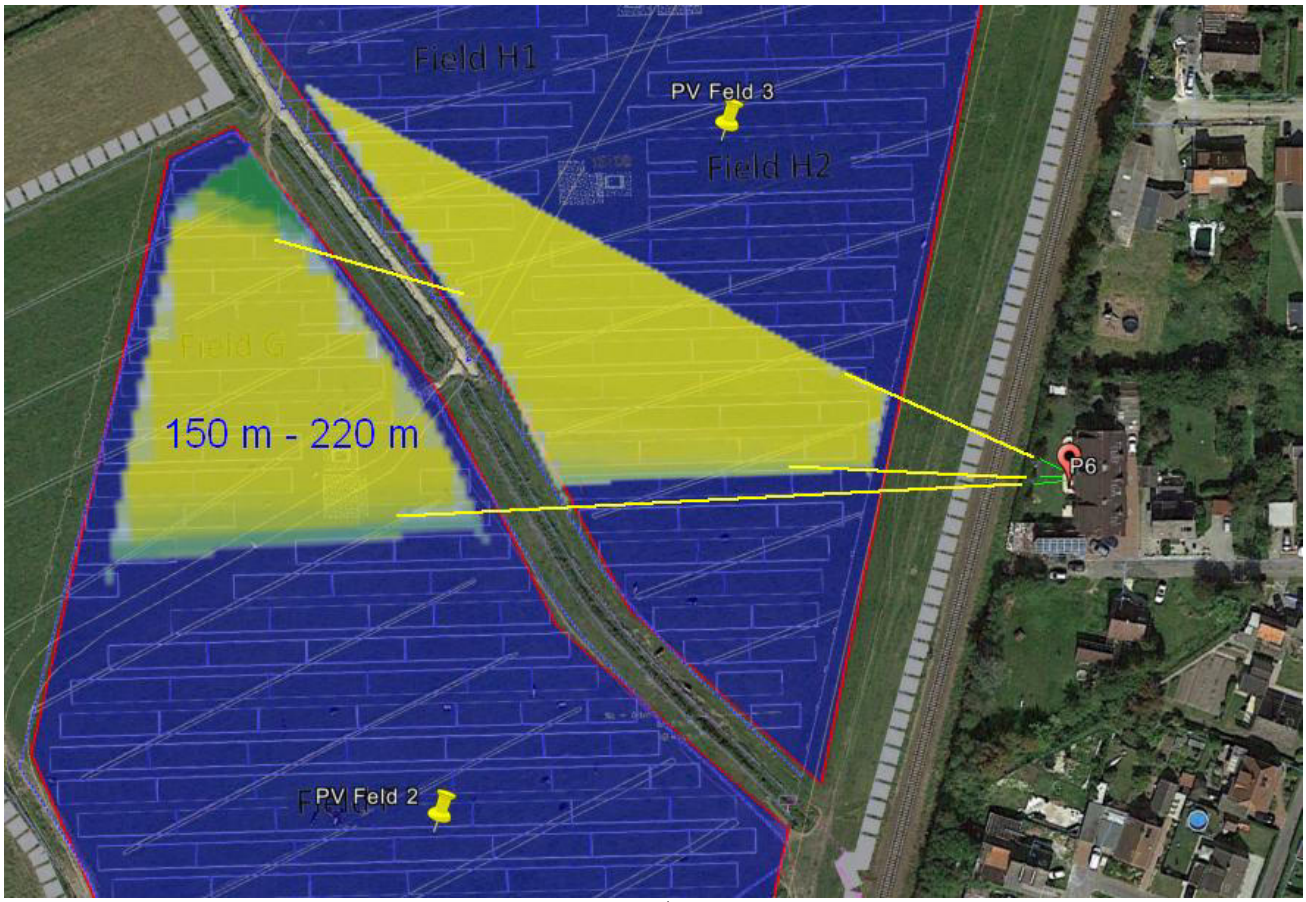


Bild 4.6.1: Simulation am Messpunkt P6 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Potentielle Reflexionen können zwischen dem 01. Mai und dem 12. August, abends zwischen 19:44 - 20:22 Uhr für 5 bis max. 20 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Auch in diesem Bereich sind die Gebäude von Büschen und Bäumen umgeben, sodass teilweise kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage vorhanden ist. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind daher in der Realität nur bedingt anwendbar. Selbst ohne diesen Aspekt zu berücksichtigen liegt die Anzahl von Minuten mit Reflexionen pro Jahr nur geringfügig über der Empfehlung der LAI Lichtleitlinie und daher eine Beeinträchtigung von Anwohnern bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826440J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P6 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 3.2 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt (hier 835 Minuten), die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können.
Weitere Details auch zu den anderen Messpunkten finden sich im Anhang.

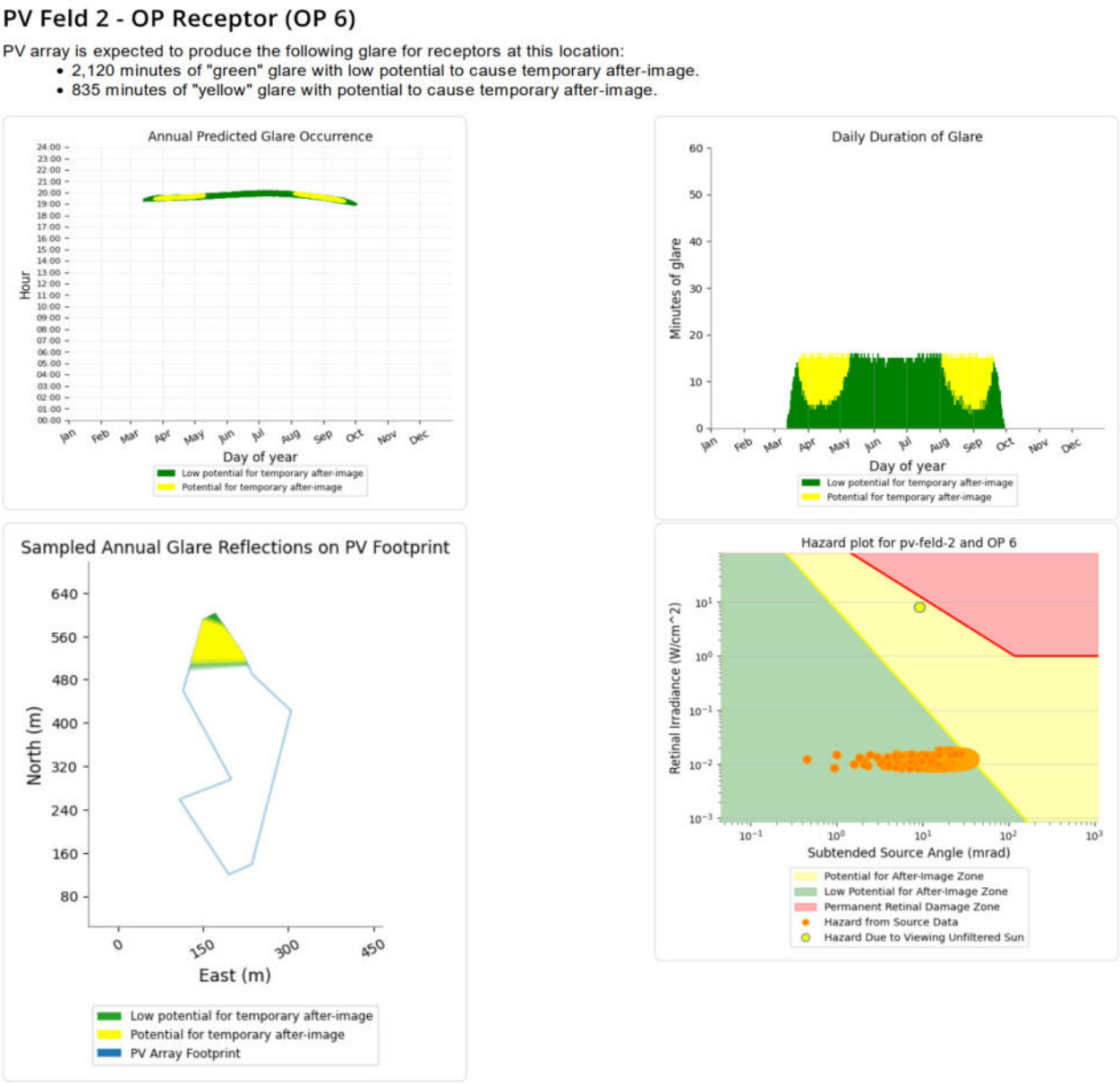


Bild 4.6.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P6 (Quelle: Simulationsergebnisse)

4.7 Ergebnisse am Messpunkt P7, Gebäude westlich

Messpunkt P7 im Bereich der Gebäude westlich der PV Anlage kann aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826403 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

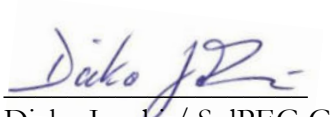
5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Suurhusen kann als „geringfügig“ klassifiziert[11] 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 durch den Einsatz von hochwertigen PV Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen.
Die Analyse von 7 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt für die östlich verlaufende Bahnstrecke nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Auch auf der östlich verlaufenden Bundesstraße B210 sind die rechnerisch ermittelten Reflexionen zu vernachlässigen. Die Einfallswinkel liegen auch hier deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Anhand der ausgewerteten Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung des fließenden Verkehrs durch die PV Anlage mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.
Im Bereich der östlich gelegenen Gebäude können rein rechnerisch in moderaten Umfang Reflexionen durch die PV Felder auftreten aber aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ist teilweise kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden. 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 09.01.2023



Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

[11] Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826403 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

Legende

- geplanter Zaun (h=2m), Gesamtlänge ca.: 2850m
- Baugrenze lt. B-Plan
- Personentor: Stück
- Tor Anzahl: 1 Stück
- geplante Zufahrt
- Hauptwege / Schotterbett, Gesamtfläche ca.: 6300m²
- Kranstellfläche 10m x 10m, Gesamtfläche ca.: 1200m²
- Fläche Baustelleneinrichtung
- Trafo;-Kombi;-Übergabe;- Zählstation oder UW
- Monitoring Container
- Modultisch

möglicher BE-Fläche 2500m²

Field I
Field J
Field H1
Field H2
Field G
Field F
Field E
Field D
Field C
Field B
Field A

TST10 TST11 TST09 TST08 TST07 TST06 TST05 TST04 TST03 TST02 TST01

Stadtjefenne
Wohnpark Concordia
Tannenweg
Lagerplatz
Auricher Straße - B 210
Volkerne
Suurhuser Tief
Ahlsterweg
West Passage
West Passage

Grabensohle BOK

1.1 EEG

Modul

Typ:	Jinko Tiger Neo 470 Wp
Anzahl:	36.320 Stk.
Modulleistung:	470 Wp

Wechselrichter

Typ:	Huawei 215 KTL H0
Anzahl:	71 Stk.
Scheinleistung:	215 kVA
DC-Gesamtleistung:	17.010,24 kWp
AC-Gesamtleistung:	15.050 kVA
DC- Leistung nach Zuschlag:	kWp
	X Zuschlag
	X Zuschlagsübertrag

Gesamtanlage PVA Suurhusen

Gesamtanzahl Module:	36.320 Stk.
DC-Gesamtleistung:	17.070,40 kWp
AC-Gesamtleistung:	15.265,00 KVA
DC- Leistung lt. NTS:	kWp
AC- Leistung lt. NTS:	kVA

Trafostation

Anzahl:	13 Stk.
Leistung:	4 x 800 kVA
	4 x 1250 kVA
	4 x 1600 kVA
	1 x 2000 kVA

Unterkonstruktion

Modulneigung:	18° - (5 Module horizontal)
Reihenabstand:	2,30 m

N

1:1000

0m 20m 40m 60m 80m 100m

Entwurfsplan: Modullayout

Builder:
Enerparc AG
Zirkusweg 2
Hamburg 20359

	Date:	Name:
Editor	2021-12-30	MAG
Check		
Allowed		
Norm		

General contractor:
ENERPARC

Address: Zirkusweg 2 / Astra Tower
20359 Hamburg (Germany)
Telephone: +49 40 756 644 9-0
Fax: +40 40 756 644 9-65

Index	Modification	Date	Name
A	WR Geändert auf Huawei	09-06-22	SNE

Project: PVA Suurhusen Modullayout
Scale: 1:1000
Drawing-No.: 0-1
Path:

A0

Hi-MO 5
(G2)

LR5-72HIBD
530~550M

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
  - M10 Gallium-doped Wafer
  - Integrated Segmented Ribbons
  - 9-busbar Half-cut Cell
- Globally validated bifacial energy yield
- High module quality ensures long-term reliability

12 12-year Warranty for Materials and Processing

30 30-year Warranty for Extra Linear Power Output



Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730
ISO9001:2015: ISO Quality Management System
ISO14001: 2015: ISO Environment Management System
ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety
TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGi

© Copyright Information | Document reference: 20230109-182644001 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

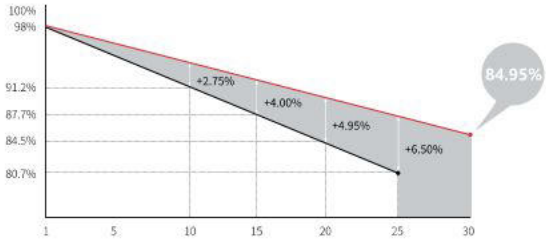
Hi-MO 5

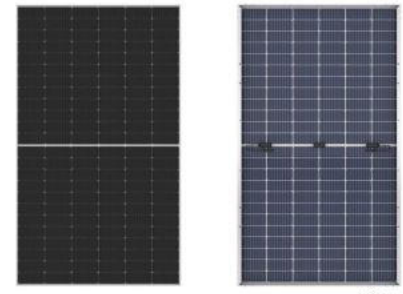
LR5-72HIBD 530~550M

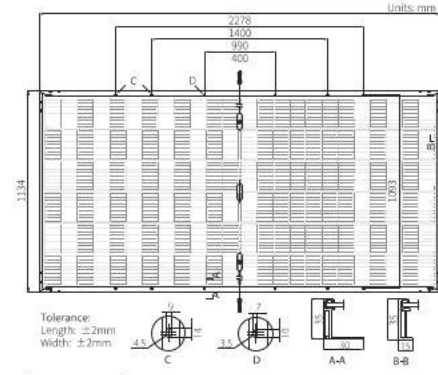
21.3%	0~3%	<2%	0.45%	HALF-CELL
MAX MODULE EFFICIENCY	POWER TOLERANCE	FIRST YEAR POWER DEGRADATION	YEAR 2-30 POWER DEGRADATION	Lower operating temperature

Additional Value

30-Year Power Warranty







Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm², +400, -200mm length can be customized
Connector	LONGi LR5 or MC4 EVO2
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	32.6kg
Dimension	2278×1134×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC

Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s Test uncertainty for Pmax: ±3%

Module Type	LR5-72HIBD-530M		LR5-72HIBD-535M		LR5-72HIBD-540M		LR5-72HIBD-545M		LR5-72HIBD-550M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	530	396.2	535	399.9	540	403.6	545	407.4	550	411.1
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.20	46.26	49.35	46.40	49.50	46.54	49.65	46.68	49.80	46.82
Short Circuit Current (Isc/A)	13.71	11.07	13.78	11.12	13.85	11.17	13.92	11.23	13.99	11.29
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.35	38.58	41.50	38.72	41.65	38.86	41.80	39.00	41.95	39.14
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.82	10.27	12.90	10.33	12.97	10.39	13.04	10.45	13.12	10.51
Module Efficiency(%)	20.5		20.7		20.9		21.1		21.3	

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 540W front)

Pmax /W	Voc/V	Isc /A	Vmp/V	Imp /A	Pmax gain
567	49.50	14.54	41.65	13.61	5%
594	49.50	15.23	41.65	14.26	10%
621	49.60	15.92	41.75	14.91	15%
648	49.60	16.62	41.75	15.56	20%
675	49.60	17.31	41.75	16.21	25%

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Bifaciality	70±5%
Fire Rating	UL type 29 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.340%/°C

LONGi

No.8369 Shangyuan Road, Xi'an Economic And Technological Development Zone, Xi'an, Shaanxi, China.

Web: www.longi.com

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. LONGi reserves the right of final interpretation. (20220410PreliminaryV01) G2

© Copyright Information | Document reference: 20230109.18264401 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

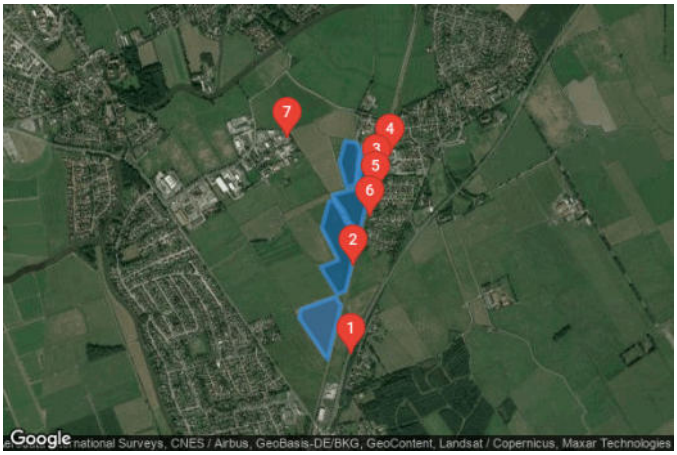
ForgeSolar

Suurhusen

Suurhusen

Created Jan. 9, 2023
Updated Jan. 9, 2023
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Site ID 82030.14522

Project type Advanced
Project status: active
Category 5 MW to 10 MW



Misc. Analysis Settings

DNI: **varies (1,000.0 W/m^2 peak)**
Ocular transmission coefficient: **0.5**
Pupil diameter: **0.002 m**
Eye focal length: **0.017 m**
Sun subtended angle: **9.3 mrad**

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	18.0	180.0	1,319	1,331	-
PV Feld 2	18.0	180.0	2,833	2,382	-
PV Feld 3	18.0	180.0	2,515	5,734	-
PV Feld 4	18.0	180.0	1,470	4,567	-
PV Feld 5	18.0	171.0	3,985	4,783	-

© Copyright Information | Document reference: 20230109.182644DJ | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

PV Array(s)

Total PV footprint area: 141,499 m^2

Name: PV Feld 1
Footprint area: 36,419 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 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	53.404567	7.209216	-2.04	2.00	-0.04
2	53.404976	7.209355	-2.64	2.00	-0.64
3	53.405539	7.211973	-3.00	2.00	-1.00
4	53.405162	7.212424	-3.00	2.00	-1.00
5	53.402674	7.211394	-2.65	2.00	-0.65



Name: PV Feld 2
Footprint area: 50,476 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 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	53.405817	7.212763	-3.00	2.00	-1.00
2	53.405644	7.212152	-3.00	2.00	-1.00
3	53.406891	7.210843	-3.42	2.00	-1.42
4	53.407224	7.212216	-3.90	2.00	-1.90
5	53.408695	7.210940	-3.00	2.00	-1.00
6	53.409872	7.211476	-3.11	2.00	-1.11
7	53.409974	7.211787	-3.09	2.00	-1.09
8	53.409334	7.212495	-4.00	2.00	-2.00
9	53.408957	7.212785	-3.63	2.00	-1.63
10	53.408362	7.213804	-3.00	2.00	-1.00



Name: PV Feld 3
Footprint area: 22,523 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 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	53.410195	7.211758	-3.00	2.00	-1.00
2	53.410636	7.214708	-1.98	2.00	0.02
3	53.408526	7.213850	-3.00	2.00	-1.00
4	53.408993	7.213013	-3.29	2.00	-1.29
5	53.409466	7.212638	-3.68	2.00	-1.68



© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826440J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written noctice prohibited

Name: PV Feld 4
Footprint area: 14,979 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 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	53.412478	7.214107	-2.69	2.00	-0.69
2	53.412555	7.215363	-2.00	2.00	0.00
3	53.410796	7.214794	-2.00	2.00	0.00
4	53.410656	7.213732	-2.93	2.00	-0.93



Name: PV Feld 5
Footprint area: 17,102 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 171.0 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	53.412664	7.212734	-3.00	2.00	-1.00
2	53.412587	7.213592	-3.00	2.00	-1.00
3	53.412293	7.213839	-3.00	2.00	-1.00
4	53.410662	7.213528	-2.96	2.00	-0.96
5	53.410553	7.212841	-3.00	2.00	-1.00
6	53.411698	7.212305	-3.00	2.00	-1.00



Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	53.402899	7.213175	-1.63	2.00	0.37
OP 2	53.406916	7.213424	-3.54	2.50	-1.04
OP 3	53.411058	7.215180	-2.00	2.50	0.50
OP 4	53.411985	7.216253	-1.57	2.00	0.43
OP 5	53.410316	7.215116	-1.54	2.00	0.46
OP 6	53.409199	7.214680	-1.18	2.00	0.82
OP 7	53.412765	7.208281	-2.00	2.00	0.00

© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826440J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written noctice prohibited

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	18.0	180.0	1,319	1,331	-	
PV Feld 2	18.0	180.0	2,833	2,382	-	
PV Feld 3	18.0	180.0	2,515	5,734	-	
PV Feld 4	18.0	180.0	1,470	4,567	-	
PV Feld 5	18.0	171.0	3,985	4,783	-	

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	172	275	140	118	124	183	307	0	0	0
pv-feld-1 (yellow)	0	0	0	129	304	327	325	242	4	0	0	0
pv-feld-2 (green)	0	0	170	327	545	533	586	394	278	0	0	0
pv-feld-2 (yellow)	0	0	59	478	403	368	363	527	184	0	0	0
pv-feld-3 (green)	0	0	19	74	101	161	129	74	35	0	0	0
pv-feld-3 (yellow)	0	0	50	417	789	941	898	569	164	0	0	0
pv-feld-4 (green)	0	0	145	196	114	117	121	178	213	1	0	0
pv-feld-4 (yellow)	0	0	184	655	815	632	760	769	367	0	0	0
pv-feld-5 (green)	0	4	264	115	188	129	166	164	159	134	0	0
pv-feld-5 (yellow)	0	0	132	172	209	385	343	69	231	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Feld 1 potential temporary after-image

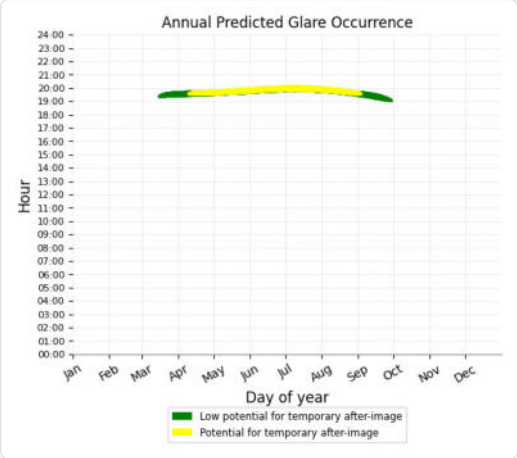
Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	1319	1331
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0
OP: OP 6	0	0
OP: OP 7	0	0

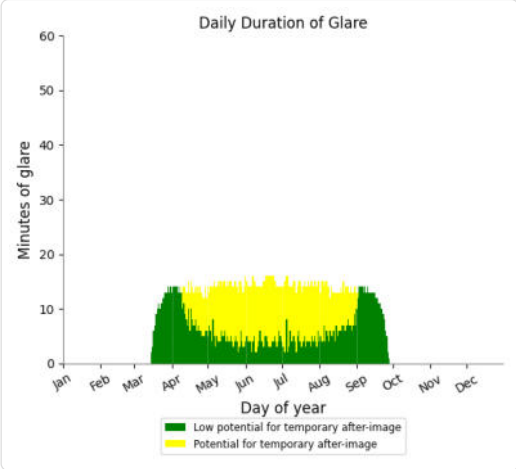
© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826440J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written noctice prohibited

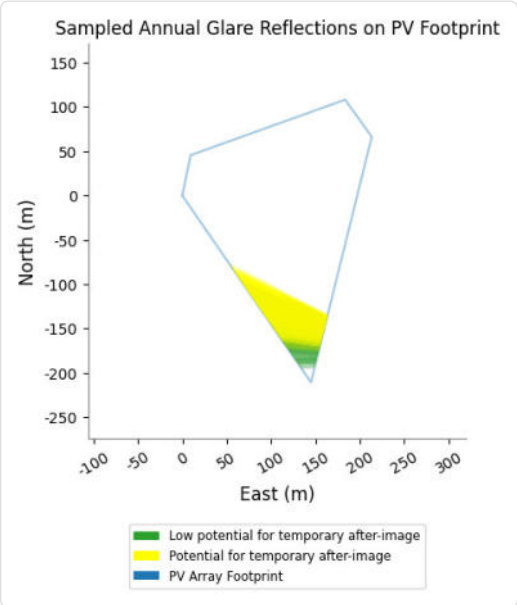
PV Feld 1 - OP Receptor (OP 1)

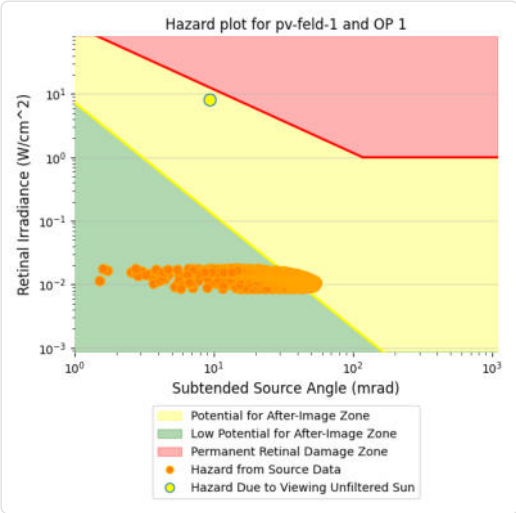
PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 1,319 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,331 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.









PV Feld 1 - OP Receptor (OP 2)

No glare found

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 4)

No glare found

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 5)

No glare found

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 6)

No glare found

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 7)

No glare found

PV Feld 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)

© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826440J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written noctice prohibited

OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	713	1547
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0
OP: OP 6	2120	835
OP: OP 7	0	0

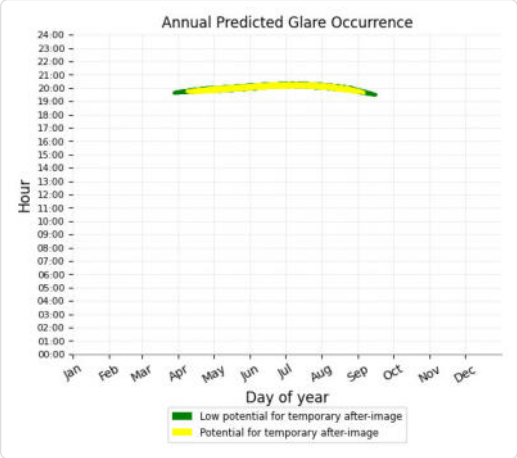
PV Feld 2 - OP Receptor (OP 1)

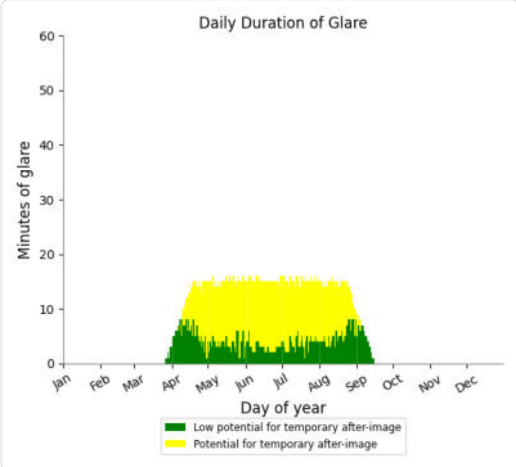
No glare found

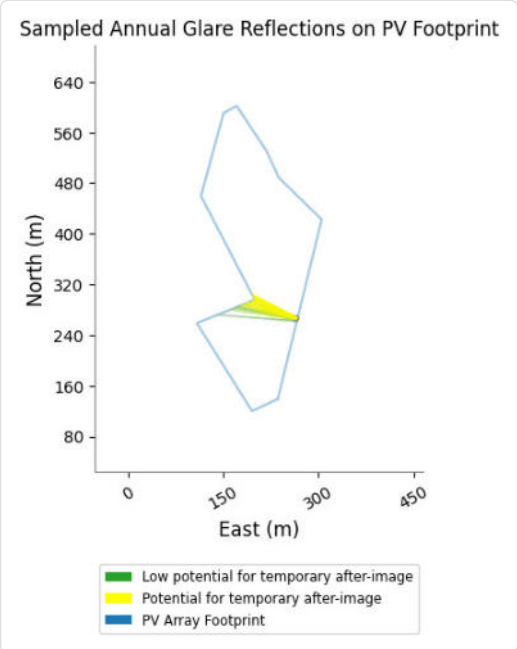
PV Feld 2 - OP Receptor (OP 2)

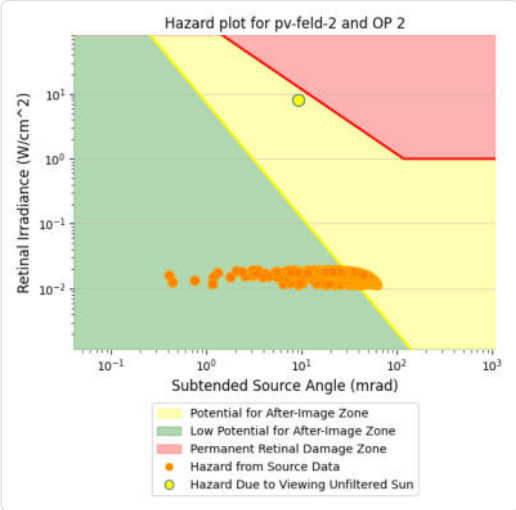
PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 713 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.









PV Feld 2 - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 4)

No glare found

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 5)

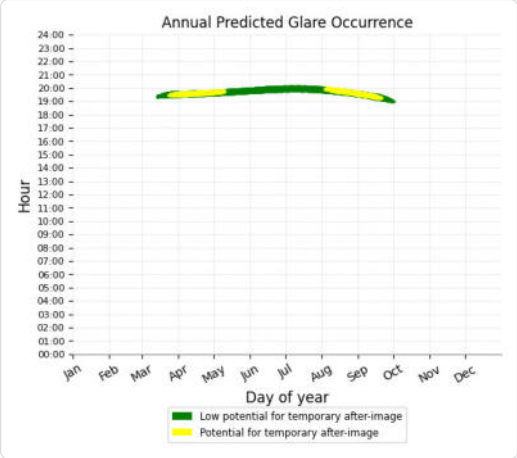
No glare found

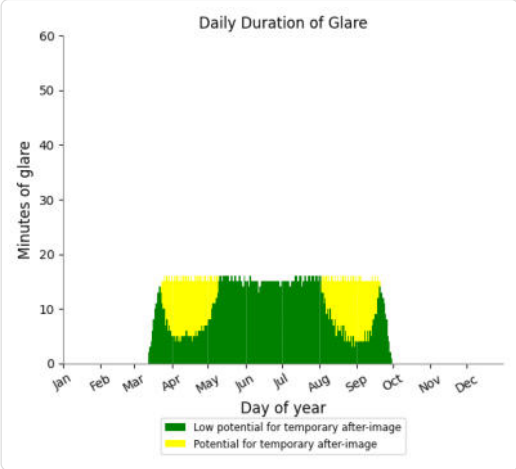
© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826440J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written noctice prohibited

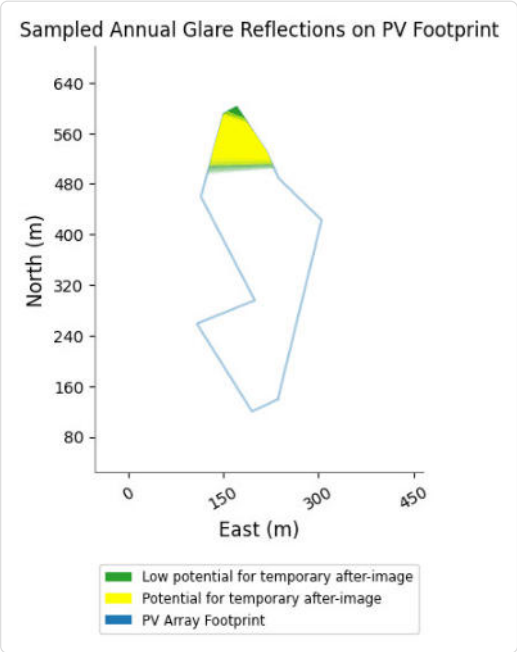
PV Feld 2 - OP Receptor (OP 6)

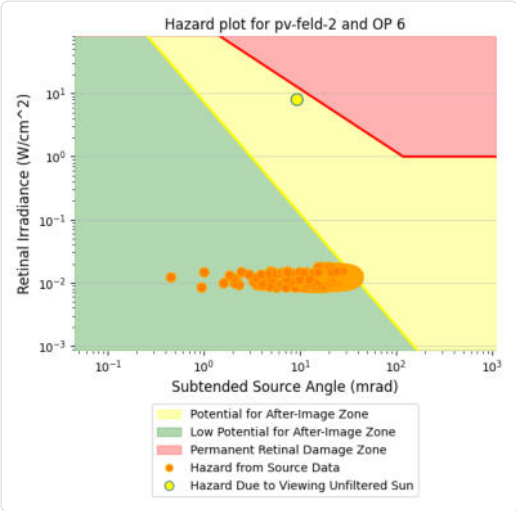
PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 2,120 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 835 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.









PV Feld 2 - OP Receptor (OP 7)

No glare found

PV Feld 3 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	1825	2796
OP: OP 6	690	2938
OP: OP 7	0	0

PV Feld 3 - OP Receptor (OP 1)

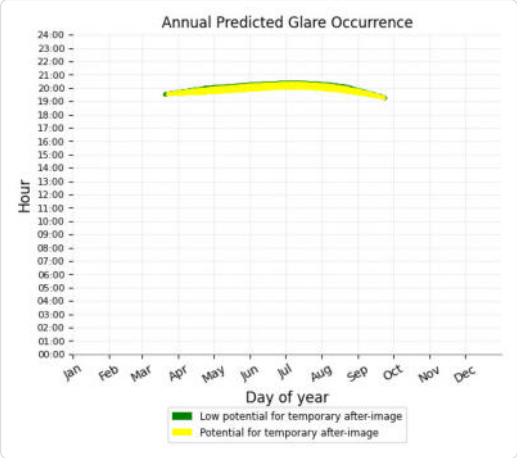
No glare found

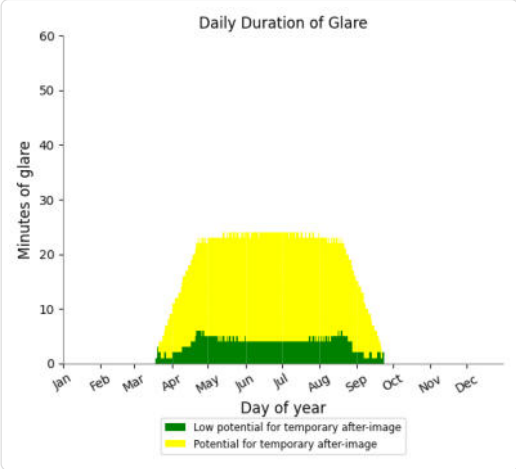
© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826440J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written noctice prohibited

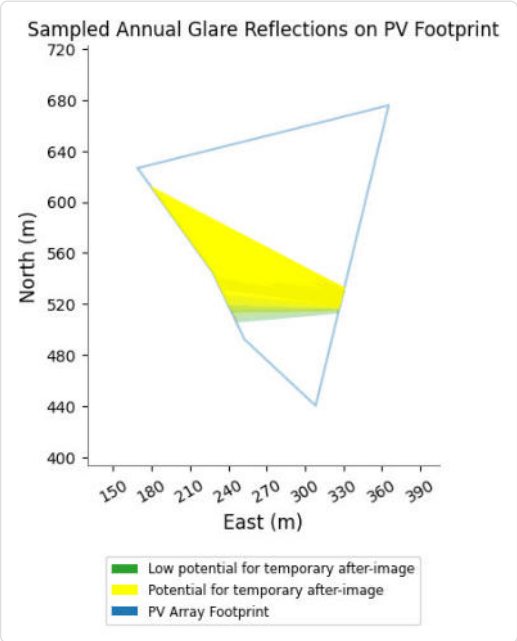
PV Feld 3 - OP Receptor (OP 6)

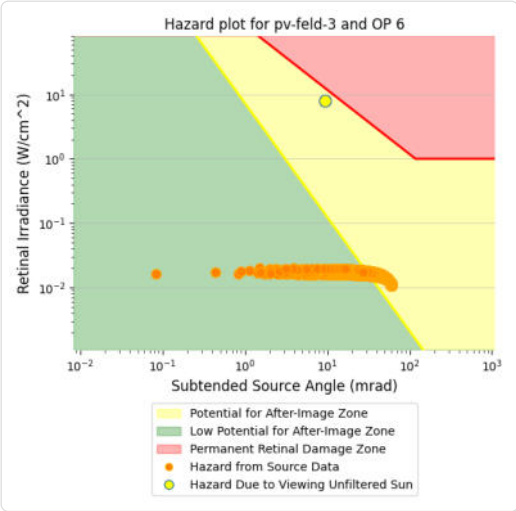
PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 690 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,938 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.









PV Feld 3 - OP Receptor (OP 7)

No glare found

PV Feld 4 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	462	2700
OP: OP 4	519	1867
OP: OP 5	385	0
OP: OP 6	0	0
OP: OP 7	104	0

PV Feld 4 - OP Receptor (OP 1)

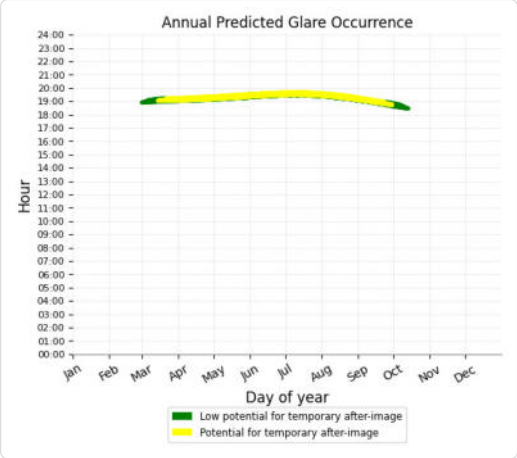
No glare found

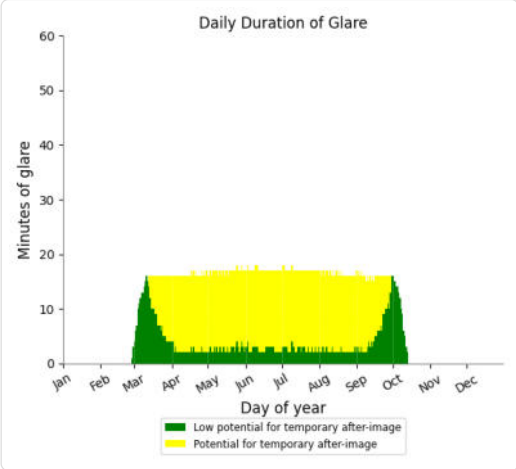
© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826440J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written noctice prohibited

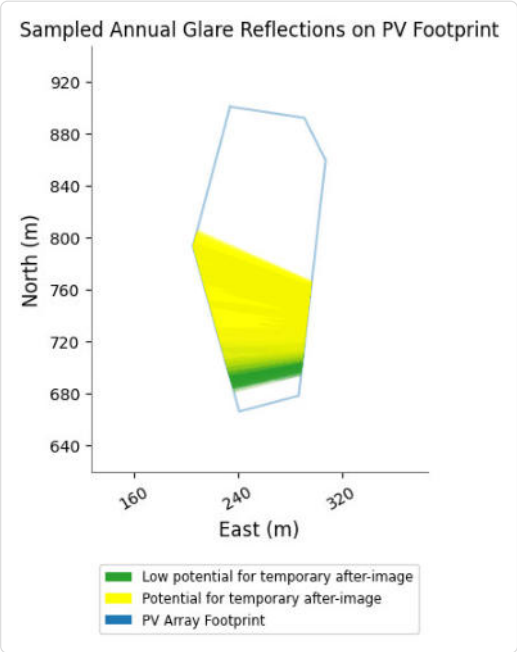
PV Feld 5 - OP Receptor (OP 3)

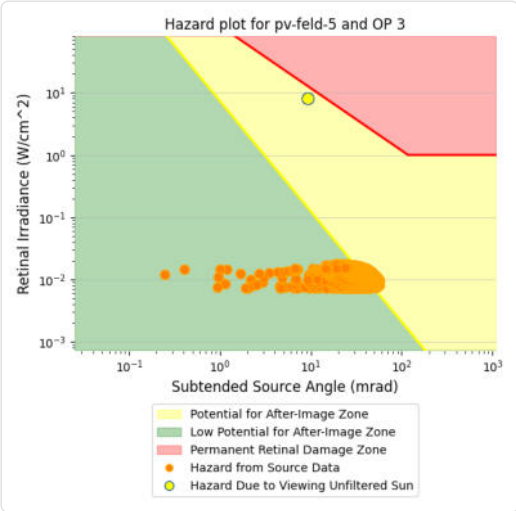
PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 955 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,662 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.







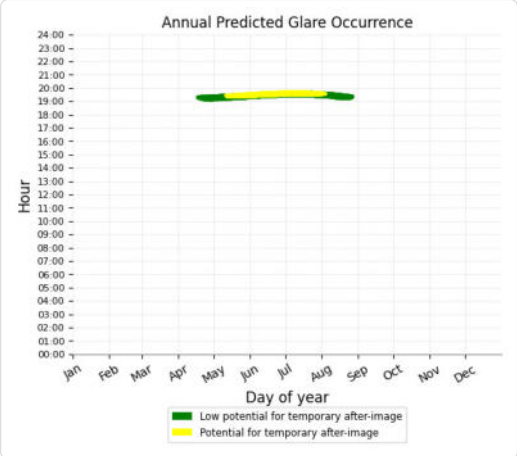


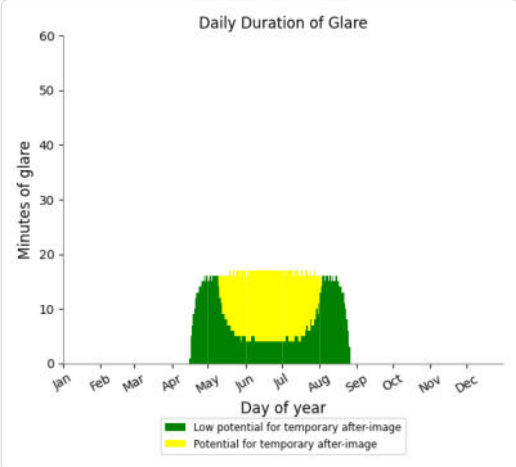
© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826440J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written noctice prohibited

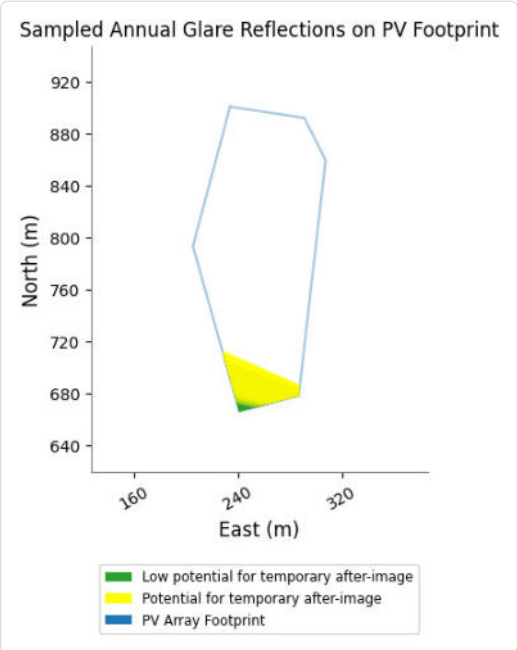
PV Feld 5 - OP Receptor (OP 5)

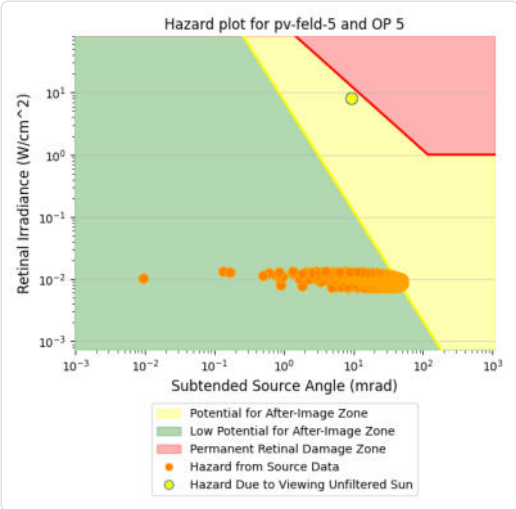
PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 1,112 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 943 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.









PV Feld 5 - OP Receptor (OP 6)

No glare found

PV Feld 5 - OP Receptor (OP 7)

No glare found

Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.

© Copyright Information | Document reference: 20230109.1826440J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

	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 ((u
2023-03-27 19:41:00	0,009857	554,155	1	0,574039	0,018042	0,022486	1,2	271,8	-0,999	0,031	0,02	0,999	-0,037	-0,002	
2023-03-28 19:41:00	0,009757	560,013	1	0,572277	0,018177	0,020723	1,3	272,2	-0,999	0,039	0,023	0,999	-0,045	-0,004	
2023-03-29 19:41:00	0,01015	563,6163	1	0,558466	0,017853	0,0264	1,7	272,5	-0,999	0,043	0,029	0,999	-0,052	-0,002	
2023-03-29 19:42:00	0,008835	561,4115	1	0,570539	0,018167	0,010594	1,5	272,7	-0,999	0,047	0,026	0,999	-0,053	-0,006	
2023-03-30 19:42:00	0,009902	564,9845	1	0,556796	0,017842	0,024038	1,8	272,9	-0,998	0,051	0,032	0,998	-0,06	-0,004	
2023-03-31 19:41:00	0,009283	570,6791	1	0,543417	0,017589	0,019023	2,2	273,2	-0,998	0,055	0,038	0,998	-0,067	-0,002	
2023-03-31 19:42:00	0,008933	568,5105	1	0,555155	0,017901	0,013292	2	273,4	-0,998	0,059	0,035	0,998	-0,068	-0,006	
2023-03-31 19:43:00	0,009161	566,3378	1	0,567144	0,018218	0,014083	1,9	273,6	-0,998	0,062	0,033	0,998	-0,069	-0,01	
2023-04-01 19:42:00	0,010009	571,9912	1	0,541848	0,017579	0,026542	2,3	273,6	-0,997	0,063	0,041	0,997	-0,075	-0,004	
2023-04-01 19:43:00	0,009223	569,8363	1	0,553545	0,017891	0,016644	2,2	273,8	-0,997	0,066	0,038	0,997	-0,076	-0,008	
2023-04-01 19:44:00	0,009932	567,6775	1	0,565493	0,018208	0,022337	2	274	-0,997	0,07	0,035	0,997	-0,077	-0,012	
2023-04-02 19:42:00	0,009168	575,4283	1	0,528901	0,017262	0,019658	2,6	273,8	-0,997	0,067	0,046	0,997	-0,081	-0,002	
2023-04-02 19:43:00	0,008972	573,2909	1	0,540313	0,017569	0,01567	2,5	274	-0,997	0,07	0,044	0,997	-0,083	-0,006	
2023-04-02 19:44:00	0,00999	571,1497	1	0,55197	0,017881	0,024691	2,4	274,2	-0,996	0,074	0,041	0,996	-0,084	-0,01	
2023-04-02 19:45:00	0,008774	569,0045	1	0,563876	0,018198	0,009684	2,2	274,4	-0,996	0,077	0,038	0,996	-0,085	-0,014	
2023-04-02 19:46:00	0,009953	566,8555	1	0,576035	0,01852	0,020849	2,1	274,6	-0,996	0,081	0,036	0,996	-0,086	-0,018	
2023-04-03 19:42:00	0,01009	580,8359	1	0,527442	0,017376	0,028442	2,8	274,3	-0,996	0,074	0,049	0,996	-0,089	-0,004	
2023-04-03 19:43:00	0,009312	578,7251	1	0,538815	0,017686	0,018789	2,7	274,5	-0,996	0,078	0,047	0,996	-0,09	-0,008	
2023-04-03 19:44:00	0,009702	576,6104	1	0,550432	0,018001	0,02113	2,5	274,7	-0,996	0,081	0,044	0,996	-0,092	-0,012	
2023-04-03 19:45:00	0,009147	574,4918	1	0,562295	0,018322	0,013338	2,4	274,9	-0,996	0,085	0,041	0,996	-0,093	-0,016	
2023-04-03 19:46:00	0,00963	572,3694	1	0,574412	0,018648	0,016817	2,2	275,1	-0,995	0,088	0,039	0,995	-0,094	-0,021	
2023-04-04 19:42:00	0,009078	584,1654	1	0,514924	0,017061	0,019849	3,1	274,5	-0,995	0,078	0,055	0,995	-0,096	-0,002	
2023-04-04 19:43:00	0,009571	582,0716	1	0,526022	0,017366	0,023356	3	274,7	-0,995	0,082	0,052	0,995	-0,097	-0,006	
2023-04-04 19:44:00	0,00974	579,974	1	0,537356	0,017676	0,023332	2,8	274,9	-0,995	0,085	0,05	0,995	-0,098	-0,01	
2023-04-04 19:45:00	0,009413	577,8725	1	0,548932	0,017992	0,018141	2,7	275,1	-0,995	0,089	0,047	0,995	-0,1	-0,014	
2023-04-04 19:46:00	0,010002	575,7671	1	0,560754	0,018312	0,022462	2,5	275,3	-0,995	0,092	0,044	0,995	-0,101	-0,018	
2023-04-04 19:47:00	0,01014	573,658	1	0,572827	0,018638	0,022068	2,4	275,5	-0,995	0,096	0,042	0,995	-0,102	-0,023	
2023-04-05 19:43:00	0,010048	585,3793	1	0,513583	0,017052	0,029853	3,3	274,9	-0,995	0,086	0,058	0,995	-0,103	-0,004	
2023-04-05 19:44:00	0,00869	583,2985	1	0,524643	0,017357	0,013635	3,2	275,1	-0,994	0,09	0,055	0,994	-0,105	-0,008	
2023-04-05 19:45:00	0,009405	581,2139	1	0,535938	0,017667	0,01989	3	275,3	-0,994	0,093	0,052	0,994	-0,106	-0,012	
2023-04-05 19:46:00	0,008759	579,1254	1	0,547474	0,017983	0,010768	2,9	275,5	-0,994	0,096	0,05	0,994	-0,107	-0,016	
2023-04-05 19:47:00	0,009617	577,0332	1	0,559254	0,018303	0,018572	2,7	275,7	-0,994	0,1	0,047	0,994	-0,109	-0,021	
2023-04-05 19:48:00	0,010705	574,9371	1	0,571285	0,018629	0,027436	2,6	275,9	-0,994	0,103	0,045	0,994	-0,11	-0,025	
2023-04-06 19:42:00	0,008921	590,7098	1	0,501491	0,016802	0,019635	3,6	275,2	-0,994	0,09	0,063	0,994	-0,11	-0,002	
2023-04-06 19:43:00	0,009409	588,6495	1	0,512285	0,017104	0,023168	3,5	275,4	-0,994	0,094	0,06	0,994	-0,111	-0,006	
2023-04-06 19:44:00	0,009488	586,5853	1	0,523307	0,01741	0,022238	3,3	275,6	-0,994	0,097	0,058	0,994	-0,113	-0,01	
2023-04-06 19:45:00	0,009283	584,5174	1	0,534564	0,017722	0,018264	3,2	275,8	-0,993	0,101	0,055	0,993	-0,114	-0,014	
2023-04-06 19:46:00	0,009838	582,4456	1	0,546059	0,018039	0,022311	3	276	-0,993	0,104	0,053	0,993	-0,115	-0,018	
2023-04-06 19:47:00	0,010476	580,3701	1	0,557799	0,018361	0,026744	2,9	276,2	-0,993	0,107	0,05	0,993	-0,116	-0,023	
2023-04-06 19:48:00	0,010138	578,2908	1	0,569787	0,018689	0,021776	2,7	276,4	-0,993	0,111	0,048	0,993	-0,118	-0,027	
2023-04-07 19:43:00	0,009997	591,8835	1	0,500274	0,016794	0,030814	3,8	275,6	-0,993	0,098	0,066	0,993	-0,118	-0,004	
2023-04-07 19:44:00	0,007824	589,8358	1	0,511032	0,017096	0,004113	3,6	275,8	-0,993	0,101	0,063	0,993	-0,119	-0,008	
2023-04-07 19:45:00	0,009281	587,7844	1	0,522017	0,017403	0,020079	3,5	276	-0,993	0,105	0,061	0,993	-0,12	-0,012	
2023-04-07 19:46:00	0,010055	585,7291	1	0,533235	0,017715	0,02624	3,3	276,2	-0,992	0,108	0,058	0,992	-0,122	-0,016	
2023-04-07 19:47:00	0,00958	583,6701	1	0,544691	0,018032	0,019699	3,2	276,4	-0,992	0,111	0,056	0,992	-0,123	-0,021	
2023-04-07 19:48:00	0,010972	581,6074	2	0,556389	0,018354	0,031218	3	276,6	-0,992	0,115	0,053	0,992	-0,124	-0,025	
2023-04-07 19:49:00	0,010537	579,5408	1	0,568335	0,018681	0,025623	2,9	276,8	-0,992	0,118	0,05	0,992	-0,125	-0,029	
2023-04-08 19:43:00	0,008772	595,0827	1	0,488604	0,016491	0,019813	4,1	275,8	-0,992	0,102	0,071	0,992	-0,124	-0,002	
2023-04-08 19:44:00	0,009044	593,0513	1	0,499104	0,016788	0,021089	3,9	276	-0,992	0,105	0,069	0,992	-0,125	-0,006	

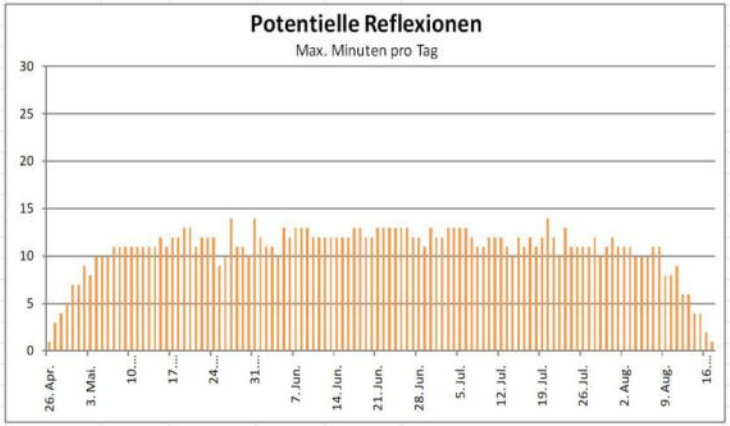
Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
26. Apr.	1	19:47	19:47
27. Apr.	3	19:47	19:49
28. Apr.	4	19:47	19:50
29. Apr.	5	19:48	19:52
30. Apr.	7	19:48	19:54
1. Mai.	7	19:49	19:56
2. Mai.	9	19:49	19:57
3. Mai.	8	19:49	19:57
4. Mai.	10	19:49	20:00
5. Mai.	10	19:50	20:01
6. Mai.	10	19:50	20:01
7. Mai.	11	19:51	20:03
8. Mai.	11	19:51	20:03
9. Mai.	11	19:52	20:04
10. Mai.	11	19:52	20:04
11. Mai.	11	19:53	20:05
12. Mai.	11	19:53	20:05
13. Mai.	11	19:53	20:05
14. Mai.	11	19:54	20:06
15. Mai.	12	19:54	20:06
16. Mai.	11	19:55	20:06
17. Mai.	12	19:55	20:07
18. Mai.	12	19:55	20:07
19. Mai.	13	19:56	20:08
20. Mai.	13	19:56	20:08
21. Mai.	11	19:56	20:08
22. Mai.	12	19:57	20:09
23. Mai.	12	19:57	20:09
24. Mai.	12	19:57	20:09
25. Mai.	9	19:58	20:09
26. Mai.	10	19:58	20:10
27. Mai.	14	19:57	20:10
28. Mai.	11	19:59	20:11
29. Mai.	11	20:00	20:12
30. Mai.	10	20:00	20:12
31. Mai.	14	19:59	20:12
1. Jun.	12	20:00	20:12
2. Jun.	11	20:01	20:12
3. Jun.	11	20:01	20:13
4. Jun.	10	20:01	20:14
5. Jun.	13	20:01	20:14
6. Jun.	12	20:02	20:14
7. Jun.	13	20:02	20:14
8. Jun.	13	20:02	20:15
9. Jun.	13	20:02	20:15
10. Jun.	12	20:03	20:16
11. Jun.	12	20:03	20:16
12. Jun.	12	20:03	20:16
13. Jun.	12	20:02	20:16

Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	**Messpunkt OP 2**
29. April	13. August	14	1206	19:48	20:21	

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 2:

1206 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
853 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk
353 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk
14 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 2261 Einträgen /-713):
1.: Zeitraum ab 05:45 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/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 ((u
2023-03-19 19:33:00	0,009552	539,4076	1	0,564013	0,017256	0,023787	0,1	267,9	-0,999	-0,037	0,001	0,999	0,029	0,023	
2023-03-20 19:33:00	0,00956	543,4319	1	0,55032	0,016962	0,025556	0,4	268,1	-0,999	-0,033	0,007	0,999	0,023	0,025	
2023-03-20 19:34:00	0,009597	541,0651	1	0,562228	0,017254	0,024259	0,2	268,3	-1	-0,029	0,004	1	0,021	0,021	
2023-03-20 19:35:00	0,009558	538,694	1	0,574394	0,01755	0,022179	0,1	268,5	-1	-0,026	0,002	1	0,02	0,017	
2023-03-21 19:34:00	0,009599	545,0445	1	0,548574	0,016959	0,025965	0,6	268,6	-1	-0,025	0,01	1	0,015	0,023	
2023-03-21 19:35:00	0,009638	542,6939	1	0,560446	0,017251	0,024694	0,4	268,8	-1	-0,022	0,007	1	0,013	0,019	
2023-03-21 19:36:00	0,009606	540,3391	1	0,572575	0,017548	0,022685	0,3	269	-1	-0,018	0,005	1	0,012	0,015	
2023-03-22 19:34:00	0,009716	551,2563	1	0,546834	0,017097	0,026351	0,7	269	-1	-0,018	0,013	1	0,007	0,021	
2023-03-22 19:35:00	0,009759	548,9366	1	0,55867	0,017394	0,025111	0,6	269,2	-1	-0,014	0,01	1	0,005	0,017	
2023-03-22 19:36:00	0,009735	546,6126	1	0,570762	0,017695	0,023174	0,4	269,4	-1	-0,011	0,008	1	0,004	0,012	
2023-03-23 19:34:00	0,009648	555,0807	1	0,533555	0,016798	0,027388	1,1	269,2	-1	-0,013	0,019	1	0	0,023	
2023-03-23 19:35:00	0,00975	552,7808	1	0,545104	0,01709	0,026729	0,9	269,4	-1	-0,01	0,016	1	-0,002	0,019	
2023-03-23 19:36:00	0,009797	550,4767	1	0,556903	0,017388	0,025519	0,8	269,6	-1	-0,006	0,013	1	-0,003	0,015	
2023-03-23 19:37:00	0,009779	548,1684	1	0,568957	0,01769	0,02365	0,6	269,8	-1	-0,003	0,011	1	-0,004	0,01	
2023-03-24 19:35:00	0,00968	556,5662	1	0,531873	0,01679	0,027752	1,2	269,7	-1	-0,006	0,022	1	-0,008	0,021	
2023-03-24 19:36:00	0,009782	554,2817	1	0,543386	0,017083	0,027098	1,1	269,9	-1	-0,002	0,019	1	-0,01	0,017	
2023-03-24 19:37:00	0,009833	551,993	1	0,555147	0,017381	0,025917	0,9	270,1	-1	0,001	0,017	1	-0,011	0,013	
2023-03-24 19:38:00	0,009821	549,7001	1	0,567164	0,017683	0,02411	0,8	270,3	-1	0,005	0,014	1	-0,012	0,008	
2023-03-25 19:34:00	0,0096	562,5558	1	0,518973	0,016559	0,028288	1,6	269,9	-1	-0,001	0,027	1	-0,015	0,023	
2023-03-25 19:35:00	0,00975	560,2948	1	0,530206	0,016849	0,028108	1,4	270,1	-1	0,002	0,025	1	-0,016	0,019	
2023-03-25 19:36:00	0,009854	558,0296	1	0,541682	0,017144	0,027458	1,3	270,3	-1	0,006	0,022	1	-0,018	0,015	
2023-03-25 19:37:00	0,009908	555,7602	1	0,553406	0,017444	0,026304	1,1	270,5	-1	0,009	0,02	1	-0,019	0,01	
2023-03-25 19:38:00	0,009902	553,4867	1	0,565384	0,017749	0,024555	1	270,7	-1	0,013	0,017	1	-0,02	0,006	
2023-03-26 19:35:00	0,00963	563,9684	1	0,51736	0,016549	0,028651	1,7	270,4	-1	0,006	0,03	1	-0,023	0,021	
2023-03-26 19:36:00	0,00978	561,7223	1	0,528557	0,01684	0,028457	1,6	270,6	-1	0,01	0,028	1	-0,024	0,017	
2023-03-26 19:37:00	0,009885	559,4721	1	0,539996	0,017135	0,027809	1,4	270,8	-1	0,013	0,025	1	-0,026	0,013	
2023-03-26 19:38:00	0,009941	557,2177	1	0,551682	0,017436	0,02668	1,3	271	-1	0,017	0,023	1	-0,027	0,008	
2023-03-26 19:39:00	0,009941	554,9592	1	0,56362	0,017741	0,024985	1,1	271,2	-1	0,02	0,02	1	-0,028	0,004	
2023-03-26 19:40:00	0,009867	552,6967	1	0,575815	0,018051	0,022538	1	271,4	-1	0,024	0,017	1	-0,029	0	
2023-03-27 19:35:00	0,00947	567,5891	1	0,504843	0,016252	0,028779	2,1	270,6	-0,999	0,01	0,036	0,999	-0,03	0,023	
2023-03-27 19:36:00	0,00966	565,3618	1	0,515768	0,016539	0,029006	1,9	270,8	-0,999	0,014	0,033	0,999	-0,031	0,019	
2023-03-27 19:37:00	0,009809	563,1305	1	0,526928	0,01683	0,028797	1,8	271	-0,999	0,017	0,031	0,999	-0,032	0,015	
2023-03-27 19:38:00	0,009914	560,895	1	0,53833	0,017126	0,028152	1,6	271,2	-0,999	0,021	0,028	0,999	-0,034	0,011	
2023-03-27 19:39:00	0,009974	558,6554	1	0,549977	0,017427	0,027047	1,5	271,4	-0,999	0,024	0,026	0,999	-0,035	0,006	
2023-03-27 19:40:00	0,009979	556,4118	1	0,561875	0,017732	0,025402	1,3	271,6	-0,999	0,028	0,023	0,999	-0,036	0,002	
2023-03-27 19:41:00	0,009913	554,164	1	0,57403	0,018042	0,023046	1,2	271,8	-0,999	0,031	0,02	0,999	-0,037	-0,002	
2023-03-28 19:35:00	0,009574	573,2757	1	0,503308	0,016365	0,029157	2,2	271	-0,999	0,018	0,039	0,999	-0,038	0,021	
2023-03-28 19:36:00	0,009763	571,0769	1	0,514198	0,016655	0,029355	2,1	271,2	-0,999	0,022	0,036	0,999	-0,039	0,017	
2023-03-28 19:37:00	0,009913	568,8741	1	0,525322	0,01695	0,029131	1,9	271,4	-0,999	0,025	0,034	0,999	-0,04	0,013	
2023-03-28 19:38:00	0,010021	566,6671	1	0,536685	0,017249	0,028488	1,8	271,6	-0,999	0,029	0,031	0,999	-0,042	0,008	
2023-03-28 19:39:00	0,010084	564,4561	1	0,548294	0,017554	0,027403	1,6	271,8	-0,999	0,032	0,029	0,999	-0,043	0,004	
2023-03-28 19:40:00	0,010094	562,2411	1	0,560152	0,017863	0,025805	1,5	272	-0,999	0,036	0,026	0,999	-0,044	0	
2023-03-28 19:41:00	0,010036	560,022	1	0,572265	0,018177	0,023532	1,3	272,2	-0,999	0,039	0,023	0,999	-0,045	-0,004	
2023-03-29 19:35:00	0,009378	576,7689	1	0,491175	0,016068	0,028932	2,6	271,3	-0,999	0,022	0,045	0,999	-0,044	0,023	
2023-03-29 19:36:00	0,009604	574,5884	1	0,501799	0,016353	0,02953	2,4	271,5	-0,999	0,026	0,042	0,999	-0,046	0,019	
2023-03-29 19:37:00	0,009792	572,4039	1	0,512653	0,016644	0,029697	2,3	271,7	-0,999	0,029	0,039	0,999	-0,047	0,015	
2023-03-29 19:38:00	0,00994	570,2153	1	0,52374	0,016939	0,029457	2,1	271,9	-0,999	0,033	0,037	0,999	-0,048	0,011	
2023-03-29 19:39:00	0,010049	568,0226	1	0,535066	0,017238	0,028814	2	272,1	-0,999	0,036	0,034	0,999	-0,05	0,006	
2023-03-29 19:40:00	0,010114	565,8259	1	0,546635	0,017543	0,02775	1,8	272,3	-0,999	0,04	0,032	0,999	-0,051	0,002	

Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
4. Mai.	2	19:52	19:53
5. Mai.	2	19:53	19:54
6. Mai.	3	19:54	19:56
7. Mai.	5	19:54	19:58
8. Mai.	5	19:55	19:59
9. Mai.	7	19:55	20:01
10. Mai.	7	19:56	20:02
11. Mai.	9	19:56	20:04
12. Mai.	9	19:57	20:05
13. Mai.	11	19:57	20:07
14. Mai.	11	19:58	20:08
15. Mai.	12	19:59	20:10
16. Mai.	13	19:59	20:11
17. Mai.	13	20:00	20:12
18. Mai.	15	20:00	20:14
19. Mai.	16	20:00	20:15
20. Mai.	16	20:01	20:16
21. Mai.	17	20:01	20:17
22. Mai.	18	20:02	20:19
23. Mai.	19	20:02	20:20
24. Mai.	19	20:03	20:21
25. Mai.	20	20:03	20:22
26. Mai.	21	20:03	20:23
27. Mai.	21	20:04	20:24
28. Mai.	22	20:05	20:26
29. Mai.	22	20:06	20:27
30. Mai.	22	20:06	20:27
31. Mai.	23	20:06	20:28
1. Jun.	22	20:07	20:28
2. Jun.	22	20:07	20:28
3. Jun.	23	20:07	20:29
4. Jun.	23	20:08	20:30
5. Jun.	22	20:09	20:30
6. Jun.	23	20:09	20:31
7. Jun.	23	20:09	20:31
8. Jun.	23	20:09	20:31
9. Jun.	22	20:10	20:31
10. Jun.	23	20:11	20:33
11. Jun.	23	20:11	20:33
12. Jun.	23	20:11	20:33
13. Jun.	23	20:11	20:33
14. Jun.	23	20:11	20:33
15. Jun.	24	20:12	20:35
16. Jun.	24	20:12	20:35
17. Jun.	23	20:13	20:35
18. Jun.	23	20:13	20:35
19. Jun.	23	20:14	20:36
20. Jun.	23	20:14	20:36
21. Jun.	23	20:14	20:36

Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	**Messpunkt OP 5**
07. Mai	05. August	24	1695	19:54	20:38	

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 5:

1695 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
1322 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk
373 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk
24 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 4622 Einträgen /-1825):
1.: Zeitraum ab 05:45 Uhr bis Sonnenuntergang
2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 9° (Standard: min. 10°)
3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)

